MCTI-FONACIT-PEI No 2953
DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA

CONTRATO 201200148

PROYECTO 201200092

Prof. Paulo M. De Oliveira- De Jesus
Coordinador General

INFORME TECNICO FINAL
1 DE MAYO DE 2012 AL 31 DE MAYO DE 2014

REV	FECHA	DESCRIPCION	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	APROBACION FONACIT
0	31/05/14	Emisión Final	F. Ochoa V. Castillo C. Ruiz S. Delgado R. Sousa F. Ramirez W. Muñoz K. Velarde A. Mazzei Y. Hernandez D. Vitulli	A. Rojas M. Alvarez J. Rengifo	P. De Oliveira	M. Reyes

A	10/05/13	Emisión Preliminar	F. Ochoa V. Castillo C. Ruiz S. Delgado R. Sousa F. Ramirez W. Muñoz K. Velarde A. Mazzei Y. Hernandez	A. Rojas M. Alvarez J. Rengifo	P. De Oliveira	M. Reyes

Contenido

1. Resumen Ejecutivo
2. Datos del Proyecto de Investigación y Desarrollo
3. Datos del Equipo de Investigación y Desarrollo
3. Problema
4. Antecedentes
5. Justificación
6. Objetivo General
7. Objetivos Específicos
8. Metodología
9. Avances en el cumplimiento del cronograma de actividades
10. Resultados del Proyecto al 30 de Abril de 2013

ANEXO 1
Parte A: Estudio de la Base de Generación Eléctrica de Venezuela
Parte B: Implementación de Base de Datos conforme a IEC61970
ANEXO 2
Parte A: Informe de Arquitectura
ANEXO 3
Parte A: Interconexión HVDC
Parte B: Interconexión Eólica
Parte C: Flujo de Carga Optimo
ANEXO 4
Parte A: Flujo de Carga TRX secuencia positiva y trifásico
Parte B: Flujo de Carga TRX 5 HILOS
Parte C: Estimación de Estado de SDEE
Parte D: Implementación sobre una plataforma GIS
Parte E: Optimización de Red
ANEXO 5
Parte A: PUBLICACIONES EN REVISTAS Y CONGRESOS

Resumen Ejecutivo

Este reporte técnico presenta los resultados finales del proyecto MCTI-FONACIT-PEI No 2953 DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA, PROYECTO 201200092. Este proyecto ha sido coordinado por el Prof. Paulo M. De Oliveira-De Jesus y desarrollado íntegramente en instalaciones y con equipos del Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar.

El proyecto ha contado con la participación de 14 personas: 4 profesores universitarios, 2 ingenieros, 1 TSU y 7 bachilleres (estudiantes universitarios). Los recursos de este proyecto se han utilizado únicamente para la contratación del recurso humano. No se han adquirido equipos ni adecuado espacios para la realización del proyecto.

El proyecto se inició el 31/3/2012 y culminó el 31/3/14 (24 meses). El proyecto original estaba contemplado para ser ejecutado en 18 meses, no obstante debido a la demora en el proceso de rendición de cuentas en el FONACIT en el pago de la segunda porción del proyecto se realizó con 6 meses de retraso. En consecuencia, el proyecto estuvo paralizado 6 meses de 1/3/13 al 1/9/13 por falta de fondos. Es importante notar que la primera parte del proyecto fue rendido oportunamente al cumplirse un año de la firma del contrato. Actualmente el proyecto tiene un porcentaje de avance al 31/5/14 del 100%.

El proyecto se ha ejecutado en forma satisfactoria, con resultados de investigación relevantes. El modelo de Flujo de Carga desarrollado en este proyecto ha sido publicado en una REVISTA INTERNACIONAL ARBITRADA DE ALTO IMPACTO INDEXADA EN EL WEB OF SCIENCE:

Distribution power flow method based on a real quasi-symmetric matrix
Paulo De Oliveira-De Jesus, M. A. Alvarez, J.M. Yusta Electric Power Systems Research 02/2013; 95(2):148-159. 1.48 Impact Factor

Adicionalmente, resultados del proyecto fueron presentados en dos (2) congresos internacionales de alto prestigio:

Paulo M De Oliveira-De Jesus y Andres Rojas, "New Formulation for Distribution System State Estimation," presentado en IEEE ANDESCON 2012, Nov. 7-9, Cuenca, Ecuador. Congreso indexado en el INSPEC y IEEE Xplore

Paulo M. De Oliveira-De Jesus; Andres Rojas Q.. "Estudio de pérdidas técnicas a través de una técnica de Estimación de Estado en sistemas de distribución de energía eléctrica utilizando los datos de facturación de los usuarios" I Congreso Venezolano para el Uso Racional y Eficiente de la Energía, Las Energías Renovables y el Poder Popular en el Sector Eléctrico. Maracaibo, Venezuela. Octubre 2013.

Como resultado de este proyecto se realizaron los siguientes productos:
Una (1) Tesis de Maestría
Una (1) Tesis de Especialización

Seis (6) Tesis de Pregrado
Una (1) Pasantía Corta

Los productos e informes finales correspondientes al cumplimiento de los objetivos de este proyecto se encuentran anexados a este reporte y en un repositorio localizado en la página web del proyecto:

http://www.indene.usb.ve/pei2953.html

PYSYST - DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

Paulo De Oliveira-De Jesus[1,2 *] Andrés Rojas[1,2] Carlos Ruiz[1] René Ortiz[1] Johnny Rengifo[2]
Manuel Alvarez[1,2], Francisco Ochoa[1,2] Silvana Delgado[1] Ronald Sousa[1] Daniel Vitulli[1]
Andrea Mazzei[1] Walter Muñoz[1] Karla Velarde[1] Jose Rafael Pérez[1] Henry Escobar[1]

[1]Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar.
[2]Universidad Simón Bolívar, Departamento de Conversión y Transporte de Energía.
*pdeoliveira@usb-ve

RESUMEN

En este trabajo se presentan los resultados del proyecto "PYSYST - Desarrollo de una Herramienta Computacional en Código Abierto para Estudios del Sistema Eléctrico Nacional" financiado durante 18 meses por PEI-FONACIT-MPPCTII 2012000092 en el lapso Julio 2012-Diciembre 2013. Los productos presentados en este documento corresponden a Julio de 2013 correspondiente al 66% de avance del proyecto. Este proyecto surge de la necesidad de desarrollar mejores herramientas de análisis que permitan hacer mas eficiente la toma de decisiones en los distintos procesos medulares (generación, transmisión, distribución y comercialización) así como en las distintas etapas de la cadena de valor de la industria eléctrica: planificación, ingeniería, procura, construcción, operación y mantenimiento. Actualmente, la mayoría de las herramientas informáticas utilizadas en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) son del tipo propietario, con altos costos en divisas y un número limitado de licencias. Este proyecto presenta un desarrollo en software libre alternativo que permita masificar la utilización de herramientas de análisis de sistemas de potencia a todos los analistas del sector eléctrico independientemente de la actividad que desempeñen. En este proyecto se define una estructura básica para la herramienta y se justifica la necesidad de adoptar el estándar IEC61970/68, lo que permitiría mejorar la integración del sistema mediante un Modelo de Datos Común (Common Information Model, CIM). Se presentan varios módulos o aplicaciones de la herramienta desarrollados en Python: Flujo de Carga, Corto Circuito y Estimación de Estado de Redes de Distribución Esta aplicación permite determinar la pérdidas de energía y potencia del sistema a tiempo real siendo una valiosa herramientas para estudios de eficiencia energética, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.

Palabras Clave: Software Libre, Common Information Model, Flujo de Carga, Estudio de Cortocircuito, Estimación de Estado.

INTRODUCCIÓN

En los últimos 20 años se ha observado un incremento considerable en la oferta comercial de software de análisis de sistemas eléctricos. Si bien, tales herramientas constituyen una alternativa robusta y eficiente para realizar estudios de diagnóstico en el corto y muy corto plazo, la complejidad derivada de la arquitectura cerrada del software comercial impide a los ingenieros solucionar muchos problemas debido a las especificidades de cada empresa de servicio. Para solventar esta situación, muchas empresas de servicio eléctrico a nivel mundial, en búsqueda de la eficiencia económica, han optado por reforzar los análisis realizados mediante las herramientas comerciales con programas optimizados ajustados a la realidad técnico-económica de la empresa, muchos de ellos con arquitecturas cerradas. Sin embargo, en el mundo real, las condiciones operativas de la red, el crecimiento de la demanda y la expansión de la red generan múltiples soluciones de compromiso que deben ser analizadas desde la óptica de la investigación operacional y que generalmente no es tratada por plataformas comerciales. Surge entonces, la necesidad de desarrollar nuevos sistemas de análisis de sistemas eléctricos de distribución con una estructura abierta y modular a fines de integrar efectivamente los avances científicos logrados por los investigadores en las academias en la resolución de los problemas que se presentan día a día.
Actualmente, los análisis requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se encuentran soportados en la utilización mayoritaria de software propietario. Esto es así en todos los procesos medulares del SEN

(generación, transmisión, distribución y comercialización) así como en las distintas fases de la cadena de valor de la industria eléctrica: planificación, ingeniería, procura, construcción, operación y mantenimiento. Las licencias de software propietario son costosas y limitadas, por lo que no todos los analistas del SEN tienen acceso a ellas. Deben ser renovadas periódicamente y en muchos casos poseen importantes problemas de compatibilidad por cuanto sus bases de datos no se encuentran estandarizadas. Por ejemplo en los estudios de expansión de generación se utiliza un software desarrollado por PSR denominado OPTGEN(1). Otro software propietario desarrollado por PSR, el SDDP(2) es utilizado para la coordinación hidrotérmica. Para el análisis de sistemas de transmisión, se ha adoptado recientemente en CORPOELEC la utilización de la herramienta propietario Digsilent Power Factory (3). Esta herramienta ha incluido recientemente una compatibilidad con las normas de integración IEC61970/61968. Por otra parte, en la industria petrolera esta muy extendida la utilización de la herramienta propietario ETAP (4). Sin embargo es importante destacar que todos los proveedores de equipos de monitorización y control para los despachos de carga (SCADA/EMS/DMS) poseen sus propias herramientas propietario. Por ejemplo, Siemens tiene el PTI-PSSE (4), SNC-LAVALIN-GE posee el Concorda PSLF (5).

En cuanto al proceso de distribución, algunas antiguas empresas de servicio como La Electricidad de Caracas adquirieron software propietario como el PPSE Adept (4) de PTI. Enelven adquirió el Feederall (6) de ABB. El ETAP es utilizado extensamente por la industria petrolera para el análisis de sistemas de distribución del tipo industrial. Sin embargo, la adopción de software del tipo caja negra encontró serias dificultades de integración una vez las empresas eléctricas comenzaron a construir sus propios sistemas de información geográfica. Este es el caso de La Electricidad de Caracas que a inios de los años 90 adoptó la solución Microstation (7) de Bentley y CADAFE que adopto la plataforma AutoCAD (8). Para resolver los problemas de integración, La Electricidad de Caracas adquirió un software propietario, desarrollado en Delphi por el Prof. Alberto Naranjo denominado ASP (9), el cual se encontraba completamente adecuado a la empresa y que aun hoy se encuentra en producción aunque con un soporte muy limitado. Por otra parte, CADAFE adquirió otro software de análisis desarrollado localmente. Primero el SID y después el PADEE (10), ambas aplicaciones desarrolladas sobre AUTOCAD.

ANTECEDENTES EN DESARROLLO DE PLATAFORMAS DE ANALISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA EN CODIGO ABIERTO

La creación de aplicaciones de análisis de sistemas eléctricos en código abierto es relativamente reciente. Quizá la mas representativa sean los desarrollos de Mike Zhu en Java, InterPSS (11) y los desarrollos de Federico Milano en Octave y Python, PSAT y DOME (12). Otros desarrollos como MatPower (13) son en código abierto pero bajo una plataforma propietario MATLAB (14) aunque pueden ser ejecutados en una plataforma libre como Octave (15). Existen otras aplicaciones un código abierto como Pypower(16) o el EPRI OpenDSS(17) de muy fácil integración. En Venezuela, se presentó en 2003 un importante aporte del GIELEC-UNEFA con el desarrollo de un software de análisis denominado ASP (18). Posteriormente en 2009, en el marco de la LOCTI, el Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar desarrolló un proyecto para la actualización de la plataforma tecnológica del Departamento de Planificación de Electricidad de Caracas, proyecto éste que se encuentra paralizado por falta de recursos.

PROYECTO PEI-FONACIT-MPPCTI 201200092 – PYSYST: PYTHON POWER SYSTEM ANALISYS SUITE

En el año 2011, el Instituto de Energía de la USB crea un centro especializado en análisis de sistemas de potencia (CESEP, Centro de Estudios de Sistemas de Potencia). En 2012 el centro fue beneficiado mediante una subvención del Programa de Estimulo a la Innovación para el Desarrollo de una Herramienta Computacional en Código Abierto para Estudios del Sistema Eléctrico Nacional. El proyecto ha contado con la participación de 20 personas: 4 profesores universitarios, 6 ingenieros, 1 TSU y 9 bachilleres (estudiantes universitarios, tesistas y pasantes becados). Los recursos de este proyecto se han utilizado únicamente para la contratación del recurso humano. No se han adquirido equipos ni adecuado espacios para la realización del proyecto.

ARQUITECTURA DEL SISTEMA - PYSYST

La Herramienta Computacional PYSYST se desarrolla en una plataforma en código abierto (PYTHON) permitiendo la construcción de un sistema de forma modular mediante aplicaciones descentralizadas. El sistema consta de tres tipos de módulos u aplicaciones:

1. Módulos para el Intercambio de Datos con las Bases de Datos Existentes (M)
2. Módulos Controladores o de Proceso (C)
3. Módulos de Visión o Interfaz con el Usuario (V)

Cada módulo desarrollado es una herramienta stand-alone. En este sentido cada modulo de análisis tendrá una estructura modular de modo que su modificación y/o adecuación sea facilitada para las tareas de programación y extensión futuras. El código fuente de cada módulo de análisis será apropiadamente documentado en cada uno de sus sub-módulos y procesos. Se elaborará un Manual de Usuario del Software, que incluya los métodos de cálculo utilizados en cada uno de los módulos.
La herramienta se plantea desarrollar en tres etapas. En este proyecto se han presentado aplicaciones en las dos primeras etapas. La tercera etapa requiere de financiamiento adicional.

En al Etapa 1 se presenta un prototipo básico cuyas funcionalidades permitan realizar un diagnóstico básico del sistema eléctrico. El prototipo propuesto para la Fase 1 se muestra en la Figura 1.

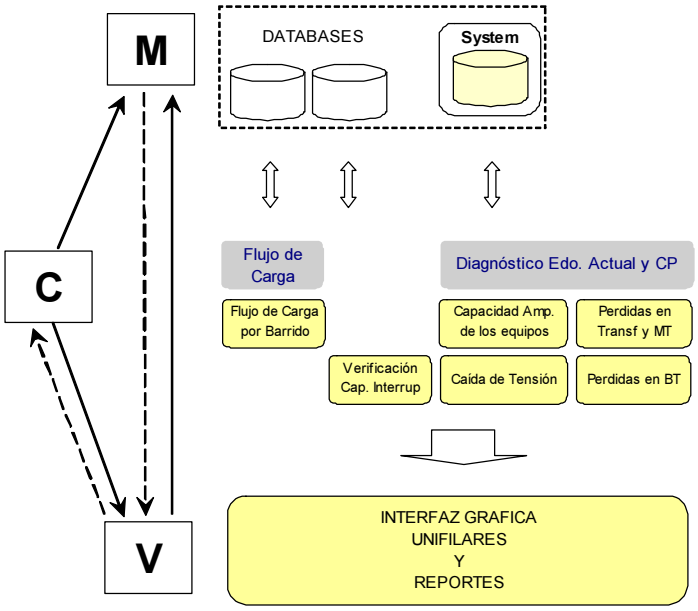


Figura 1: PYSYST - Prototipo Fase 1

En la Fase 1 se han desarrollado algoritmos de solución al problema de flujo de carga para redes reales de gran tamaño. Esta herramienta permitirá analizar el sistema eléctrico en régimen permanente sobre una plataforma de información geográfica. En este sentido, el analista será capaz de determinar la severidad en de las sobrecargas en líneas y transformadores así como la calidad de la tensión de servicio.

En la Fase 2, se incluyen herramientas especializadas que permitan realizar análisis de cortocircuito y estimación de estado. Los estudios de cortocircuito permitirán mejorar la coordinación de las protecciones con un efecto positivo en los índices de confiabilidad del sistema. También se ha presentado un modulo de estimación de estado, que mediante la utilización de la base de datos de facturación (comercial) y la información disponibilizada por los sistemas SCADA/EMS/DMS permite determinar el estado de la red con gran precisión. El estimador de estado permite determinar a tiempo real el estado de los

transformadores y líneas que no son objeto de medición, lo que permite remediar las sobrecargas a tiempo, redundando en una mejora de los indicadores de confiabilidad. En la Figura 2, se muestra la estructura propuesta para el prototipo en su segunda fase.

Adicionalmente el estimador permite verificar los niveles de pérdidas técnicas y no-técnicas sin la necesidad de realizar costosas campañas de registros de parámetros eléctricos. Lo más importante es que la información del usuario final de la energía sea consistente, se disponga de la relación USUARIO-TRANSFORMADOR-SUBESTACION y un estudio de caracterización de carga riguroso.

La caracterización de la demanda mediante las curvas de carga típicas por tipo de usuario (residencial, industrial, comercial, sector publico) y nivel tarifario debe realizarse mediante muestreo estadístico que permita realizar los estudios de estimación dentro del intervalos de confianza y errores razonables. En nuestro criterio, la masificación de una herramienta de análisis básica en código abierto para todos los analistas del sistema eléctrico, con una capa de datos normalizada es el punto de partida para la regularización de servicio de electricidad en Venezuela.

Las funcionalidades de la herramienta en sus fase 1 y 2 se especifican a continuación. Esquemáticamente se pueden diferenciar cinco (5) bloques:

Bloque 1. Interfaz Grafica y Reportes Técnicos y Económicos
Bloque 2. Traducción de Base de Datos
Bloque 3. Procesamiento de datos proveniente del SCADA y SIG
Bloque 4. Análisis Preliminar

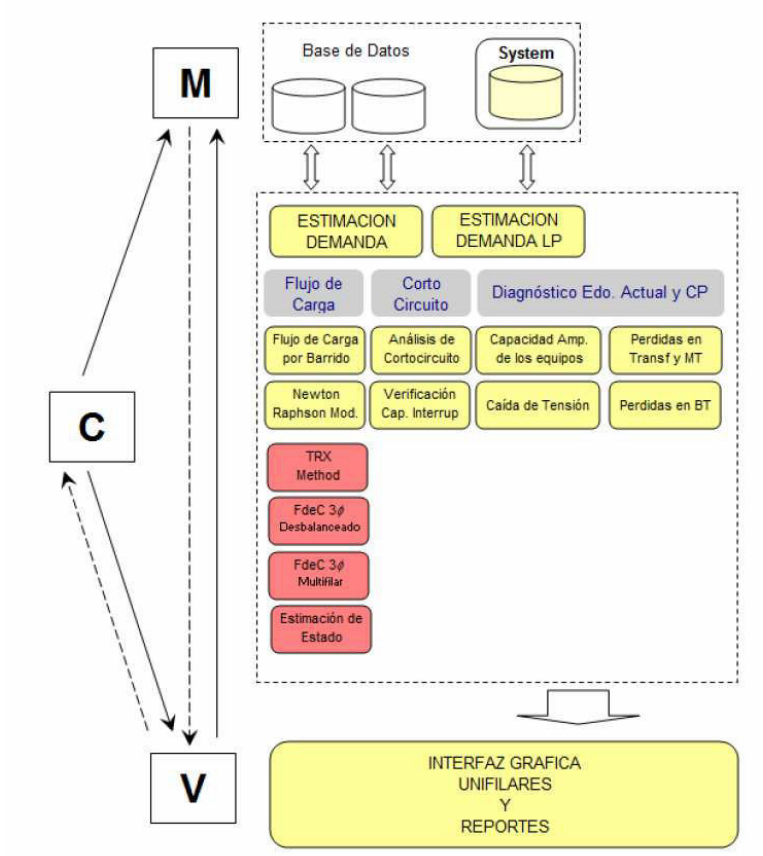


Figura 2: PYSYST - Prototipo Fase 2

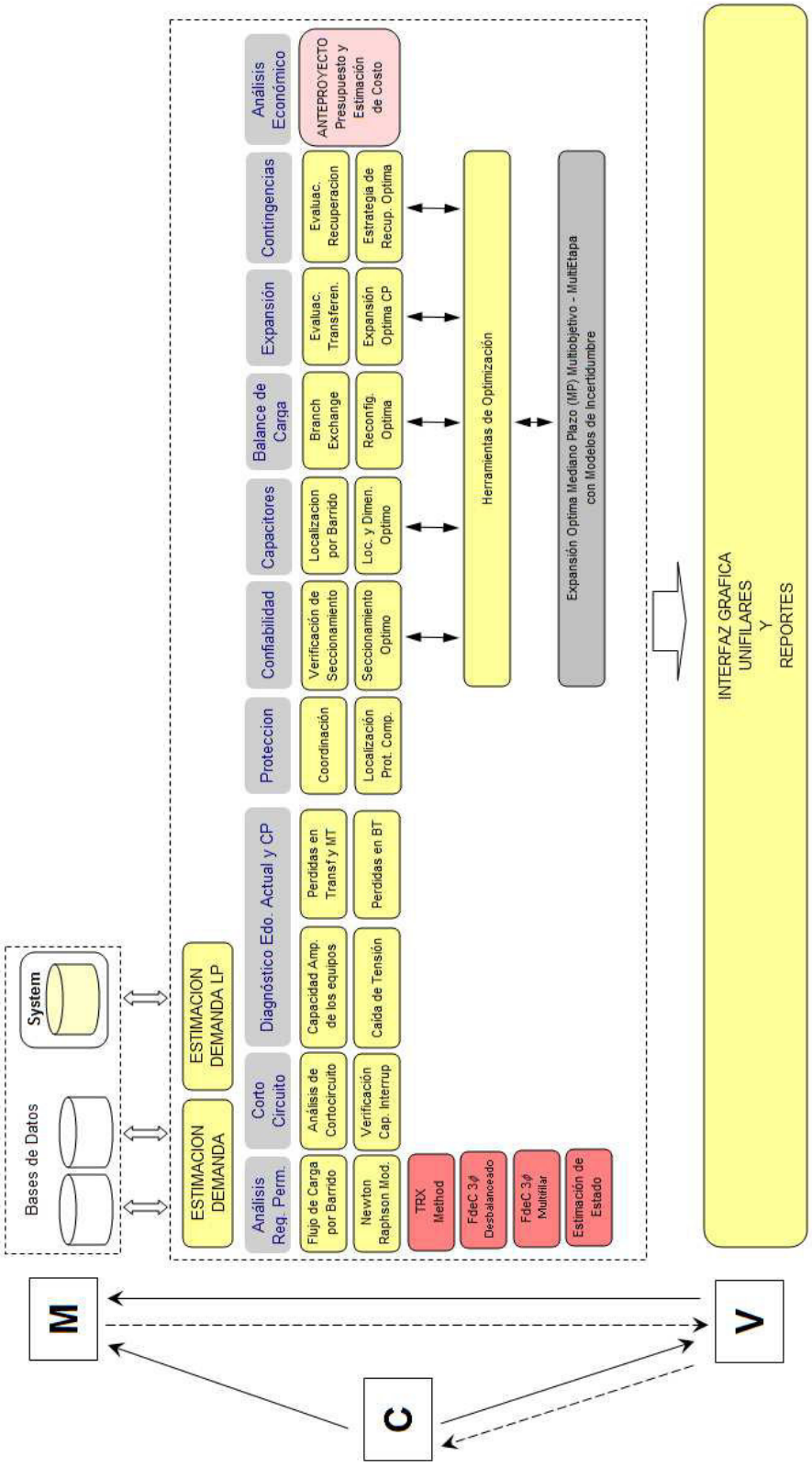


Figura 3: PYSYST - Prototipo Fase 3

El Bloque 1, corresponde a la interfaz grafica con el usuario y se representará en un ambiente integral todos los casos de análisis cargados en memoria con modos edición, análisis, reporte técnico y económico claramente diferenciados. Todos los módulos de análisis estarán visibles en el ambiente general. Para la realización de los estudios se requiere importar y procesar datos de todos los sistemas disponibles: bases de datos del sistema (Bloque 2), medidas del SCADA (Bloque 3) y datos del sistema de información geográfica (Bloque 1). El Bloque 4 es dedicado al análisis preliminar del sistema con el fin de detectar los problemas existentes en la red en la condición actual y en el corto plazo. El diagnostico preliminar puede ser ejecutado en forma individual o de forma automatizada analizando una porción del universo de la red. Se identifican básicamente las siguientes deficiencias críticas:

1) Problemas operacionales: capacidad de interrupción, sobrecarga y caída de tensión,
2) Costo de las pérdidas
3) Costo de la energía no suministrada debido a falla, y
4) Factibilidad de expansión en el corto plazo.

El Bloque 4 consta de (8) módulos para el análisis preliminar: 3 algoritmos de flujo de carga, análisis de cortocircuito, módulos de evaluación de la tensión, capacidad amperimétrica, de cortocircuito, costos de pérdidas y falla. Finalmente, en una Fase 3, no incluida en el alcance de este proyecto, se proyectan la inclusión de funciones especializadas para la optimización del sistema. El prototipo propuesto para la Fase 3 se muestra en la Figura 3.

IMPLEMENTACIÓN DE BASE DE DATOS CONFORME A IEC61970/ IEC61968

Un aspecto fundamental a considerar, es que no es necesario convertir todas las base de datos que coexisten en la empresa eléctrica. Lo importante es que se puedan intercambiar datos en forma estandar (CIM, Common Information Model) utilizando archivos XML, tal como se especifica en las normas IEC61968/61970 y como se muestra a tutulo de ejemplo en la Figura 4

```
1 <?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
2 <cim:cim xmlns:cim="http://packages.python.org/PyCIM/">
3 <cim:case>
4 <cim:id>SEN_765kV</cim:id>
5 <cim:netwockCategory>Transmission</cim:netwockCategory>
6 <cim:Core.BasePower>
7     <cim:basePower>100</cim:basePower>
8     <cim:Core.Unit>MVA</cim:Core.Unit>
9 </cim:Core.BasePower>
```

Figura 4: Ejemplo de Codificación CIM

MOTORES DE CÁLCULO: FLUJO DE CARGA TRX SECUENCIA POSITIVA Y TRIFASICO:

Este proyecto al estar fundamentado en el desarrollo de plataformas en software libre, utiliza distintos motores de cálculo disponibles, como por ejemplo un robusto Newton Raphson (Pypower, 16).

Sin embargo para resolver los problemas de distribución a gran escala, el INDENE-USB ha desarrollado nuevos algoritmos que permitan realizar análisis de gran escala en tiempo útil. En este proyecto se ha desarrollado un motor de calculo sobre la base de un algoritmo denominado TRX. Dicha contribución se encuentra publicada en una revista internacional de alto impacto (20). En la Figura 5 se muestra el esquema básico del algoritmo:

El algoritmo se ha aplicado a una red de gran tamaño. En este caso se ha elegido utilizar la red de distribución hipotética para atender un total de 1,3 millones de usuarios.

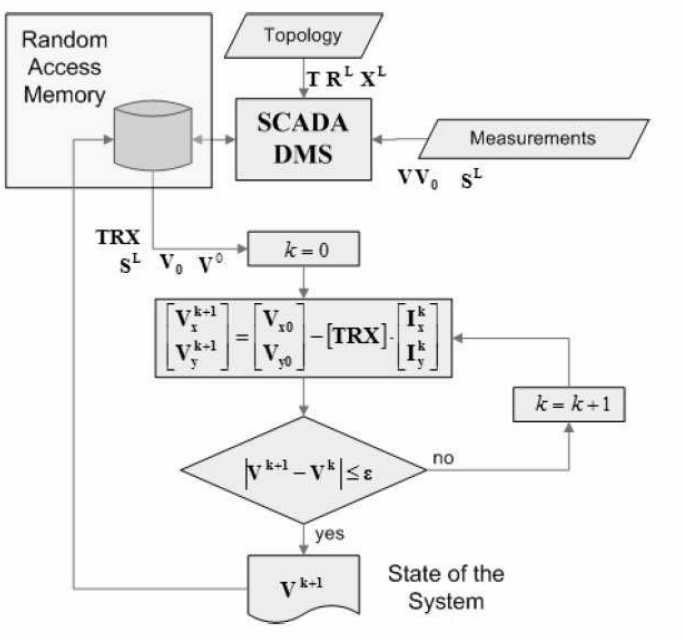


Figura 5: Algoritmo Flujo de Carga TRX

La topología de la red y las condiciones de demanda han sido tomadas de los registros históricos almacenados en la base de datos del DMS/SCADA. Los datos topológicos han sido traducidos de una base de datos que contienen los circuitos de la red. El sistema de estudio consiste en 75 subestaciones (12.47kV y 5kV) con 488 circuitos primarios y 49032 nodos de interconexión donde 9707 de ellos son transformadores. La capacidad total de transformación distribuida a lo largo de la red es 3800MVA y la demanda máxima diversificada fue de 1979MVA, registrada a las 15:00 horas. Se ha construido una matriz TRX para cada uno de los 488 circuitos primarios utilizando el modelo de secuencia positiva y su ubicación geográfica ha sido ajustada utilizando un Sistema de Información Geográfica. El tiempo requerido para determinar el estado de la red a lo largo de los 49032 nodos es apenas 0.6 segundos. El tiempo obtenido es significativamente bajo ya que el tamaño de cada circuito varía entre 500 a 3500 nodos.

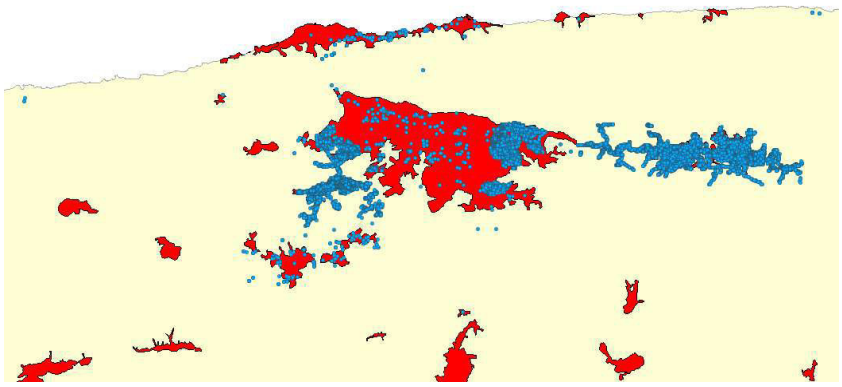


Figura 6: Localización de las Tensiones de Servicio fuera de estándar en una Zona Geográfica dada

Las Figura 6 y 7 muestran la solución de caída de tensión para todos los nodos de la red. El peor resultado es reportado en el circuito 103, nodo 4522 − 518, VD% =8.91%. Globalmente, solo 2.82% del universo de los nodos del sistema no cumple con los limites operacionales establecidos según diseño (5%). Esta aplicación permite determinar la PERDIDAS del sistema a tiempo real siendo una valiosa para estudios de eficiencia energética.

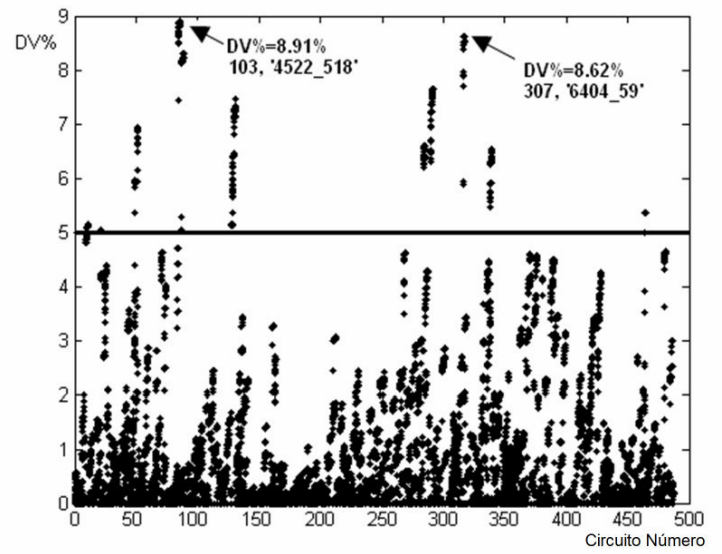


Figura 7: Valores de las Tensiones de Servicio fuera de estándar por circuito de Distribución en una Zona Geográfica dada

La herramienta permite de una forma general conocer que variables del sistema están infringiendo los límites especificados, proporcionando información de alto valor a los gestores del sistema

INTERFACES GRAFICAS Y APLICACIONES DEL PROYECTO

Todas las aplicaciones desarrolladas en este proyecto corren sobre un servicio web (http://www.indene.usb.ve/pysyst.html) cuyo portal se muestra en la figura 8.

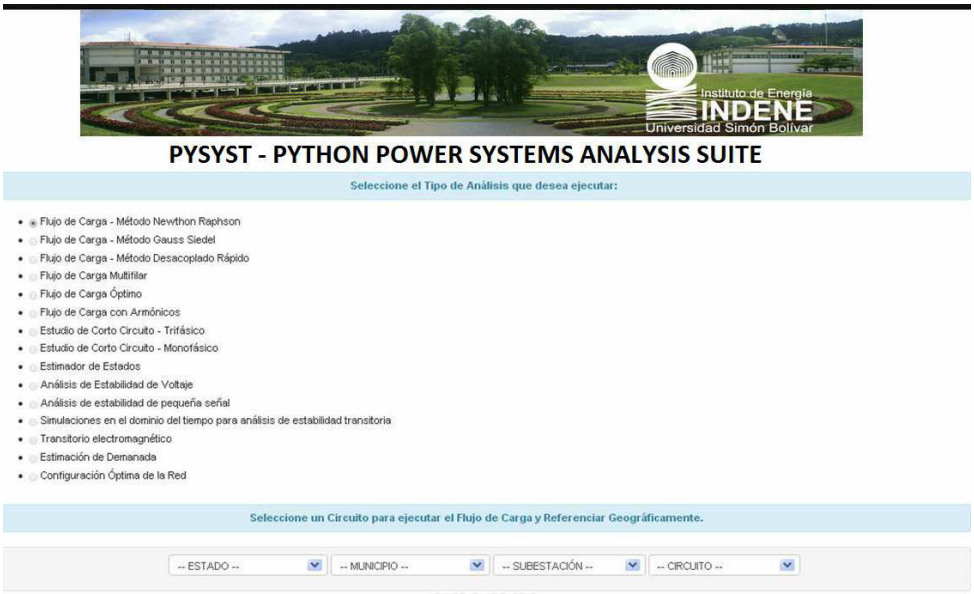


Figura 8: Portal Web con Aplicaciones Desarrolladas http://www.indene.usb.ve/pysyst

En la Figura 9 se muestra la disposición de un circuito de media tensión sobre una foto satelital y sobre el servicio Open Street Map (19).

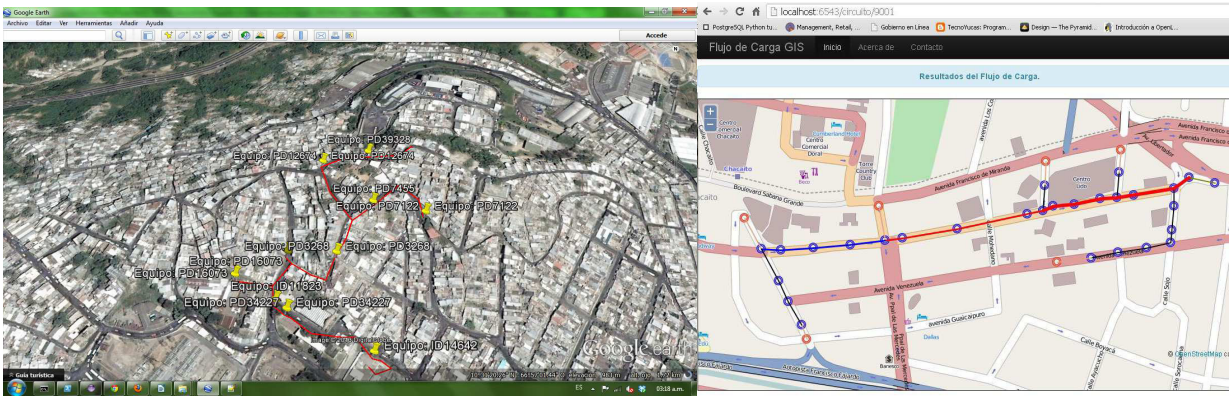


Figura 9: Interfaz Gráfica de un Circuito de Media Tensión – Visión Satelital y OpenStreetMap

En la Figura 10 se muestran los resultados de un flujo de carga de secuencia positiva en un circuito de media tensión.

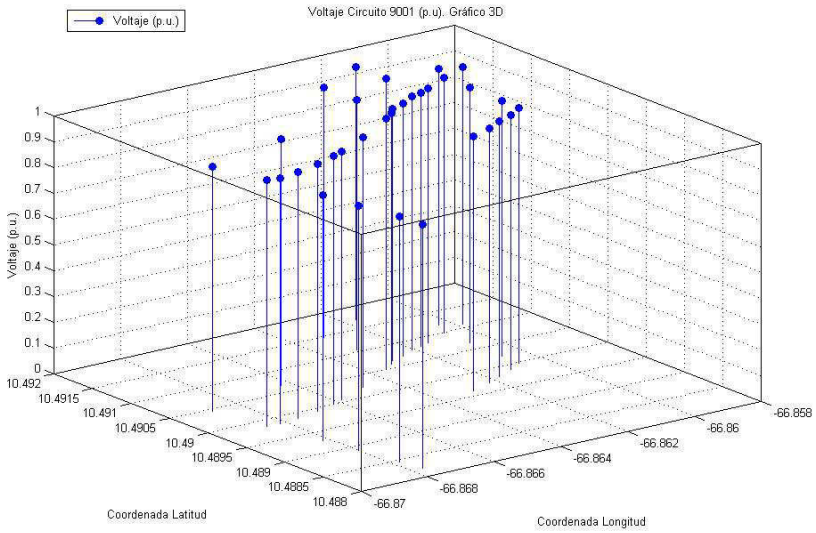


Figura 10: Visualización gráfica de los Resultados de un Estudio de Flujo de Carga

La economía de espacio no permite describir en detalle todas las aplicaciones desarrolladas en este proyecto. El proyecto cuenta con una pagina web (http://www.indene.usb.ve/pei2953.html) en el que se encuentran alojados los códigos fuente y la documentación detallada de todas las aplicaciones desarrolladas.

Como resultado de este proyecto se presentaron NUEVE (9) trabajos de de grado que pueden ser consultados en el portal de la Biblioteca de la Universidad Simón Biolívar http://www.bib.usb.ve.

1. PEI2953-1/12 "Estudios de cortocircuito balanceado en sistemas de distribución sobre una plataforma libre", Francisco Ochoa, Tesis de Grado, Ingeniería Eléctrica (pregrado), 2012.
2. PEI2953-2/12 "Aplicación de flujo de carga directo a redes de distribución de gran tamaño", Henry Escobar, José Rafael Pérez, Tesis de Grado, Ingeniería Eléctrica (pregrado), 2011. PREMIO IEEE-INELECTRA a la mejor tesis de grado en ingeniería eléctrica - 2012
3. PEI2953-3/12 "Estudios de flujo de carga balanceado en sistemas de distribución sobre una plataforma libre", Johan Rojas, Tesis de Grado, Ingeniería Eléctrica (pregrado), 2012

4. PEI2953-1/13 "Aplicación del Standard IEC61970 a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Nacional y desarrollo de una herramienta de Análisis en Software Abierto", Silvana Delgado, Tesis de Grado, Ingeniería Eléctrica (pregrado), 2012
5. PEI2953-2/13 "Estudio de factibilidad de Interconexión HVDC en el Sistema Eléctrico Nacional", Ronald Sousa, Tesis de Grado, Ingeniería Eléctrica (pregrado), 2012.
6. PEI2953-3/13 "Estudio sobre el Balance de Energía en Venezuela y Oportunidades de Generación Eléctrica 2012-2020.", Andrea Mazzei, Tesis de Grado, Ingeniería Eléctrica (pregrado), 2013.
7. PEI2953-4/13 "Estimación de Estado de Redes de Distribución utilizando Energía como Pseudomedida", Andrés Rojas, Tesis de Grado, Maestría en Ingeniería Eléctrica (postgrado), 2013
8. PEI2953-5/13 “Desarrollo de una Herramienta Computacional de Flujo De Carga Implementado en una Plataforma G.I.S”, Daniel Vitulli, Informe de Pasantía Larga, Ingeniería Eléctrica (pregrado), 2013.
9. PEI2953-6/13 “Integración de Parques Eólicos con Generadores de Inducción Doblemente Alimentados”, Walter Muñoz y Karla Velarde, Tesis de Grado, Ingeniería Eléctrica (pregrado), 2013.

Los aportes de investigación de este proyecto derivaron en DOS (2) publicaciones de carácter internacional: una revista internacional arbitrada de alto impacto (20) y un congreso internacional (21)

CONCLUSIONES

En este trabajo se presentan los resultados del proyecto “PYSYST - Desarrollo de una Herramienta Computacional en Código Abierto para Estudios del Sistema Eléctrico Nacional” PEI-FONACIT-MPPCTII 2012000092. Los productos presentados en este documento corresponden al 66% de avance del proyecto.

REFERENCIAS

1. http://www.psr-inc.com.br/portal/psr_es/servicos/modelos_de_apoio_a_decisao/studio_plan/optgen/
2. http://www.psr-inc.com.br/portal/psr_es/servicos/modelos_de_apoio_a_decisao/studio_opera/sddp/
3. http://www.digsilent.de/
4. http://etap.com/
5. http://www.energy.siemens.com/hq/en/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/
6. http://feederall.software.informer.com/
7. http://www.bentley.com/es-MX/Products/MicroStation/
8. http://www.autodesk.com/products/autodesk-autocad/overview
9. A. Naranjo,L. Arismendi,Y, Reyes,Programa ASP,ANDESCON99,Isla de Margarita, Venezuela, 1999
10. http://www.matmor.dyndns.org/padee.html
11. http://www.interpss.org/
12. http://www3.uclm.es/profesorado/federico.milano/software.htm
13. http://www.pserc.cornell.edu/matpower/
14. http://www.mathworks.com/products/matlab/
15. http://www.gnu.org/software/octave/
16. https://pypi.python.org/pypi/PYPOWER/4.0.00
17. http://www.smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx
18. González-Longatt F. Guillen F. “Implementación de un Modulo de Flujo de Potencia para el ASP”. II Jornadas de Ingeniería Eléctrica, JIELECTRIC 2003, Puerto Ordaz, 2003.
19. http://www.openstreetmap.org/
20. Paulo De Oliveira-De Jesus, M. A. Alvarez, J.M. Yusta, Distribution power flow method based on a real quasi-symmetric matrix Electric Power Systems Research 02/2013; 95(2):148-159. WoS SCI Journal 1.48 Impact Factor
21. New Formulation for Distribution System State Estimation, Paulo M De Oliveira-De Jesus y Andres Rojas, presentado en IEEE ANDESCON 2012, Nov. 7-9, Cuenca, Ecuador. Congreso indexado en el INSPEC y IEEE Xplore

1. DATOS DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

2.1. Código del Proyecto.
MCTI-FONACIT-PEI No 2953 CONTRATO 201200148

2.2. Apellidos y Nombres del Coordinador General.
Prof. Paulo M. De Oliveira- De Jesus

2.3. Cédula de Identidad.
11.034.666

2.4. Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes, de acuerdo a lo estipulado en las clausulas del contrato.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
http://prof.usb.ve/pdeoliveira
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.

2.5. Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

2.6. Correo electrónico.
PDEOLIVEIRA@USB.VE

2.7. Nombre de la Institución principal: Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
http://prof.usb.ve/pdeoliveira
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVARSartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
1.5. Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

2.8. Titulo del proyecto.
DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA

2.9. Ubicación Geográfica: Región(es), Estado(s), Municipio(s), Parroquia(s) y Localidad(es), en donde se desarrolla la investigación y sobre la cual se tendrá impacto significativo.
Venezuela

2. DATOS DEL EQUIPO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

Equipo de Trabajo:

Prof. Paulo M. De Oliveira - Director INDENE-USB
Prof. Manuel Álvarez - Coordinador CESEP, Profesor Asistente, Dpto. CTE
Ing. Carlos Ruiz - Arquitecto de Software (Ing. Computación)
Prof. Ana Santaella - Profesor Asistente, UNEFA (Tutor: Prof. Paulo De Oliveira)
Ing. Visney Castillo - Experto en Sistemas (Ing. Materiales, MSc. Sistemas)
Prof. Andrés Rojas - Miembro CESEP, Profesor Instructor, Dpto. CTE
Prof. Francisco Ochoa - Miembro CESEP, Ayudante Docente, Dpto. CTE
TSU. Yubisay Hernández - Programación (TSU. Informática)
Br. Silvana Delgado - Tesista Pregrado (Tutor: Prof. Paulo De Oliveira)
Br. Ronald Sousa - Tesista Pregrado (Tutor: Prof. Paulo De Oliveira)
Br. Andrea Mazzei - Tesista Pregrado (Tutor: Prof. Paulo De Oliveira)
Br. Karla Valverde - Tesista Pregrado (Tutor: Prof. Johnny Rengifo)
Br. Walter Muñoz - Tesista Pregrado (Tutor: Prof. Johnny Rengifo)
Br. Daniel Vitulli- Tesista Pregrado (Tutor: Prof. Paulo De Oliveira)
Br. Freiber Ramirez - Estudiante, Pasantia Corta 6 semanas
Br. Juan Goncalves, Tesista retirado al 2do mes de trabajo.

Apellidos y Nombres: De Oliveira-De Jesus, Paulo Manuel
Cédula de Identidad: V – 11.034.666
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes:
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
0426 – 5153327
0212 – 2411346
Correo electrónico: pdeoliveira@usb.ve
http://prof.usb.ve/pdeoliveira
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres: Alvarez Perez Manuel Alejandro.
Cédula de Identidad: V-14518869.
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: móvil 04142066102 / casa 2443049 / trabajo 9063737.
Correo electronico: malvarezp@usb.ve
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres: Ruiz Gómez, Carlos Gustavo
Cédula de Identidad: V – 12.159.066
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes:
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
0416 – 605.52.94
0212 – 216.27.25
Correo electrónico: carlosgruiz74@gmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres: Castillo Gonzalez, Visney
Cédula de Identidad: V – 4.258.844
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes:
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
0416 – 8361163
0212 – 3225215
Correo electrónico: visney.castillo@gmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres: Andrés Alejandro Rojas Quintana
Cédula de Identidad: 16971496
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM), Piso 1, Oficinas 120/121
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación
Celular: 0425-8110172
Habitación: 0212-3230013
Correo electrónico: arojasq@usb.ve
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. Ochoa Rivera Francisco Javier
Cédula de Identidad.17148102
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: 04168340160/04125727336/02126156569
Correo electrónico: francisco518@gmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. Hernández Mora, Yubisay María
Cédula de Identidad.12820993
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: 04164028755/04242601115
Correo electrónico: yubiher@gmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. Johnny Wladimir Rengifo Santana
Cédula de Identidad. 17758221
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
Cel.: 04265136383
Hab.: 0212 3221297
Correo electrónico. jwrengifo@usb.ve
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. Velarde Izarra Karla Victoria
Cédula de Identidad. V-19.274.641
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
0424-281-73-69
0212-371-07-94
Correo electrónico.
karlavelarde@gmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. Goncalves De Gouveia, Juan Alberto
Cédula de Identidad. V-18270463
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
0426-9051910 / 0212-6825257
Correo electrónico. 05-38243@usb.ve / juangoncalves.ince@gmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. Delgado García Silvana Elisa
Cédula de Identidad. V-20.026.650
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
0412-7305850/ 0212-9878682
Correo electrónico.
Silvanita113@hotmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. Freiber Ramirez Rojas
Cédula de Identidad. V- 19,999,989
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
0212-9063913
Correo electrónico.
freiber1991@gmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. Ronald David Alexander Sousa Miliani
Cédula de Identidad. 19481196
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
Cel: 0424-2731040 / Hab:0241-8420960
Correo electrónico.
ingronaldsousa@gmail.com / ronaldsousa_88@outlook.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. DANIEL VITULLI
Cédula de Identidad. V- 16.248.638
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
0212-9063913
Correo electrónico.
Dvitulli@gmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
TEL. +58-212-906 3959 / +58-212-906 3913
OFFICE: +58 212-9063913
MOBILE: +58 426 5153327
FAX: +58-212-906 3959

Apellidos y Nombres. ANA VICTORIA SANTAELLA
Cédula de Identidad. V- 16.248.638
Dirección donde efectuar las notificaciones pertinentes.
Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
http://www.indene.usb.ve
Twitter: @indeneusb
Edf. Mecánica y Materiales (MEM),
Piso 1, Oficinas 120/121.
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Sartenejas, Baruta.
Aptdo.89000. Caracas, Venezuela.
Teléfonos: N° del Celular y de Habitación.
0212-9063913
Correo electrónico.
ANAVIC@gmail.com
Nombre de la institución, en la cual están adscritos los investigadores participantes (De ser el caso): Dirección, Teléfonos/ Fax.
UNEFA Maracay

3. Problema

Según el Documento PLAN MAESTRO SOCIALISTA PARA EL RESCATE DEL SISTEMA ELECTRICO 2010-2030 (CORPOELEC 30/6/2010), existen hoy día más de 108.000km en redes de media tensión distribuidos en 3900 circuitos y 670 transformadores de potencia. De este universo, el 46% de los circuitos y el el 36% de los transformadores se encuentran sobrecargados y en riesgo de colapsar. El desempeño del sistema eléctrico es DEFICIENTE y requiere de un sistema de información con una base de datos estandarizada que permita a los planificadores decidir de forma EFECTIVA como adecuar y expandir el sistema eléctrico de forma óptima: minimizando los costos económicos y maximizando la calidad del servicio en el presente y en el futuro. El problema radica en que ACTUALMENTE NO EXISTE una herramienta computacional de carácter global para hacer frente al problema de planificación de distribución y transmisión en Venezuela.

4. Antecedentes

Las empresas venezolanas de servicio eléctrico siempre han utilizado software PROPIETARIO para realizar los estudios de planificación operativa y de corto plazo de redes eléctricas. A continuación se indican los antecedentes en Venezuela: Electricidad De Caracas utiliza el software de la empreas PTI (PSSU CADAFE utiliza el sistema PADEE. PDVSA utiliza el sistema ETAP. EDELCA utiliza el PTI(PSSE Adept) El Centro Nacional de Despacho utiliza el Digsilent Power Factory Dichos sistemas son PROPIETARIO y NO SON COMPATIBLES entre sí y tampoco entre sistemas SCADA/EMS/DMS ya instalados. Poseen bases de datos cerradas no utilizables por otros sistemas libres o privativos. A nivel internacional se desarrolla actualmente una linea de investigación cooperativa a fin de estandarizar los modelos de red electrica e implementar software libre para la realización de los estudios de red. Información adicional puede consultarse en el IEEE PES Task Force on Free & Open Source Software del cual forma parte el Dr. De Oliveira. http://ewh.ieee.org/cmte/psace/CAMS_taskforce/links.htm

5. Justificación

Necesidad perentoria de desarrollar una plataforma tecnológica propia que nos permita resolver los problemas de impericia y desorden en la planificación de sistemas eléctricos debido a la utilización de herramientas computacionales incompatibles e inadecuadas para la toma de decisiones.

6. Objetivo General

Desarrollar una prototipo de herramienta computacional de código abierto para las labores de planificación operativa, de corto y mediano plazo de los sistemas

eléctricos de distribución y transmisión.

7. Objetivos Específicos

Los objetivos originales del proyecto son:

Configuración de la Base de Datos del Sistema en base a la norma IEC 61968, IEC 62979
Desarrollo de Interfaz Gráfica Inicial para la visualización de los parámetros de entrada y salida de los módulos de cálculo.
Desarrollo de programas de enlace con base de datos existentes.
Desarrollo de Modulo de Flujo de Carga
Puesta en Servicio, Documentación, Manual de Usuario y Adiestramiento

8. Metodología

1.- Configuración de la Base de Datos de Distribución y Transmisión Metodología especificada en la norma internacional IEC 61968, IEC 62979 Se utilizará PostgreSQL.
2.- Desarrollo de Interfaz Gráfica Inicial para la visualización de los parámetros de entrada y salida de los módulos de cálculo.
2.1 Diseño de la plataforma gráfica 2.2
Interconexión con Bases de Datos
2.3 Debug y filtrado de errores.
2.4 Elaboración de Informe de Desarrollo de Interfaz Gráfica Métodología: Modelo Vista Controladora desarrollar en Python.
3.- Desarrollo de programas de enlace con base de datos existentes.
3.1 Elaboración de programa para adquisición de datos asociados a la
topología de la red.
3.2 Elaboración de programa para adquisición de datos asociados a la a los registros históricos y a tiempo reales del SCADA-DMS. Programas a
desarrollar en OCTAVE.
4.- Desarrollo de Modulo de Flujo de Carga 3.1 Implementación de algoritmo de Flujo de Carga 3.2 Compilación y pruebas Programas a
desarrollar en OCTAVE.
5.- Puesta en Servicio, Adiestramiento Documentación y Manual de Usuario

9. Avances en el cumplimiento del cronograma de actividades

		Mes -3	Mes -1	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23
Objetivos Específico	**Actividades**	mar-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14
Configuración de la BD IEC 61968/61970	Recopilacion de Informacion		100%	100%	100%	100%	100%							PARALIZACION DE PROYECTO													
	Consolidación BD				100%	100%	100%	100%	100%					PARALIZACION DE PROYECTO													
Desarrollo de IG	Desarrollo de Interfaz Gráfica				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			PARALIZACION DE PROYECTO													
Desarrollo de programas	Interconexión DC				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			PARALIZACION DE PROYECTO													
	Interconexión energía Eolica						100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	PARALIZACION DE PROYECTO						100%	100%	100%					
Desarrollo de Modulo de Cálculo	Flujo de Carga TRX							100%	100%	100%	100%	100%	100%	PARALIZACION DE PROYECTO						100%	100%	100%					
	Versión Secuencia Positiva							100%	100%	100%	100%	100%	100%	PARALIZACION DE PROYECTO						100%	100%	100%					
	Version Trifásico							100%	100%	100%	100%	100%	100%	PARALIZACION DE PROYECTO						100%	100%	100%					
	Versión 5-Hilos							100%	100%	100%	100%	100%	100%	PARALIZACION DE PROYECTO						100%	100%	100%					
	Estimador de Estados							100%	100%	100%	100%	100%	100%	PARALIZACION DE PROYECTO						100%	100%	100%					
Puesta en Marcha	Implementación											100%	100%	PARALIZACION DE PROYECTO						100%	100%	100%	100%	100%			
	Adiestramiento													PARALIZACION DE PROYECTO						100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Documentación													PARALIZACION DE PROYECTO						100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Porcentaje Ejecutado	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	PARALIZACION DE PROYECTO						**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

El proyecto se paralizó en el lapso abril 2013 septiembre de 2013 debido a la tardanza en el pago de los recursos correspondientes a la segunda porción del proyecto.

10. Resultados del Proyecto al 30 de Abril de 2013

Los resultados del proyecto se encuentran publicados en la pagina web del Instituto de Energía

http://www.indene.usb.ve/pei2953.html

Se incluye un repositorio con los informes y programas ejecutables.

1.- Informe Final del Proyecto Julio-2012 a Mayo-2014
2.- Informes de Tesis de Grado asociadas al proyecto
3.- Publicaciones Científicas publicadas en congresos y desvistas internacionales
4.- Archivos de módulos de proyecto ejecutables en su versión 1.0. Los archivos fuentes estables se publicaran en línea una vez se realice la implantación del sistema, a ejecutar de julio a diciembre de 2013.

11. Resultados del Proyecto: Objetivo 1.0

El objetivo 1.0, Configuración de la Base de Datos generó 2 productos contenidos en el **Anexo 1**.

Producto 1.0.A - Estudio de la Base de Generación Eléctrica de Venezuela.
Responsable: Prof. Paulo De Oliveira, Br. Andrea Mazzei.

Producto 1.0.B - Implementación de Base de Datos conforme a IEC61970.
Responsable: Prof. Paulo De Oliveira, Ing. Carlos Ruiz, Br. Silvana Delgado.

12. Resultados del Proyecto: Objetivo 2.0

El objetivo 2.0, Desarrollo conceptual de Interfaz gráfica genero un (1) producto contenido en el **Anexo 2**.

Producto 2.0.A - Informe de Arquitectura. Responsable: Ing. Carlos Ruiz, TSU. Yubisay Hernandez..

13. Resultados del Proyecto: Objetivo 3.0

El objetivo 3.0, Programas de Interconexión generó 2 productos contenidos en el **Anexo 3**.

Producto 3.0.A - Interconexión HVDC: Prof. Paulo De Oliveira, Br. Ronald Sousa.

Producto 3.0.B - Interconexión Eólica. Responsable: Prof. Johnny Rengifo, Br. Walter Muñoz, Br. Karla Velarde.

Producto 3.0.C - Flujo de Carga Optimo. Responsable: Prof. Manuel Alvarez, Br. Freiber Ramirez.

14. Resultados del Proyecto: Objetivo 4.0

El objetivo 4.0, Modulos de Cálculo generó 4 productos contenidos en el **Anexo 4**.

Producto 4.0.A - Flujo de Carga TRX secuencia positiva y trifasico: Prof. Paulo De Oliveira, Prof. Manuel Alvarez, Y. Hernandez, V. Castillo, F. Ochoa

Producto 4.0.B - Flujo de Carga TRX 5 HILOS: Prof. Paulo De Oliveira, Y. Hernandez, V. Castillo, F. Ochoa

Producto 4.0.C - Estimador de Estado de Distribución: Prof. Paulo De Oliveira, Prof. Andres Rojas y Br. Juan Goncalves.

Producto 4.0.D - Aplicación del modelo sobre una Plataforma GIS. Prof. Paulo De Oliveira, Prof. Carlos Ruiz y Br. Daniel Vitulli.

Producto 4.0.E - Modelo de Optimización de Red: Prof. Paulo De Oliveira, Prof. Andres Rojas y Prof. Ana Victoria Santaella

ANEXO 1

MCTI-FONACIT-PEI No 2953
ESTUDIO SOBRE EL BALANCE DE ENERGÍA EN VENEZUELA Y OPORTUNIDADES DE GENERACIÓN

CONTRATO 201200148

PROYECTO 201200092

Prof. Paulo M. De Oliveira- De Jesus
Coordinador General

ANEXO No. 1A

Estudio de la Base de Generación Eléctrica de Venezuela

REV	FECHA	DESCRIPCION	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	APROBACION FONACIT
A	10/05/13	Emisión Preliminar	A. Mazzei	P. De Oliveira	P. De Oliveira	-

➢

- Introducción:

Venezuela atraviesa actualmente una de las mayores crisis eléctricas en la historia del país, la cual se manifiesta en los continuos apagones que azotan al territorio nacional.

Esto se debe a que existe un déficit estructural en el sistema de generación eléctrica y un déficit en la producción de combustibles primarios.

El siguiente trabajo trata, de dar posibles soluciones al problema estructural que existe en generación. Aportando las actualizaciones necesarias que habría que hacerle al sistema.

Para ello, en una primera fase se ha hecho un estudio al parque de generación a lo largo del tiempo, abarcando desde su crecimiento, suministro de combustible, producción anual de energía y su eficiencia. Con el fin de tener, una visión global de la generación y su comportamiento.

- Metodología

Para obtener la situación a través del tiempo en generación del SEN se conformó el estudio en dos (2) grandes bloques.

- Estudio de la situación eléctrica del país, este a su vez se subdivide en:
  - Capacidad Instalada
  - Consumo de Combustible
  - Producción de Energía Eléctrica
  - Comportamiento de la Demanda
  - Eficiencia del Parque Termoeléctrico
  - Factores de Carga por Tecnología
  - Expansión de Generación 2013-2016
  - Abastecimiento de Combustible
- Estudio de la situación petrolera del país, este a su vez se subdivide en:
  - Producción Anual de Petróleo
  - Producción Anual de Gas Natural
  - Consumo de Gas Natural Anual del Sector Eléctrico

Para la recolección de datos en el área eléctrica, se consultó con los informes de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS), los informes de memoria y

cuenta del MPPEE y para el área de petróleo los informes de memoria y cuenta del MENPET y los informes PODE del MENPET.

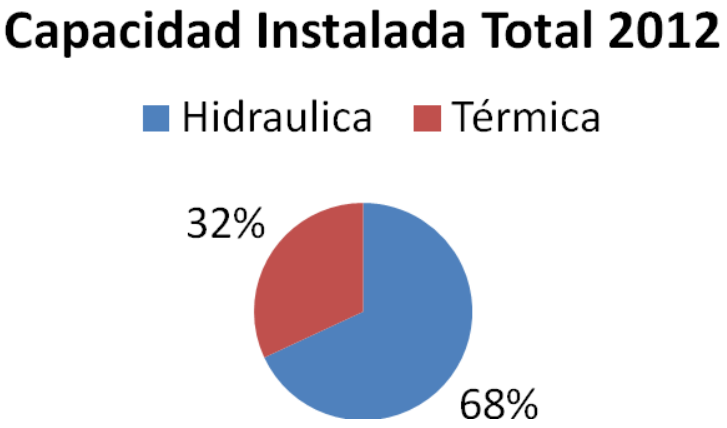
Además de consulta de noticias relacionadas con el tema a desarrollar.

- Hallazgos
  - Situación Eléctrica

Capacidad Instalada

Capacidad Instalada 2012	Capacidad Hidráulica	Capacidad Térmica
26224,7 Mw	17832,8 Mw	8391,9 Mw

Tabla



1

Ilustración 1

Capacidad Instalada por Tecnología 2012

TurboGas Mw	TurboVapor Mw	C. Combinado Mw	Distribuida Mw
3.609.80	**3.061.49**	**937.92**	**758.00**

Tabla 2

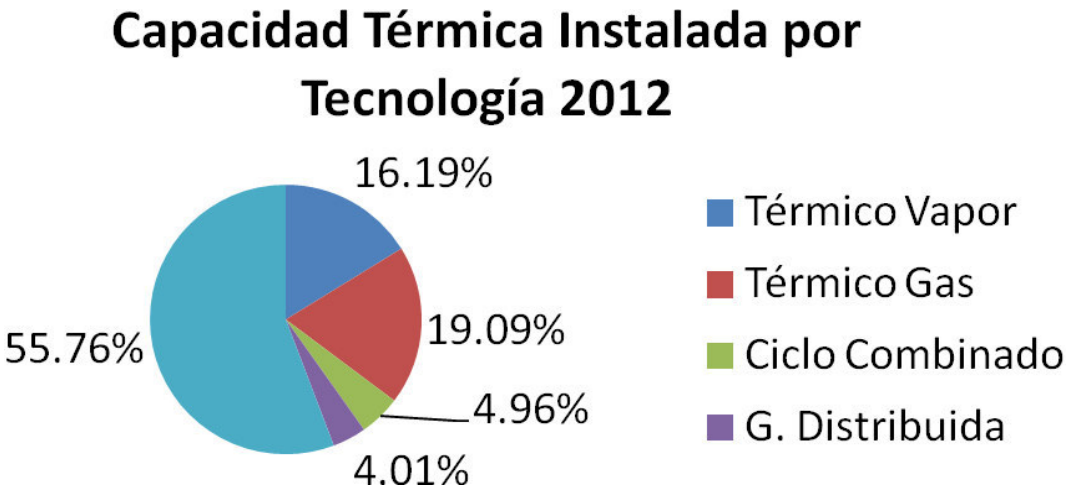


Ilustración 2

Año	Capacidad Instalada (Mw)	Hidroeléctrica (Mw)	Termoelelectrica (Mw)
2005	21.767,00	14.414,00	7.353,00
2006	22.216,00	14.597,00	7.619,00
2007	22.525,00	14.597,00	7.928,00
2008	23.154,00	14.597,00	8.557,00
2009	23.724,00	14.623,00	9.101,00
2010	24.800,80	14.622,00	10.178,80
2011	25.705,00	14.622,00	11.083,00
2012	26.224,70	14.622,00	11.602,70

Tabla 3

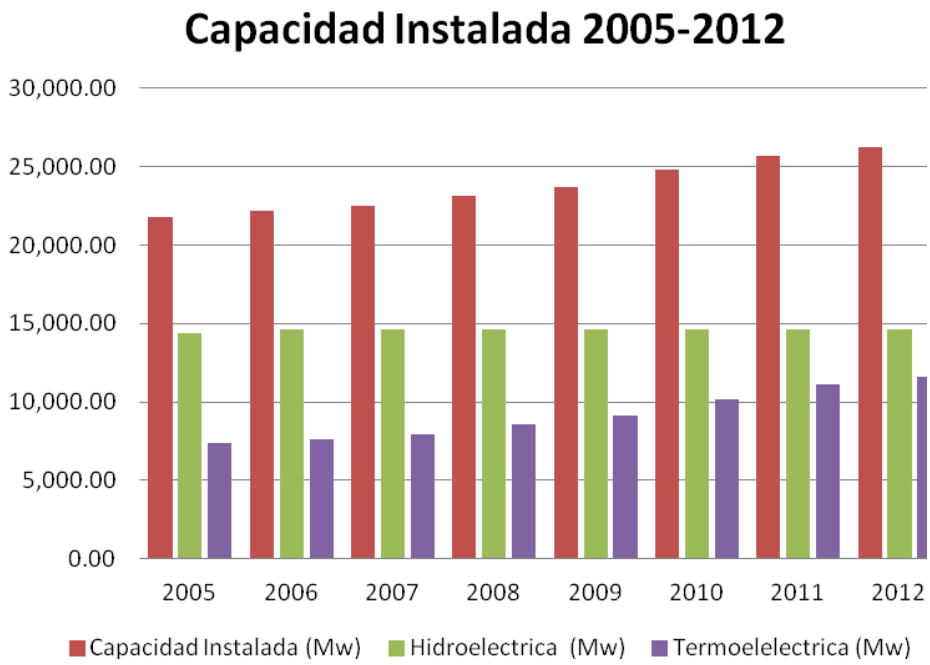


Ilustración 3

Como se puede ver en los últimos 7 anos, la capacidad hidroeléctrica se ha mantenido constante. Sin embargo vemos un crecimiento continuo pero leve en la parte termoeléctrica teniendo un crecimiento promedio del 1,2 %anual.

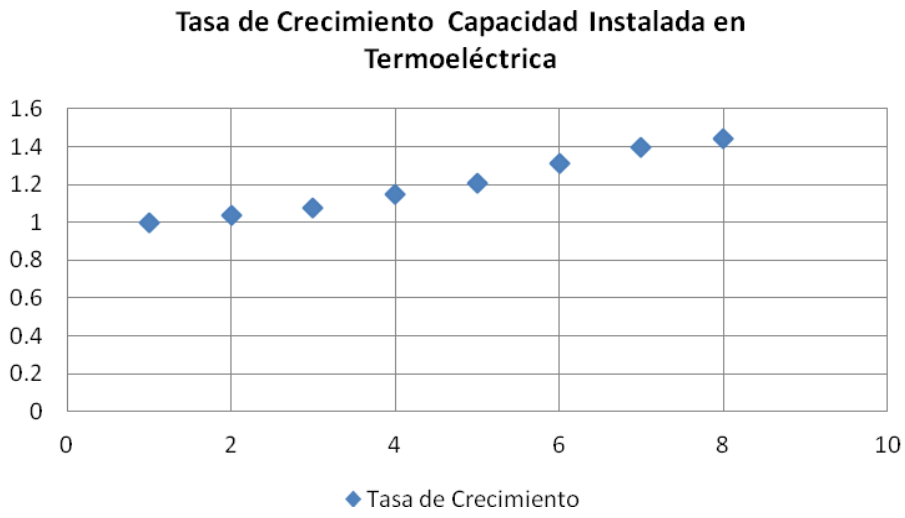


Ilustración 4

Año	Capacidad Termoelelectrica (Mw)
2005	7.353,00
2006	7.619,00
2007	7.928,00
2008	8.557,00
2009	9.101,00
2010	10.178,80
2011	11.083,00
2012	8.365,00

Tabla 4

Año	Termo Gas (Mw)	Distribuida (Mw)	Termo Vapor (Mw)	Ciclo Combinado (Mw)
2005	2.915,09	0,00	4.437,90	0,00
2006	2.821,00	52,00	4.446,00	300,00
2007	2.935,00	157,00	4.366,00	470,00
2008	3.165,00	406,00	4.366,00	620,00
2009	3.420,00	545,00	4.366,00	770,00
2010	3.941,80	1.050,90	4.246,00	940,00
2011	4.775,00	1.122,00	4.246,00	940,00
2012	3.609,80	758,00	3.061,49	937,92

Tabla 5

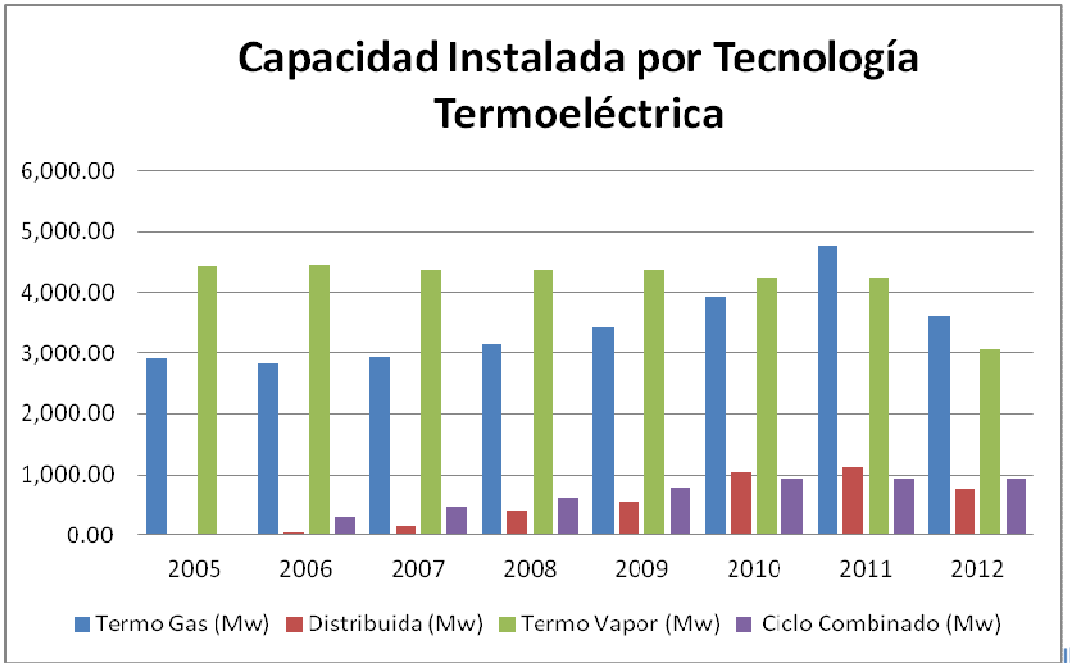


Ilustración 5

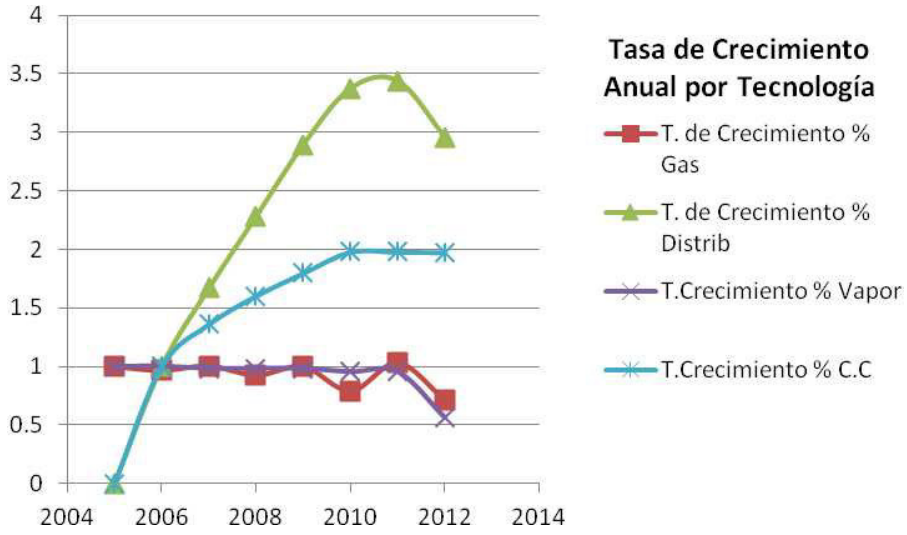


Ilustración 6

Consumo de Combustible en el Sector Eléctrico

- **Consumo de Combustible Anual**

Año	Consumo Gas (10^3 m³)	Consumo Diesel (10^3 lts)	Consumo Fuel Oil (Ton)
2005	4591000.00	2246500.00	2040700.00
2006	5172019.00	2401396.00	2222429.00
2007	5815860.00	2414704.00	1984220.00
2008	5844204.00	2762570.00	1714928.00
2009	6338352.00	3167772.00	2754607.00
2010	5943778.00	3999066.00	2656855.00
2011	5859015.00	4142685.00	2473949.00
2012	2197300.00	1518900.00	741800.00

Tabla 6

- **Consumo de Combustible Anual en BEP**

Año	Consumo Gas (BEP)	Consumo Diesel (BEP)	Consumo Fuel Oil (BEP)
2005	27456984,46	14151904,33	14077750,49
2006	30931833,00	15127677,03	15331406,35
2007	34782395,47	15211511,23	13688123,72
2008	34951909,91	17402905,11	11830415,30
2009	37907216,80	19955489,11	19002631,47
2010	35547423,25	25192254,37	18328290,19
2011	35040488,74	26096987,22	17066514,80
2012	13141196,24	9568363,00	5117300,59

Tabla 7

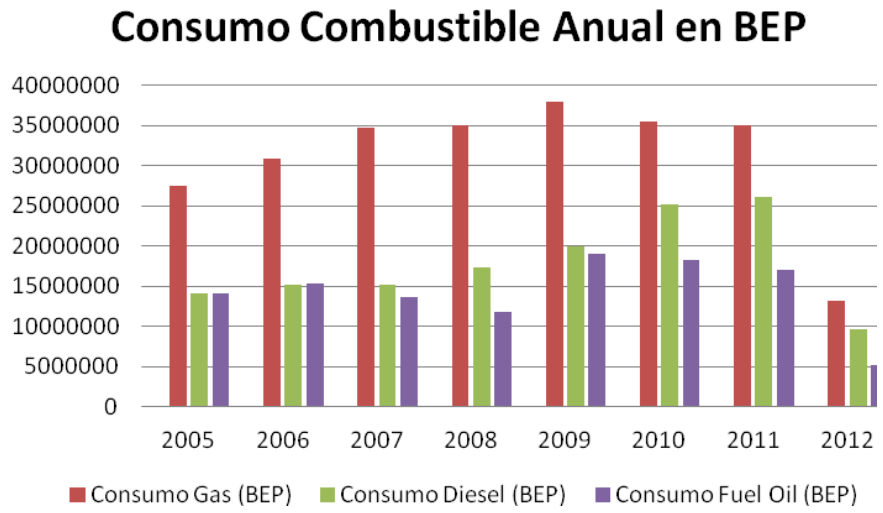


Ilustración 7

- Consumo de Combustible en Turbogas

Año	Consume Gas Total (BEP)	Consume Diesel Total (BEP)
2006	30931833,00	15127677,03
2007	34782395,47	15211511,23
2008	34951909,91	17402905,11
2009	37907216,8	19955489,11
2010	35547423,25	25192254,37
2011	35040488,74	26096987,22
Abr-12	13141196,24	9568363

Tabla 8

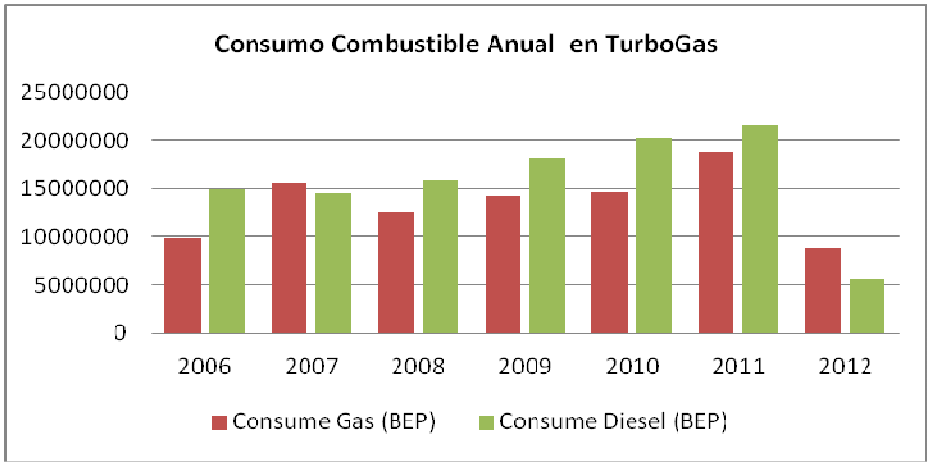


Ilustración 8

- Consumo de Combustible en Turbovapor

Año	Consume Gas Total (BEP)	Consume Fuel Total (BEP)
2006	30.931.833,00	15.331.406,00
2007	34.782.395,47	13.688.123,72
2008	34.951.909,91	11.830.415,30
2009	37.907.216,80	19.002.631,47
2010	35.547.423,25	18.328.290,19
2011	35.040.488,74	17.066.514,80
Abr-12	13.141.196,24	5.117.300,50

Tabla 9

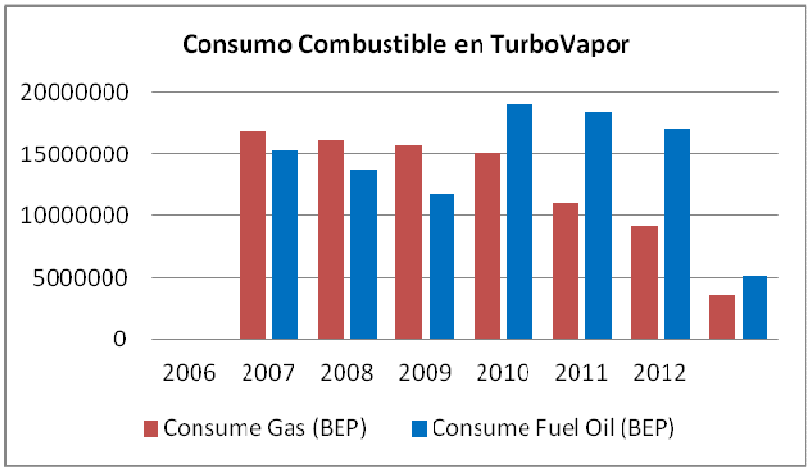


Ilustración 9

- Consumo de Combustible en Generación Distribuida

Año	Consumo Diesel (BEP)
2006	200593,9733
2007	730152,539
2008	1517319,609
2009	1856663,031
2010	4924247,111
2011	4494110,331
2012	1146074,318

Tabla 10

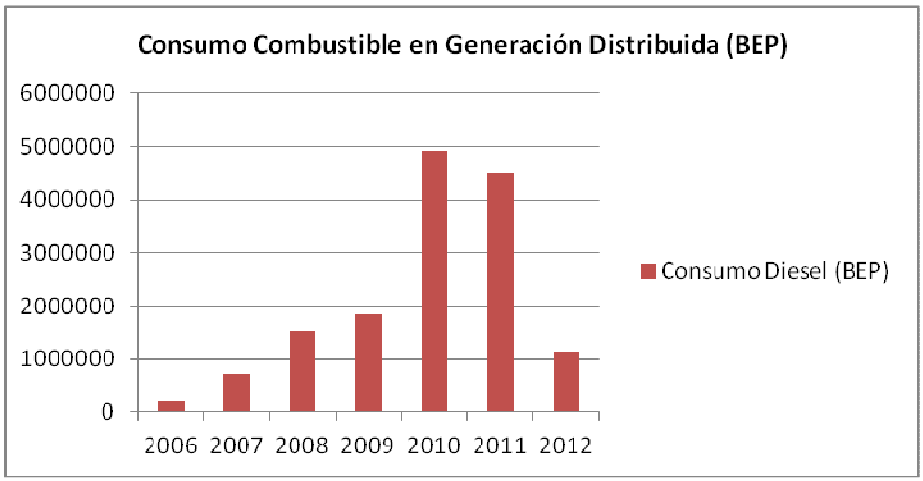


Ilustración 10

- Consumo de Combustible Ciclo Combinado

Año	Consume Gas (BEP)
2006	4.174.450,54
2007	3.023.350,16
2008	6.570.839,19
2009	8.674.493,03
2010	9.886.583,46
2011	7.150.223,92
Abr-12	3.645.098,96

Tabla 11

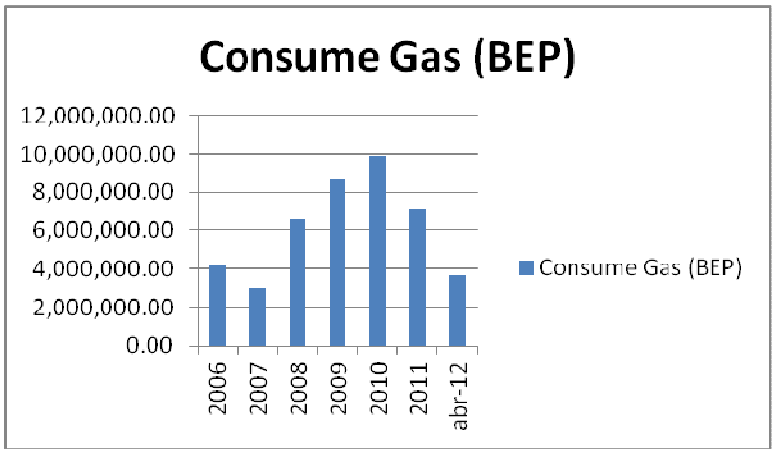


Ilustración 11

Producción de Energía Eléctrica

- **Producción de Energía Anual por Combustible**

Año	Gas (Gwh)	Diesel (Gwh)	Fuel Oil (Gwh)
2005	13421	2246,5	7715,4
2006	15731	8371	8258
2007	17556	7000	7241
2008	17495	9967	6383
2009	19102	9598	10179
2010	17823	11956	10121
2011	17554	12903	8962
2012	6682	8962	2603,9

Tabla 12

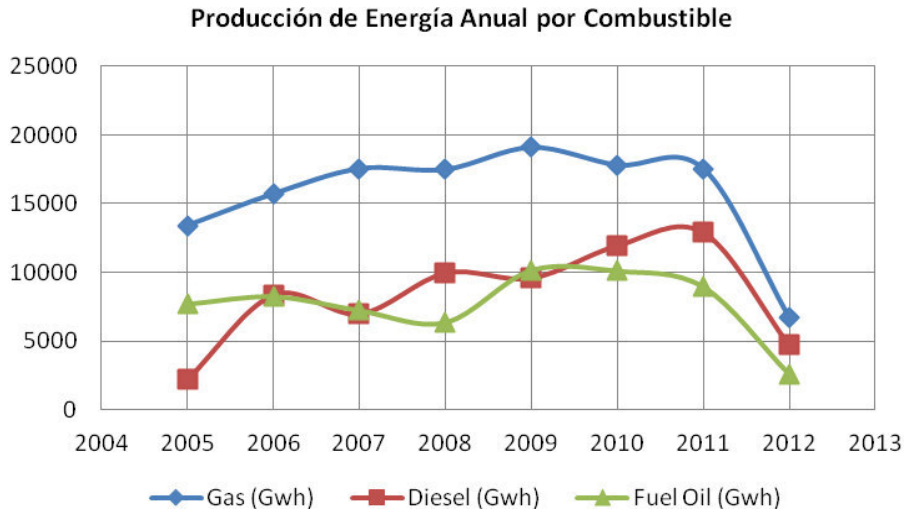


Ilustración 12

- Producción de Energía Anual por Generación Hidráulica

Año	Hidroeléctrica (Gwh)
2005	77230,7
2006	81599
2007	83163
2008	86841
2009	85962
2010	76776
2011	83670
2012	26624,8

Tabla 13

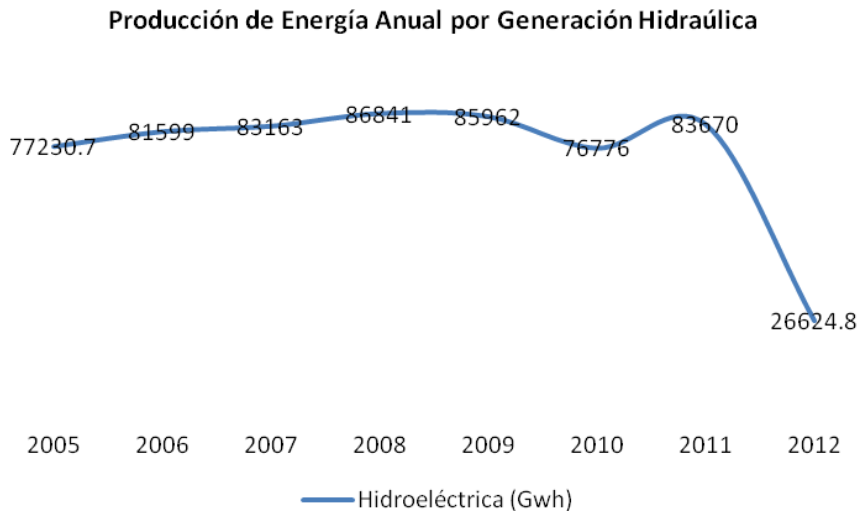


Ilustración 13

- Producción de Energía Anual por Tecnología Termoeléctrica

Año	Turbogas (Gwh)	Distribuida (Gwh)	Turbovapor (Gwh)	Ciclo Combinad (Gwh)
2005	9430,57	0	1412,7	0
2006	13307	111	16820	2123
2007	14554	336	15381	1526
2008	15386	869	14288	3289
2009	15855	893	17749	4368
2010	16970	2337	15635	4957
2011	20070	2222	13545	3582
2012	6585	657	4505,9	2255,4

Tabla 14

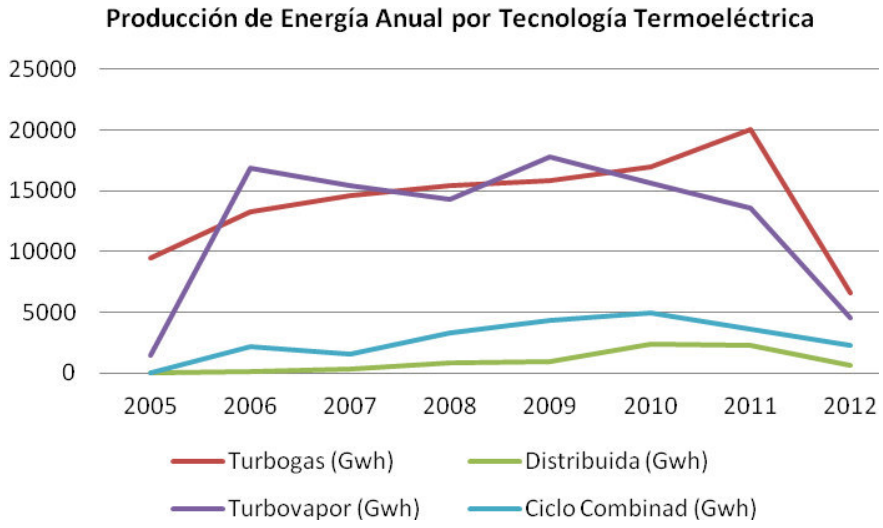


Ilustración 14

- Producción de Energía Anual por Tecnología Termoeléctrica (BEP)

Año	Turbogas (BEP)	Distribuida (BEP)	Turbovapor (BEP)	Ciclo Combinad (BEP)
2005	5843181,172	0	875308,92	0
2006	8245017,2	68775,6	10421672	1315410,8
2007	9017658,4	208185,6	9530067,6	945509,6
2008	9533165,6	538432,4	8852844,8	2037864,4
2009	9823758	553302,8	10997280,4	2706412,8
2010	10514612	1448005,2	9687446	3071357,2
2011	12435372	1376751,2	8392482	2219407,2
2012	4080066	407077,2	2791855,64	1397445,84

Tabla 15

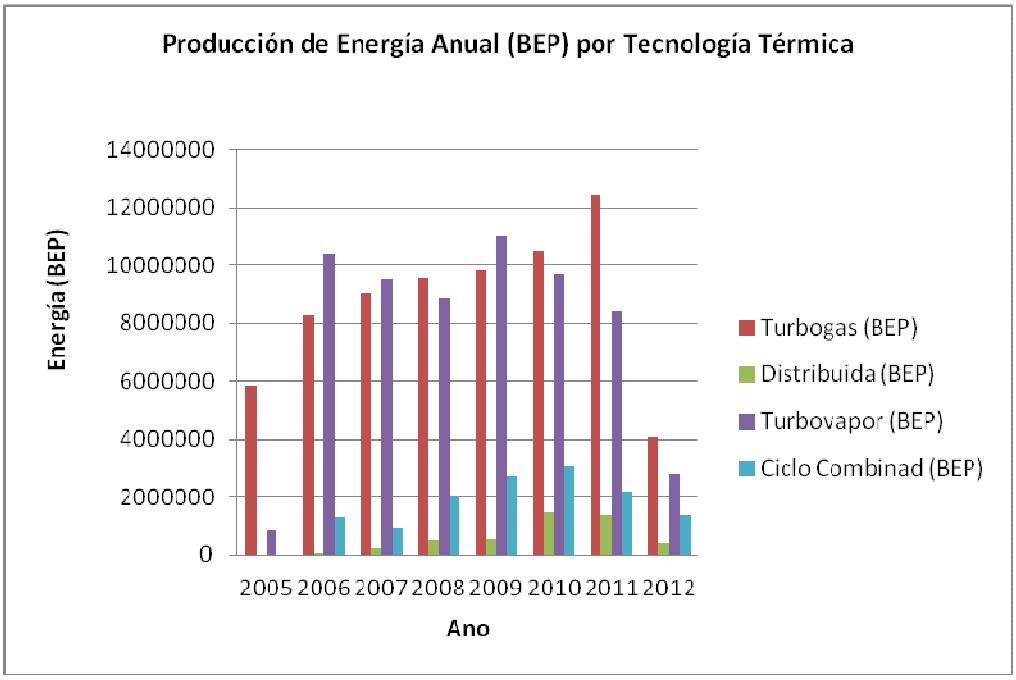


Ilustración 15

Demanda Máxima

- Comportamiento de la Demanda

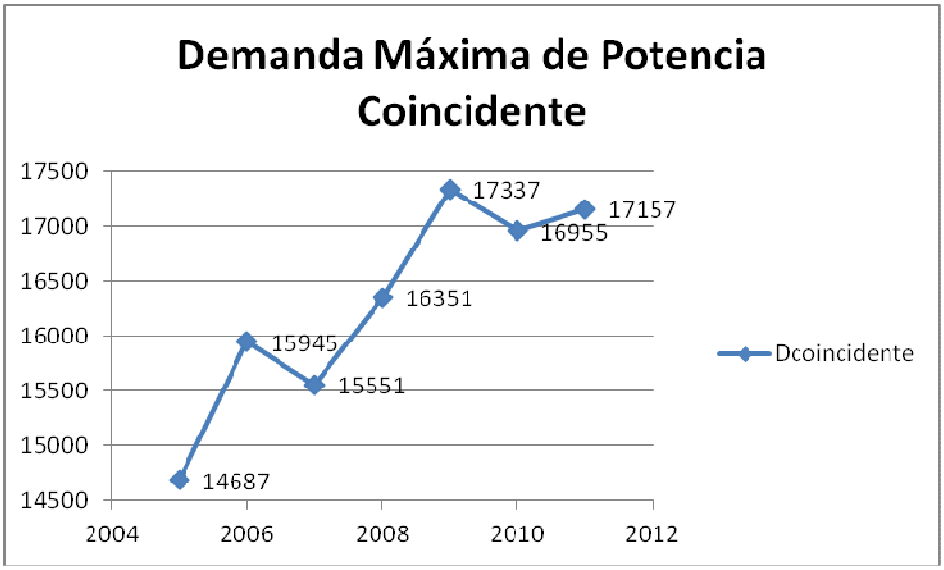


Ilustración 16

Eficiencia en el Parque Termoeléctrico

- Eficiencia por Tecnología

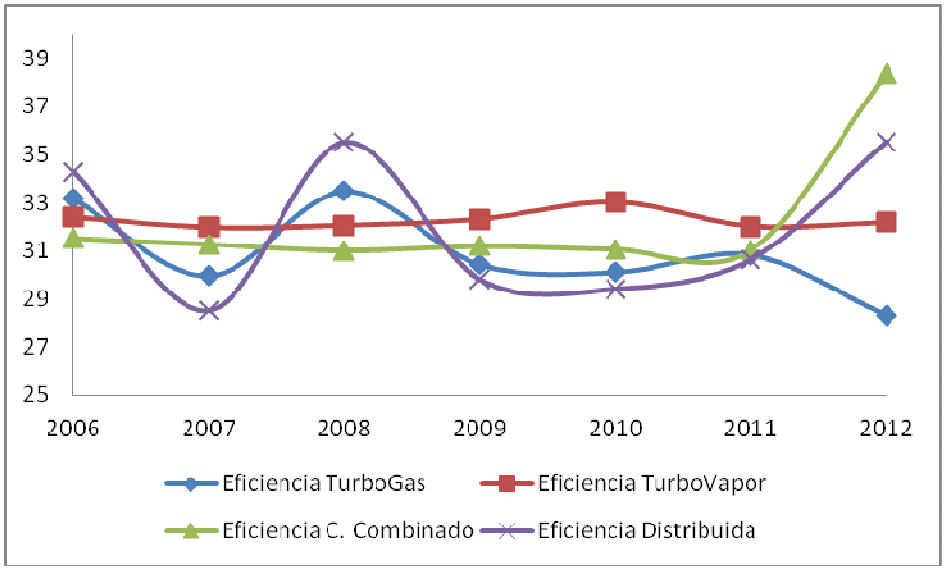


Ilustración 17

- Eficiencia Global del Parque Termoeléctrico

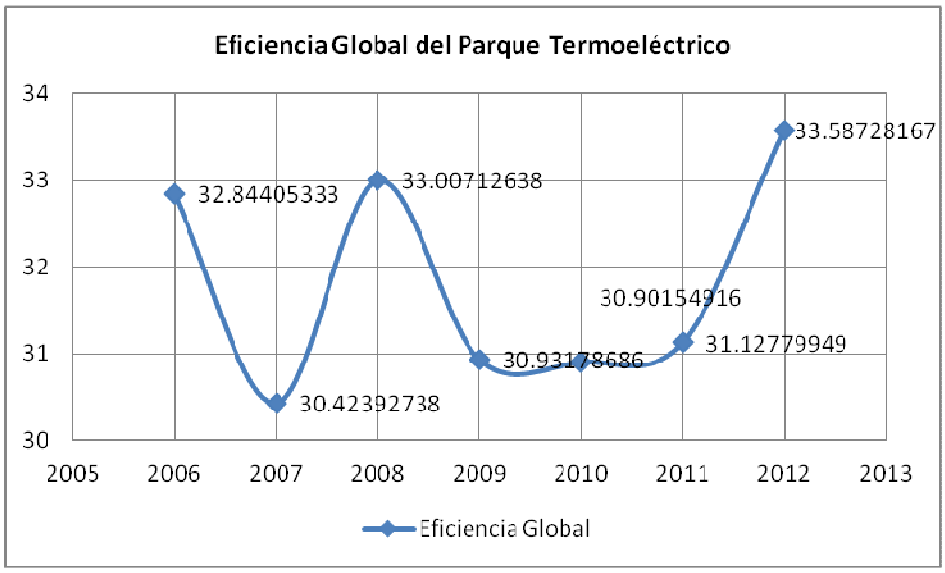


Ilustración 18

Factor de Carga del Sistema Eléctrico Nacional Anual

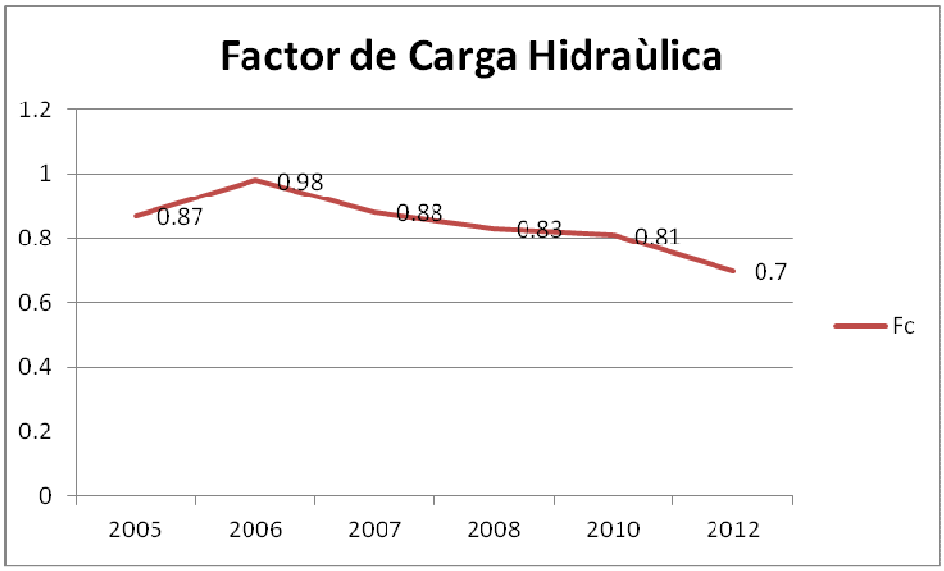


Ilustración 19

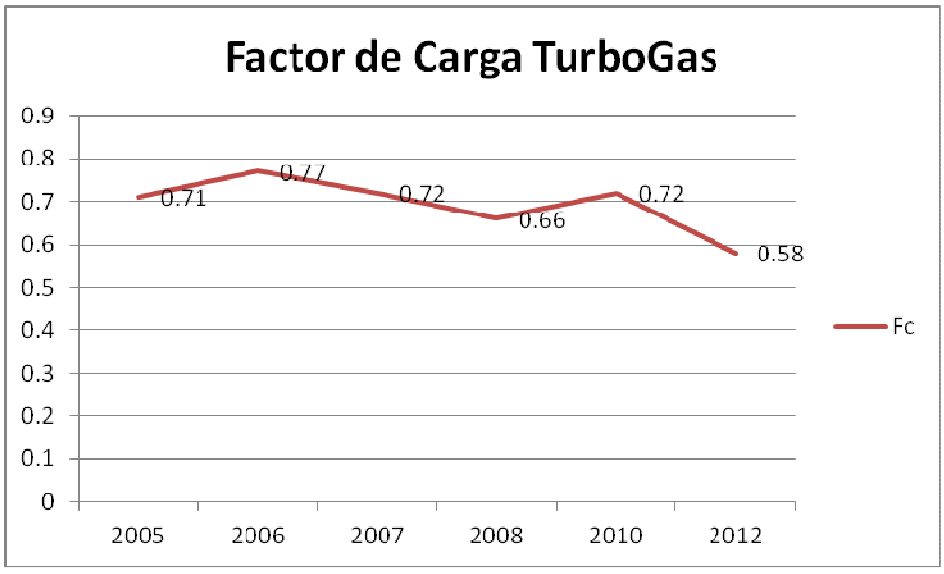


Ilustración 20

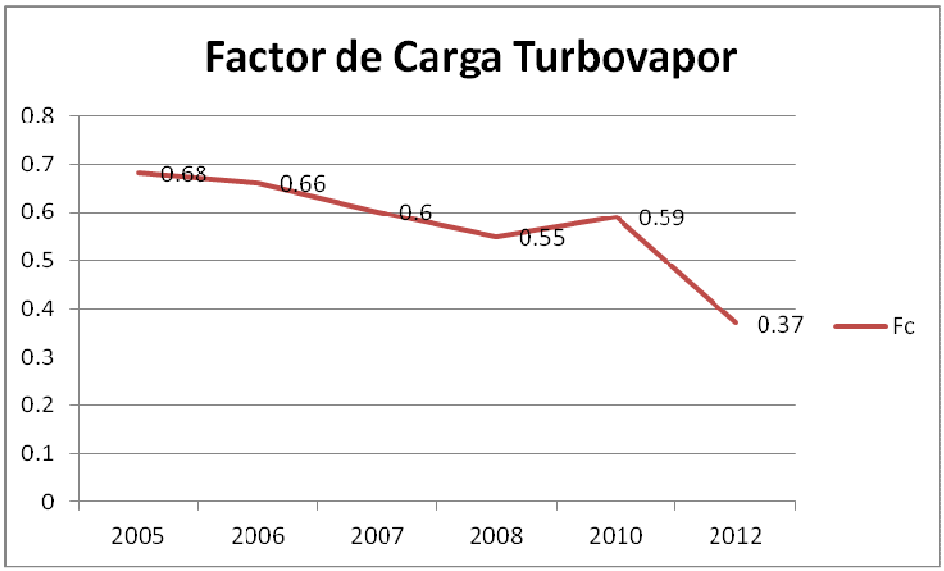


Ilustración 21

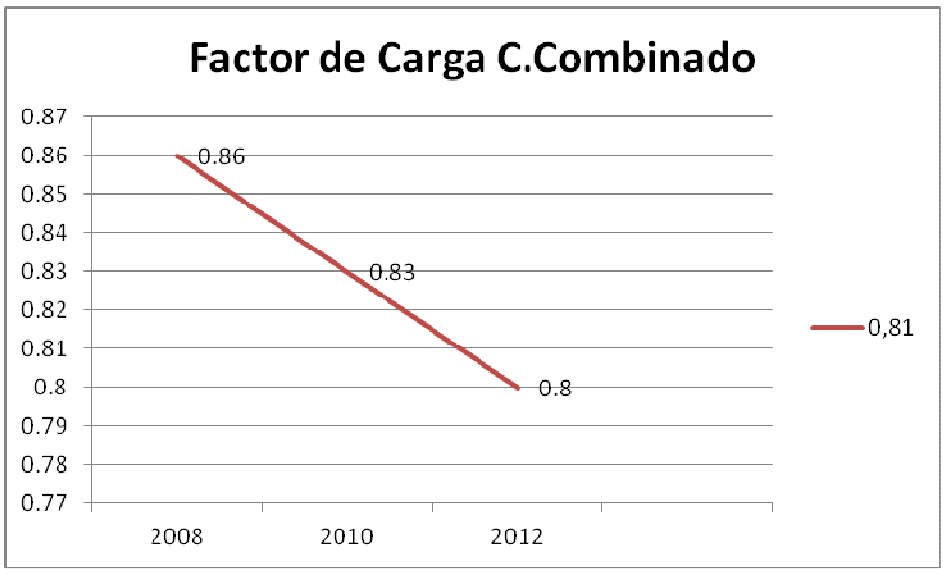


Ilustración 22

Expansión de Generación 2013-2016

- Próximos Proyectos

Planta	Localización	Capacidad Mw	Combustible	Tecnología
Guarenas	Miranda	156	Gas	Turbogas
Juan Bautista Arismendi	Nueva Esparta	755	Gas	
La Vueltosa	Mérida	500	Agua	Hidro
Bajo Grande	Maracaibo	100	Gas	
Peña Larga	Barinas	80	Agua	Hidro
El Palito	Carabobo	770	Gas	
La Cabrera	Carabobo	382	Gas	
El Vigìa	Mérida	470	Gas	C.C
La Raisa II	Miranda	440	Gas	Turbogas
El Sitio	Miranda	1080	Gas	C.C
Juan Manuel Valdez	Sucre	900	Gas	C.C

Tabla 16

Sector Petrolero

- Producción Petrolera

Año	Producción Petrolera Anual BBL
2005	1.193.110,00
2006	1.184.465,00
2007	1.059.960,00
2008	1.180.775,00
2009	1.099.380,00
2010	1.085.875,00
2011	1.091.715,00

Tabla 17

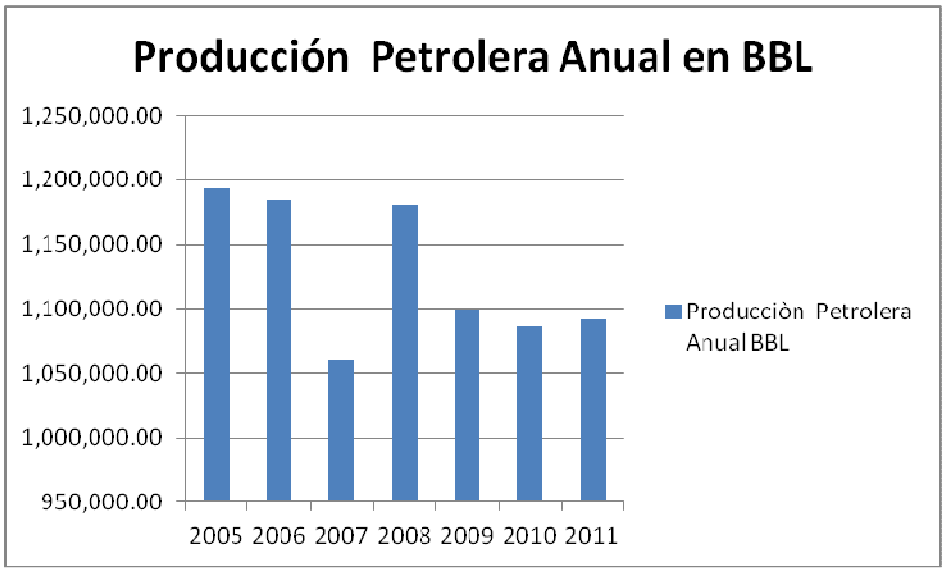


Ilustración 23

- Producción de Gas

Año	Producción de Gas MMPCD
2005	2490
2006	2600
2007	4055
2008	3823
2009	4190
2010	4003
2011	4241

Ilustración 24

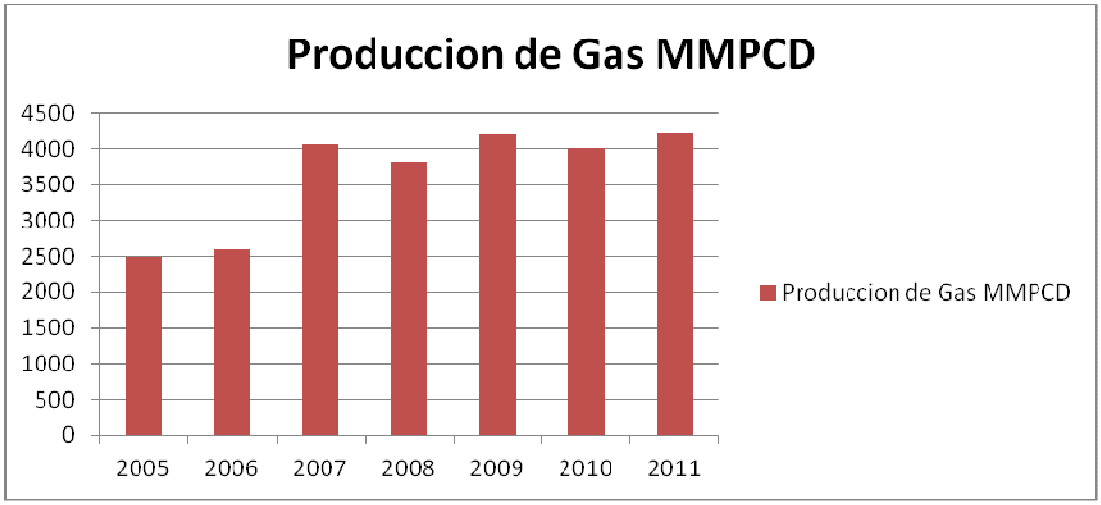


Ilustración 25

Consumo de Gas en el Sector Eléctrico

Año	Consumo Interno de Gas MMPCD
2005	162
2006	183
2007	206
2008	207
2009	225
2010	210
2011	207

Tabla 18

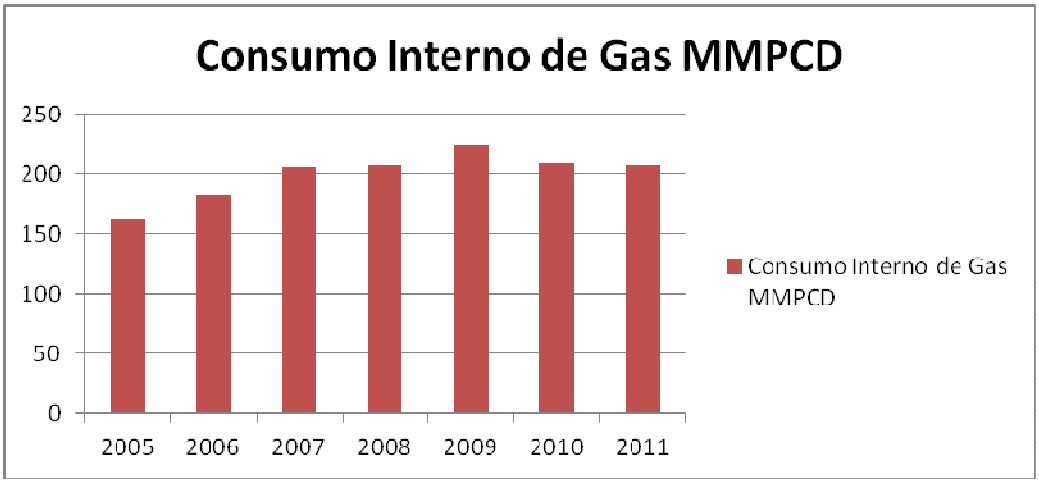


Ilustración 26

- Análisis Resultados Obtenidos

Observando el comportamiento del sistema de generación a través del tiempo, vemos que a pesar de que la demanda ha ido creciendo en el tiempo gráfico 16, no se ha invertido eficazmente en esta área. Ya que, la capacidad instalada en los últimos 7 años no ha crecido proporcionalmente con la demanda.

Como se observa en la gráfica 3, se puede ver que el sistema hidroeléctrico se ha mantenido y el parque termoeléctrico sólo ha crecido 8,4% en los últimos años. Mientras que la demanda ha crecido 9% en los últimos 7 años.

Por lo tanto, al no haber una inversión eficaz en el área, el déficit estructural seguirá existiendo.

Es posible, ver que Venezuela sólo dispone de un sistema robusto de generación, el cual se encuentra al sur del país, en la región de Guayana, donde se genera el 68% de la energía consumida en el país.

Y un parque termoeléctrico distribuido por el resto del país, que sólo genera un 32% de la energía producida.

Siendo la generación más robusta, Planta Centro, Complejo Termoeléctrico Josefa Joaquina Sánchez (Tacoa) y Termozulia, las cuales aportan el 42% de la energía generada por termoeléctricas.

Los problemas de estabilidad en el sistema, se refiere a la pérdida de sincronismo en las máquinas, ante una falla.

El complejo hidroeléctrico de Guayana, tiene la capacidad para enfrentar fallas, sin embargo es el único en el país, y está muy alejado de las principales ciudades industrializadas.

La demanda ha crecido, y las inversiones que se han hecho en generación no han sido contundentes para generar un cambio en la matriz energética del país.

No se ha hecho una planificación estratégica que compense y solvente el problema de raíz.

Como vemos las pocas inversiones que se han hecho han sido en plantas termoeléctricas pero no son lo suficientemente robustas, como para aliviar la carga del complejo hidroeléctrico de Guayana.

Es posible verificar esto, al observar los factores de carga para cada tecnología.

En los últimos 7 años, los factores de la generación hidráulica tienen un promedio de 0.8, lo que implica que han estado proveyendo energía al país, en un 80% anualmente.

Si comparamos este factor de carga hidraúlico, con las demás tecnologías es posible ver que el promedio es de 0.6, lo que implica que han estado en funcionamiento menos tiempo, y por lo tanto generan menos energía.

Es irremediable no depender actualmente de la generación de Guayana, sin embargo es posible en un futuro crear un sistema de generación más estable, si se hacen las inversiones pertinentes para resolver el problema.

El siguiente trabajo se fundamenta, en buscar una solución factible a esta situación, considerando varios escenarios que involucren solventar los problemas de estabilidad, aunado a producir mayor energía y ser lo más económico posible.

Es por ello, que después de un análisis exhaustivo del tema, es necesario pensar en el desarrollo de la generación termoeléctrica del país.

Una alternativa directa no sólo es aumentar la capacidad instalada sino mejorar la eficiencia de las plantas existentes.

Como se puede ver en el gráfico 17, las plantas de turbogas presentan mejor eficiencia que las plantas de turbovapor. Al hablar de eficiencia, se refiere al máximo aprovechamiento de combustible para generar la misma cantidad de energía. Es por ello, que es factible pensar en la reestructuración de las plantas termoeléctricas.

Para mejorar la eficiencia de las plantas de turbogas se deben cerrar los ciclos de las mismas, convirtiéndolas en plantas de ciclo combinado. La eficiencia mejora notablemente ya que el proceso, captura los gases de la turbina de gas para generar vapor en una caldera la cual accionará a su vez una turbina de vapor. Ambas turbinas tanto la de gas y la de vapor accionarán un generador que transformará la energía mecánica en energía eléctrica. De esta manera, se está utilizando la misma cantidad de combustible, pero se genera mayor cantidad de energía.

Con respecto a las plantas de turbovapor, para mejorar su eficiencia basta con cambiar el combustible de las plantas, que se basa en sustituir el fuel oil por el gas.

Se ha demostrado en los resultados obtenidos en el gráfico 17, que los sistemas que funcionan a gas como ciclo combinado y turbogas, no sólo mejoran su eficiencia sino a su vez los factores de carga.

Los factores de carga para la tecnología de Ciclo Combinado y Gas son mayores si comparamos con las plantas turbovapor. Y esto en parte se debe, a que al usar como combustible el gas, el mantenimiento de las turbinas es menor que las turbinas que funcionan con fuel oil.

Cabe destacar que, los factores de carga se ven influenciados por el mantenimiento de las máquinas ya que este representa o contabiliza, la energía promedio que se entrega en un período de tiempo determinado.

Cada vez, que se le hace mantenimiento a las máquinas, estas dejan de producir energía y por lo tanto disminuye su factor de carga.

Es por ello, que es factible pensar en el desarrollo de empezar a producir a gas, antes de elegir cualquier otro combustible.

Sin embargo, es necesario saber la cantidad de combustible que se necesita para abastecer toda esta reestructuración.

Suponiendo que se genere 100% a gas bajo las premisas antes mencionadas, se requiere una cantidad de **258 MMPC** de gas (sin cerrar los ciclos), para generar la cantidad de energía que se está produciendo actualmente. Esta cantidad de gas no se dispone en el país.

Por lo tanto esto nos lleva a pensar, en la posibilidad de explotar las reservas de gas del país, sin embargo, habría que estudiar considerablemente el aspecto económico de esta alternativa.

El gran reto de generar con gas, más allá de las inversiones pertinentes que hay que hacer al parque de generación, está en como se va a proveer de este combustible a las plantas.

El déficit de gas calculado, es sin considerar los proyectos de la tabla 16, los cuales son en su mayoría hacia la generación con gas.

En los últimos 7 años se puede ver en la tabla 18, el consumo de gas en el sector eléctrico representa un pequeño porcentaje de la producción de gas natural en el país. Como se puede ver en la tabla 17, la mayoría del gas producido, se inyecta en los pozos petroleros para la extracción del mismo y el remanente es utilizado para el mercado interno, entre estos, el sector eléctrico.

El déficit de gas que existe en el país, se verifica en el gráfico 8, en el cual se puede ver el uso de diesel como combustible alternativo para generar en plantas de turbogas y ciclo combinado.

Por lo tanto, viendo en macro el sistema de generación actual. El plan estratégico de generación que se desarrollará en la siguiente etapa del proyecto.

Tiene que tomar en cuenta las siguientes premisas:

1. Estimación de la demanda para el ano horizonte.
2. Buscar hacer un sistema de generación distribuido equitativamente en las regiones industriales del país. Esto es para buscar hacer un sistema de generación más robusto, buscando aligerar la carga al complejo hidroeléctrico de Guayana.
3. Estudiar alternativas de generación, tomando en cuenta el problema de abastecimiento de combustible
4. Buscar alternativas de generación que optimice el sistema actual, buscando la mayor producción de energía al menor costo posible.

Sin embargo, la **hipótesis directa** que sale tras este estudio, es **generar con gas, para mejorar las eficiencias de las plantas y cerrar sus ciclos.** Esta es una solución viable a corto plazo.

Ya que, hacer estos cambios, contribuiría notoriamente en mejorar el déficit estructural en generación que atraviesa el país.

Para comenzar una planificación exhaustiva se debe prever o estimar el comportamiento de la demanda de energía.

- Estimación de la Demanda:
  Un estudio realizado en el 2004 por el Ministerio de Energía y Petróleo llamado PDSEN (Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional 2005-2024) arroja los siguientes resultados:

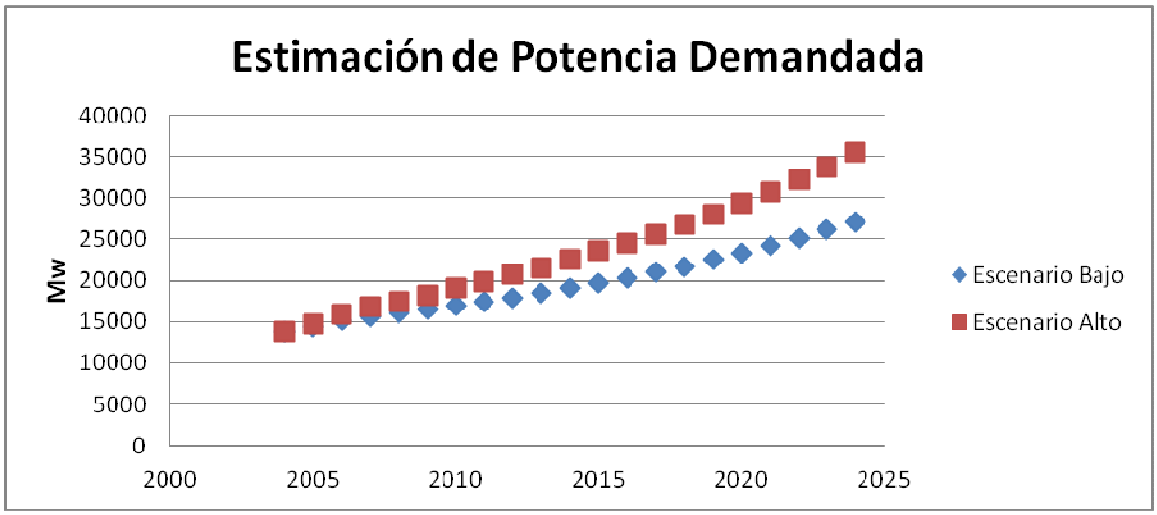


Ilustración 27

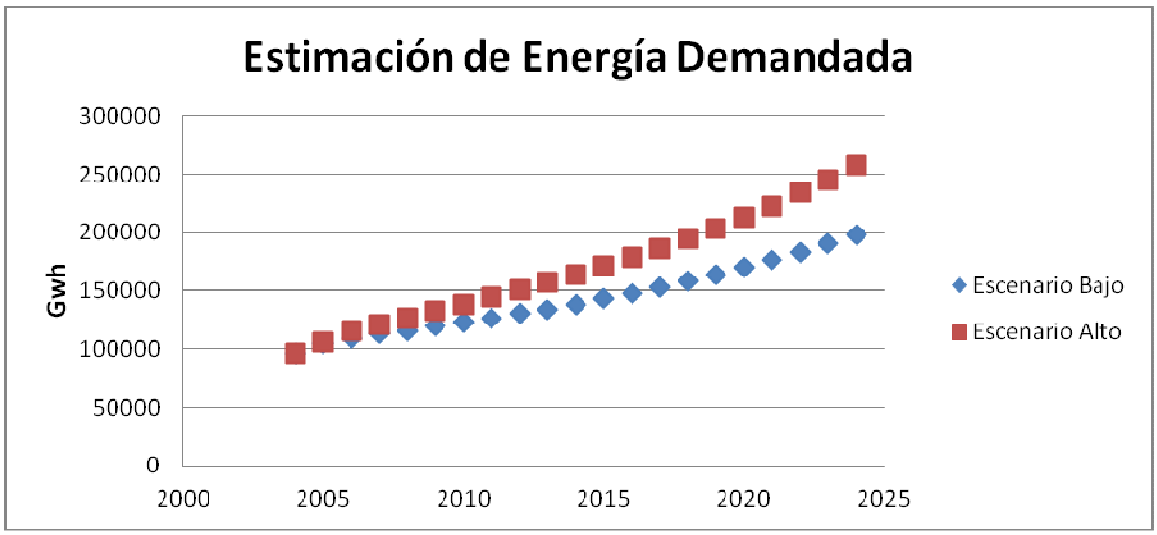


Ilustración 28

Los cuales enmarcan, un crecimiento interanual del 3.7% de la demanda de energía en el escenario bajo y un 5.1% en el escenario alto.

Para la potencia existe un crecimiento interanual del 3.4% para el escenario bajo y un 4,8% para el escenario alto.

Este estudio, se baso en distintas variables las cuales son determinantes para predecir el comportamiento de la demanda. Entre ellas están:

- PIB total real

- PIB manufacturero real
- PIB sector público real
- Consumo Privado Real
- Precios de la Electricidad Real
- Índice de producción Industrial de países Desarrollados
- Precio del Aluminio Primario en los Mercados Internacionales
- Precio del Hierro en los Mercados Internacionales

Con el estudio minucioso de estos párametros, se llega a las curvan indicadas por el PDSEN 2004-2024.

Sin embargo, para saber el estudio detallado de este procedimiento valdría la pena buscar el documento y leer el anexo 3 del mismo.

- Comportamiento de la Demanda

De acuerdo, a la información mostrada en el Anuario Estadístico 2010 y 2011 del MPPEE y Memoria y Cuenta 2012 del mismo. Se pudo obtener el comportamiento de la demanda en los últimos 12 anos, en función de la energía y potencia demandada.

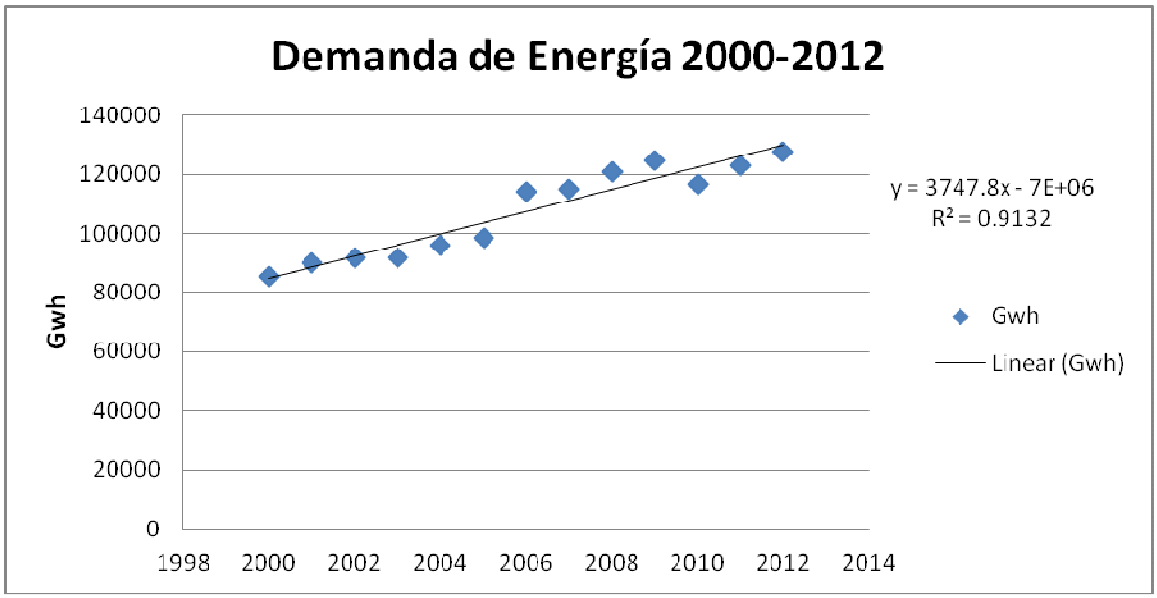


Ilustración 29

El cual indica un crecimiento promedio interanual de la demanda de energía del 3.53%.

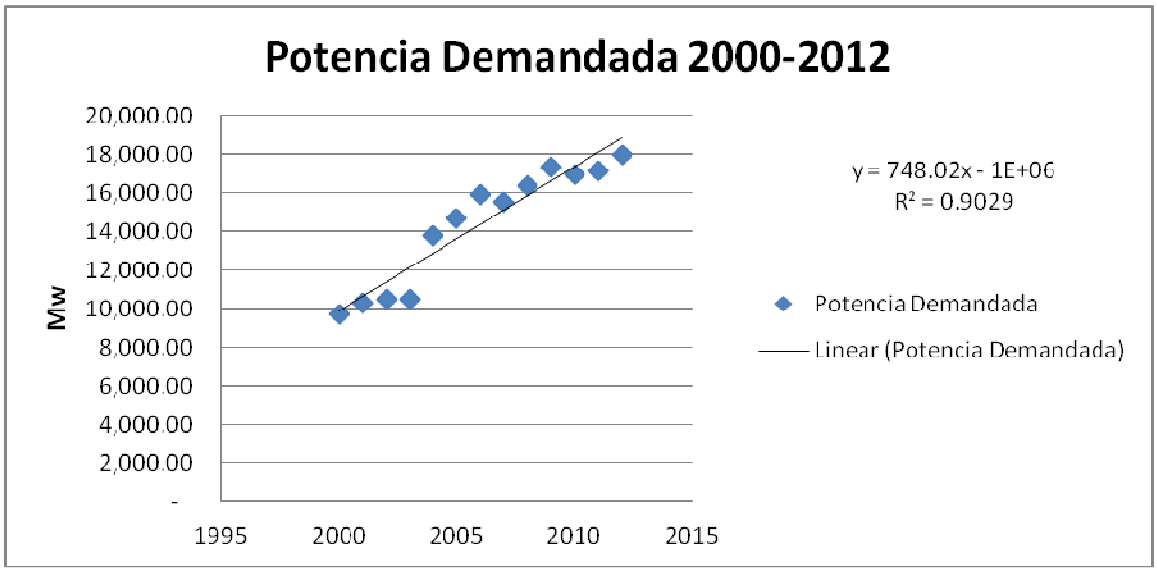


Ilustración 30

El cual indica un crecimiento promedio interanual de la demanda del 3.41%.

Al sobreponer, las estimaciones del PDESEN del 2004-2012, con la curva de comportamiento de la demanda real tanto la de energía y la de potencia, se puede observar, que dicho estudio tiene una aproximación bastante cercana a la realidad. Y por lo tanto se puede verificar, que se pueden tomar ambas gráficas como referencia para los distintos escenarios de planificación que se desarrollarán más adelante.

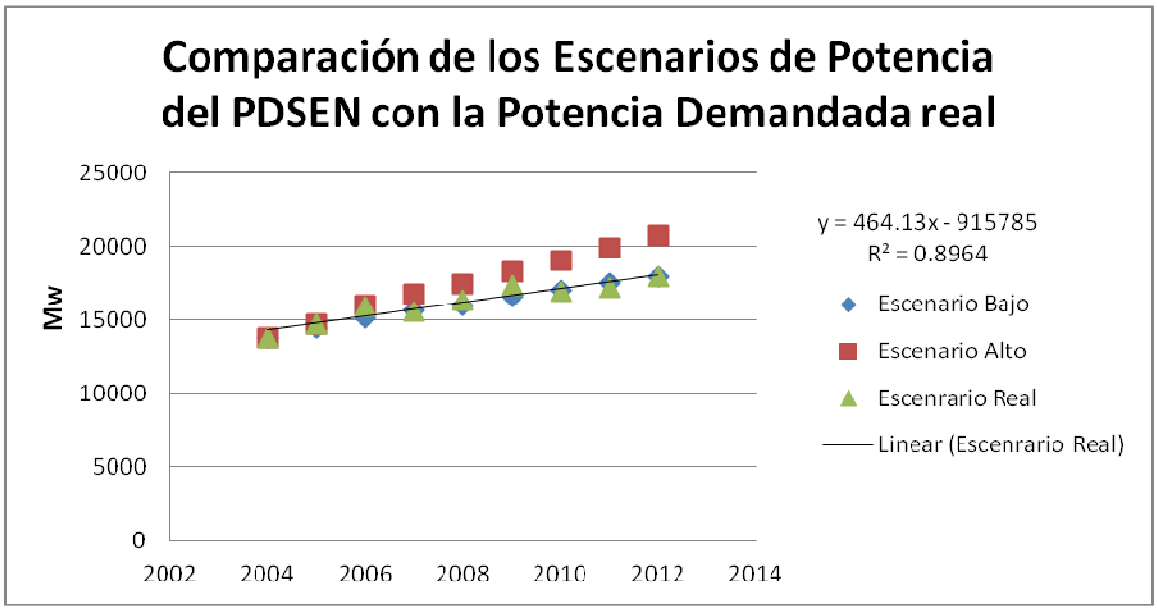


Ilustración 31

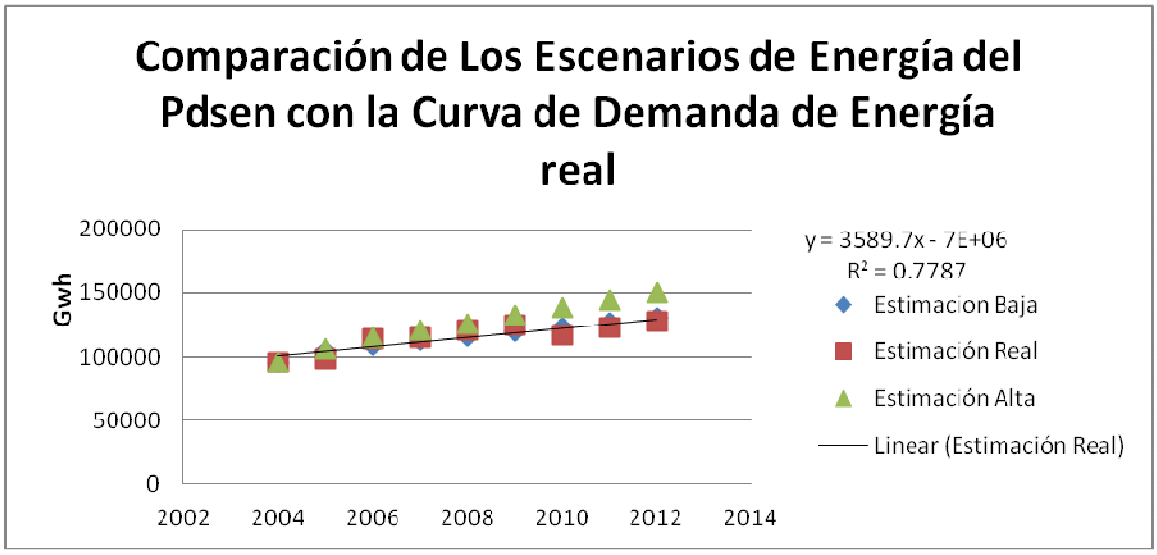


Ilustración 32

Sin embargo, es importante destacar algo, la curva de comportamiento real de la demanda tanto en potencia como en energía, tiene un comportamiento creciente hasta el 2010, siendo un promedio de los 2 escenarios planteados por el PDSEN.
Y a partir del 2010, se observa un comportamiento atípico donde se observa que la curva comienza a decrecer logrando así, a estar por debajo de la curva de bajo escenario expuesta por el PDSEN para ambos casos.

Esto, no quiere decir que haya un mal estudio o una estimación errónea por parte del MENPET, sino que esto delata el declive general del estado de funcionamiento del SEN.

Lo cual obliga a botar carga, en ciertos sectores del país, o se puede ver que se esta bajo un SEN que no se encuentra en las condiciones necesarias para satisfacer esa demanda latente.

Por lo tanto, existe una demanda represada que es notoria a partir del 2010, (no quiere decir que en años anteriores no existiese). Sin embargo, el colapso eléctrico ocurre en este ano exacto, y por lo tanto se ve ese comportamiento atípico en las curvas de potencia y energía de demanda real.

Esta situación, obliga a que se tenga que plantear una curva distinta de demanda. En este caso sería la "curva de demanda ideal".

De no haber demanda represada, por los distintos racionamientos eléctricos, "la curva de demanda ideal" responde a cual sería realmente el comportamiento de la demanda.

Con los mismos datos usados para la grafica , se hizo una estimación lineal de tendencia , con los datos del 2000 al 2008 para así obtener la nueva demanda de energía para los años 2009, 2010, 2011 y 2012.

Dando como resultado lo siguiente:

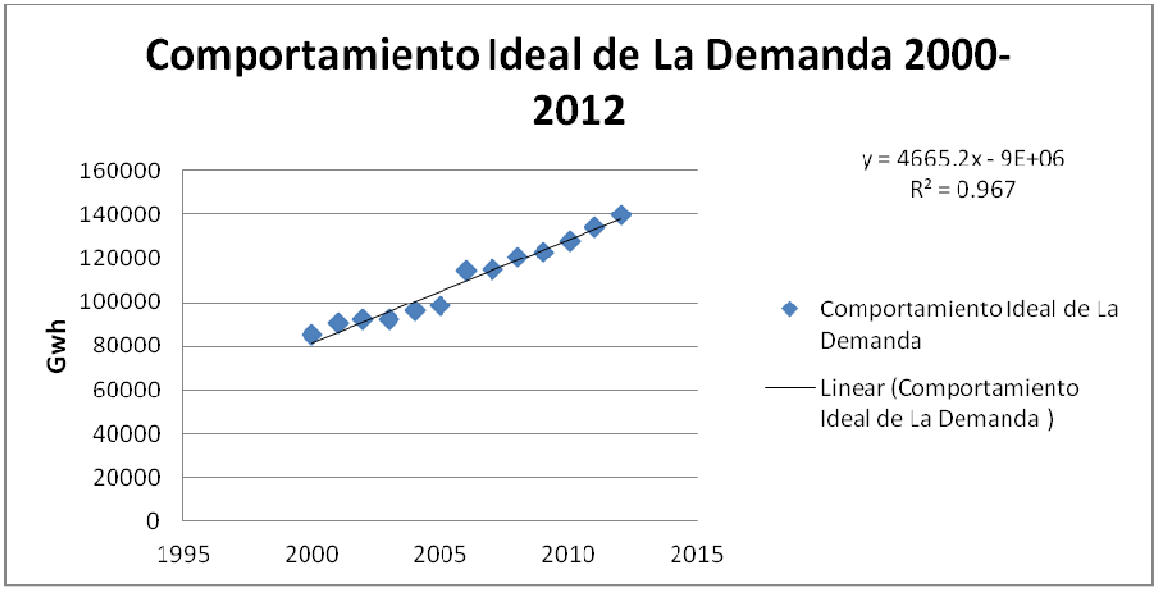


Ilustración 33

Al sobreponer la gráfica de comportamiento ideal de la demanda con la de comportamiento real de la demanda obtenemos esto:

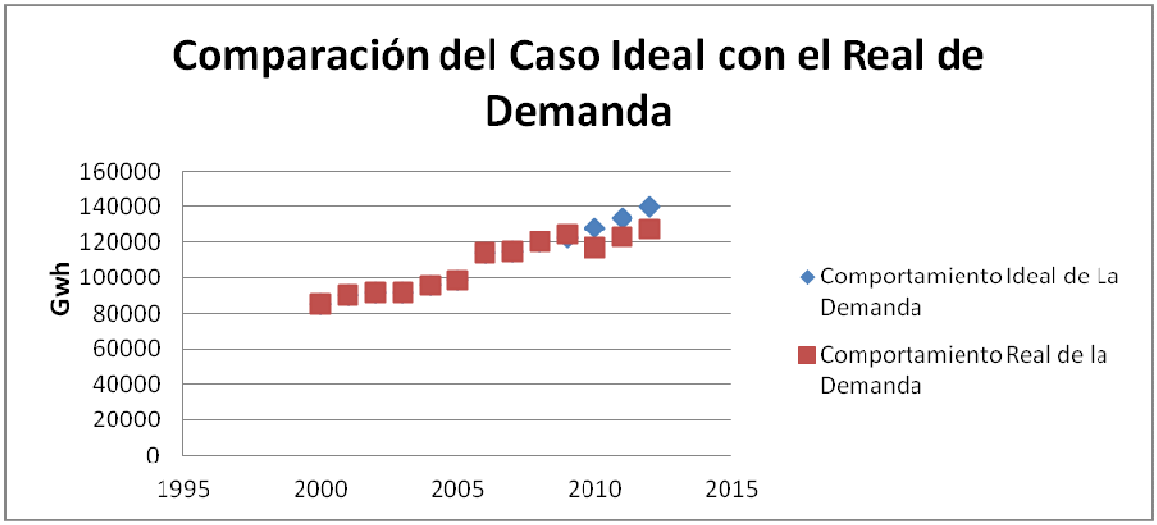


Ilustración 34

Ahora si cada curva se extiende con una estimación lineal de tendencia del 2013 al 2020, se obtiene lo siguiente:

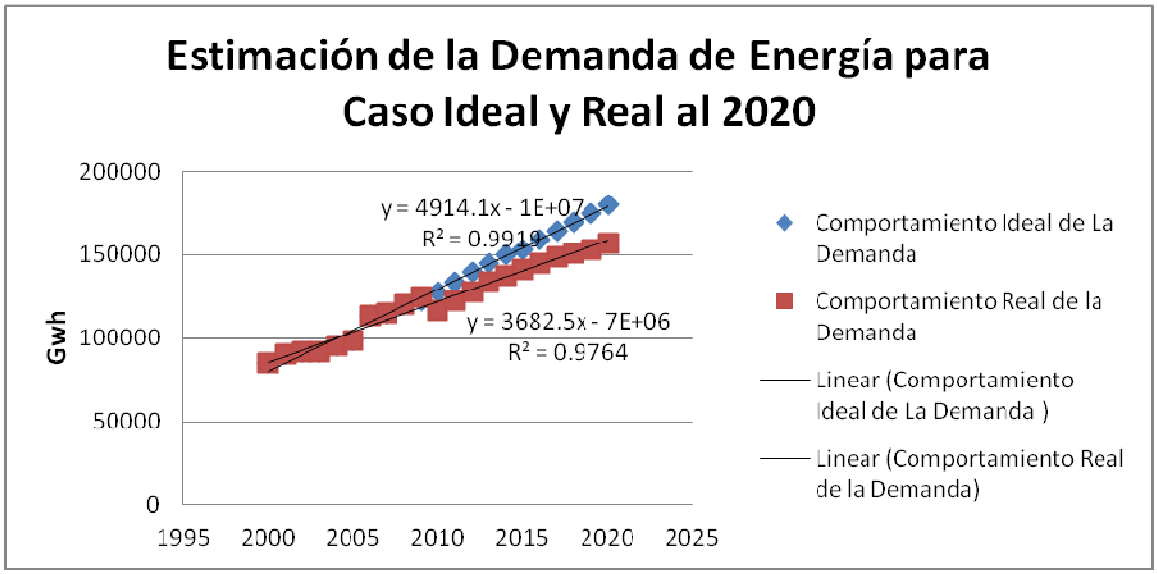


Ilustración 35

Con estas gráficas, es posible verificar la demanda represada que se expone en este estudio.

Y es necesario, considerarla para el trabajo de planificación. Ya que es un problema latente, y acumulativo de no hacerse algo al respecto.

Si contrastamos esto con el estudio del PDSEN, obtenemos lo siguiente:

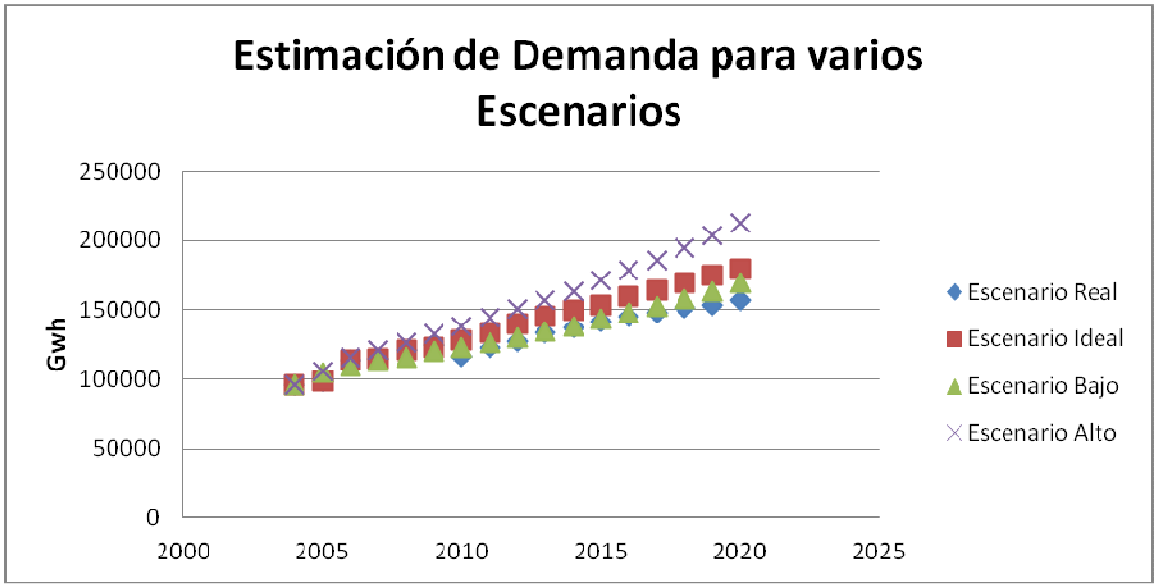


Ilustración 36

Al ver la gráfica, se puede verificar que el escenario ideal está dentro de los límites establecidos por el estudio PDSEN 2004-2024, al mismo tiempo se puede ver que el escenario real tiene un comportamiento atípico alejándose de los límites establecidos, y a medida que pasa el tiempo se aleja del escenario bajo determinado por el PDSEN.

Por lo tanto, existen 4 curvas de demanda, determinantes y necesarias para la planificación de generación.

Para cada una se estudiará, los distintos escenarios, con el fin de poder encontrar la mejor alternativa, para resolver una de las aristas del extenso problema eléctrico que atraviesa el país actualmente.

Curva 1: Caso de Escenario Alto, estudiada por el PDSEN.

Curva2: Caso de Escenario Bajo, estudiada por el PDSEN.

Curva 3: Caso de Escenario Real bajo la premisa de comportamiento de la demanda en los últimos 12 anos, haciendo una estimación lineal de tendencia del 2013-2020. (Con demanda represada)

Curva 4: Caso de Escenario Ideal bajo la premisa de comportamiento de la demanda del 2000-2009, haciendo una estimación lineal de tendencia del 2010-2020. (Sin demanda represada)

El ano horizonte de la planificación será al 2018.

- Comportamiento de la Potencia 2005-2012

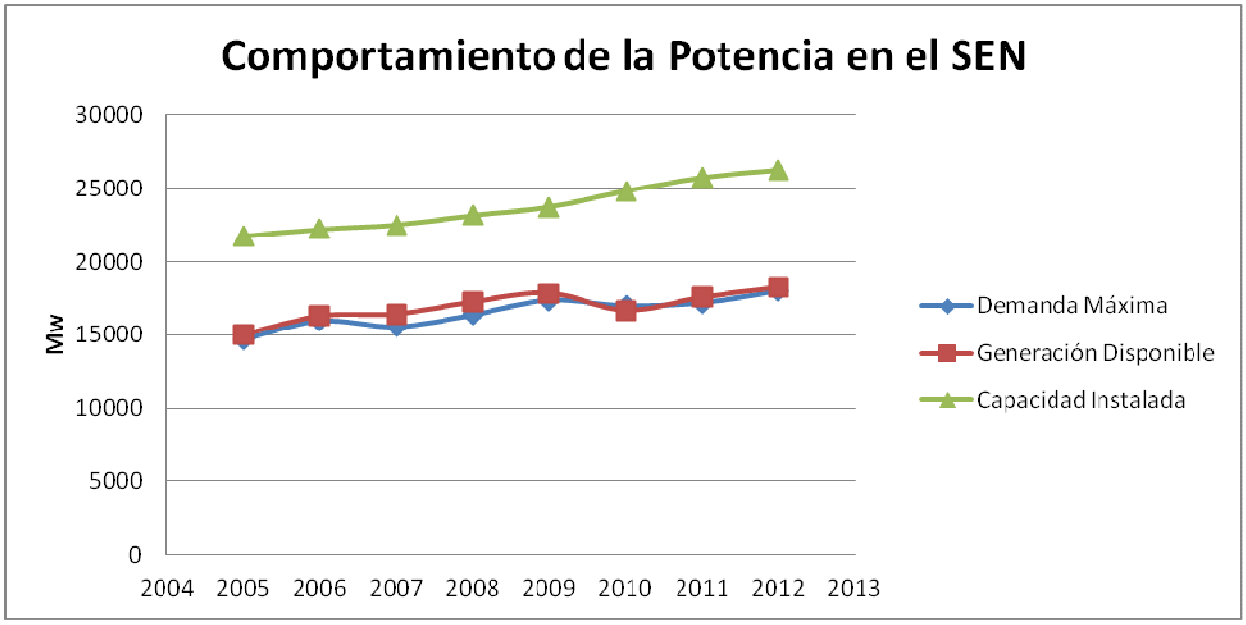


Ilustración 37

- Demanda Represada

Teniendo en cuenta, la explicación anterior, y usando el gráfico 10.
Se obtiene lo siguiente:

Demanda Represada	Gwh
2010	11180
2011	11022
2012	12318

Tabla 19

Estas cifras mostradas son una aproximación, ya que parte de una estimación previa. Y está muy relacionado, con los índices económicos del país. Lo cual no se tomó en cuenta al realizar está estimación. Sin embargo, son números que se pueden aceptar considerablemente para nuestro estudio eléctrico.

- Escenarios de Estudio

En este caso, los escenarios de estudio estarán enfocados hacia el área de generación.
Cada escenario será evaluado para cada curva de demanda y tendrá una demanda represada y un déficit de gas asociado.
Sin embargo, es importante destacar que este estudio que se está haciendo en este informe, por ahora, es netamente técnico. No se considerarán variables económicas.

Escenario #1

Premisas:

- No hay ninguna modificación al parque de generación
- Entra en funcionamiento Tocoma (finales del 2014)
- Se termina el proyecto de compensación serie para las líneas de 765 KV por la empresa IMPSA (noviembre 2014), como está previsto en su contrato

Comportamiento Escenario #1 al 2018

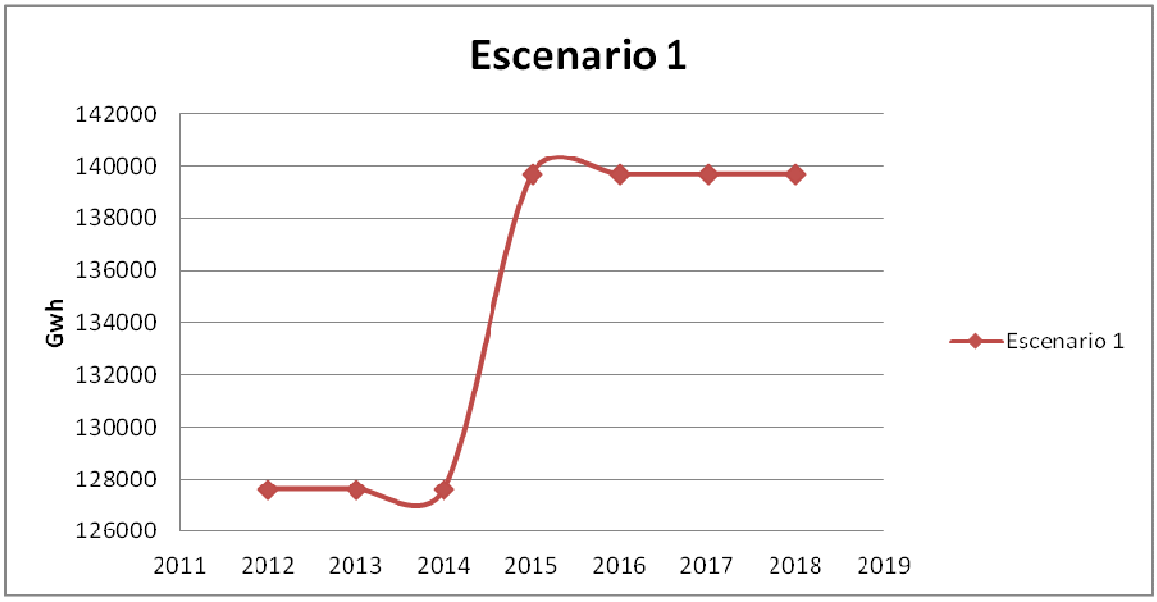


Ilustración 38

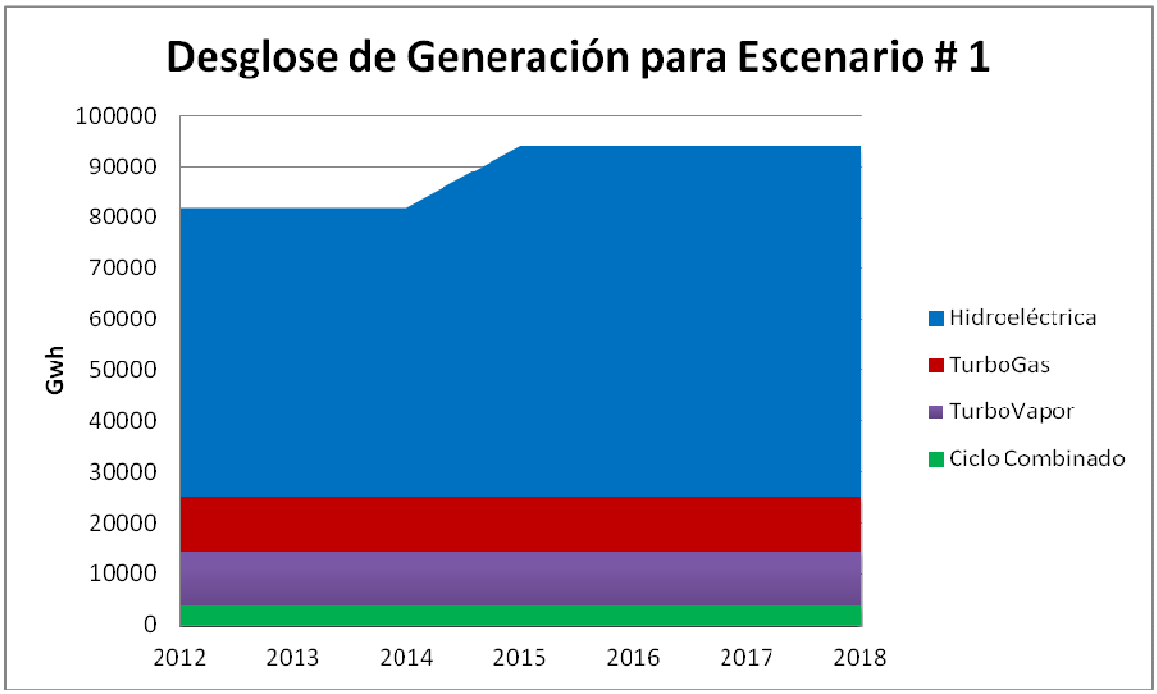


Ilustración 39

Escenario #2

- Las mismas premisas del Escenario #1
- Se cambian las plantas que generan con fuel oil a gas
- Se cierran los ciclos de las plantas termoeléctricas (2016)

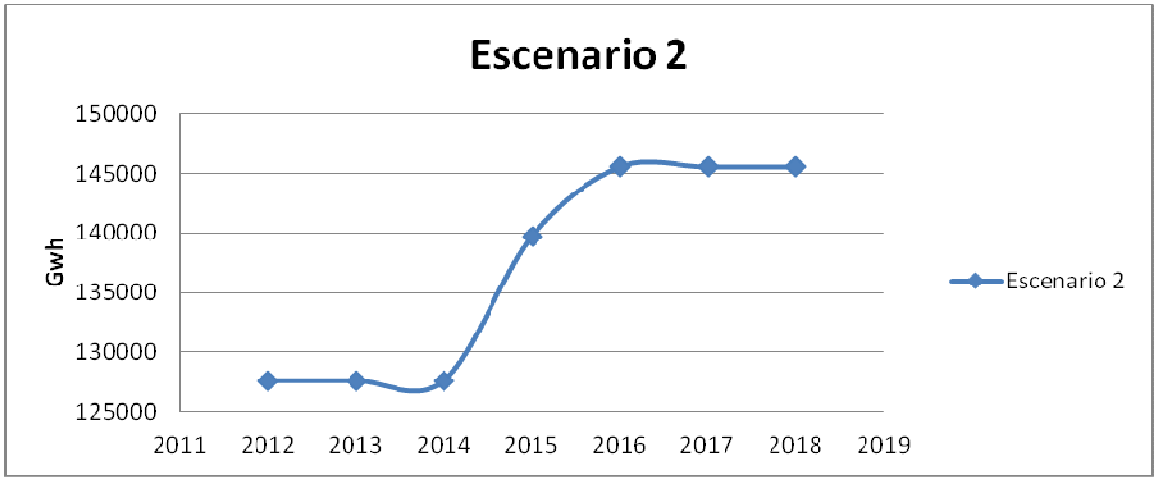


Ilustración 40

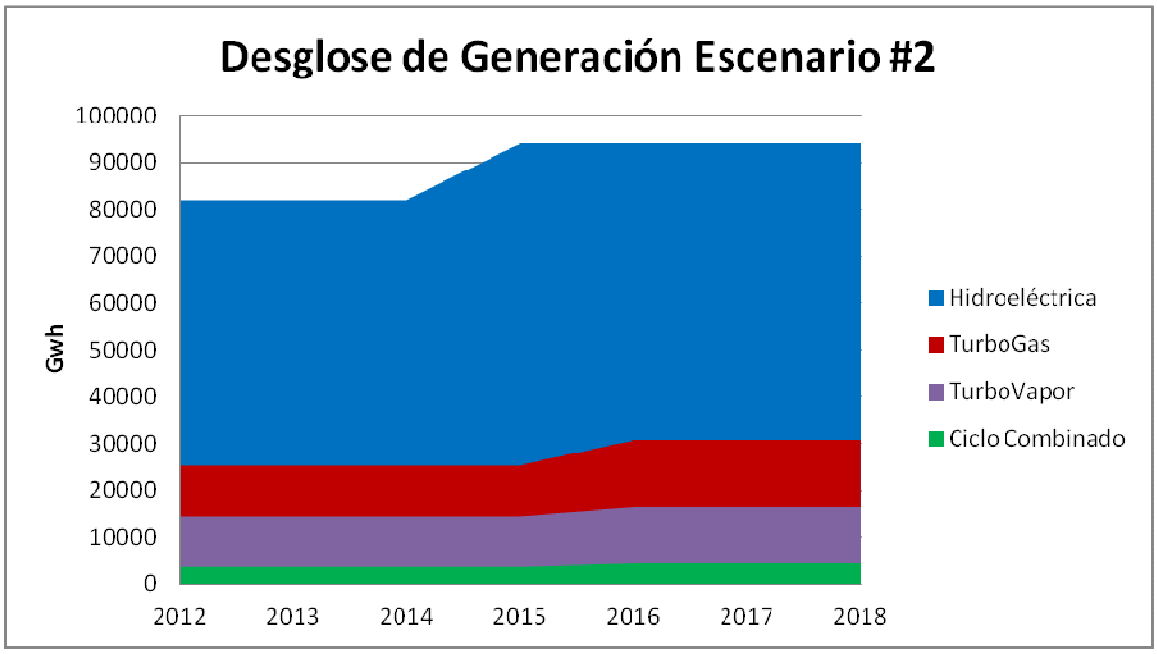


Ilustración 41

- Planificación de Generación

Escenario #1

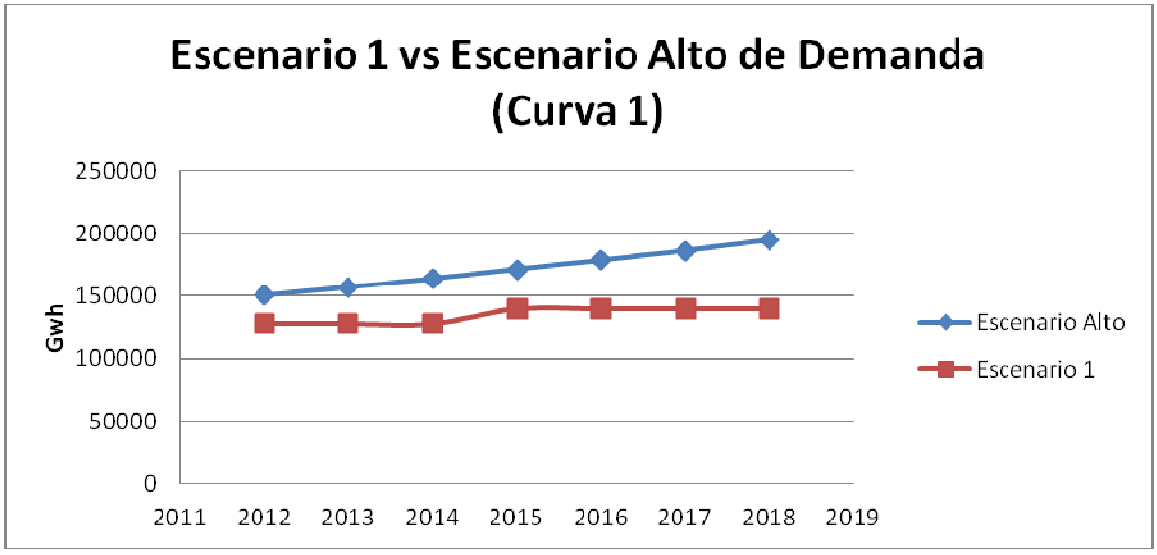


Ilustración 42

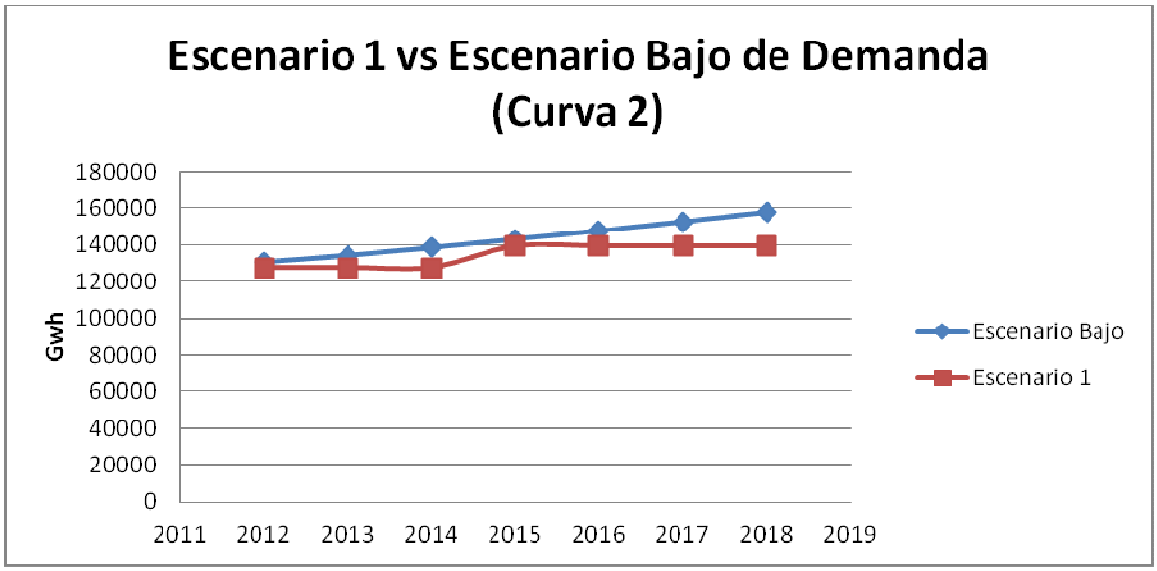


Ilustración 43

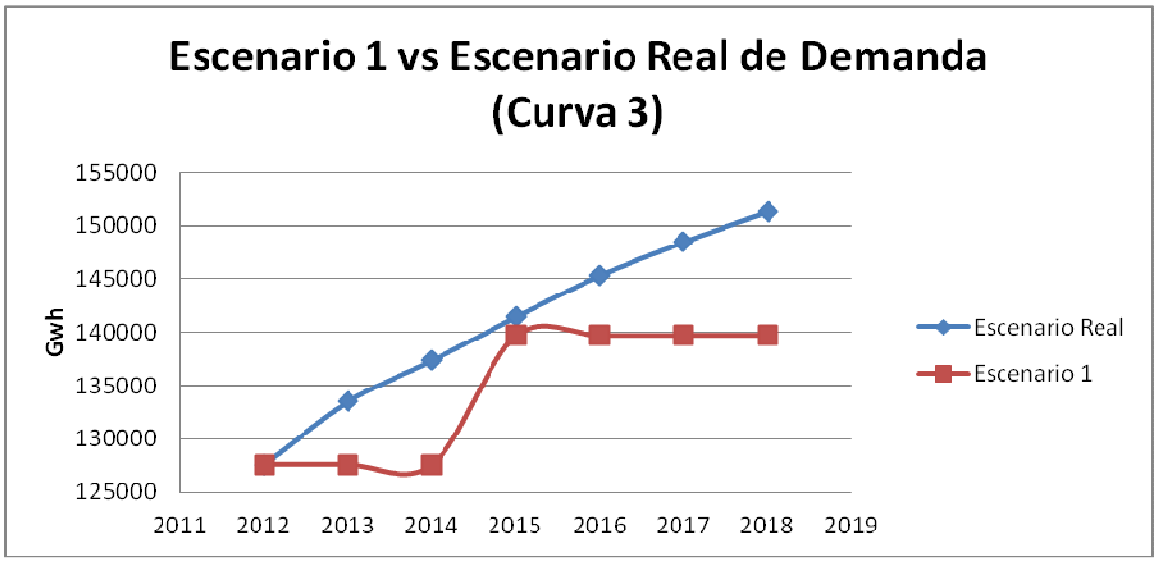


Ilustración 44

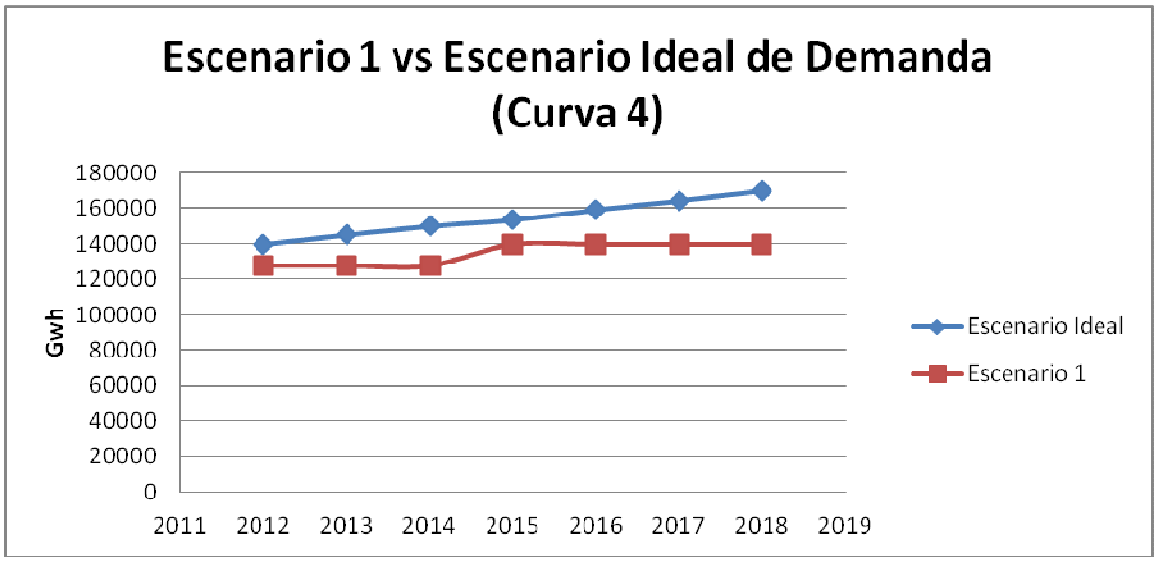


Ilustración 45

Resultados 2018

2018	Gwh	Gwh Gas	Gwh Diesel	Gwh Fuel Oil
TG	25221	10841	14379	
TV	14453	5797		8656
CC	3684	3684		
D	2244		2244	
TOTAL	45602	20322	16623	8656

Tabla 20

Escenario 1	Generación (Gwh)	Demanda (Gwh)	Demanda Represada (Gwh)	Déficit de Gas (MMPC)
Curva 1	139709	194414	54705	272023
Curva 2	139709	158007	18298	272023
Curva 3	139709	151309	11600	272023
Curva 4	139709	170023	30314	272023

Tabla 21

Análisis Escenario #1

Es posible observar, que bajo este escenario ninguna curva de demanda se satisface completamente para el ano horizonte, con una demanda represada considerable para todos los casos.

Lo que indica que sólo la entrada de funcionamiento de Tocoma, como única medida de generación para los próximos 5 anos, no es factible, ya que seguirá existiendo demanda represada. Sin embargo, es el único proyecto viable y que se tiene garantía que entrará en funcionamiento para el 2014. Involucrando además, otra premisa, que se culmine el proyecto de compensación serie de las líneas de 765 KV hecho por la empresa argentina IMPSA para noviembre 2014.

De no cumplirse, estas 2 premisas, este escenario no tiene sentido, ya que el hecho de poner en funcionamiento Tocoma sin tener terminadas las líneas, trae como consecuencia que no se podrá llevar esta nueva generación de energía al norte del país.

Es el único proyecto que se toma en cuenta, ya que es el único que aporta energía considerable para los próximos anos y cambia la matriz energética del país. Por lo tanto, es necesario estudiarlo.

Los demás proyectos previstos por CORPOELEC, para el año 2013-2016 la mayoría por no incluirlos a todos están en etapa inicial, lo que indica que no estarán listo para las fechas pautadas y además no son proyectos emblemáticos que modifiquen considerablemente los números planteados en este escenario.

- Escenario #2

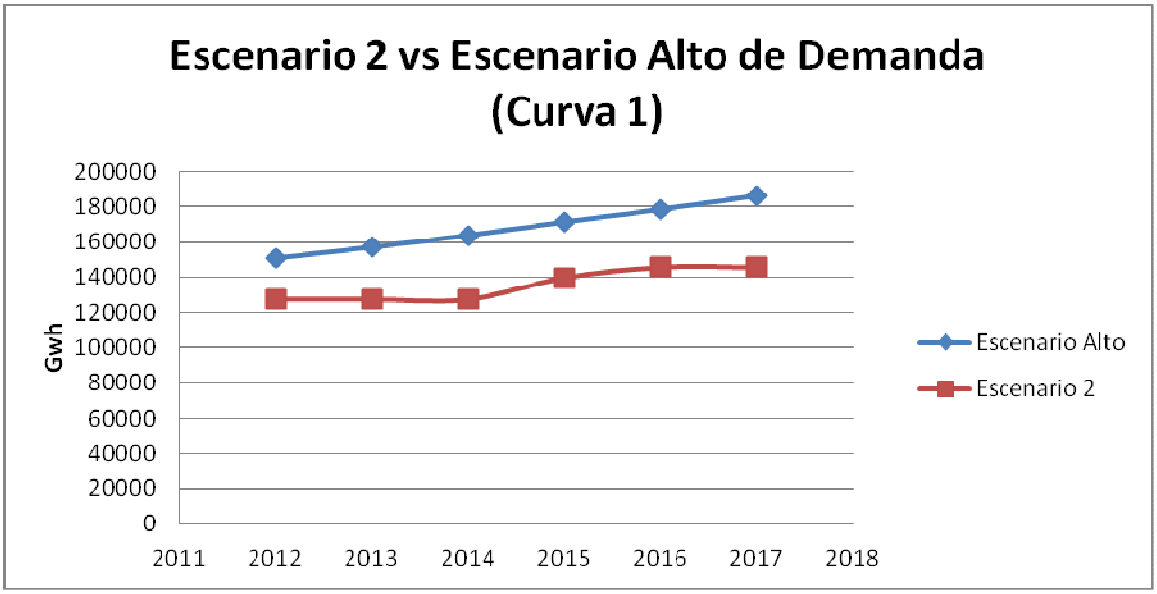


Ilustración 46

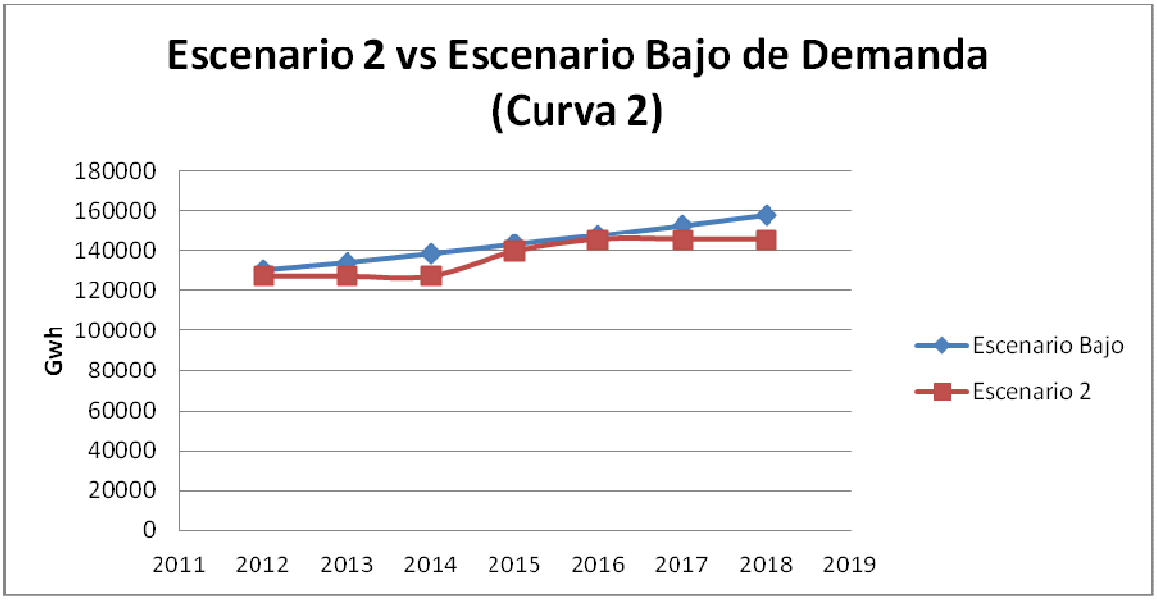


Ilustración 47

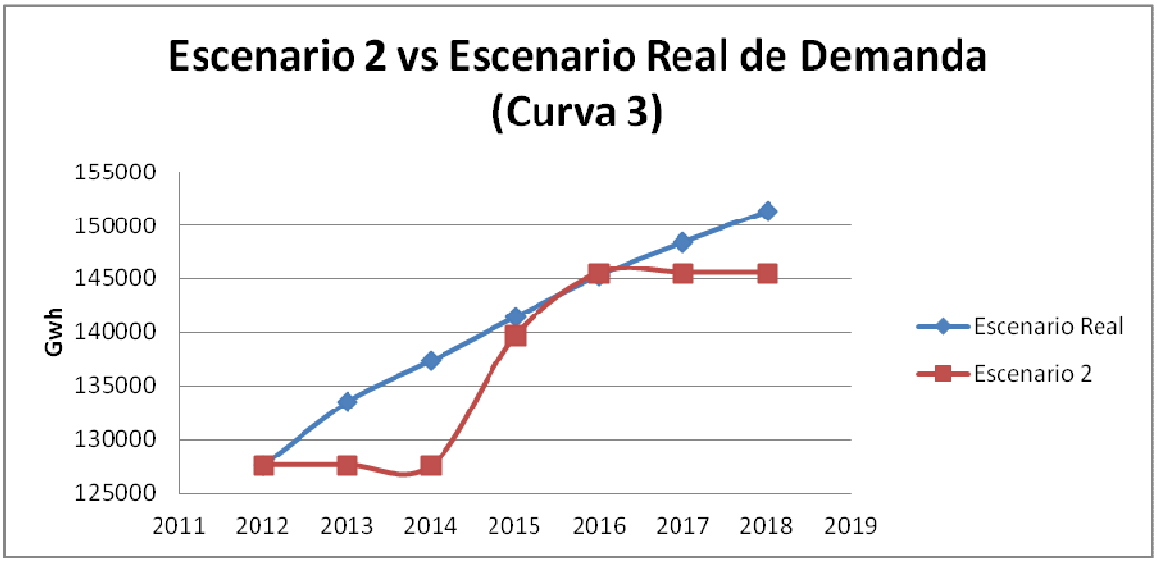


Ilustración 48

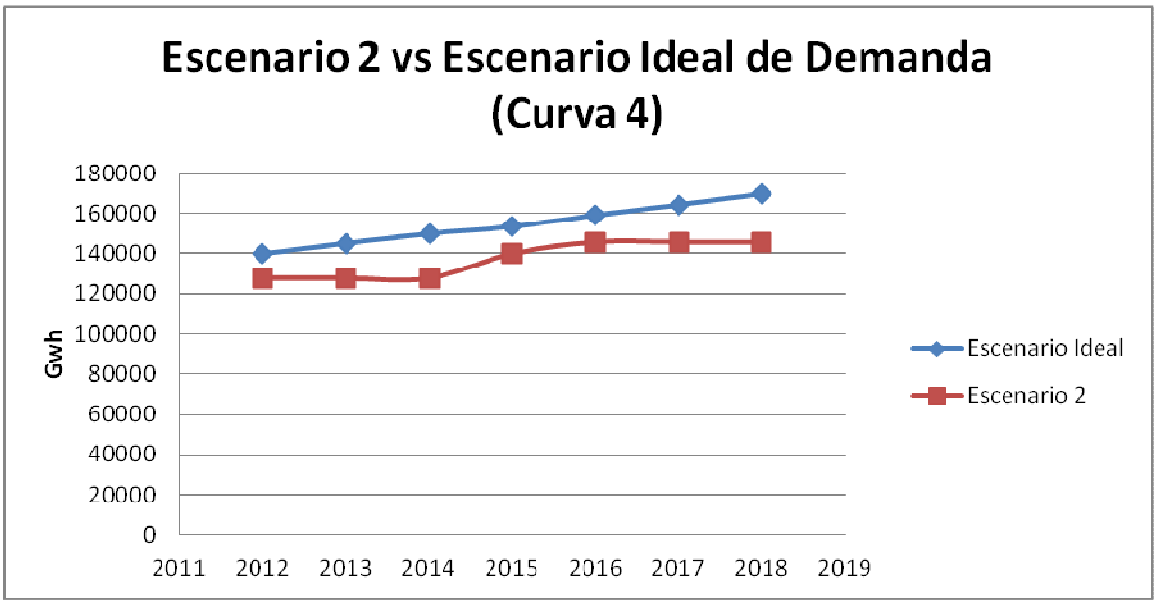


Ilustración 49

Resultados 2018

2018	Gwh	Gwh Gas	Gwh Diesel	Gwh Fuel Oil
TG	30614	30614		
TV	16405	16405		
CC	4414	4414.39		
D				
TOTAL	51433	51433.39		

Tabla 22

Escenario 2	Generación (Gwh)	Demanda (Gwh)	Demanda Represada (Gwh)	Déficit de Gas (MMPC)
Curva 1	145533	194414	48881	272023
Curva 2	145533	158007	12474	272023
Curva 3	145533	151309	5776	272023
Curva 4	145533	170023	24490	272023

Tabla 23

Análisis Resultados Escenario #2

Haciendo las modificaciones pertinentes al parque termoeléctrico, es decir pasar a generar netamente con gas en ciclo cerrado, se liberan o rehabilitan una energía promedio anual de 5831 Gwh, mejorando de esta manera el perfil de generación, pasando de generar una energía de 139709 Gwh a 145533 Gwh aproximadamente.

Esta energía promedio es considerando que se usará la misma cantidad de combustible que se uso para el año 2012, cerrando los ciclos y asumiendo una eficiencia del 38% en todas las plantas.

Sin embargo, es posible observar que tampoco dichas modificaciones solucionan completamente el déficit energético para el año 2018. El déficit disminuye pero no considerablemente.

Una conclusión directa de esto, es que es posible ver que con la puesta en funcionamiento de Tocoma, la ejecución del proyecto de compensación IMPSA de las líneas 765 KV, y la rehabilitación del parque de generación cerrando sus ciclos y generando netamente a gas, no resuelve el problema eléctrico del país del todo, habría que tomar otras medidas que acompañen dichos proyectos, para poder tener un futuro energético favorecedor.

- Bibliografía

Informe OPSIS 2005
Informe OPSIS 2006
Informe OPSIS 2007
Informe OPSIS 2008
Informe OPSIS 2010
Boletín Mensual Abril 2012 Centro Nacional de Despacho Corpoelec
Plan Maestro Socialista para El Rescate y Desarrollo des Sistema Eléctrico 2010-2030 publicado el 30 de junio del 2010
Memoria y Cuenta2010 del Ministerios del Poder Popular para la Energía Eléctrica MPPEE.
Memoria y Cuenta 2011 del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica MPPEE.
Memoria y Cuenta 2011 del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería
Informe PODE 2005
Informe PODE 2006
Informe PODE 2007
Informe PODE 2008

MCTI-FONACIT-PEI No 2953 DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA

CONTRATO 201200148
PROYECTO 201200092

ANEXO No. 1B Implementación de Base de Datos conforme a IEC61970

REV	FECHA	DESCRIPCION	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	APROBACION FONACIT
A	10/05/13	Emisión Final	S. Delgado	C. Ruiz	P. De Oliveira	-

Realizado por:
Silvana Elisa Delgado García.

RESUMEN

Como consecuencia de los grandes inconvenientes a nivel mundial al momento de compartir datos de redes eléctricas, siendo sólo un ejemplo particular de esto el caso de Venezuela durante la creación de CorpoElec, nace el estándar CIM (llamado así por sus siglas en siglas de Modelo de Información Común) que se certifica con la norma 61970 de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional). Este modelo constituye una pauta internacional para estructurar archivos de datos de sistemas eléctricos, los cuales son imprescindibles a la hora de planificar, mantener, operar y analizar cualquier red eléctrica. Éste proyecto de grado se enfoca en la implementación de dicha norma a una parte del sistema eléctrico nacional, para lo cual se actualizaron, estructuraron y reorganizaron en un documento XML (eXtensible Markup Language) aquellos datos básicos de la red a los que se tuvo acceso. Además de esto, se enfatiza la necesidad de fomentar la utilización de herramientas de software libre a través de la ejecución de un flujo de carga clásico a la red de 765kV del sistema eléctrico nacional, el cual se ejecutó exitosamente en 0.07 segundos y cuyos resultados reflejan aproximadamente el estado actual de esa red. Dicha herramienta está programada en Python y evidencia las ventajas de los programas de código abierto por sobre las de los privativos. La implementación de la norma IEC 61970 a la totalidad del sistema eléctrico nacional representaría la integración de los datos a los estándares internacionales, lo cual le permitiría a Venezuela el intercambio eficiente de información entre empresas tanto nacionales como internacionales. Por otro lado la utilización de software libre para el análisis de sistema de potencia permite adaptar los programas a las necesidades del consumidor mientras que se ahorra tiempo y dinero.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL ii

ÍNDICE DE FIGURAS v

ÍNDICE DE TABLAS vii

LISTA DE ABREVIATURAS viii

LISTA DE SÍMBOLOS x

INTRODUCCIÓN 1

1. MARCO TEÓRICO 6

1.1. Compañías eléctricas y programas de procesamiento de datos. 6

1.2. Modelo de Información Común. 8

1.3. CIM/XML. 9

1.3.1. Propiedades principales del UML. 10

1.4. Paquetes del CIM. 13

1.5. Análisis de Flujo de Carga. 14

1.5.1. Planteamiento del modelo clásico de Flujo de Carga. 15

1.5.2. Ecuaciones. 18

1.5.3. Métodos numéricos aplicados al flujo de carga. 20

1.5.3.1 Método de Newton-Raphson 21

2. PROGRAMAS PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS. 26

2.1. Herramientas de tipo Software Libre. 27

2.2. Herramientas de tipo Software Privativo. 30

3. REDES ELÉCTRICAS. 34

3.1. Sistema Eléctrico Nacional 36

3.1.1. Datos del SEN en software privado. 37

3.1.1.1 Aspectos relevantes de DigSilent/ Power Factory 38

3.1.1.2 Exportación de los datos desde DigSilent/ PowerFactory. 40

3.1.2. Datos del SEN en software libre. 42

4. ESTÁNDAR CIM APLICADO AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE VENEZUELA 44

4.1. Actualización. 45

4.2. Extracción de datos. 45

4.3. Creación del archivo CIM/XML 46

5. APLICACIÓN DE SOFTWARE DE ANÁLISIS AL SEN 50

5.1. Selección del lenguaje de implementación. 50

5.2. Implementación del módulo PyPower al SEN. 54

5.3. Validación de PyPower. 55

5.4. Formato de los casos de estudio de PyPower 56

5.5. Módulos más importantes de PyPower 59

5.5.1. Módulo ppoption. 60

5.5.2. Módulo runpf 61

6. RESULTADOS 65

6.1. Implementación del estándar CIM al SEN. 65

6.1.1. Encabezado. 65

6.1.2. Elementos del sistema. 66

6.1.2.1 Subestaciones o barras. 66

6.1.2.2 Generadores y tipos de generadores. 68

6.1.2.3 Líneas y tipos de líneas. 71

6.1.2.4 Transformadores de potencia y tipos de transformadores. 74

6.2. Flujo de Carga clásico con PyPower. 76

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 84

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 88

7. APÉNDICE A 90

8. APÉNDICE B 95

9. APÉNDICE C 100

10. APÉNDICE D 102

11. APÉNDICE E 106

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ejemplo de diagrama UML (Mc Morran , 2007) 12
Figura 1.2 Datos e incógnitas según el tipo de barra 17
Figura 1.3 Matriz Jacobiana para el método del Newton Raphson 24
Figura 2.1 Paquetes de código abierto y libre para análisis de sistemas de potencia. (Milano F. , 2010) 30
Figura 3.1 Ejemplo del Administrador de Datos de DigSilent (Alvarez, 2012). 39
Figura 3.2 Opciones de visualización de datos en el administrador de datos de DigSilent (Alvarez, 2012) 40
Figura 3.3 Opción para copiar datos con encabezado (DigSILENT GmbH, 2010) 41
Figura 5.1 Comparación de lenguajes de programación. (INDENE-USB, 2010) 53
Figura 5.2 Instrucciones básicas para correr un flujo de carga utilizando PyPower. (Lincoln, PyPower, 2011) 60
Figura 6.1 Encabezado del archivo CIM/XML 66
Figura 6.2 Ejemplo de datos de barras en el archivo CIM/XML 67
Figura 6.3 Subclases y atributos del paquete Core 67
Figura 6.4 Subclases y atributos de la clase LoadModel 68
Figura 6.5 Subclases y sus atributos del elemento Substation. 68
Figura 6.6 Ejemplo de datos de un generador en el archivo CIM/XML. 69
Figura 6.7 Ejemplo de datos de tipo un generador en el archivo CIM/XML. 70
Figura 6.8 Subclases del paquete Dynamics correspondientes a la clase Generators 70
Figura 6.9 Subclases y atributos de la clase Gentype 71
Figura 6.10 Ejemplo de datos de una línea en el archivo CIM/XML. 71
Figura 6.11 Ejemplo de datos de un tipo de línea en el archivo CIM/XML. 72
Figura 6.12 Subclases y atributos de las líneas (ACLineSegment) y los tipos de líneas(lineType). 73
Figura 6.13 Subclases y sus atributos de la clase Loadmodel. 74
Figura 6.14 Ejemplo de datos de un transformador en el archivo CIM/XML 75

Figura 6.15 Ejemplo de datos de un tipo de transformador en el archivo CIM/XML..... 75

Figura 6.16 Subclases y atributos correspondientes para transformadores (PowerTransformer) y el tipo de transformadores (trxType)..... 76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6.1 Resumen de la red. 77
Tabla 6.2 Condiciones mínimas y máximas 78
Tabla 6.3 Condición de los generadores 78
Tabla 6.4 Voltajes y potencia generada y consumida en cada barra. 79
Tabla 6.5 Resultado de flujos de potencia por las ramas. 81
Tabla 6.6 Relación entre el número del id y el nombre real de la barra. 82
Tabla 6.7 Relación entre el número del id y el nombre real del generador. 83

LISTA DE ABREVIATURAS

AC	Alternate Currente "Corriente Alterna"
CADAFE	Compañia Anónima de Administración y Fomento Eléctrico
CDF	Common Data Format "Formato de Datos Común"
CIM	Common information model "Modelo de Información Común"
CORPOELEC	Corporación Eléctrica Nacional
CPF	Continuación de flujo de carga y/o análisis de estabilidad de voltaje
DC	Direct Current "Corriente Directa"
DIgSILENT	Digital Simulator and Electrical Network "Simulador digital y red eléctrica"
DTD	Document Type Definition "Definición de tipos del documento"
EA	Análisis de estabilidad de pequeña señal
EDC	Electricidad de Caracas
EDELCA	Electrificación del Caroní
EMT	Transitorio electromagnético
ENELBAR	Energía Eléctrica de Barquisimeto
ENELVEN	Energía Eléctrica de Venezuela
EPRI	Electric Power Research Institute "Instituto de Investigación para la Energía Eléctrica"
GUI	Interfaz Grafica de Usuario
HTML	HyperText Markup Language "Lenguaje de Etiquetas de hipertexto"
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electricistas
InterPSS	Simulador de Sistemas de Potencia basado en tecnología de Internet
M.I.T.	Instituto de tecnología de Massachusetts
MATLAB	Matrix Laboratory "Laboratorio de Matrices"
MPPEE	Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica
ODM	Open Data Model "Modelos de datos abierto"
OOP	Object Oriented Programming
OPF	Optimal Power Flow
PF	Power Flow "Flujo de carga"
PQ	Tipo de barra a la que se le conoce la potencia y reactiva consumida
PSAT	Power System Analysis Toolbox "Caja de análisis de sistemas potencia"
PV	Tipo de barra con módulo de voltaje y potencia generada y consumida conocidos
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SGML	Standard Generalized Markup Language "Lenguaje de etiquetas estándar generalizado"
TC57	IEC Technical Committee

Tol	Tolerancia
UML	Unified Modelling Language "Lenguaje de modelación unificado"
UWPFLOW	Flujo de Carga de la Universidad de Waterloo
XML	eXtensible Markup Language "Lenguaje de Etiquetas Extensible"

LISTA DE SÍMBOLOS

%.	Porcentaje
Hz.	Hertz
θ	Angulo del voltaje
G	Conductancia
Δ	Diferencial.Puede ser de potencia activa o reactiva
Y	elemento de la matriz de admitancias o la matriz en sí según el caso
Z.	Impedancia
kA.	Kilo Amper
kV.	Kilo Voltio
km.	Kilómetros
MW	Mega Vatio
MVA.	Mega Voltio Amper
Mvar.	Mega Voltio Amper Reactivo
Ω.	Ohmio
pu.	Por Unidad
P	Potencia activa
Pd	Potencia activa demandada
Pg	Potencia activa generada
$P_{inyectada}$	Potencia activa inyectada en una barra
Q	Potencia reactiva
Qd	Potencia reactiva demandada
Qg	Potencia reactiva generada
$Q_{inyectada}$	Potencia reactiva inyectada en una barra
B	Susceptancia
X_0	Vector de partida para los procesos iterativos.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, las herramientas computacionales son imprescindibles para el análisis de sistemas de potencia, por lo que la gran mayoría de las empresas, se ven obligadas a adquirir licencias que le permitan utilizan un software en particular para realizar los procedimientos pertinentes, ya sean de diseño, planificación, implantación, operación o mantenimiento de una red. Sin embargo, cada uno de estos programas, trabaja con un formato de almacenamiento de datos particular, normalmente exclusivo de la empresa proveedora. Esto impide utilizar la información generada por uno de ellos en otros programas, lo que fuerza a la compañía a utilizar productos provenientes de un mismo distribuidor, o en el peor de los casos, a generar la base de datos de forma paralela para poder utilizar diferentes softwares en el análisis de un mismo sistema. Esto trae grandes inconvenientes en el manejo de los datos, incurriendo en la creación de múltiples copias de una misma información sólo para que sea compatible con cada programa.

En el caso particular de Venezuela, este problema se evidenció dado de que el sistema eléctrico nacional se encontraba a cargo de aproximadamente veinte (20) compañías diferentes, cada una de ellas con su propia base de datos almacenada en un formato en particular. Por ello, a la hora de integrar los datos para conocer el estado general de la red, ya fuese antes de después de la fusión que unió todas estas empresas convirtiéndolas en Corpoelec, se generaban grandes complicaciones que dificultaban el trabajo.

En la búsqueda para resolver este problema que se daba a nivel mundial, el Instituto de Investigación para la Energía Eléctrica, mejor conocido como EPRI por sus siglas en ingles (Electric Power Research Institute) elaboró el modelo de información común CIM que se convirtió en la norma 61970 de la Comisión Electrotécnica Internacional o IEC. Este estándar permite aprovechar los beneficios de los lenguajes de etiquetas extensibles o XML, para almacenar los datos de los sistemas eléctricos de potencia en un formato internacionalmente aceptado y facilita el manejo de la información.

Antecedentes.

La norma IEC 61970 puede ser aplicada en los diferentes niveles de estudio de la ingeriría eléctrica, sin embargo en Venezuela el estándar CIM (Common Information Model) aplicado al área de la electricidad, es muy poco conocido y no se han realizado grandes proyectos que lo involucren. En la Universidad Simón Bolívar, se dieron a conocer dos proyectos de grado en los cuales se implementó el concepto del CIM para crear archivos que cumplieran parcialmente con las características básicas de estos documentos. Estas tesis corresponden a (Ochoa, 2012) y (Rojas, 2012).

A nivel internacional diversas empresas involucradas en el tema, han desarrollado herramientas que sirven para estructurar los datos de los archivos CIM con mayor facilidad. Una de ellas es el programa Rational Rose, (disponible en http://cimug.ucaiug.org/) donde se muestran de forma gráfica y ordenada los diagramas de clases descritos en la norma de la IEC, y que busca facilitar la representación de elementos de una red bajo este modelo. Además de esto, diferentes investigadores de la Universidad Pontificia Comillas de España, como Rafael Santodomingo y José Rodriguez, se han dedicado a publicar ensayos en donde se explica la necesidad de implementar el estándar y utilizan ejemplos sumamente sencillos para demostrar su utilidad.

Por otro lado la implementación de herramientas computacionales de software libre para el estudio de sistemas de potencia, ha sido tema de discusión por largo tiempo y ha desencadenado el desarrollo de multiples programas que cumplen con esta función, siendo tan sólo algunos de ellos InterPSS, PSat y Pylon.

Justificación y planteamiento del problema.

En la actualidad la planificación, diseño, implantación, operación y mantenimiento de un sistema eléctrico, viene obligatoriamente vinculado con algún tipo de herramienta computacional, ya sea un software comercial o uno de código abierto. Las implicaciones que esto trae consigo van mucho más allá a simplemente utilizar el programa con un propósito, sino que con el tiempo, han hecho de la programación y de los conocimientos computacionales partes imprescindibles en la formación de los ingenieros electricistas. Bajo este mismo orden de ideas, se desemboca en el

tema de las bases de datos y los formatos de archivos de los programa de análisis de sistemas de potencia.

Los programas de análisis de sistemas de potencia, por lo general, almacenan los datos suministrados por el usuario en un formato tal, que dicha información sólo puede ser visualizada posteriormente a través de la misma herramienta o en el mejor de los casos, utilizando otros programas que provengan del mismo distribuidor. Esto trae como consecuencia que se haga imposible compartir e intercambiar información entre diferentes empresas. Más aún, en el caso particular de Venezuela, con la fusión de las diversas compañías que se encontraban a cargo del sistema eléctrico nacional, se incrementa la necesidad de implementar un modelo de información común que permita intercambiar datos más fácilmente.

Desde la creación de la norma IEC 61970, cientos de personas y empresas han dedicado recursos económicos y tecnológicos para lograr implementarla a niveles internacionales, sin embargo por tratarse de un estándar relativamente reciente aún no es lo suficientemente conocido, lo que dificulta su implementación y la obtención de datos concretos al respecto.

Cabe destacar que en Venezuela, el avance con respecto a este tema es muy limitado, por lo que es necesario informar a los actores del sector eléctrico venezolano y que, poco a poco, se vayan adaptando las aplicaciones a éste estándar y se creen los archivos pertinentes para poder utilizar aquellas herramientas (en su totalidad internacionales) que ya soportan este formato.

La principal limitación que se debe destacar es que para implementar cabalmente la norma, es necesario tener total acceso a los datos del sistema eléctrico nacional, ya que idealmente se deben abarcar no sólo los datos básicos del sistema sino también de carácter económico, humano, etc. Dado que en la actualidad existen políticas de restricción con respecto a la publicación de los datos del sistema eléctrico, la población en general no tiene acceso a ellos. Esto trae como consecuencia que cualquier persona ajena al estado que desee realizar un trabajo de investigación

o desarrollo tecnológico en base al SEN, deberá remitirse a informes oficiales de años anteriores o información publicada por los medios de comunicación, que no es del todo confiable.

En cuanto a las herramientas de análisis de sistemas de potencia, el incremento de la demanda por parte de las compañías eléctricas ha desatado una tendencia a desarrollar cada vez más aplicaciones, tanto privadas, como lo son MatLab (Laboratorio de Matrices) o PowerFactory, como de software libre, por ejemplo InterPSS (Simulador de Sistemas de Potencia basado en tecnología de Internet).

Este trabajo de grado pretende exponer algunos de los beneficios del uso de los programas abiertos a la hora de realizar análisis de sistemas de potencia, en especial aquellos que son escritos en Python debido a la versatilidad y auge de este lenguaje, y la importancia de estos para el aprendizaje y comprensión de los códigos de implementaciones científicas. Ésto, sumado al hecho de la adaptabilidad de las aplicaciones abiertas, hacen del software libre una alternativa sumamente atractiva a nivel tanto académico como empresarial. Cabe destacar que los conocimientos básicos de programación son imprescindibles en esta área.

Objetivo General.

El objetivo general de este trabajo es la aplicación del modelo CIM descrito en la norma 61970 de la IEC a una parte del sistema eléctrico nacional, específicamente los datos de la red de 765kV, así como la ejecución de un flujo de carga clásico por el método de Newton-Raphson a esta misma red utilizando un programa desarrollado en Python.

Objetivos específicos.

Algunos de los objetivos específicos de este trabajo de grado son:

- Actualizar los datos disponibles del sistema eléctrico nacional.
- Actualizar el diagrama unifilar del SEN haciendo uso del programa Autocad.
- Crear una base de datos relacional de la red en software libre, específicamente en Sqlite.

- Crear un caso de estudio particular para la ejecución del flujo de carga.
- Almacenar los resultados del análisis en diferentes formatos, entre los que se encuentra el HTML (lenguaje de etiquetas de hipertexto)

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1. Compañías eléctricas y programas de procesamiento de datos.

Las compañías que se encargan del análisis, control y planificación de un sistema eléctrico en particular, utilizan diferentes tipos de herramientas computacionales que han sido desarrolladas con el fin de facilitar la ejecución de estas actividades de forma rápida y confiable. Cada una de estas herramientas requiere datos específicos del sistema eléctrico de potencia que deben ser almacenados digitalmente en un formato particular para que la misma pueda funcionar. Debido a esto si una compañía pretende utilizar cierto software para un tipo de análisis de la red, se debe crear una base de datos específicamente para esta aplicación que esté almacenada en el formato compatible con dicho software.

Dado que la mayoría de las bases de datos de un sistema eléctrico de potencia se crean para una aplicación específica, no pueden ser utilizadas con otras herramientas debido a que los formatos de lectura de cada programa son diferentes, lo que las hace incompatibles (Wu & Schulz) , por lo tanto si una empresa posee varios programas para realizar uno o más análisis de una misma red, lo cual es sumamente común ya que normalmente existen numerosos departamentos y cada uno de ellos se encarga de una función específica utilizando el software que más le convenga, la compañía en cuestión se verá obligada a mantener tantas copias de la base de datos como sea necesario. Esto es muy poco práctico y sumamente difícil de mantener sincronizado.

Sumado a esto se añade la complicación del control de versiones, ya que cuando una aplicación se actualiza el formato que requiere su base de datos, en muchos casos, cambia. En general, esto no trae grandes problemas al usuario porque al generar una nueva versión de un

programa normalmente se añaden herramientas que sirven para importar la base de datos de la versión anterior y convertirla al formato nuevo. El verdadero inconveniente viene dado cuando una empresa desea mantener una versión anterior de un software trabajando en paralelo con la nueva, ya que se ve obligado a mantener una copia de la base de datos no solo por cada aplicación sino también por cada versión que se tenga de la misma (Mc Morran , 2007) . Además si por algún motivo se necesita intercambiar datos entre empresas, no será posible a menos de que utilicen exactamente el mismo software en la misma versión.

Existen herramientas de software libre como InterPSS (Simulador de Sistemas de Potencia basado en tecnología de Internet), PSAT (del ingles Power System Analysis Toolbox) y UWPFLOW (Flujo de Carga de la Universidad de Waterloo), programas de los que se discutirá más adelante) que han desarrollado adaptadores para importar datos desde otros formatos y convertirlos a los suyos propios, más no para exportarlos. Estos adaptadores son de gran utilidad pero su desarrollo para formatos de código cerrado es sumamente complicado debido a que la información necesaria no se encuentra disponible gratuitamente y en algunos casos está incompleta (Milano, Zhou, & Hou, 2009) .

En (Mc Morran , 2007) se enumeran las principales opciones a las que las empresas pueden recurrir en caso de que deseen tener los datos de un sistema eléctrico disponible para ser usado por cada una de las diferentes aplicaciones o para ser compartidos con otras empresas. Estos son:

1. Mantener copias la base de dato en el formato de la cada aplicación y para las diferentes versiones que se utilicen lo cual, cómo se menciono antes es sumamente complicado.

2. Guardar los datos en un formato compatible con todas las aplicaciones (esto requiere eliminar datos para que algunas herramientas funcionen ya que de contener información adicional que el programa no reconoce el formato quedará invalido para dicha herramienta). Esta opción trae como consecuencia la pérdida de precisión en aquellas aplicaciones que sí utilizaban la información eliminada.

3. Crear un solo archivo que contenga toda la información necesaria para cada aplicación y/o versión de una herramienta. Este caso requiere desarrollar adaptadores que conviertan este archivo a cada uno de los formatos requeridos por cada aplicación, dejando sólo la información pertinente al caso de manera que la herramienta reconozca todos los datos y no se invalide el formato.

4. Crear un solo archivo con todos los datos, pero en un formato tal que sea compatible con todas las aplicaciones y se pueda guardar información adicional sin invalidar el archivo.

Según lo publicado en éste mismo artículo (Mc Morran , 2007), para poder considerar válida la cuarta opción, es necesario que el formato utilizado permita generar un modelo altamente detallado de un sistema eléctrico, debe ser capaz de almacenar datos extendidos sin afectar la información principal y por último tendría que ser adoptado por la mayor cantidad posible de compañías y desarrolladores de herramientas, ya sea por motivos económicos o regulativos.

En resumen, dado que los datos de los sistemas eléctricos de potencia normalmente se almacenan en una base de datos con un formato especifico, esta información no puede ser compartida ni utilizada por alguien más a menos que se maneje exactamente en el mismo programa en el que fue creada, en cambio, se si archivan los datos en un documento estándar que pueda ser leído de manera general por cualquier persona involucrada en el estudio de sistemas de potencia y luego ser utilizado para crear la base de datos pertinente, se facilita considerablemente el intercambio y manejo de la información.

1.2. Modelo de Información Común.

El Modelo de Información Común, o CIM por sus siglas en inglés, aplicado al ámbito eléctrico es un UML (Unified Modeling Language), es decir, un Lenguaje Unificado de Modelación, que se utiliza para representar la información de elementos del mundo real

pertenecientes a un sistema eléctrico (Xtensible Solutions, 2008) de forma que pueda ser compartida e interpretada por diferentes grupos de personas que trabajan con dicho sistema.

Si bien la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electricistas) ha desarrollado desde inicios de los años 70's el CDF (Common Data Format o Formato de Datos Común) cuyo objetivo es el mismo que el del CIM (permitir el intercambio de datos del sistema eléctrico de potencia entre diferentes empresas) éste tiene las desventajas de ser limitado a datos estáticos y ser poco flexible. Por ello se necesita un formato moderno, gratuito, flexible y bien documentado para intercambiar los datos necesarios para el análisis de sistemas de potencia (Milano, Zhou, & Hou, 2009) .

Como parte del Comité Técnico denominado TC57 de la Comisión Electrotécnica Internacional, mejor conocida por sus siglas en ingles como la IEC, el EPRI (Electric Power Research Institute) desarrolló los estándares 61970-301 (IEC, 2003) y 61968-11 (IEC Draft) el CIM con el fin de cumplir con las condiciones antes mencionadas (Mc Morran , 2007) .

Además de esto, el CIM es un ODM, es decir, un Modelo de Datos Abierto, lo cual significa que la mayor parte de la documentación referente al mismo se encuentra publicada de forma gratuita y es de fácil acceso. Esto representa una gran ventaja, ya que la principal idea es que las empresas puedan adaptarse a este modelo sin ningún tipo de complicaciones.

1.3. CIM/XML.

Uno de los aspectos más importantes a la hora de desarrollar en CIM fue la elección del lenguaje a utilizar. Con el aumento continuo de las aplicaciones en la web, entre otras menos conocidas, los lenguajes en constante crecimiento y estudio eran del tipo SGML (Standard Generalized Markup Language) dado que su flexibilidad los estableció como la tecnología dominante para codificar documentos estructurados en nuevas aplicaciones. Particularmente el lenguaje de marcas extensible o XML por sus siglas en ingles (eXtensible Markup Language) se

convirtió en el formato de elección a la hora de intercambiar documentos de datos ya fuese a través del Internet o de redes privadas (deVos, Widergren, & Zhu) .

Los documentos escritos en XML están formados por entidades que contienen datos de diferentes tipos. Para identificar los diferentes datos presentes en el documento se utilizan las etiquetas, a través de las cuales se define la estructura del documento y las clases de datos almacenadas en él (Bray, Paoli, Sperberg-McQueen, & Maler, 2006) . Este lenguaje permite construir archivos que contienen una gran cantidad de datos y que pueden ser leídos con cualquier analizador estándar.

La definición de las etiquetas presentes en un documento XML se realiza comúnmente con un Document Type Definition (DTD) sin embargo éste no permite establecer relaciones dentro del documento entre los objetos que lo componen, por ello en lugar de esto en CIM se utiliza el RDF (Resource Description Framework) cuya función general es la misma que la del DTD con la diferencia de ser un modelo abstracto que permite asignar un identificador único para cada entidad del documento y relacionarlos a través de ellos (Wu & Schulz) .

1.3.1. Propiedades principales del UML.

Gracias a que es un UML, el CIM permite la definición clases, subclases, asociaciones, agregaciones y composición de clases (Mc Morran , 2007) . Esto quiere decir que se pueden establecer tipos de objetos con atributos específicos, a esto se lo conoce como clase. Una subclase es otro objeto pero que hereda atributos de la clase superior. Luego se pueden establecer numerosas relaciones entre las clases. Esto forma parte de la tendencia conocida como OOP o Programación Orientada a Objetos, donde las variables que se definen son consideradas como objetos a los que se les asigna una identificación, atributos y se les aplican métodos (también llamadas funciones). De esta manera si dos objetos de definen como de una misma clase, entonces ya se conocen los atributos que los detallan y los métodos en los que puede estar involucrado (Alvarez, 2012).

En el capítulo dos (2) de (Mc Morran , 2007) se encuentra un ejemplo detallado de las clases y la herencia entre clases. Además se muestran algunos diagramas de clases de UML para hacer el ejemplo más ilustrativo, siendo uno de ellos la Figura 1.1 Ejemplo de diagrama UML (Mc Morran , 2007)Figura 1.1. Aquí cada uno de los cuadros representa una clase de objeto y las flechas entre ellos las relaciones. La flecha con punta triangular completa (por ejemplo entre las clases persona y estudiante) indica herencia, es decir, que el estudiante es una subclase de persona y por ende hereda sus atributos, por lo tanto un estudiante puede tener hasta cinco atributos: año, numero de estudiante y curso, que son sus atributos propios y nombre y género, que son los heredados.

La flecha de punta fina indica una asociación, luego un estudiante no graduado se puede asociar a cero o varias materias (denotado al final de la flecha cómo “0...*”) y una materia se puede asociar con uno o más estudiantes (denotado al inicio de la flecha cómo “1...*”).

Las agregaciones y composiciones se indican en el diagrama utilizando rombos vacíos y rellenos respectivamente. En ambos casos significa que el objeto agregado o que compone al otro, forma parte de él, con la diferencia de que en las asociaciones si uno de ellos es destruido el otro puede seguir existiendo mientras que en las composiciones no.

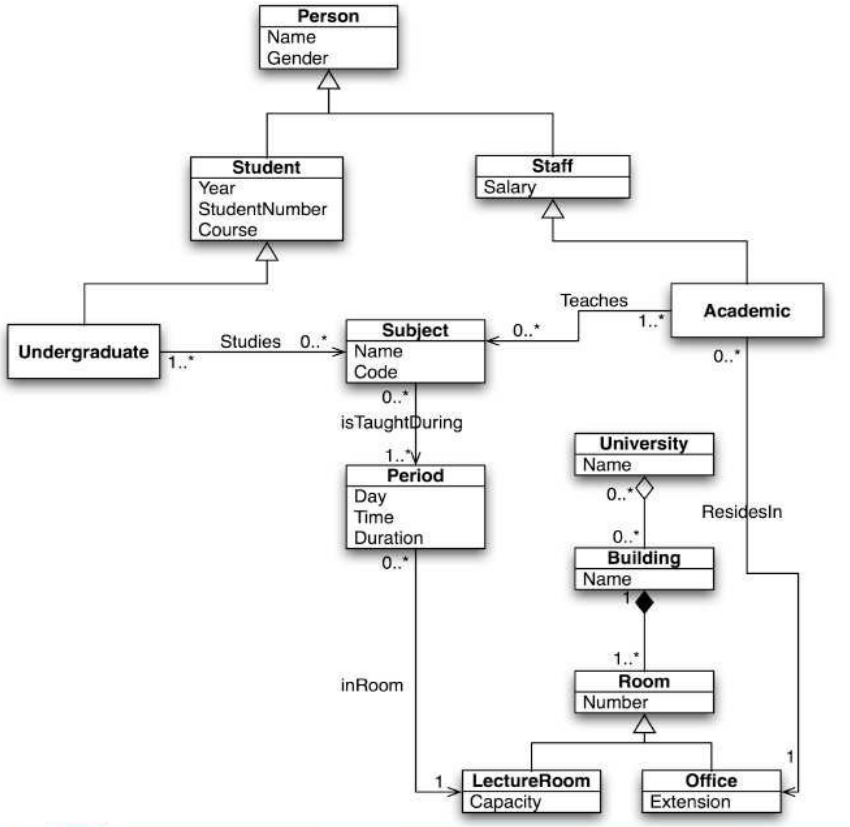


Figura 1.1 Ejemplo de diagrama UML (Mc Morran , 2007)

En el diagrama de ejemplo vemos que un edificio es agregado a una universidad, esto quiere decir que si la universidad como institución deja de existir, el edificio no se ve afectado. Por otro lado, un edificio está compuesto por salones y si es destruido también lo serán estos últimos.

Un aspecto importante del XML es, como su nombre lo indica, que es extensible, lo cual implica que a un documento dado se le puede agregar nuevas clases y asociaciones sin que éste pierda su validación, sólo se deben definir las nuevas etiquetas presentes en el archivo de modo que puedan ser identificas por el analizador (Bray, Paoli, Sperberg-McQueen, & Maler, 2006) . Gracias a esto el XML cumple con una de las principales características deseadas que era la flexibilidad.

1.4. Paquetes del CIM.

El Modelo de Información Común está diseñado para poder representar todos los elementos que constituyen un sistema eléctrico de potencia. Debido a que la cantidad de clases que se deben definir para lograr esto es sumamente extensa, tuvieron que ser agrupadas en paquetes para su mejor estructuración. Estos paquetes (numerados por sus nombres en inglés) son:

Core: Contiene la clase PowerSistemResource o traducido al español, Recursos del Sistema de potencia, que es de la cual nacen todas aquellas subclases concernientes a las propiedades físicas de la red. En este paquete se definen las clases correspondientes a base de voltaje, base de potencia, equipos conductores de corriente, entre otros.

Wires: define todas las piezas que se conectan eléctricamente a la red como por ejemplo breakers, fusibles, líneas, etc.

Generation: se divide en dos subclases: Production (se usa para definir tipos de generadores e incluso algunos componentes de generadores hidráulicos y térmicos) y GenerationDynamics (sirve para la descripción de rotores, tipos de turbinas, suplidores de vapor, etc.)

LoadModel: Datos referentes a las cargas. Incluye, entre muchas otras cosas, curvas de cargas y horarios de demanda.

Topology: incluye clases referentes a cómo los equipos se conectan entre ellos. Dos de sus subclases son BusNameMarker y TopologicalNode

Measurement: referente a medidas tomadas de algún elemento de la red. Se pueden catalogar en dos tipos, las que se asocian a un PowerSystemResource por lo que no son medidas eléctricas, sino características como peso o temperatura de un elemento de la red, y las asociadas a

terminales (voltajes y corrientes). Esta clase no representa exclusivamente a equipos de medida en sí sino que puede estar asociada simplemente a una medida eléctrica en algún punto de la red.

Outage: referente a horarios para la planeación de la configuración de la red. Incluye clases asociadas a Switches para definir estado del elemento en un momento particular.

Protection: Parámetros y configuración de los elementos de protección que operan los Switches.

Todo esto acorde a la breve descripción encontrada en (Mc Morran , 2007) . Para la documentación completa acudir directamente a (IEC, 2003) y (IEC Draft) .

1.5. Análisis de Flujo de Carga.

El objetivo principal de un sistema eléctrico de potencia es proveer un servicio confiable e ininterrumpido a las cargas que alimentan, pero no solo eso, sino que además es imprescindible que los niveles de voltaje y el valor de la frecuencia se mantengan constantes en sus valores nominales o al menos lo más cercano posible a estos para que los elementos conectados a la red puedan funcionar correctamente (Fouad & Anderson, 2003) .

Dado que las características topológicas de una red son fijas (considerando que las ramas en servicio y los valores de impedancia de éstas no varían), el voltaje y la frecuencia de un sistema dependen de la carga que esté conectada a él y los flujos de potencia que se den entre las barras. El análisis de flujo de carga o PF por sus siglas en inglés (Power Flow) tiene como objetivo calcular estos voltajes en módulo y ángulo y con ellos determinar los flujos de potencia que circulan por las ramas.

A principios del siglo XX los sistemas de potencia eran mayormente radiales por lo que realizar el análisis de flujo de carga era relativamente sencillo, sin embargo con el aumento de las interconexiones y el crecimiento de las redes esto se complicó considerablemente. Para poder

resolver este problema, en 1929 un grupo de ingenieros del M.I.T. (Massachusetts Institute of Technology) (Dunstan, 1947) desarrollaron los llamados analizadores de circuito o cuadros de cálculo C.A. (entiéndase, de Corriente Alterna) "en los cuales, resistencias, inductancias y capacitancias variables se conectaban para formar una réplica de una fase del sistema real con valores en escala" (Stevenson, 1975) de manera que al ponerlos en funcionamiento se podía determinar el comportamiento del sistema real y estimar con bastante aproximación los voltajes y los flujos de potencia. Sin embargo el proceso de utilización de estos cuadros era largo y tedioso, por lo que al surgir las computadoras digitales, no pasó mucho tiempo antes de que se aprovecharan para empezar a resolver este problema. Actualmente las herramientas computacionales han reemplazado prácticamente por completo el uso de los analizadores de circuito en la mayor parte de las aplicaciones donde eran utilizadas, pero muy especialmente en los análisis de flujos de carga.

1.5.1. Planteamiento del modelo clásico de Flujo de Carga.

El modelo clásico para resolver el problema de flujo de carga se basa en establecer las ecuaciones de balance de potencia activa (P) y reactiva (Q) en cada una de las barras donde sea posible. Tomando como premisa que la topología de la red es conocida, si se tienen los datos de la potencia activa generada y demandada de una barra, entonces se puede establecer la ecuación de balance de potencia activa de dicha barra. Lo mismo ocurre con la potencia reactiva.

La disponibilidad de los datos de cada barra depende del tipo de elemento conectado a ella. Según esto cada barra puede ser clasificada como una de las siguientes cuatro opciones (Milano F. , 2010) :

Barras PQ: son aquellas barras donde no hay generación directamente conectada sino que sirven para suplir una carga. La potencia activa y reactiva consumida por una carga es dependiente del voltaje en los terminales de la misma, sin embargo dado que el voltaje equivalente de una barra de carga normalmente es regulado utilizando los cambiadores de tomas

de los transformadores aledaños a ella, en condiciones normales de operación, la tensión se considera constante y se puede modelar la carga en régimen permanente con una demanda constante.

Barras PV: son aquellas barras donde hay generación conectada y puede o no haber carga. La potencia generada por un generador sincrónico se controla a través del gobernador de velocidad y el voltaje en terminales con el regulador automático de voltaje. Luego la potencia generada y el voltaje son datos conocidos, además en caso de haber carga esta se modela, al igual que en la barras PQ como una demanda constante y conocida de potencia activa y reactiva.

Barra SLACK: uno de los generadores es definido como fuente independiente de voltaje, es decir, con magnitud de voltaje y ángulo de referencia constante. Para resolver cualquier problema de un sistema eléctrico en corriente alterna, es necesario establecer la fase de un voltaje cualquiera como referencia, comúnmente se toma ángulo cero en algún punto estratégico de la red. En este caso la barra slack es la que se elige como referencia. Dato que al iniciar el análisis se desconocen las pérdidas de potencia activa del sistema, si bien esta barra tiene conectado un generador sincrónico con su correspondiente gobernador de velocidad, no se le asigna valor a la potencia activa generada sino que se deja como variable para que tome el valor necesario para cumplir con los balances de potencia.

Acorde a la clasificación anterior, en cada barra tendremos dos incógnitas y dos datos dependiendo del tipo de barra que sea. Estos se pueden observar en la Figura 1.2.

El caso particular de una barra sin carga y sin generación, será tomado como PQ donde Pd y Qd toman valor nulo.

Tipo de barra	Datos	Incógnitas
Barras PQ	Potencia activa y reactiva demandada: Pd y Qd	Voltaje con modulo y ángulo: |V| y θ
Barras PV	Potencia activa generada y demandada (en caso de haber carga) y modulo del voltaje en terminales: Pg, Pd y |V|	Potencia reactiva generada y ángulo del voltaje: Qg y θ
Barras Slack	Voltaje en modulo y angulo: |V| y θ	Flujo de potencia activa y reactiva generada: Pg y Qg

Figura 1.2 Datos e incógnitas según el tipo de barra

Además de establecer los tipos de barras y los datos conocidos de cada una de ellas, es necesario conocer plenamente la topología de la red. En el modelo clásico de flujo de carga, las líneas de transmisión y los transformadores se modelan con parámetros concentrados y modelo π. Teniendo todos los datos del sistema, se puede construir la matriz de admitancias nodales asociada a la red.

Se debe recordar que al realizar casi cualquier análisis de un sistema de potencia, por cuestión de simplificación de los cálculos, la forma más común de representar potencia, voltaje, corriente e impedancia es utilizando valores en por unidad, y el flujo de carga no es la excepción. En el caso de los ángulos, la unidad a utilizar será grados.

Finalmente se pueden escribir las ecuaciones de balance de potencia de aquellas barras donde se conoce la inyección de potencia activa o reactiva. Esto quiere decir que:

Para una barra PQ se establecen las ecuaciones de balance de potencia tanto de potencia activa como reactiva.

En una barra PV sólo se establece la ecuación de balance para la potencia activa.

Para una barra SLACK no se establece ninguna ecuación de balance porque se desconocen tanto los datos de potencia activa como de reactiva.

Esto quiere decir que por cada barra PQ se tienen dos ecuaciones de balance y por cada PV sólo una.

1.5.2. Ecuaciones.

Al inicio de la sección 1.5.1 se estableció que para resolver el problema del flujo de carga era necesario plantear las ecuaciones de balance de potencia en aquellas barras donde era posible.

Básicamente el balance de potencia es la verificación de que se cumpla la Ley de la conservación de la energía, la cual establece que "la energía no se crea ni se destruye; sólo se puede transformar de una forma a otra" (Seese & Daub, 2005) . Aplicado al caso que se esta estudiando, se traduce en que en una barra cualquiera la potencia generada (en caso de haber generador) menos la potencia consumida (si hay carga conectada) debe ser igual a la potencia la inyectada al resto del sistema.

De forma general, para hallar las respuestas del flujo de carga de un sistema de potencia se debe resolver el conjunto de las dos (2) ecuaciones siguientes para cada una de las barras que lo requiera:

$$\Delta P_i = P_{gi} - P_{di} - P_{inyectada\ i} \quad (1.1)$$

$$\Delta Q_i = Q_{gi} - Q_{di} - Q_{inyectada\ i} \quad (1.2)$$

Donde el subíndice "i" indica el número que identifica a la barra y P_g, P_d y $P_{inyectada}$ son la potencia activa generada, demandada e inyectada respectivamente. De forma análoga ocurre con los subíndices de la ecuación referente al balance de potencia reactiva 1.2.

Luego para que se cumpla el balance de energía los términos ΔP_i y ΔQ_i deben ser iguales a cero. Dado que para aquellas barras donde se pueden plantear las ecuaciones 1.1 y 1.2 se suponen conocidas las potencias generadas y consumidas, la solución del problema depende enteramente de las potencias inyectadas en la barra, cuyas expresiones se presentan a continuación:

$$P_{inyectada\ i} = V_i^2 G_{ii} + \sum_{k=1, k\neq i}^{n} V_i V_k [G_{ik} \cos\theta_{ik} + B_{ik} \sin\theta_{ik}] \quad (1.3)$$

$$Q_{inyectada\ i} = -V_i^2 B_{ii} + \sum_{k=1, k\neq i}^{n} V_i V_k [G_{ik} \sin\theta_{ik} - B_{ik} \cos\theta_{ik}] \quad (1.4)$$

Donde n es el número total de barras, G_{ik} y B_{ik} son la conductancia y susceptancia correspondientes al elemento Y_{ik} de la matriz de inductancia de la red y θ_{ik} es la diferencia angular entre el voltaje de la barra i y la barra k. Puesto que las características de la red se suponen conocidas, quedan como incógnitas $P_{inyectada}$, $Q_{inyectada}$, V y θ de cada barra.

Estas ecuaciones nacen de desarrollar la expresión de la potencia aparente en una barra, la cual establece que:

$$\vec{S_i} = \overline{V_i I_i}^* \quad (1.5)$$

Donde I_i representa la suma de las corrientes inyectadas a cada un de las barras del sistema, y se calcula:

$$\overrightarrow{I_i}^* = \left[\sum_{k=1}^{n} Y_{ik} \overline{V_k}\right]^* \quad (1.6)$$

Sustituyendo la ecuación 1.6 en 1.5 y conjugando a ambos lados se tiene:

$$\vec{S_i}^* = \overrightarrow{V_i} \sum_{K=1}^{n} Y_{ik} \overline{V_k} \quad (1.7)$$

Expresando el termino de la impedancia como la suma de la conductancia y susceptancia y el voltaje en forma polar (módulo y ángulo se obtiene:

$$\dot{S}_i^* = V_i e^{-j\theta_i} \sum_{K=1}^{n} (G_{ik} + jB_{ik})\, V_k e^{j\theta_k} \qquad (1.8)$$

Dado que el término V_i es constante se puede introducir dentro de la sumatoria y realizar el producto de los exponenciales:

$$P_{neta\ i} - jQ_{neta\ i} = \sum_{K=1}^{n} (G_{ik} + jB_{ik}) V_i V_k e^{-j\theta_{ik}} \qquad (1.9)$$

Aplicando el Teorema de Euler para expresar el término $e^{-j\theta ik}$ en función de senos y cosenos se tiene:

$$P_{neta\ i} - jQ_{neta\ i} = \sum_{K=1}^{n} (G_{ik} + jB_{ik}) V_i V_k (\cos\theta_{ik} + j \sin\theta_{ik}) \qquad (1.10)$$

Finalmente desarrollando la ecuación 1.10, considerando el caso particular cuando i=k y colocándolo fuera de la sumatoria e igualando las partes reales y complejas del resultado final, se obtienen las expresiones 1.3 y 1.4.

La deducción de estas ecuaciones se puede estudiar con mayor detalle en la sección 3.3 de (Gómez-Expósito, Conejo, & Cañizares , 2009) o la 4.3 de (Milano F. , 2010).

1.5.3. Métodos numéricos aplicados al flujo de carga.

Al sustituir las expresiones 1.3 y 1.4 en las ecuaciones de balance de potencia se obtiene un sistema de ecuaciones no lineal dependiente del módulo y el ángulo del voltaje en cada barra, cuya solución no puede ser calculada analíticamente. Para poder resolver este tipo de problemas es necesario recurrir a los métodos numéricos iterativos, siendo los más comunes en éste campo el método de Jacobi, el de Gauss-Seidel y el Newton-Raphson.

Si bien los dos primeros métodos han sido usados ampliamente desde hace décadas para resolver el problema del flujo de carga, gracias a que las limitaciones computacionales han disminuido considerablemente en los últimos años, es posible ejecutar una técnica que requiera una cantidad de recursos de procesamiento mayor a cambio de obtener beneficios en cuanto al tiempo de ejecución (Milano F. , 2010). Este es el caso del método de Newton-Raphson también conocido como Newton-Fourier, el cual es uno de los más usados en la actualidad pero que en los años setenta se consideraba computacionalmente limitante ya que requería de lo que en aquella época se consideraba un gran poder de cálculo.

El método de Newton tiene la ventaja de que "el número de iteraciones requeridas… es prácticamente independiente del número de barras"(Stevenson, 1975), a diferencia del Gauss-Seidel cuyo tiempo de ejecución aumenta casi directamente con estas. Esto es sumamente conveniente si se considera el hecho de que la mayoría de herramientas computacionales que se desarrollan para realizar análisis de flujo de carga están orientadas en manejar redes de gran tamaño y es uno de los principales motivos por los que se decidió aplicarlo en este estudio.

1.5.3.1 Método de Newton-Raphson

Este método se basa "en la expansión de series de Taylor para una función de dos o más variables…Las derivadas de orden superior a uno se desprecian" (Stevenson, 1975).

La serie de Taylor establece que para una función de la forma F(x)=0 se cumple que:

$$F(x) \cong F(x_0) + \frac{\partial F}{\partial x}\Big|_{x_0}(x - x_0) + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 F}{\partial x^2}\Big|_{x_0}(x - x_0)^2 + \cdots \quad (1.11)$$

Los términos de orden superior se desprecian ya que no tienen efectos considerables en el resultado final por lo que se obtiene:

$$F(x) \cong F(x_0) + \frac{\partial F}{\partial x}\Big|_{x_o} (x - x_0) \qquad (1.12)$$

Considerando que F(x)=0, se puede igualar la ecuación 1.12 a este valor y despejar la variable x, tal como se muestra en la ecuación 1.13.

$$x = x_0 - [J(x_0)]^{-1} F(x_0) \qquad (1.13)$$

Donde x_0 es un valor inicial alrededor del cual se encontrará la solución y J es la matriz Jacobiana de la función, es decir, contiene las derivadas parciales de las ecuaciones del sistema.

Normalmente el valor inicial x_o se establece en lo que se conoce como un perfil plano de tensiones, es decir, módulo del voltaje uno en por unidad (1pu.) y ángulo 0°. Para cualquier caso de estudio bien planteado estos valores representan un buen punto de partida para las iteraciones. Existen programas de análisis de flujo de carga que primero ejecutan el método de Gauss-Seidel para obtener un valor inicial más cercano al real y así disminuir el número de iteraciones necesarias para hallar el resultado final con el Newton-Raphson.

Al igual que en todos los métodos iterativos, la metodología se repite hasta que se cumpla cierta condición. En el caso del flujo de carga, se desea que:

$$|F(x)| < Tolerancia \qquad (1.14)$$

Donde la tolerancia depende del criterio de la persona que realice el estudio. Por lo general toma valores entre $1x10^{-4}$ y $1x10^{-8}$.

La construcción de la matriz Jacobiana es la parte que más recursos computacionales ocupa a la hora de programar un flujo de carga utilizando el método de Newton-Raphson, ya que cada barra PQ aporta dos ecuaciones (balance de potencia activa y reactiva) y dos incógnitas (módulo y ángulo del voltaje) al sistema y cada barra PV aporta una (balance de potencia activa y ángulo

del voltaje). Luego, al construir la matriz se debe derivar cada ecuación tantas veces como variables haya. En otras palabras, si una red tiene n_{PQ} barras del tipo PQ y n_{PV} barras del tipo PV, el Jacobiano será una matriz cuadrada de dimensión $2*n_{PQ}+n_{PV}$, lo cual puede significar un tamaño bastante considerable dependiendo de la red a estudiar.

Ahora que se tienen algunas nociones básicas del método de Newton-Raphson se puede discutir el planteamiento general del flujo de carga bajo este método.

La variable x será un vector de dimensión $(2*n_{PQ}+n_{PV})*1$ compuesto por los ángulos y los módulos de los voltajes de aquellas barras donde se desconocen estos datos y la función F será un vector con la misma dimensión de x compuesto por las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva de las barras correspondientes.

Esto quiere decir que para un caso cualquiera x y F serían de la forma:

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} \theta_i \\ \theta_j \\ \theta_k \\ \dots \\ V_i \\ V_k \end{bmatrix} \qquad F(\bar{x}) = \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta P_j \\ \Delta P_k \\ \dots \\ \Delta Q_i \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} \tag{1.15}$$

Donde las barras i, k serían del tipo PQ (ya que se plantean ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva y se tiene tanto módulo como el ángulo del voltaje como incógnita) y la barra k sería de tipo PV (sólo se plantea el balance de potencia activa y de incógnita se tiene el ángulo de la tensión en esa barra). Por comodidad se recomienda que i<j<k, es decir, ordenar las ecuaciones de balance y las incógnitas en orden ascendente respecto a la numeración de las barras.

Paralelo a esto, el Jacobiano sería tal como se muestra en la Figura 1.3 y se seguiría el proceso iterativo descrito por la ecuación 1.13 hasta cumplir con la condición de la tolerancia.

$$J(x^{-}) = \begin{bmatrix} \dfrac{\partial [\![\Delta P]\!]_i}{\partial \theta_i} & \dfrac{\partial [\![\Delta P]\!]_i}{\partial \theta_j} & \dfrac{\partial [\![\Delta P]\!]_i}{\partial \theta_k} & \cdots & \dfrac{\partial [\![\Delta P]\!]_i}{\partial V_i} \end{bmatrix} \quad (1.16)$$

Figura 1.3 Matriz Jacobiana para el método del Newton Raphson

CAPITULO II

PROGRAMAS PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.

En la primera parte del capítulo anterior se habló de que existe una variedad de herramientas computacionales que sirven para realizar análisis de sistemas de potencia. En esta sección se discutirá un poco más al respecto, específicamente de la distinción entre el software libre y el no libre.

Como se sabe, las empresas que realizan análisis de sistemas eléctricos utilizan algún tipo software para la mayoría de sus estudios. Debido al gran desarrollo en el sector eléctrico que se ha dado en numerosos países, cada vez hay mayor demanda por este tipo de programas, sin embargo gran parte de los que han surgido en los últimos años son del tipo privativo (también llamados software propietario o privado), es decir, que para poder utilizarlos se debe realizar un pago para adquirir una licencia y al instalarlo no se tiene acceso a su código fuente por lo que modificarlo es prácticamente imposible. Por ser programas comerciales que pueden ser instalados por múltiples clientes, tienen una estructura preestablecida que no siempre se adapta a las necesidades del usuario.

Debido a los inconvenientes surgidos por utilizar las aplicaciones comerciales, las empresas han creado grupos de investigación y desarrollo cuyo objetivo principal es diseñar programas de análisis de sistemas tales que se pudiese prescindir de aquellos que requieren licencia. Al hacerlo se pueden satisfacer todas las necesidades de la compañía sin tener que adaptarse al modo de trabajo de un software ajeno, además, gracias a que los desarrolladores de la herramienta trabajan para la empresa, es posible realizar cambios de forma rápida, eficiente y económica.

Existen casos en los que programas de código abierto se vuelven disponibles para el uso del público en general, de tal forma que cualquier persona puede no solo tener acceso al software sino también a su código.

2.1. Herramientas de tipo Software Libre.

Antes que nada se debe tener claro cuáles son las condiciones indispensables de un software libre. Richard Stallman (Stallman, 2004) establece que los usuarios deben tener la libertad para "ejecutar, copiar, distribuir estudiar, cambiar y mejorar el software". Más específicamente define cuatro (4) características:

> Libertad 0: la libertad para ejecutar el programa sea cual sea nuestro propósito
> Libertad 1: la libertad para estudiar el funcionamiento del programa y adaptarlo a tus necesidades —el acceso al código fuente es condición indispensable para esto.
> Libertad 2: la libertad para redistribuir copias y ayudar así a tu vecino.
> Libertad 3: la libertad para mejorar el programa y luego publicarlo para el bien de toda la comunidad —el acceso al código fuente es condición indispensable para esto.

Estas libertades le proporcionan al software libre una serie de ventajas con respecto a otros tipos. Algunas de estas son:

Tienen un muy bajo costo (en algunos casos nulo) de adquisición y son de libre uso.

Se encuentran al escrutinio público, lo que facilita encontrar y corregir errores además al haber una mayor cantidad de personas involucradas en un proyecto se incrementa la innovación tecnológica que se puede alcanzar.

Los programas de software libre son independientes de proveedores particulares, por lo que tienen menos requisitos de hardware y por ende mayor durabilidad en el tiempo. A diferencia de los programas privativos, una herramienta de software libre no requiere de un sistema operativo específico, "lo que se traduce en un mejor soporte -de manera general- para las versiones antiguas

de software y de plataformas de hardware o software más minoritarias" (Culebro, Gómez, & Torres, 2006) .

Aumentan las posibilidades de aprendizaje de los usuarios. Cuando una persona utiliza un software privado, se encuentra limitado a lo que sea que el programa le arroje, en cambio si se tiene acceso a la estructura interna se puede analizar y comprender de mejor manera cómo funciona el programa e incluso aplicarle mejorías que faciliten su uso.

Una consecuencia directa del punto anterior, es que el software libre tiene mayores posibilidades de adaptación con el usuario.

Utilizar un software libre en empresas o instituciones que manejen datos sensibles de otras personas, como bancos o instituciones gubernamentales, ayudaría a garantizar la independencia de dichas instituciones de los proveedores de software privado, sin mencionar que se disminuye el riesgo a un sabotaje debido a vulnerabilidades deliberadas o al chantaje por información almacenada en formatos de propietarios.

Estas son algunas de las ventajas que exponen M. Culebro y el resto de los autores de "Software libre vs software propietario" (Culebro, Gómez, & Torres, 2006) . En éste libro y en (INDENE-USB, 2010) también se describen ciertas desventajas de software libre, algunas de las cuales se resumen a continuación:

El software libre no tiene garantía, por lo que el usuario lo utiliza bajo su propio riesgo. Por ende se debe monitorear las correcciones de errores que se hacen públicas y arreglarlas a la brevedad posible porque representan fuentes potenciales de intrusión. Se debe acotar si se tiene cierto conocimiento de programación los errores pueden ser solucionados personalmente ya que normalmente cuando se descubren y publican también se indica cómo resolverlos, mientras que con el software privado se debe esperar a que la compañía arregle el problema y publique la nueva versión, en muchos casos teniendo que pagar para obtenerla.

Por el momento las interfaces gráficas de usuario y la multimedia se consideran un poco rudimentarias en comparación con algunas de software privado, lo que hace que la curva de aprendizaje sea un poco mayor que las de aquellas herramientas que poseen interfaces más fáciles de utilizar por los usuarios.

En muchos casos el usuario debe tener nociones básicas de programación ya que la administración del sistema no se realiza de forma gráfica y la configuración del hardware no siempre es intuitiva. Además la diversidad de distribuciones, métodos de empaquetamientos, licencias de uso, herramientas con un mismo fin, etc., pueden crear confusión en personas poco experimentadas en el área de la informática.

Únicamente los proyectos importantes y de trayectoria tiene buen soporte, ya que la documentación que se publica proviene tanto de desarrolladores como usuarios, por lo que si una herramienta no tiene gran interés público, su crecimiento será menor.

Un tipo de software que se encuentra muy ligado al libre, es el llamado “open source” o de código abierto. Cómo su nombre lo indica en este tipo de programas el usuario tiene acceso al código fuente sin embargo pueden existir limitaciones con respecto a lo que se puede o no hacer con dicho código (Stallman, 2004) . Esto clasifica al open source justo en el límite entre el software libre y el privativo, sin embargo dado que ofrece mayores libertades que el resto de los programas de propietario se ha decidido nombrarlo en esta sección en lugar de bajo software privado.

En el ámbito eléctrico existen varios programas de software libre y de código abierto que se encuentran disponibles. Algunos de ellos se encuentran reflejados en la Figura 2.1 donde se especifica cuales de los más importantes análisis se puede realizar con cada uno.

En (Milano F. , 2010) se definen las columnas de Figura 2.1 según el nombre en ingles del estudio:

- PF: Flujo de carga convencional.
- CPF: Continuación de flujo de carga y/o análisis de estabilidad de voltaje.
- OPF: Flujo de carga óptimo.
- EA: Análisis de estabilidad de pequeña señal.
- TDS: Simulaciones en el dominio del tiempo para análisis de estabilidad transitoria.
- EMT: Transitorio electromagnético.

Package	Language	PF	CPF	OPF	EA	TDS	EMT	GUI	CAD
AMES	Java	✓		✓					
EST	Matlab	✓			✓	✓			✓
InterPSS	Java	✓				✓		✓	✓
MatDyn	Matlab	✓				✓			
MatEMTP	Matlab					✓	✓	✓	✓
Matpower	Matlab	✓		✓					
ObjectStab	Modelica	✓			✓	✓		✓	✓
OpenDSS	Delphi	✓				✓		✓	✓
PAT	Matlab	✓			✓	✓			✓
PSAT	Matlab, Octave	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
PST	Matlab	✓	✓		✓	✓			
Pylon	Python	✓		✓				✓	✓
UWPFLOW	C	✓	✓						
VST	Matlab	✓	✓		✓	✓		✓	

Figura 2.1 Paquetes de código abierto y libre para análisis de sistemas de potencia. (Milano F. , 2010)

Las últimas dos columnas corresponden a aspectos estéticos de la aplicación: sí posee interfaz de usuario gráfica (GUI) o editor de diagrama unifilar asistido por ordenador (CAD).

Entre los de software libre se encuentran InterPSS y MatPower.

2.2. Herramientas de tipo Software Privativo.

En contraparte al software libre esta el de tipo privativo que "Se refiere a cualquier programa informático en el que los usuarios tienen limitadas las posibilidades de usarlo, modificarlo o redistribuirlo (con o sin modificaciones), o que su código fuente no está disponible o el acceso a éste se encuentra restringido" (Culebro, Gómez, & Torres, 2006) , es decir, que no cumplen con una o ninguna de las cuatro libertades establecidas en la sección anterior.

Si bien las libertades del software libre poseen grandes beneficios para el usuario, los software con propietario también poseen ventajas (y desventajas) que no se deben olvidar, algunas de estas se encuentran en (Culebro, Gómez, & Torres, 2006) y se pueden resumir de la siguiente manera:

Las compañías que los desarrollan contratan personal altamente capacitado tanto para la creación de la herramienta como para el departamento de control de calidad, de manera que el producto pasa por una serie de pruebas antes de ser liberado al público, lo cual garantiza su funcionalidad. Además existe personal dedicado exclusivamente al soporte al usuario, para que si alguno experimenta cualquier problema haya personas capacitadas para ayudarle.

Los programas de propietario más comunes son usados por muchas personas por lo que es sencillo encontrar documentación acerca de su uso.

Proveen aplicaciones para usos específicos que muchas veces no son desarrollados en el mundo del software libre. Algunas de estas herramientas llegan a ser tan conocidas y utilizadas en su ámbito, que las empresas suelen ofrecer versiones educativas gratuitas o a muy bajos precios, de manera que los estudiantes se puedan familiarizar con el programa aún antes de sumergirse en el campo laboral.

Normalmente los recursos obtenidos por la compañía proveedora son destinados al mejoramiento de la herramienta lo que permite generar versiones cada vez más modernas y eficientes.

Entre las desventajas se tiene:

En muchas ocasiones cuando una empresa desarrolladora es comprada por otra que no tiene interés en mantener todas las herramientas creadas por la primera, el software es descontinuado y se cancela el soporte técnico para los usuarios por lo que eventualmente se vuelve obsoleto y los clientes se ven obligados a buscar otras alternativas para sustituirlo.

Se tiene una dependencia con el proveedor para poder adaptar legalmente el software a las necesidades propias del consumidor. En caso de ser posibles, son costosas y las realizará el fabricante dentro de sus posibilidades.

Es ilegal copiar o compartir el programa, lo cual dificulta la instalación del mismo por grandes grupos de personas o instituciones ya que se debe adquirir una licencia cada vez que se vaya a instalar.

Los usuarios no pueden mejorar la aplicación ellos mismos sino que en caso de tener una idea innovadora deben elegir entre vendérsela al fabricante o crear su propia aplicación.

Acorde a (INDENE-USB, 2010) algunos de los softwares privados que existen en la industria de la energía eléctrica son:

- AGORA - Advanced Grid Observation Reliable Algorithms - http://www.elequant.com/products/agora/ Software allowing the electric power industry to manage power grids and restore power after blackouts.
- AMTECH Power Software - http://www.amtech-power.com/ Design and verification software for high and low-voltage distribution systems. Covers IEC and NEC standards, protective device coordination and lightingdesign.
- IPSA Power Ltd Power System Analysis Software - http://www.ipsa-power.com software for the design, operation and planning of electrical generation, transmission and distribution systems.
- Electranix Corporation - http://www.electranix.com PSCAD is a platform for building simulations of electric power and power electronic systems, controls and protections.

• Fractal Power Engineering Software - http://www.fractal.hr/index_en.htm Power engineering software development, load flow, and short circuit analysis, with a graphical user interface.

...

• Powerex - http://powerex.150m.com Power distribution software, load flow and short circuit studies.

• Operation Technology, Inc. - http://www.etap.com Designers and developers of ETAP PowerStation,software for analysis and design of electrical power systems and PSMS, real-time power management system.

• PLECS - Power Electronics Modelling - http://www.plexim.com Simulation of electrical circuits within the MATLAB/Simulink environment. It is specially designed for power electronic and drive systems.

• Distribution Networks Real Time Restoration - http://digilander.libero.it/stockbroker/adiscon.html Software engine for real time restoration and reconfiguration of large scale electrical distribution networks.

Por último, pero no menos importante, está DigSILENT (Digital Simulator and Electrical Network) de Power Factory del cuál se discutirá más adelante y cuya información básica se puede encontrar en http://www.digsilent.de/

CAPITULO III

REDES ELÉCTRICAS.

Los sistemas eléctricos de potencia están compuestos esencialmente por una o más redes eléctricas conectadas entre sí. “La red eléctrica es un elemento para convertir y transportar energía...se compone de tres partes principales: las centrales generadoras, las líneas de transmisión y las redes de distribución.” (Stevenson, 1975)

Basándose en (Pacheco) y en el 1er capitulo de (Stevenson, 1975) se puede resumir que un sistema eléctrico está compuesto por cuatro partes o etapas:

Generación: en éste punto se utilizan máquinas eléctricas para transformar diferentes fuentes de energía (potencial, térmica, nuclear, etc.) en energía eléctrica. Las instalaciones donde ocurre éste proceso se conocen como centrales eléctricas y pueden ser hidráulicas, termoeléctricas o de energías alternativas. Normalmente el nivel de tensión al que la energía es producida se encuentra entre los 12 y los 29kV.

Transporte: esta etapa no está presente en todos los sistemas eléctricos, sino principalmente en aquellos donde la generación se encuentra alejada de los centros de consumo. Aquí se utilizan las líneas de transmisión para transportar bloques de potencia a altos niveles de tensión, 115, 230, 400 y 765kV en el caso de Venezuela, esto con el fin de minimizar las pérdidas.

Distribución: es la parte del sistema eléctrico que se encarga de llevar la energía a los consumidores finales. Los niveles de tensión son bastante menores que en la transmisión y van

disminuyendo a medida que se acercan a la carga acorde al nivel de voltaje que la misma requiera.

Consumo: como su nombre lo indica representa a los consumidores finales de la energía, es decir, quienes hacen uso de la misma. Normalmente se dividen en pequeños consumidores (principalmente cargas residenciales) que requieren bajos niveles de tensión y las cargas industriales, que en su mayoría utilizan altos niveles de tensión según la actividad que realizan.

A lo largo de estas cuatro etapas siempre se encuentran presentes las máquinas eléctricas, del tipo rotativas en la generación y el consumo (generadores sincrónicos y motores, por nombrar sólo un par de ellas) y los transformadores en el transporte y distribución (Pacheco) .

3.1. Sistema Eléctrico Nacional

A lo largo de las últimas décadas, el sistema eléctrico de Venezuela, también conocido como SEN (Sistema Eléctrico Nacional), ha destacado a nivel mundial por varias razones, siendo dos de las más importantes el hecho de haber sido uno de los primeros en integrar a la red un sistema de transmisión a 765 kV y por tener una de las centrales hidroeléctricas más grandes del mundo (Central Hidroeléctrica Simón Bolívar, ubicada en el estado Bolívar y con una capacidad instalada de 10.000 MW).

Según (Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica., 2010) para diciembre del año 2010 la capacidad instalada a nivel nacional era de 24.838 MW, de los cuales 10.216 MW correspondían a centrales térmicas y el resto a hidráulicas. Se debe acotar que con las medidas tomadas por el gobierno nacional, se esperaba que para finales del 2012 se hubiesen incorporado 9.077 MW a través de numerosos proyectos que se iban a llevar a cabo en diferentes partes del país, estos incluían la puesta en marcha de varios centros de generación distribuida y la creación de nuevas centrales térmicas e hidráulicas (Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica., 2010) .

Se puede observar en diversas fuentes, incluidas (Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica., 2010) y (Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica., 2011) , que el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica o MPPEE ha desarrollado múltiples

proyectos enfocados primordialmente en incrementar la capacidad de generación del país con el fin de satisfacer la demanda eléctrica nacional que se encuentra en constante crecimiento.

Como se sabe, un aumento significativo en el consumo eléctrico sin un incremento de la generación, puede llevar al sistema a un punto de operación crítico, es decir, que la tensión y la frecuencia se encuentren tan alejados de sus valores de operación normal y/o que una o más líneas de transmisión estén tan sobrecargadas, que podría llegar a ser necesario realizar un bote de carga.

3.1.1. Datos del SEN en software privado.

Para poder determinar si bajo ciertas condiciones especificas el sistema alcanza un punto de operación como el descrito en la sección anterior, se debe realizar un estudio de flujo de carga para calcular, entre otras cosas, las tensiones0 en cada barra, la frecuencia del sistema y los flujos de potencia que circularían por las ramas si las condiciones se dan en la vida real.

Considerando que en los últimos años se han realizado y planificado múltiples cambios al SEN, se puede suponer que la empresa encargada del manejo de las principales redes del país, en este caso CORPOELEC, ha tenido que realizar diversos cambios a la base de datos que contiene la información de todo el sistema para poder llevar a cabo los estudios pertinentes, pero al mismo tiempo manteniendo los datos iniciales intactos para tener la información sincronizada con la realidad. Esto lo ha logrado gracias a que utiliza Power Factory de DigSilent para los análisis del SEN.

Este software contiene numerosas aplicaciones que sirven para planificar, estudiar y operar los aspectos técnicos de un sistema eléctrico. Su desarrollo comenzó en el año 1976 utilizando programación orientada a objetos y el lenguaje de programación C++. Actualmente es un software de suma popularidad, en gran parte gracias a que a estas alturas del proyecto sus algoritmos al alcanzado grandes niveles de eficiencia y confiabilidad lo que prácticamente garantiza su buen funcionamiento.

3.1.1.1 Aspectos relevantes de DigSilent/ Power Factory

Esta herramienta funciona de tal manera que permite establecer diferentes casos de estudio, escenarios de operación y variaciones (entre muchas otras cosas) para una o varias redes que conforman un proyecto, lo cual "Evita que el usuario deba organizar los análisis de forma externa a la herramienta en distintos archivos y carpetas" (Alvarez, 2012) .Cada proyecto contiene al menos una red, la cual puede estar interconectada con muchas otras.

Para crear un proyecto se establece un caso de estudio base en el cual se van a almacenar todos los datos de los elementos que conforman la(s) red(es) del sistema a estudiar, esto incluye los datos de demanda, estatus de los switches, si el elemento está o no en servicio, etc. A un caso de estudio base se le pueden aplicar diferentes variaciones, éstas establecen cambios topológicos que se le efectúan al caso en cuestión y pueden ser de cualquier tipo, desde inclusiones o puestas fuera de servicio de líneas de transmisión o barras hasta conexiones con otras redes, entre otras. A cada variación se le asigna una fecha, de modo que si se realiza un análisis en un tiempo posterior a dicha fecha, éste tomará en cuenta todas las variaciones que estén diseñadas para estar activas en ese momento. Un aspecto primordial de esto es que la fecha del estudio no está ligada con la fecha real en la que se realiza el mismo, sino que puede ser especificada de tal forma que se activen las variaciones deseadas. Cada vez que se aplica una variación, se crea un nuevo caso de estudio donde la red tiene la topología especificada en la variación. De esta forma se pueden realizar los estudios para determinar los efectos de un cambio topológico en la red.

Paralelo a las variaciones, DigSilent también permite crear escenarios de operación, los cuales funcionan de manera muy similar a estas. En ellos se pueden realizar principalmente cambios en los datos de la demanda. Uniendo esto a las variaciones se pueden estudiar los casos más críticos del sistema, por ejemplo creando escenarios de carga máxima ligados a la pérdida de una o varias líneas. Se debe recordar que con sólo cambiar la fecha de estudio y/o desactivar un escenario de operación, se tendrán nuevamente los datos originales. Vale acotar que a diferencia

de las variaciones, a los escenarios de operación no se les establece una fecha sino que se activa o desactivan.

Gráficamente estas aplicaciones de DigSilent las podemos ver en la Figura 3.1. Esta muestra parte de la interfaz del programa, donde se puede observar el administrador de datos con todos los detalles un proyecto en particular. Aquí se ilustran los casos de estudio y variaciones que se han creado para este proyecto. En este caso no se han establecido escenarios de operación, pero de ser necesarios podría hacerse.

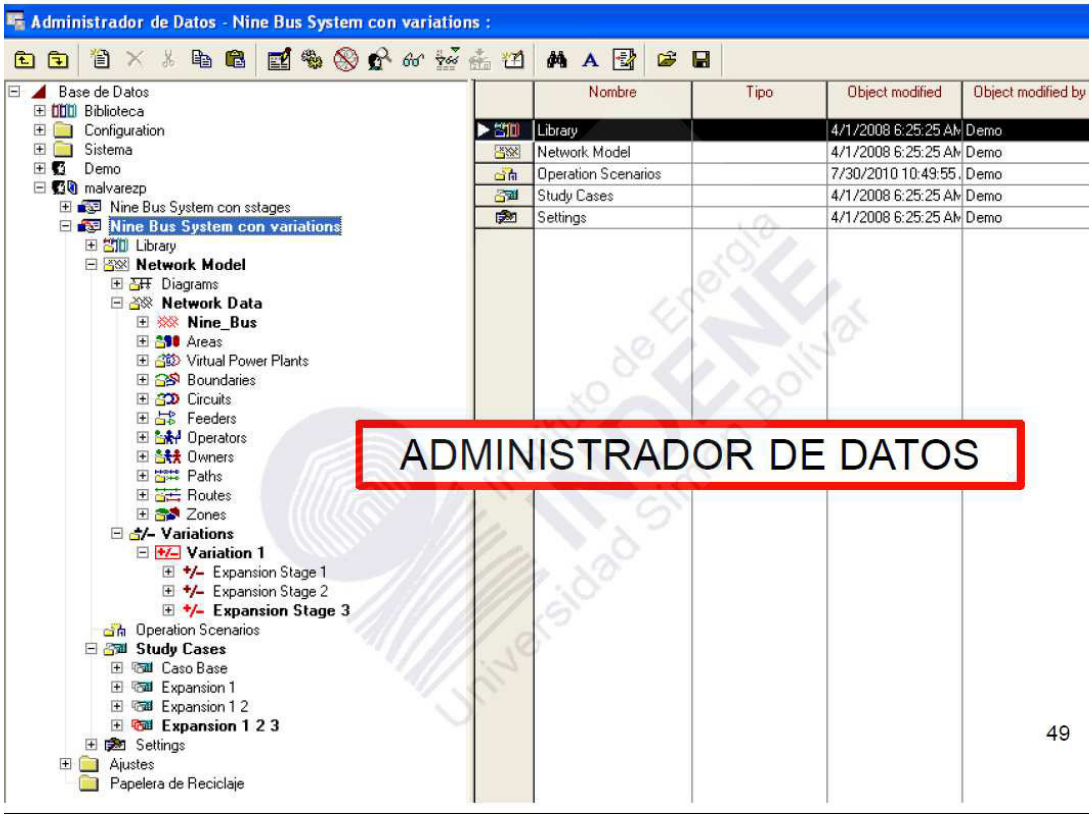


Figura 3.1 Ejemplo del Administrador de Datos de DigSilent (Alvarez, 2012).

A través de esta interfaz se pueden visualizar y modificar todos lo elementos que conforman las redes del sistema, lo cual es una gran ventaja en comparación con otros programas que se manejan únicamente con el diagrama unifilar del sistema, ya que permite modificar y estudiar los datos más fácilmente.

3.1.1.2 Exportación de los datos desde DigSilent/ PowerFactory.

Dado que DigSilent es un software privado, las bases de datos de cada proyecto que se crean en él tienen un formato tal que sólo pueden ser utilizadas en éste programa. Sin embargo, el administrador de datos permite ver la información de los elementos del sistema en forma de tablas que se clasifican según su contenido en; Datos Flexibles, Datos Básicos, Flujo de Carga, Corto Circuito Completo, entre otras. En la Figura 3.2 podemos ver cómo se visualizan los datos de un grupo de terminales de cierto proyecto.

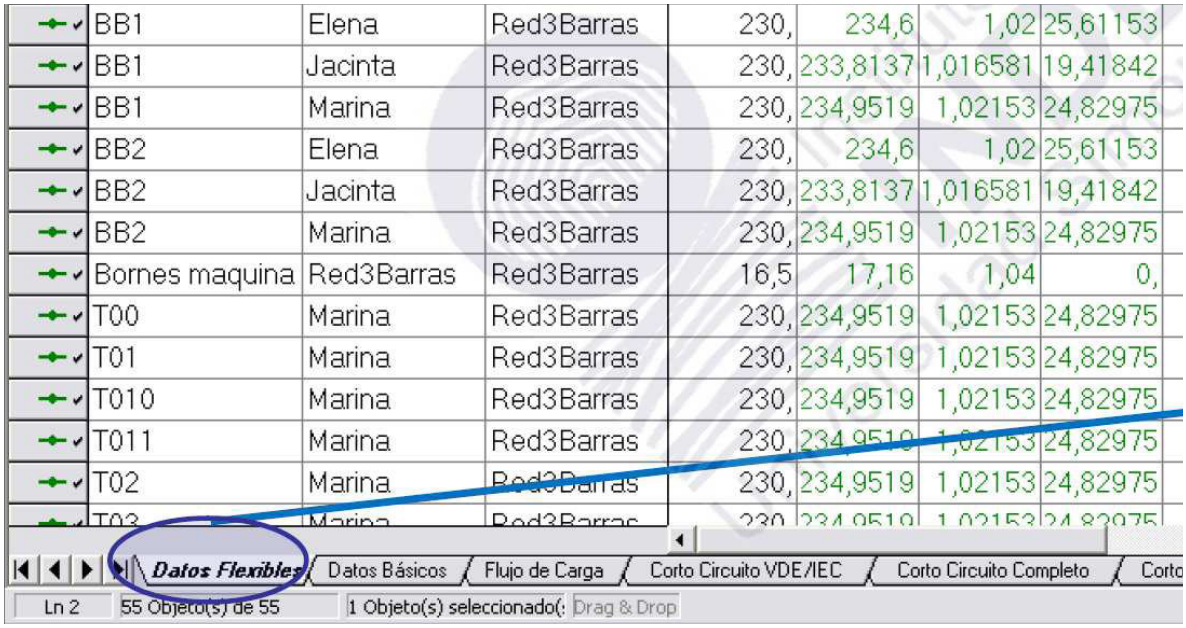


Figura 3.2 Opciones de visualización de datos en el administrador de datos de DigSilent (Alvarez, 2012)

La pestaña llamada “Datos Flexibles” y que se ve resaltada en la Figura 3.2 es sumamente importante, ya que en ella se puede elegir qué característica del componente se quieren visualizar. De esta forma si sólo se necesitan ciertos datos de un tipo de elemento en particular, se pueden obtener a utilizando esta opción.

Luego de tener los datos deseados presentes en pantalla, todos o parte de ellos pueden ser exportados hacia un archivo del tipo hoja de cálculo o pueden ser copiados incluyendo los

encabezados. Para ello se seleccionan los elementos que se quieren incorporar a la hoja de cálculo, se hace click derecho sobre uno de ellos y en el menú que se despliega se elige la opción adecuada tal y como se muestra en la Figura 3.3 obtenida en (DigSILENT GmbH, 2010)

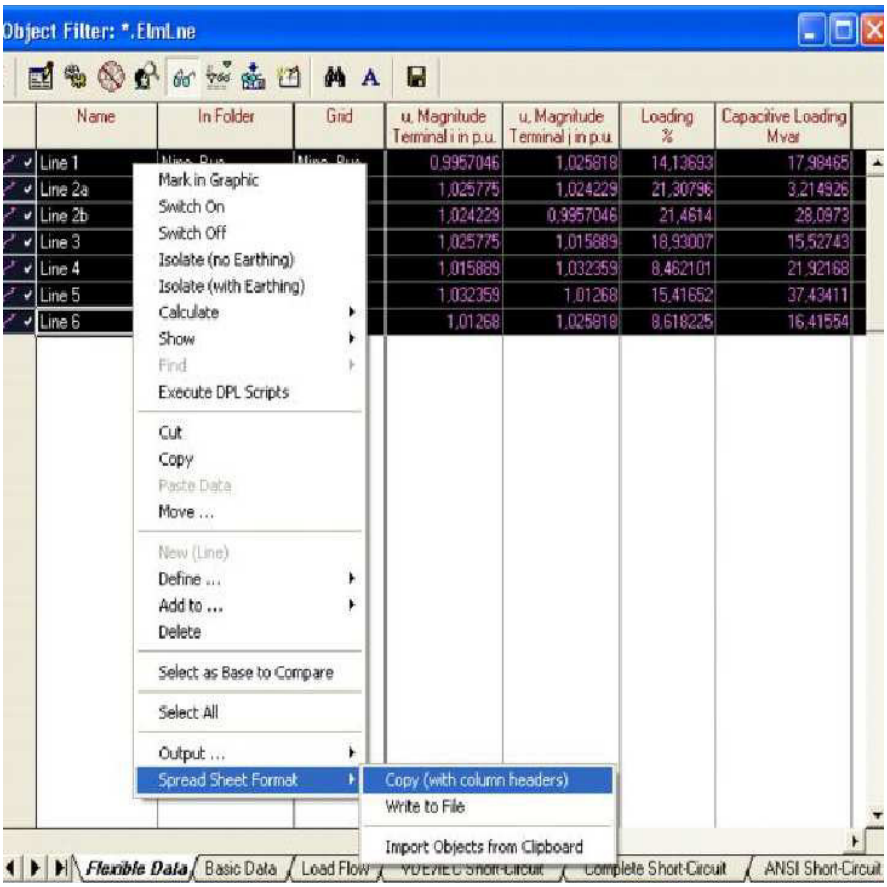


Figura 3.3 Opción para copiar datos con encabezado (DigSILENT GmbH, 2010)

En caso de seleccionar “Write to File”, es decir, escribir en un archivo, se desplegará una ventana donde se debe elegir el archivo existente en el cual se copiara los datos seleccionados.

Si bien el copiar los datos de esta forma a una hoja de cálculo es bastante ventajoso, tiene ciertos inconvenientes. Entre ellos se encuentran:

Como es de suponerse, la pestaña de datos flexibles sólo se puede utilizar para visualizar datos de un mismo tipo de componente a la vez, ya que en muchos de los casos las variables que se eligen pueden estar definidas para un tipo de elemento en concreto y no tendría sentido que se

mostrara ese dato para otro tipo de componente. Esto trae como consecuencia que no se pueda copiar toda la información deseada en un solo paso, sino que se debe realizar el procedimiento tantas veces como tipos de elementos se deseen copiar.

Cuando se selecciona la opción de escribir en un archivo, se abre el mismo en un modo de escritura tal que se sobrescriben las primeras líneas del documento hasta almacenar todos los datos que habían sido seleccionados en el programa. Esto quiere decir que si se desea crear un sólo archivo con información de diferentes elementos, deberán crearse tantos documentos como tipo de componentes sean y después unificarlo manualmente (debido a que por la particularidad mencionada en el punto anterior, si se escriben los datos de las líneas y luego los de las carga, las segundas reemplazarán la información de las primeras). Otra opción es escribir todos los datos en el documento de una sola vez, lo cual sólo es posible si no se utiliza la pestaña de datos flexibles, esto implica que se copiaría solo la información que se muestra predeterminadamente en alguna de las otras pestañas; finalmente otra alternativa sería utilizar la opción de copiar con los encabezados y pegar la información directa y manualmente en el archivo deseado un tipo de elemento a la vez.

En algunos casos la información mostrada en los recuadros del administrador de datos no son simples números reales, sino que son matrices. Luego al copiar uno de estos recuadros en una hoja de cálculo, sólo se guarda el primer elemento de la diagonal, lo cual, si no se considera puede traer errores en cálculos que se realicen con estos datos.

3.1.2. Datos del SEN en software libre.

Si bien DigSilent tiene grandes beneficios, no se debe olvidar que es un software privado y como tal tiene todas las limitaciones nombradas en la sección 2.2 de esta tesis. Es debido a estas desventajas que surge la necesidad de crear una aplicación que permita realizar la mayor cantidad de funciones posibles pero en software libre. Obviamente este proceso de creación es sumamente largo, complicado y requerirá la colaboración de grandes grupos de personas, sin embargo

considerando los beneficios a obtener es un trabajo que debe ser hecho. Esta tesis pretende ser solo un pequeño aporte en un proyecto de tal envergadura para incentivar el uso de software libre para el análisis de sistemas de tal forma que en el futuro se reduzca la dependencia que se tiene actualmente de las grandes compañías y sus costosas licencias

Apuntando es estos objetivos, se decidió crear una base de datos del sistema eléctrico nacional utilizando una herramienta de software libre como lo es SQLite (disponible en www.sqlite.org). Éste permite crear bases de datos relacionales de forma rápida y sencilla de manera que fue ideal para ese trabajo.

CAPITULO IV

ESTÁNDAR CIM APLICADO AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE VENEZUELA

Hasta hace unos años el sistema eléctrico nacional estaba conformado por diversas empresas, entre las que se pueden mencionar CADAFE (Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico), ENELVEN (Energía Eléctrica de Venezuela), Electricidad de Caracas y por supuesto EDELCA (Electrificación del Caroní), sin embargo el gobierno nacional decidió facilitar el manejo de sistema eléctrico fusionando todas estas compañías y creando lo que hoy en día se conoce como CORPOELEC (Corporación Eléctrica Nacional). Cada una de las empresas que existían hasta ese momento, estaban encargadas de planificar, diseñar, implantar, operar y mantener una parte del SEN, por lo que debían compartir los datos entre cada uno de los departamentos en los que se ejecutaban estas acciones.

En el momento de la fusión se crea la necesidad de que los datos de toda la red estén disponibles y puedan ser analizados como un todo y no parcialmente como se hacía antes. Es en este punto donde se destaca la importancia de un modelo de información común que permita realizar fusiones de empresas o simplemente compartir datos con mayor facilidad.

Esta tesis pretende ser tan sólo un ejemplo de cómo aplicar parcialmente la norma IEC 61970 (IEC, 2003) a la red de 765kV del sistema eléctrico nacional. Se debe aclarar que se aplica sólo parcialmente ya que la norma es sumamente completa y compleja y para poder crear un archivo CIM/XML que cumpla cabalmente con los requisitos de la norma, se tendría que tener acceso a información de la red que no está disponible al público.

Dado que este trabajo se realiza con fines académicos y que los datos de la red que se tienen son limitados, se decidió crear un archivo que manejara sólo la información básica del sistema, es decir, la suficiente como para efectuar un flujo de carga clásico y obviara, por ejemplo, los datos transitorios de la máquinas, tipos de excitatrices, datos económicos.

Vale señalar que el hecho de que un documento CIM/XML no contenga todos los datos que se especifican en la norma no quiere decir que el archivo no cumpla con el estándar, ya que se debe recordar que estos son extensibles y por ello se pueden adaptar a las necesidades de cada usuario según la información que necesite.

4.1. Actualización.

Una parte primordial de esta tesis es que se quiso trabajar con los datos reales y actualizados SEN. Para ello se realizó una labor de investigación con el fin de actualizar una los datos que se tenían (contenidos en un archivo de DigSilent Power Factory de principios del año 2011) hasta la fecha de aquel momento (Julio 2012).

Este proceso de actualización comprendió la inclusión de máquinas sincrónicas, líneas y reactores a la base de datos del sistema. Sin embargo, no existe forma de confirmar si el sistema que se obtuvo es totalmente fiel al sistema eléctrico actual, pero sirve para cumplir con los objetivos de esta tesis sin alejarse considerablemente de la realidad.

4.2. Extracción de datos.

Gracias a que el archivo del que se disponía contenía un caso de estudio del SEN en Power Factory, se pudo hacer uso de las opciones de extracción de datos descritas en la sección 3.1.1.2 para guardar los datos temporalmente en documento tipo hoja de cálculo y luego introducirlos en la base de datos de SQLite.

4.3. Creación del archivo CIM/XML

Luego de tener disponible y organizada en la bases de datos la información necesaria y actualizada del sistema eléctrico se pudo proceder al proceso de escritura del archivo XML. Para ello se programó un código que creaba el documento XML y leía los datos de los diferentes elementos de la red y los transcribía en el archivo de destino utilizando el siguiente esquema:

1. Encabezado: todos los documentos del tipo XML tienen un encabezado especifico que permite al analizador identificarlos como tal y en este caso particular es de la siguiente forma:

   <?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>

   Evidentemente el texto se encuentra entre los signos '<' y '>' para identificar el objeto como una etiqueta (al igual que cualquier dato que se escriba en un archivo de este tipo) dentro de la cual se especifica que el documento es del tipo xml primera versión y codificado en UTF-8. La codificación permite establecer correctamente las letras y símbolos que se encuentran presentes en el archivo, de manera que de ser abiertos en otro país con una codificación diferente puedan ser leídos sin problema alguno a pesar de la configuración del idioma del computador.

2. Nombre de espacio: en segundo lugar se declara el nombre de espacio de xml (mejor conocido como xmlns) del que derivan las etiquetas del documento. Para poder identificar cada uno de los elementos de la red según el formato CIM, se debe colocar al inicio de la etiqueta una especie de prefijo que indica que el objeto es de un tipo en particular y que por ende hereda todas las características de dicho tipo, tal y como se explicó en el capítulo 1.3.1. Un ejemplo de este tipo de declaración seria:

   <cim:cim xmlns:cim="http://packages.python.org/PyCIM/">

Esto quiere decir que existe un nombre de espacio o clase llamado “cim” que sigue los parámetros definidos en la página web que se nombre a continuación. Luego:

<cim:case> </cim:case>

Son las etiquetas de apertura y cierre que contienen un objeto llamado “case” que es del tipo cim.

Se debe recordar que no todas las etiquetas presentes en el documento deben corresponder a un nombre de espacio en particular, sino que como el lenguaje es extensible permite ser bastante flexible en cuanto a este tema.

3. Declaración de objetos: luego de especificadas las clases a utilizar, sólo resta escribir el resto del documento siguiendo el estándar CIM y por supuesto considerando cada elemento del sistema como un objeto, es decir, que al declarar por ejemplo un generador del sistema, se le asigna un nombre, un id o número de referencia (único para cada objeto) y por supuesto cierta cantidad de atributos que lo definen.

Algunos extractos de este documento XML se pueden examinar en el de esta tesis.

La parte más trabajosa de la creación del documento tiene que ser, sin duda alguna, la declaración de los objetos, ya que para identificarlos correctamente se debe conocer específicamente a que clase pertenecen y como se enuncian cada uno de sus atributos de forma que cumpla con la norma y puedan ser reconocidos por cualquier persona que lea el documento. En caso de que un parámetro de la clase no sea conocido se puede obviar y se por el contrario se tiene un dato del elemento adicional a los establecidos en la norma, se puede incluir en la declaración, siempre y cuando se identifique con una etiqueta que lo represente en el archivo.

Uno de los recursos que se utilizó para poder realizar la declaración correctamente fue la documentación encontrada en la referencia (Lincoln, 2010). Richard Lincoln es el autor de un paquete de programación escrito en Python llamado PyCIM cuyo objetivo es permitir la implementación del modelo de información común de la IEC en un entorno en el cual las clases, sus principales atributos y relaciones ya se encuentran definidas. La documentación de este módulo especifica, entre otras cosas, los elementos que se encuentran en cada uno de los subpaquetes del CIM descritos en capitulo 1.4 por lo que sirvieron de guía para la elaboración de este trabajo.

De forma general se definieron los elementos básicos a declarar en el documento y los atributos de cada uno, por ejemplo para una barra cualquiera del sistema, los parámetros de interés son nombre, voltaje nominal, potencia activa y reactiva demanda y tipo de barra (PV, PQ, SLACK o aislada) entre otros. Se buscó el elemento barra en la referencia especificada, y se examinaron los nombres de los atributos de esta clase, de manera que dichos nombres pudiesen ser utilizados como etiquetas al declarar el objeto y sus parámetros en el archivo. En muchas ocasiones, dado que es estándar es sumamente complejo, los elementos y sus atributos no se definen directamente en la norma, sino que se dividen en subclases cuyos atributos sí coinciden nos los datos buscados. En dichos casos se hicieron adaptaciones de manera que los elementos de interés pudiesen ser declarados sin agregar datos innecesarios al sistema.

Un ejemplo particular de este problema fueron los transformadores, ya que en la norma estos se definen simplemente como elementos que contienen devanados y no como componentes que conduzcan corriente. Los datos nominales se les asignan a cada devanado en lugar de al transformador en sí. Esto quiere decir que para declarar un elemento de este tipo, se tenían que crear al menos tres (3) objetos, los dos devanados y el transformador que los contiene. Esto es sumamente engorroso y nada práctico para la aplicación que se está estudiando, por lo que se hicieron ciertas adaptaciones para poder establecer los datos de una forma más concisa y entendible. Otros casos de este tipo se encontraron a lo largo del proyecto y se resolvieron de la misma manera.

Se debe recordar que el estándar CIM es un formato que busca facilitar el manejo e intercambio de los datos, por lo que su aplicación se ejecuta usando el lenguaje de marcas extensibles, lo que le permite ser dinámico y por sobre todas las cosas, flexible.

CAPITULO V

APLICACIÓN DE SOFTWARE DE ANÁLISIS AL SEN

El principal objetivo de crear un documento con los datos del sistema eléctrico nacional implementando el estándar CIM, es que se tenga toda la información de la red en un solo documento que pueda ser utilizado para crear la base de datos necesaria para utilizar cierto programa de análisis de sistemas de potencia, en lugar de varias bases de datos que deban ser cambiadas de formato para funcionar con cada programa.

En líneas generales el objetivo de una base de datos del SEN es poder realizar algún tipo de análisis del sistema, es por ello que se decidió complementar esta tesis aprovechando los datos de la red para ejecutar un flujo de carga por el método de Newton Raphson, pero que al igual que el resto de este trabajo, resaltara la importancia que han ganado las herramientas de software libre.

En el capítulo 2 se discutió acerca de los dos tipos de programas disponibles para el análisis de sistemas de potencia, los de software libre y los privativos, y se nombraron algunas de las más importantes herramientas que se han desarrollado hasta el momento. Sin embargo, el lenguaje de programación en el cual se escriben los programas también es un factor a considerar ya que de esto depende en gran parte la eficiencia del programa y la facilidad o dificultad que representaría en un futuro efectuar cambios o siquiera analizar el código fuente, suponiendo que se tuviese acceso al mismo, es decir, suponiendo que la herramienta es de código abierto o software libre.

5.1. Selección del lenguaje de implementación.

Antes de poder definir qué programa o paquete computacional usar para realizar el análisis de flujo de carga, se debe establecer el lenguaje de programación del mismo.

Existen diferentes aspectos que se deben considerar en este punto, algunos de los más resaltantes son:

1. Nivel del lenguaje: de forma básica, el nivel del lenguaje determina que tan parecido al lenguaje de máquina se realiza la programación, es decir, que tan directas son las instrucciones que se ejecutan en la herramienta. En los lenguajes de bajo nivel los comandos es escriben lo más parecido posible al lenguaje de máquina o ASM (del ingles assembly language), por lo que su ejecución es directa, mientras que en los de alto nivel los algoritmos son más didácticos y se entienden con mayor facilidad por los humanos. Sin embargo todos los niveles de lenguaje, tienen sus ventajas y desventajas, o que nos lleva al siguiente punto:

2. Rapidez: Aquí se deben considerar diferentes aspectos, todos ellos dependientes del nivel de lenguaje, entre otras cosas y se pueden clasificar en tres (3):

    - Rapidez de corrida: depende, además del nivel de lenguaje y las características del harware computacional en el que se ejecute el programa, de la calidad de los algoritmos y la eficiencia del código.

    - Rapidez de compilación: es el tiempo que le toma al compilador realizar la traducción del lenguaje de programación utilizado al lenguaje de máquina.

    - Rapidez de escritura del programa: esto depende de la experiencia del programador y el nivel del lenguaje. En la mayoría de los casos el segundo factor es incluso más determinante que el primero, ya que para un mismo

programa se requieren muchas más líneas de código utilizando por ejemplo lenguaje ASM que C++ o Python.

3. Disponibilidad de librerías: las librerías son paquetes computacionales en donde se definen funciones especificas que son de uso común. Estas facilitan en gran parte el trabajo a la hora de escribir un programa ya que se aprovechan los códigos creados con anterioridad. Particularmente se deben mencionar las librerías gráficas y las de análisis numérico, que permiten generar gráficos de alta calidad en dos (2) dimensiones y manipular arreglos multidimensionales como vectores y matrices entre otras cosas.

4. Popularidad: este factor ayuda a determinar la posibilidad de encontrar documentación impresa o en línea acerca del lenguaje. Del nivel de popularidad de un lenguaje se puede definir si es conveniente usarlo o no, ya que si este nivel es muy bajo, el lenguaje tiene altas posibilidades de entrar en desuso.

Estos son algunos de los factores más relevantes a considerar, sin embargo se pueden encontrar diversas discusiones acerca del tema en diferentes fuentes. Particularmente en el anexo 14 de (INDENE-USB, 2010) se discute profundamente al respecto y se hace una comparación exhaustiva de los principales lenguajes de programación actuales. Dicho cotejo se refleja en la Figura 5.1, en la cual se evalúan ciertos criterios con el fin de calcular una puntuación que considere cada uno de ellos. Se debe acotar que dicha comparación se hizo con fines muy similares a los de esta tesis, encontrar el mejor lenguaje para los programas de análisis de sistemas de potencia.

Criterio	C/C++	Java	PHP	Python	Ruby	.NET
Medición según Tiobe	5	5	4	2	0	3
Interfaces Usuario	3	5	2	5	4	5
Interoperatividad OS	2	4	3	5	5	1
Neutralidad y Estándares	5	3	2	4	2	3
Plataformas MVC	1	4	3	5	5	1
Dinamismo	2	3	4	5	5	3
Entornos de Desarrollo	5	5	3	4	4	3
Documentación/Soporte	5	5	4	5	4	5
Componentes/Escalabilidad	5	3	4	5	4	3
Métricas/Rendimiento	3	4	3	4	3	4
Puntaje total	36	41	32	44	35	32

Figura 5.1 Comparación de lenguajes de programación. (INDENE-USB, 2010)

Donde la medición según Tiobe representa el índice de popularidad según dicha compañía para el año 2010 (acorde al número de búsquedas relacionadas con el lenguaje), interfaces de usuario califica la calidad con la que el usuario puede llegar a interactuar con el programa, interoperatividad OS que se refiere a la capacidad del lenguaje de ser utilizado en diferentes sistemas operativos o OS (operating sytem), neutralidad tecnológica y estándares mide la independencia del lenguaje de aquellas decisiones corporativas que pudiesen afectar el proyecto en desarrollo, plataformas MVC estima la posibilidad de implementar plataformas del tipo Modelo-Vista-Controlador, el dinamismo que constituye la facilidad de uso del lenguaje, los entornos de desarrollo que igualmente son herramientas que proveen un ambiente más cómodo de escritura para el programador, documentación y soporte, referente a la disponibilidad de información para el usuario, componentes y escalabilidad que califica la cantidad de librerías que se pueden obtener y la posibilidad de llevar un programa a nuevas escalas (como consecuencia de la obsolescencia de la plataforma o del programa) y finalmente las métricas y rendimientos que califican al lenguaje según el consumo de recursos y la velocidad de ejecución de un programa comparándolo con porciones de código que cumplan la misma función y que hayan sido desarrollados en otros lenguajes.

Acorde a ese análisis se puede observar que el lenguaje que suma la mayor cantidad de ventajas es Python, aunque no haya obtenido la mayor puntuación en todas las categorías.

Además de esta comparación también se tomó en cuenta los criterios dados por el profesor Federico Milano y que expone en el capítulo 3 de su libro (Milano F. , 2010), donde califica a Python como una de las mejores opciones a la hora de realizar análisis de sistemas de potencia, entre otros motivos por considerarlo de escritura segura, dinámica y fuerte, es decir, que no permite operaciones o conversiones que conlleven a resultados inesperados, realiza el chequeo del código durante el tiempo de corrida en lugar de durante el de compilado y bloquea el éxito de operaciones que involucren argumentos con incorrecto tipo de valor; por otro lado permite la metaprogramación, lo que significa que los programas creados con este lenguaje pueden escribir o manipular otros programas, realiza introspecciones, o lo que es igual determina el tipo de objeto durante la corrida. Se menciona también la ventaja del gran número de librerías que hay disponibles, tanto de los mismos creadores de Python como de terceras personas y el beneficio que representa que sea de software libre y basado en la estructuración de clases, lo que permite crear y mantener códigos de programas orientados a objetos.

En conclusión el lenguaje de programación recomendado por diferentes expertos en el área de la ingeniería eléctrica para las aplicaciones de análisis de sistemas de potencia es Python, motivo por el cual se utilizó en esta tesis.

5.2. Implementación del módulo PyPower al SEN.

Para ejecutar el análisis de flujo de carga a la red de 765kV del sistema eléctrico nacional, se utilizó un paquete de programación de Python llamado PyPower (Lincoln, Richard ; Power System Engineering Research Center, 2009) el cual permite realizar el análisis de flujo de carga clásico y óptimo de grandes redes de potencia ya sea con el método de Newton Raphson, Gauss Seidel o Desacoplado Rápido.

En líneas generales para correr el flujo de carga se tuvo que crear un caso de estudio particular donde los datos estuviesen en el formato adecuado. Dado que dicho caso se puede considerar un poco largo como para mostrarlo con lujo de detalle en este libro, por simplicidad se explicará el código que genera el caso de estudio del problema de cuatro (4) barras y dos generadores presente en el libro Power System Analysis (Stevenson & Grainger, 1994) y que viene predeterminadamente incluido como ejemplo en PyPower. El código completo con el caso de estudio mencionado se encuentra adjunto en el APÉNDICE C.

5.3. Validación de PyPower.

Antes de utilizar cualquier programa para realizar un estudio de sistemas de potencia, es recomendable confirmar que los resultados que arroje sean confiables. Esto se puede saber de múltiples formas, en general aquellos programas que han sido sometidos a varias ediciones son menos probables a tener problemas ya que han sido sometidos a revisión por parte de sus creadores y en muchos con colaboración de los usuarios. Además aquellos proveedores de mayor reconocimiento suelen ser más confiables.

Para validar el funcionamiento del flujo de carga clásico de PyPower. se decidió ejecutar el programa para hallar la solución de un caso particular de estudio y compararla con la calculada por otras herramientas computacionales. Específicamente se estudió el ejemplo de 14 barras suministrado por la IEEE que por ser una configuración conocida internacionalmente ha sido analizada manual y computacionalmente utilizando diferentes programas y actualmente en muchos de ellos se incluye dicho caso de estudio como ejemplo. Este es el caso de PyPower, InterPSS, MatPower, entre otros. Estos dos últimos fueron los que se utilizaron para comparar con los resultados arrojados por PyPower.

En el APÉNDICE B se pueden encontrar los resultados del flujo de carga resuelto con estos tres programas. En el caso particular de PyPower se debe destacar que su código fuente es básicamente una traducción a Python de MatPower (escrito originalmente en MatLab) por lo que

los resultados fueron exactamente iguales, incluyendo la forma en la que se presentan los resultados al usuario (exceptuando el tiempo de ejecución), razón por la cual se decidió obviar las tablas correspondientes.

El hecho de que PyPower sea una traducción de MatPower hace que este programa sea bastante confiable ya que este programa se ha desarrollado a lo largo de muchos años y a sido revisado en numerosas oportunidades, por lo que se considera validado a nivel internacional.

5.4. Formato de los casos de estudio de PyPower

Para correr un caso de estudio cualquiera, PyPower recibe como parámetro lo que en Python se define como un diccionario, en el cual la información se estructura a pares de datos, es decir, se crea lo que comúnmente se conoce como una 'llave' y se asocia a cierto contenido. Las llaves que deben estar presentes en el caso de estudio para que el mismo sea válido son bastante intuitivas y se enumeran a continuación:

1. 'baseMVA': el contenido asociado con esta llave es un número real y representa la potencia base a la que se realizará el estudio expresada en MVA. Ejemplo:

```
ppc["baseMVA"] = 100.0
```

2. 'bus': Se relaciona con un arreglo que contiene los datos de todas las barras del sistema. La columnas de cada arreglo debe contener específicamente el siguiente orden;
    - Número de la barra (entero positivo y único para cada barra).
    - Tipo de barra: 1 si es PQ, 2 si es PV, 3 para la barra slack y 4 en caso de estar aislada.
    - Potencia activa demandada [MW].
    - Potencia reactiva demandada [MVAr].

- Conductancia shunt demandada en la barra cuando V=1.0 p.u. [MW].
- Susceptancia shunt inyectada en la barra cuando V=1.0 p.u. [MVAr].
- Número del área (entero positivo).
- Magnitud del voltaje [p.u.].
- Ángulo del voltaje [°].
- Voltaje base [kV].
- Número de la zona (entero positivo).
- Voltaje máximo permitido en la barra [p.u.].
- Voltaje mínimo permitido en la barra [p.u.].

La forma como se declaran las barras en el ejemplo especificado es la siguiente:

```
ppc["bus"] = array([
                [0, 3, 50,  30.99,  0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
                [1, 1, 170, 105.35, 0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
                [2, 1, 200, 123.94, 0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
                [3, 2, 80,  49.58,  0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9]
                 ])
```

3. ‘gen’: es también un arreglo con los datos de los generadores del sistema. El orden de los datos del arreglo debe ser el siguiente:
    - Número de la barra en la que se encuentra conectado el generador (entero positivo).
    - Potencia activa generada [MW].
    - Potencia reactiva generada [MVAr].
    - Límite máximo de potencia reactiva [MVAr].
    - Límite mínimo de potencia reactiva [MVAr].
    - Consigna de voltaje del generador [p.u.].
    - Base de potencia aparente del generador [MVA].

- Estado de servicio: mayor a cero para generadores en servicio y menor o igual a cero para generadores fuera de servicio.
- Límite máximo de potencia activa [MW].
- Límite mínimo de potencia activa [MW].
- El resto de los datos de este arreglo son referentes a características más específicas de la máquina y sus curvas de capacidad, a las cuales no se tiene acceso, por lo que se establecen en cero para ser obviadas.

Para el caso del ejemplo antes mencionado de las cuatro barras, los generadores se declaran de la siguiente manera:

```
ppc["gen"] = array([
        [3, 318, 0, 100, -100, 1.02, 100, 1, 318, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
        [0, 0,   0, 100, -100, 1,    100, 1, 0,   0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
        ])
```

4. ‘branch’: finalmente un último arreglo donde se especifican las características de las ramas de la red en el siguiente orden:
   - Número de la barra de salida (entero positivo).
   - Número de la barra de llegada (entero positivo).
   - Resistencia de la rama [p.u.].
   - Reactancia de la rama [p.u.].
   - Susceptancia total de la rama [p.u.].
   - Límite de potencia de régimen permanente [MVA].
   - Límite de potencia a corto plazo [MVA].
   - Límite de potencia de emergencia [MVA].
   - Relación de transformación (cero para las líneas y menor a uno (1) para los transformadores).
   - Angulo de desfasaje (cero para las líneas y según el tipo de conexión para los transformadores).

- Estado de servicio: uno (1) para las ramas en servicio y cero (0) para las que se encuentran fuera de servicio.
- Ángulo mínimo de diferencia entre la fase del voltaje en la barra de salida y en la barra de destino [°].
- Ángulo máximo de diferencia entre la fase del voltaje en la barra de salida y en la barra de destino [°].

En el caso tomado como ejemplo se declaran las ramas del sistema de la siguiente manera:

```
ppc["branch"] = array([
      [0, 1, 0.01008, 0.0504, 0.1025, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
      [0, 2, 0.00744, 0.0372, 0.0775, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
      [1, 3, 0.00744, 0.0372, 0.0775, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
      [2, 3, 0.01272, 0.0636, 0.1275, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360]
   ])
```

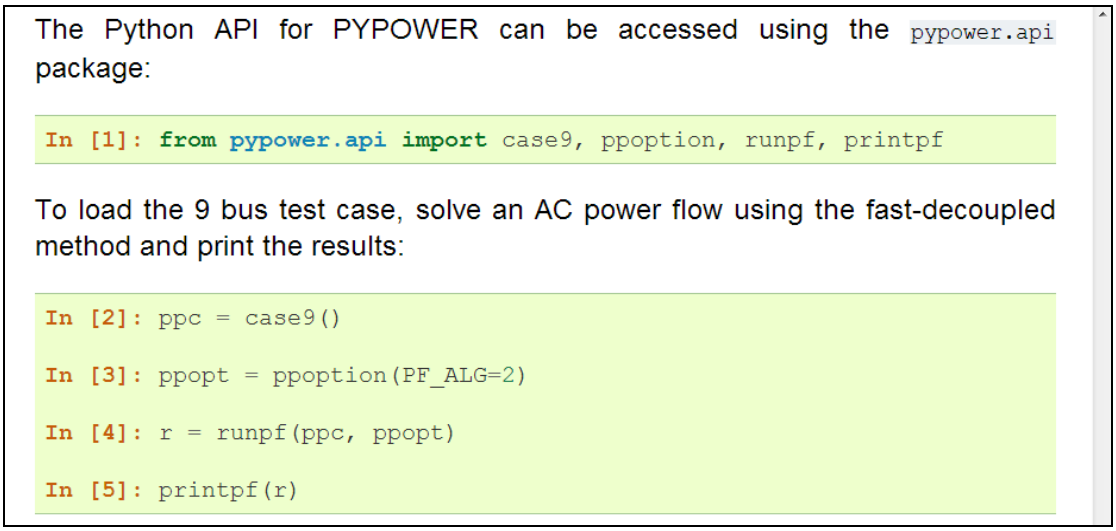
Un último elemento puede ser incluido en el diccionario en caso de que se conozcan los costos de la generación en cada una de las zonas que se definieron, sin embargo eso no es pertinente a este estudio y no fue tomado en cuenta.

Uniendo los códigos de ejemplo se construye en caso de cuatro barras y dos generadores de (Stevenson & Grainger, 1994). Dicho código se puede estudiar en su totalidad en el APÉNDICE C. de esta tesis.

5.5. Módulos más importantes de PyPower

Como se explicó de forma general en el capítulo 1.5, el análisis de flujo de carga es relativamente complejo y tiene un peso computacional considerable, por ende su programación es igualmente compleja.

Si se toma como referencia las instrucciones de uso del módulo tal y como se muestran en su página web principal en el apartado etiquetado como 'Usage' (Lincoln, PyPower, 2011) (Figura 5.2), se ve que se utilizan aparentemente sólo dos funciones, ppoption y runpf, sin embargo si se estudia el código fuente se podrá observar que en realidad el proceso de ejecución del programa fue dividido en múltiples funciones que se importan paulatinamente en cada una de las funciones que la requiere.


The Python API for PYPOWER can be accessed using the `pypower.api` package:

```
In [1]: from pypower.api import case9, ppoption, runpf, printpf
```

To load the 9 bus test case, solve an AC power flow using the fast-decoupled method and print the results:

```
In [2]: ppc = case9()

In [3]: ppopt = ppoption(PF_ALG=2)

In [4]: r = runpf(ppc, ppopt)

In [5]: printpf(r)
```

Figura 5.2 Instrucciones básicas para correr un flujo de carga utilizando PyPower. (Lincoln, PyPower, 2011)

Para facilitar la comprensión del funcionamiento de este paquete se describirán algunas de las funciones que se consideraron más relevantes.

5.5.1. Módulo ppoption.

Esta función crea un diccionario donde se especifican las características principales del flujo de carga a ejecutar. En caso de ser llamada sin ningún parámetro, asigna los valores por defecto establecidos por su creadores, aunque siendo un software libre es posible modificar estos valores a nuestra conveniencia para futuras implementaciones. Algunos de los valores por defecto que toma la herramienta son:

- Algoritmo de flujo de carga: dado que este módulo permite usar diferentes algoritmos para realizar el flujo de carga, se debe especificar cuál de ellos se quiere utilizar. Para ello se especifica la llave 'PF_ALG' igual a uno (1) para el método de Newton Raphson (valor por defecto), sin embargo se dispone del dos (2) o del tres (3) para Fast Decoupled versión XB o BX respectivamente o cuatro (4) para el método de Gauss Siedel.

- Tolerancia del problema: como se sabe los métodos numéricos iterativos repiten el proceso de cálculo hasta que la última solución hallada difiere de la solución anterior en un factor conocido como tolerancia. En caso de que este valor no sea especificado, el módulo ppoption los define por defecto en 1e-8, es decir, 0.000001% de error. Para que el usuario defina otro valor de tolerancia, basta con invocar la función ppoption dándole como parámetro PF_TOL=x, donde x es la tolerancia deseada.

- Número máximo de iteraciones: existen casos (como los descritos en el capítulo 4.2 de (Milano F. , 2010)) en los que los datos establecidos son tales que el método numérico no es capaz de encontrar la solución al problema, por lo que de no ser limitado se ve atrapado en un lazo infinito y nunca deja de iterar. Para evitar esto se deben definir un número máximo de iteraciones, después de las cuales el programa distinga que el problema no tuvo solución y se aborte. En el caso de PyPower este número se establece en 10, pero en caso de querer aumentarlo o disminuirlo se invoca la función ppoption dándole como parámetro PF_MAX_IT=x, donde x es el número máximo de iteraciones permitidas. Se debe acotar que un número máximo de iteraciones muy bajo puede perjudicar el desempeño del programa ya que podría incurrir en abortar la ejecución antes de llegar a la solución.

5.5.2. Módulo runpf

Este módulo es el que se encarga en sí de correr el flujo de carga. Recibe cuatro (4) parámetros:

- Caso se estudio: comprende el diccionario con los datos del sistema tal y como se describió en la sección 5.4. En caso de que este parámetro no sea dado a la función, se importará el ejemplo académico basado en el sistema de nueve (9) barras y tres (3) generadores de Joe Chow.

- Características del flujo de carga: se especifican en un diccionario con las asignaciones respectivas al tipo de algoritmo, tolerancia, etc. De forma general este diccionario se debe crear antes de invocar a la función runpf haciendo uso de la función ppoption, pero en caso de que no haya sido así, dentro del código runpf se incluye una llamada a ppoption para asignar los valores por defecto.

- Nombre para archivo de salida caso 1: de ser dado runpf crea un archivo con dicho nombre, o sobrescribe en caso de existir, en el cual imprime los datos de salida del flujo de carga, es decir, el módulo y ángulo del voltaje y la potencia activa y reactiva consumida y demandada en cada barra y los flujos de potencia circulando por las ramas. Si este parámetro no es dado, los resultados simplemente se imprimen por pantalla en lugar de crear un documento con ellos.

- Nombre para archivo de salida caso 2: en el segundo caso disponible para la salida de datos, se crea un archivo de extensión .py que contiene un código que permite crear un caso de estudio con los datos del sistema incluyendo la solución del problema, es decir, un archivo muy similar al del pero con cuatro (4) columnas extras en el arreglo de las ramas para incluir los datos de potencia activa y reactiva inyectados desde la barra de salida y los recibidos en la barra de destino, y los voltajes y potencias generadas no son los asignados antes del flujo de carga, sino los resultados del mismo.

Este módulo se puede dividir en tres (3) etapas básicas, lectura y adecuación de datos, procesamiento del flujo de carga y salida final.

Durante la lectura y adecuación de datos, se reestructuran los arreglos de las barras, ramas y generadores, de manera que estén ordenados de una forma más conveniente para el programa. Entre otras cosas se eliminan momentáneamente las barras aisladas y los generadores y ramas que estén fuera de servicio, se reenumeran las barras empezando en cero y se organizan los generadores según en número de la barra en la que estén conectados. Una llave adicional es agregada al diccionario del caso de estudio para que al terminar el análisis los resultados puedan ser expresados al usuario utilizando los números de barras originales.

Esta reestructuración de los datos le permite al programa hacer uso de (entre muchos otros) dos módulos en particular, que son makeYbus.py y makeSbus.py. Como sus nombres en ingles lo indican, estos módulos sirven para crear la matriz de admitancias y de inyecciones de potencia asociadas al sistema, respectivamente. Como se debe recordar estos son datos básicos para ejecutar el flujo de carga. Además de estos dos módulos durante las primeras etapas del programa se invocan otros se leen los datos del sistema y crean dos arreglos donde se identifican los números de las barras PQ, los números de las barras PV y se aísla en número de la barra slack.

Luego de tener el sistema bien estructurado, se utilizan los datos contenidos en el diccionario ppopt creado con la función ppoption para establecer el procedimiento a seguir y seleccionar el módulo adecuado para el análisis acorde a los requerimientos dados. Si el usuario lo específica se puede ejecutar un flujo de carga de corriente directa o DCPF por sus siglas en ingles, antes del flujo de carga AC, obteniendo un punto inicial más efectivo y en muchos casos reduciendo el número de iteraciones necesarias para hallar la solución. De lo contrario simplemente se utiliza el módulo newtonpf.py (en caso de desear ejecutar el método de Newton Raphson) para resolver el problema de flujo de carga clásico.

El módulo newtonpf.py contiene programado el método numérico por el cual lleva su nombre y recibe todos los datos de la red más los del diccionario ppopt para resolver el problema del flujo de carga. Vale acotar que no recibe directamente el diccionario con los datos del sistema sino la matriz de admitancias y de inyecciones de potencia y los datos de los tipos de barras del sistema. Este módulo devuelve los datos de la última iteración y una variable que especifica si el proceso de iteración fue exitoso o no, es decir, si el error fue menor a la tolerancia.

Finalmente teniendo los resultados del flujo de carga se procede a actualizar los datos del sistema, es decir, asignar en el diccionario de la red los valores de voltaje y potencia obtenidos e imprimirlos en pantalla o en documentos alternos según se haya especificado, no sin antes hacer uso de la llave especial mencionada anteriormente para estructurar los datos de las ramas, barras y generadores tal y cómo se enumeraron por el usuario.

Nuevamente se debe resaltar la importancia y las facilidades que brindan a los usuarios las herramientas de software libre, ya que como se pudo ver en este caso, el acceso al código fuente tiene un aporte vital a esta tesis y permite estudiar la estructura del programa de flujo de carga e inclusive en del método numérico sin ningún tipo de restricciones. Más aún, existe la posibilidad de cambiar datos del código de manera que se establezcan los valores por defecto que el consumidor prefiera o también imprimir en pantalla variables que de lo contrario serían totalmente internas al programa, como por ejemplo la matriz de admitancias o los vectores que especifican las barras del tipo PV o PQ entre otras cosas. Esto no sería ni remotamente posible en una herramienta privativa.

CAPITULO VI

RESULTADOS

6.1. Implementación del estándar CIM al SEN.

Para almacenar los datos de la red de 765kV del sistema eléctrico nacional implementando la norma IEC-61970, se generaron cinco códigos en Python. El primero de ellos crea el archivo XML y le coloca el encabezado, luego invoca gradualmente a los otros cuatro, que se encargan de leer la información desde la base de datos y transcribirla correctamente al documento XML correspondiente. Al implementar este código se obtuvo un documento con más de tres (3) mil líneas que por razones obvias no se puede incluir completamente dentro de éste trabajo, sin embargo se mostrara parte de él para dar una idea general al lector de cómo deben estructurarse los datos en un archivo CIM/XML. Cada una de las secciones del archivo que se muestran a continuación se encuentran también en el APÉNDICE A.

6.1.1. Encabezado.

El encabezado del archivo CIM/XML es tal y como se muestra en la Figura 6.1 y muestra, además de los elementos mencionados en la sección 4.3, los datos básicos que identifican la red estudiada; se le asigna un nombre, una potencia base en caso de requerir realizar cálculos en por unidad y especifica la red como un sistema de transmisión.

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<cim:cim xmlns:cim="http://packages.python.org/PyCIM/">
<cim:case>
<cim:id>SEN_765kV</cim:id>
<cim:networkCategory>Transmission</cim:networkCategory>
<cim:Core.BasePower>
    <cim:basePower>100</cim:basePower>
    <cim:Core.Unit>MVA</cim:Core.Unit>
</cim:Core.BasePower>
```

Figura 6.1 Encabezado del archivo CIM/XML

6.1.2. Elementos del sistema.

En el cuerpo del documento se declararon por separado las subestaciones, generadores, transformadores y líneas. Además se aprovecharon los atributos de la programación orientada a objetos para definir tipos de generadores, transformadores y líneas, de forma que se redujo el tamaño del archivo sin perder información. Además de esto, en la siguiente sección se incluyen los diagramas UML simplificados, correspondientes a cada una de las clases y los atributos utilizados en el documento XML.

6.1.2.1 Subestaciones o barras.

La Figura 6.2 ejemplifica cómo se definen los atributos y los elementos de las subestaciones en el archivo XML. Mientras que la Figura 6.3 junto con la Figura 6.4 y la Figura 6.5, muestran los diagramas UML simplificados involucrados en éste elemento del sistema.

```
<cim:Core.Substationt>
    <cim:Core.IdentifiedObject>
        <cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>Guri_765</cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>
        <cim:Core.IdentifiedObject.name>id_Guri_765</cim:Core.IdentifiedObject.name>
        <status>0</status>
    </cim:Core.IdentifiedObject>
    <sistem>AC</sistem>
    <phases>ABC</phases>
    <in_s-e>id_Guri</in_s-e>
    <bustype>SWING</bustype>
    <cim:Core.Substationt.VoltageLevels>
        <cim:BaseVoltage>765</cim:BaseVoltage>
        <cim:Core.Unit>kV</cim:Core.Unit>
    </cim:Core.Substationt.VoltageLevels>
    <cim:LoadModel.LoadGroup>
        <cim:ActivePowerDemand>
            <cim:ActivePower>100</cim:ActivePower>
            <cim:Core.Unit>MW</cim:Core.Unit>
        </cim:ActivePowerDemand>
        <cim:ReactivePowerDemand>
            <cim:ReactivePower>100</cim:ReactivePower>
            <cim:Core.Unit>MVAr</cim:Core.Unit>
        </cim:ReactivePowerDemand>
    </cim:LoadModel.LoadGroup>
</cim:Core.Substationt>
```

Figura 6.2 Ejemplo de datos de barras en el archivo CIM/XML

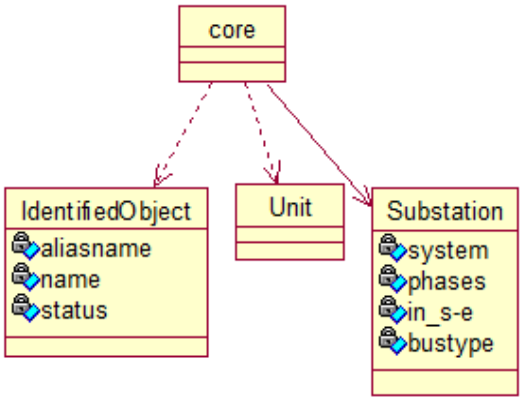


Figura 6.3 Subclases y atributos del paquete Core

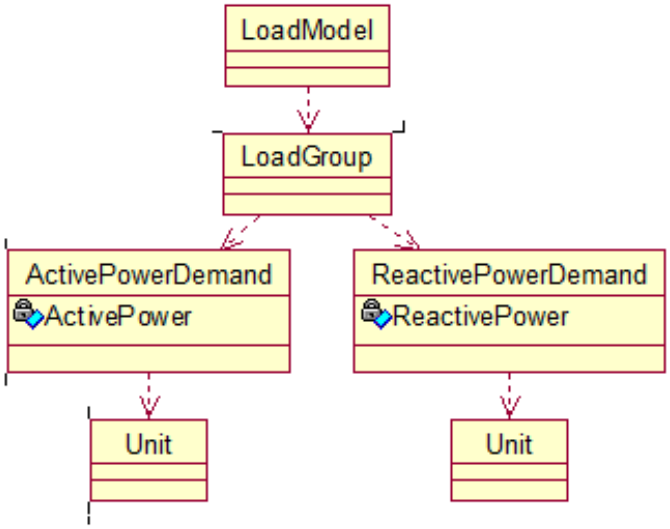


Figura 6.4 Subclases y atributos de la clase LoadModel

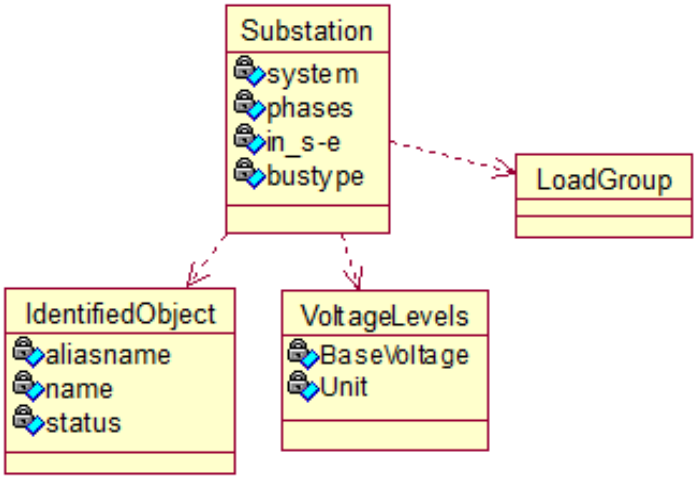


Figura 6.5 Subclases y sus atributos del elemento Substation.

6.1.2.2 Generadores y tipos de generadores.

La Figura 6.6 y la Figura 6.7 muestran un ejemplo de la estructura de un generador del sistema y su tipo de generador correspondiente en el archivo CMI/XML. Crear los tipos de generadores, transformadores y barras disminuye el tamaño del documento ya que se evita repetir la información. Normalmente los sistemas eléctricos contienen elementos comprados a una misma empresa o en general con características similares, al definir un tipo de elemento se le especifican

los parámetros y luego simplemente se hace referencia a él en lugar de agregar los mismos parámetros repetidas veces.

```
<cim:gen_list>
    <cim:Dynamics.Generators>
        <cim:Core.IdentifiedObject>
            <cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>Guri_gen_01</cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>
            <cim:Core.IdentifiedObject.name>id_Guri_gen_01</cim:Core.IdentifiedObject.name>
            <status>0</status>
        </cim:Core.IdentifiedObject>
        <cim:ConnectivityNode>
            <idRef>id_Guri_g01</idRef>
        </cim:ConnectivityNode>
        <cim:Core.Generators.VoltageLevels>
            <cim:BaseVoltage>18</cim:BaseVoltage>
            <cim:Core.Unit>kV</cim:Core.Unit>
        </cim:Core.Generators.VoltageLevels>
        <VoltageSetpoint>
            <setpointVoltage>1.03</setpointVoltage>
            <cim:Core.Unit>p.u.</cim:Core.Unit>
        </VoltageSetpoint>
        <ActivePowerSetpoint>
            <ActivePower>100</ActivePower>
            <cim:Core.Unit>MW</cim:Core.Unit>
        </ActivePowerSetpoint>
        <ReactivePowerSetpoint>
            <ReactivePower>100</ReactivePower>
            <cim:Core.Unit>MVAr</cim:Core.Unit>
        </ReactivePowerSetpoint>
        <central>Central_Hidro_Guri</central>
        <casa_maq>C.M._I</casa_maq>
        <gentype>
            <idRef>symtip_Guri_1-3</idRef>
        </gentype>
    </cim:Dynamics.Generators>
</cim:gen_list>
```

Figura 6.6 Ejemplo de datos de un generador en el archivo CIM/XML.

En cuanto a los diagramas UML necesarios para definir esta clase, los podemos visualizar en la Figura 6.8 y la Figura 6.9.

```
<gentype>
    <cim:Core.IdentifiedObject.name>symtip_Guri_1-3</cim:Core.IdentifiedObject.name>
    <RatedPower>
        <ratedS>185</ratedS>
        <unit>MVA</unit>
    </RatedPower>
    <PowerFactor>0.95</PowerFactor>
    <connectionType>YN</connectionType>
    <cim:OperationalLimit.ActivePowerLimits>
        <cim:MaxActivePower>175.75</cim:MaxActivePower>
        <cim:Core.Unit>MW</cim:Core.Unit>
    </cim:OperationalLimit.ActivePowerLimits>
    <cim:OperationalLimit.ReactivePowerLimits>
        <cim:MaxReactivePower>185</cim:MaxReactivePower>
        <cim:MinReactivePower>-185</cim:MinReactivePower>
        <cim:Core.Unit>MW</cim:Core.Unit>
    </cim:OperationalLimit.ReactivePowerLimits>
    <Impedance>
        <xd>0.01308</xd>
        <xq>0.01308</xq>
        <cim:Core.Unit>p.u.</cim:Core.Unit>
    </Impedance>
</gentype>
```

Figura 6.7 Ejemplo de datos de tipo un generador en el archivo CIM/XML.

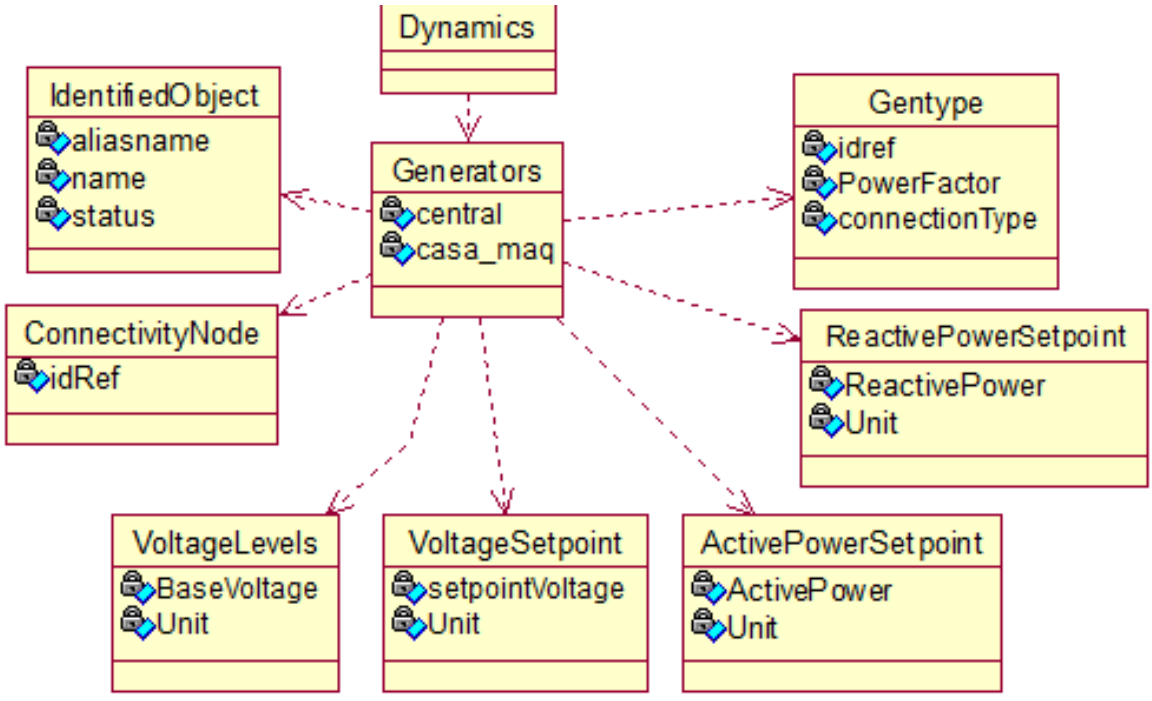


Figura 6.8 Subclases del paquete Dynamics correspondientes a la clase Generators

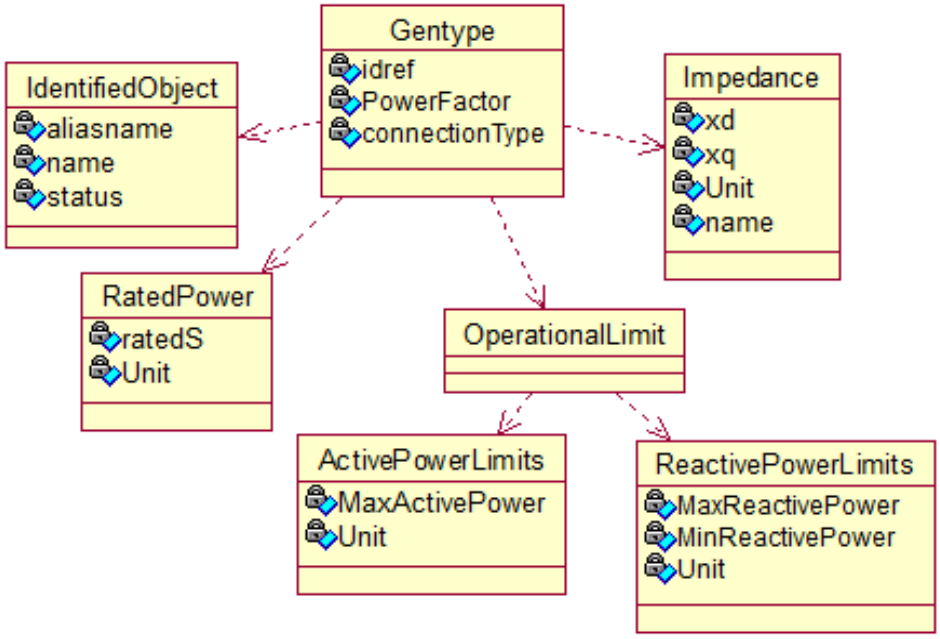


Figura 6.9 Subclases y atributos de la clase Gentype

6.1.2.3 Líneas y tipos de líneas.

En la Figura 6.10 y Figura 6.11 se muestra un ejemplo de línea y tipo de línea del documento.

```
<cim:Wires.ACLineSegment>
  <cim:Core.IdentifiedObject>
    <cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>Guri_765_to_Malena_765</cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>
    <cim:Core.IdentifiedObject.name>Linea_1</cim:Core.IdentifiedObject.name>
    <status>0</status>
  </cim:Core.IdentifiedObject>
  <cim:ConnectivityNode>
    <idRef>id_Guri_765</idRef>
  </cim:ConnectivityNode>
  <cim:ConnectivityNode>
    <idRef>id_Terminal_Guri_1</idRef>
  </cim:ConnectivityNode>
  <cim:Wire.Conductor>
    <cim:length>152.8</cim:length>
    <cim:Core.Unit>km</cim:Core.Unit>
  </cim:Wire.Conductor>
  <lineType>
    <idRef>lnetyp_001_L1</idRef>
  </lineType>
</cim:Wires.ACLineSegment>
```

Figura 6.10 Ejemplo de datos de una línea en el archivo CIM/XML.

Al igual que en los casos anteriores, las figuras siguientes a las que muestran los ejemplos del documento XML, contienen los diagramas UML correspondientes a las líneas y sus tipos, al igual que el del paquete correspondiente, es decir, la Figura 6.12y la Figura 6.13.

```
<lineType>
    <cim:Core.IdentifiedObject.name>lnetyp_001_L1</cim:Core.IdentifiedObject.name>
    <RatedCurrent>
        <ratedI>3.916</ratedI>
        <unit>kA</unit>
    </RatedCurrent>
    <RatedVoltage>
        <voltage>765</voltage>
        <unit>kV</unit>
    </RatedVoltage>
    <Impedance>
        <resistance>
            <r>0.01308</r>
            <unit>ohmperkm</unit>
        </resistance>
        <reactance>
            <x>0.01308</x>
            <unit>ohmperkm</unit>
        </reactance>
        <susceptance>
            <b>0.01308</b>
            <unit>uSperkm</unit>
        </susceptance>
    </Impedance>
</lineType>
```

Figura 6.11 Ejemplo de datos de un tipo de línea en el archivo CIM/XML.

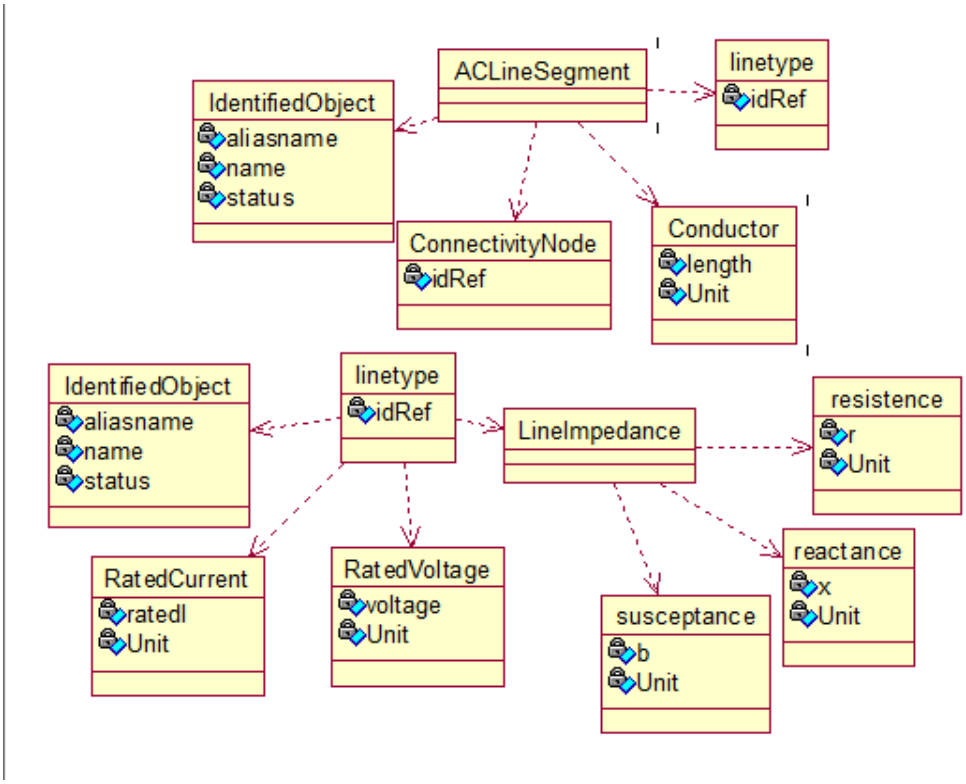


Figura 6.12 Subclases y atributos de las líneas (ACLineSegment) y los tipos de líneas(lineType).

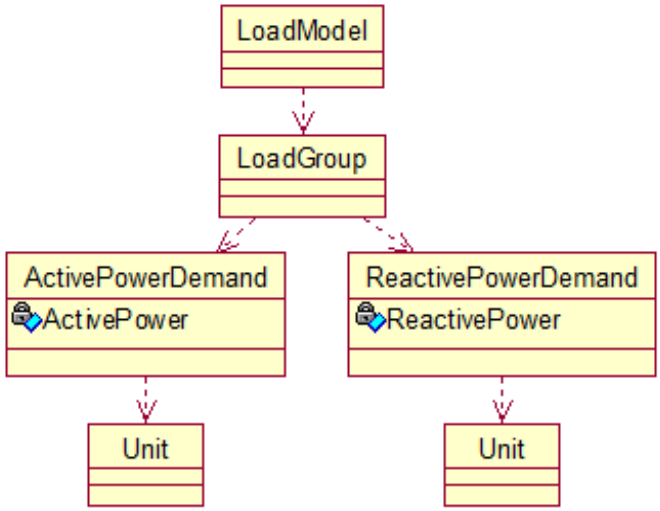


Figura 6.13 Subclases y sus atributos de la clase Loadmodel.

6.1.2.4 Transformadores de potencia y tipos de transformadores.

Finalmente en la Figura 6.14 y la Figura 6.15 se ejemplifican las secciones del documento donde se describen un transformador y un tipo de transformador respectivamente. Mientras que la Figura 6.16 muestra los diagramas UML pertinentes.

```
<trx_list>
    <cim:Wires.PowerTransformer>
        <cim:Core.IdentifiedObject>
            <cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>Guri_g01_to_Guri_230</cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>
            <cim:Core.IdentifiedObject.name>id_Guri_trx_gen_1</cim:Core.IdentifiedObject.name>
            <status>0</status>
        </cim:Core.IdentifiedObject>
        <cim:Wires.TransformerWinding>
            <side>LV</side>
            <cim:ConnectivityNode>
                <idRef>id_Guri_g01</idRef>
            </cim:ConnectivityNode>
        </cim:Wires.TransformerWinding>
        <cim:Wires.TransformerWinding>
            <side>HV</side>
            <cim:ConnectivityNode>
                <idRef>id_Guri_230</idRef>
            </cim:ConnectivityNode>
        </cim:Wires.TransformerWinding>
        <trxType>
            <idRef>tr2typ elev. Guri 1-3</idRef>
        </trxType>
        <tap_info>
            <tap_position>0</tap_position>
            <tap_side>HV</tap_side>
        </tap_info>
    </cim:Wires.PowerTransformer>
</trx_list>
```

Figura 6.14 Ejemplo de datos de un transformador en el archivo CIM/XML.

```
<trxType>
    <cim:Core.IdentifiedObject.name>tr2typ elev. Guri 1-3</cim:Core.IdentifiedObject.name>
    <RatedPower>
        <ratedS>212</ratedS>
        <unit>MVA</unit>
    </RatedPower>
    <RatedHV>
        <HV>230</HV>
        <unit>kV</unit>
    </RatedHV>
    <RatedLV>
        <HV>18</HV>
        <unit>kV</unit>
    </RatedLV>
    <connectionType>YNd0</connectionType>
    <x>0.0833</x>
    <cim:Wire.TapChanger>
        <side>HV</side>
        <cim:stepVoltageIncrement>2.5</cim:stepVoltageIncrement>
        <cim:highStep>3</cim:highStep>
        <cim:lowStep>-1</cim:lowStep>
    </cim:Wire.TapChanger>
    <cim:Wire.TapChanger>
        <side>LV</side>
        <cim:stepVoltageIncrement>0</cim:stepVoltageIncrement>
        <cim:highStep>0</cim:highStep>
        <cim:lowStep>-0</cim:lowStep>
    </cim:Wire.TapChanger>
</trxType>
```

Figura 6.15 Ejemplo de datos de un tipo de transformador en el archivo CIM/XML.

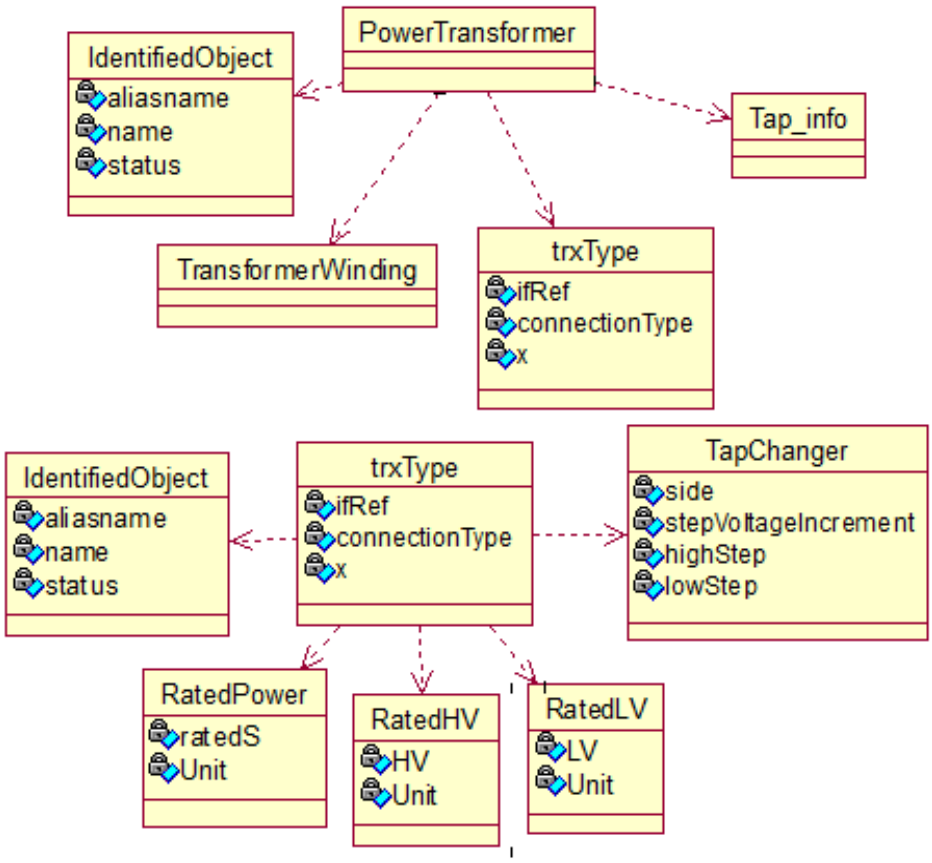


Figura 6.16 Subclases y atributos correspondientes para transformadores (PowerTransformer) y el tipo de transformadores (trxType)

6.2. Flujo de Carga clásico con PyPower.

Como se mencionó anteriormente los archivos que se generan con la solución del flujo de carga son considerablemente extensos, por lo que para poder expresar los resultados de una manera más ordenada, se realizó un estudio de menores dimensiones cuyos resultados se muestran en esta sección.

La mayoría de las tablas incluidas en este capítulo fueron generadas por PyPower luego de correr el programa. Para mantener la información lo más fiel posible, las únicas modificaciones

que se hicieron fueron de formato, más el contenido es el mismo (razón por la cual son en idioma ingles). Los resultados en el formato de PyPower se pueden estudiar en el APÉNDICE D.

Vale acotar que se creó un código en Python, que permite al usuario modificar algunos de los valores predeterminados más relevantes (número de iteraciones, tolerancia, etc.), sin necesidad de cambiar el código fuente de PyPower. Este programa, que además invocaba los módulos necesarios de PyPower, fue el que se corrió para ejecutar el flujo de carga y se encuentra en el APÉNDICE E de éste libro.

La Tabla 6.1 es un resumen de la red, donde se específica el número total de barras, generadores, cargas, potencia generada, entre otras cosas.

Tabla 6.1 Resumen de la red.

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVAr)
Buses	26	Total Gen Capacity	20449.5	-9330.0 to 10830.0
Generators	22	On-line Capacity	17942.0	-8080.0 to 9130.0
Committed Gens	17	Generation (actual)	16053.9	2605.7
Loads	7	Load	15941.7	1746.7
Fixed	7	Fixed	15941.7	1746.7
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0
Branches	34	Losses(I^2*Z)	112.24	3335.55
Transformers	20	Branch Charging(inj)	-	2476.5
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

En la Tabla 6.2 se muestran los valores máximos y mínimos de voltaje y en que barras ocurren. Además se especifican las ramas donde ocurren las mayores pérdidas de potencia activa y reactiva.

Tabla 6.2 Condiciones mínimas y máximas

	Minimum		Maximum	
Voltage Magnitude	0.97	p.u. @ bus 23	1.04	p.u. @ bus 15
Voltage Angle	-34.36	deg @ bus 24	3.9	deg @ bus 21
P Losses (I^2*R)		-	18.27	MW @ line 22-23
Q Losses (I^2*X)		-	421.38	MVAr @ line 22-23

El flujo de carga permite obtener el estado de los generadores, lo cual se utiliza para determinar si se encuentran trabajando fuera de sus valores nominales o en un rango que pueda causar daños a la máquina. En la Tabla 6.3 se reflejan la potencia activa y reactiva inyectada por cada generador del sistema que se encuentre en servicio. Aquellos generadores que no estén funcionando son obviados en esta tabla. Vale acotar que esta tabla no es mostrada al usuario de forma predeterminada, sino que se modificó la configuración del programa obtenerla.

Tabla 6.3 Condición de los generadores

Gen #	Bus #	Status	Pg (MW)	Qg (MVAr)
0	2	1	386.54	42.4
2	4	1	651.2	122.56
3	6	1	620.4	118.92
4	7	1	634.8	120.6
6	9	1	631.7	120.24
7	10	1	590.7	115.59
8	11	1	618.4	118.7
10	13	1	1760	401.25
11	13	1	2763	401.25
12	15	1	210.7	26.76
14	17	1	207.7	39.15
15	18	1	323.4	29.45
17	20	1	326.1	29.8
18	21	1	329.3	30.21
19	24	1	2000	364.01
20	27	1	2000	262.42
21	27	1	2000	262.42
		Total:	16053.94	2605.73

Las siguientes dos tablas se pueden considerar como las más importantes que devuelve el programa, ya que es donde se muestran los valores del módulo y ángulo de las tensiones de las barras (como se muestran en la Tabla 6.4) y se calculan los flujos de potencia por las ramas (Tabla 6.5)

Tabla 6.4 Voltajes y potencia generada y consumida en cada barra.

Bus	Voltage		Generation		Load	
#	Mag	Ang	P	Q	P	Q
	(p.u.)	(deg)	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)
1	0.995	-4.122	-	-	-	-
2	1.000	0.000	386.54	42.4	-	-
3	1.000	0.000	-	-	-	-
4	1.010	2.764	651.2	122.56	-	-
6	1.010	2.437	620.4	118.92	-	-
7	1.010	2.590	634.8	120.6	-	-
8	1.000	0.000	-	-	-	-
9	1.010	2.557	631.7	120.24	-	-
10	1.010	2.122	590.7	115.59	-	-
11	1.010	2.416	618.4	118.7	-	-
12	1.000	0.000	-	-	-	-
13	1.030	-1.328	4523	802.51	2688.93	242.7
14	1.006	-3.505	-	-	1772.18	208.17
15	1.040	1.807	210.7	26.76	-	-
16	1.000	0.000	-	-	-	-
17	1.020	1.971	207.7	39.15	-	-
18	1.010	3.762	323.4	29.45	-	-
19	1.000	0.000	-	-	-	-
20	1.010	3.823	326.1	29.8	-	-
21	1.010	3.896	329.3	30.21	-	-
22	0.978	-12.896	-	-	-	-
23	0.970	-25.926	-	-	2037.84	271.12
24	0.980	-34.358	2000	364.01	3856	236.57
25	0.981	-33.337	-	-	930.7	132.96
26	0.986	-32.992	-	-	856.05	122.29
27	0.990	-32.633	4000	524.83	3800	532.86
		Total:	16053.94	2605.73	15941.7	1746.67

Se debe acotar que las barras conectadas a ramas o elementos que se encuentren fuera de servicio también son incluidas en la Tabla 6.4, de manera que si en una barra convergen al menos dos líneas o transformadores y uno de ellos está fuera de servicio, esto no excluye a la barra del estudio de flujo de carga. Éste es el caso de las barras 3, 8, 12, 16 y 19, que no tienen generación ni demanda de potencia asignada y su voltaje está establecido en 1 p.u. con 0.00 grados debido a que los elementos conectados a ellas son generadores y transformadores todos fuera de servicio.

Dos particularidades de la tabla Tabla 6.5 es que en ella no se distinguen las líneas de transmisión de los transformadores de potencia, sino que ambos se clasifican en esta tabla indiferentemente. Otro detalle es que se muestran los flujos de potencias de todas las ramas del sistema, incluidas aquellas que se encuentran fuera de servicio, como por ejemplo la rama cuyo número de id corresponde al 16, en la cual se puede observar que la inyección de potencia tanto activa como reactiva es nula. Esta rama en particular corresponde al transformador de potencia del generador 16 de la casa de máquinas II de Guri (la igualdad entre el id del número de la rama y el del generador es tan sólo una coincidencia), el cual se encuentra fuera de servicio.

Para complementar los resultados dados por el programa se debe tener acceso a la base de datos donde se especifican no sólo el número de la barra sino también el nombre de dicha barra en el mundo real y si se encuentra o no en servicio, lo cual es indispensable para poder hacer uso de los resultados. Se dice que una barra está fuera de servicio cuando todos los elementos conectados a ella se encuentran desconectados por algún motivo.

En el estudio mostrado en éste capítulo cada barra corresponde a los terminales de los generadores o a las subestaciones según se especifica en la Tabla 6.6. Además, esta tabla también especifica si la barra se encuentra o no en servicio, asignando un uno (1) en caso de estar en servicio o un cero (0) en caso contrario.

Tabla 6.5 Resultado de flujos de potencia por las ramas.

Brnch	From	To	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss	
#	Bus	Bus	P	Q	P	Q	P	Q
-----	-----	-----	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)
0	1	22	1895.71	185.72	-1883.05	-67.66	12.67	292.06
1	1	22	1895.71	185.72	-1883.05	-67.66	12.67	292.06
2	1	22	1801.40	167.44	-1789.36	-73.03	12.04	277.53
3	22	23	1854.56	69.93	-1836.28	101.80	18.28	421.38
4	22	23	1854.56	69.93	-1836.28	101.80	18.28	421.38
5	22	23	1846.35	68.50	-1828.15	100.25	18.19	419.51
6	23	26	841.44	-239.92	-836.84	43.70	4.59	105.88
7	23	25	1125.19	-184.07	-1118.82	95.94	6.37	146.83
8	23	24	1496.25	-150.97	-1487.51	169.98	8.74	221.56
9	24	25	-368.49	-42.54	368.77	-52.12	0.29	6.56
10	25	26	-180.65	-176.78	180.72	105.06	0.07	1.81
11	26	27	-99.96	-135.53	100.00	-4.01	0.04	0.93
12	26	27	-99.96	-135.53	100.00	-4.01	0.04	0.93
13	1	13	-486.36	-82.72	486.36	107.35	0.00	24.63
14	1	13	-486.36	-82.72	486.36	107.35	0.00	24.63
15	1	13	-486.36	-82.72	486.36	107.35	0.00	24.63
16	1	8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	1	2	-386.54	-14.43	386.54	42.40	0.00	27.97
18	1	4	-651.20	-42.93	651.20	122.56	0.00	79.63
19	1	10	-590.70	-49.89	590.70	115.59	0.00	65.70
20	1	3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	1	12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	1	6	-620.40	-46.56	620.40	118.92	0.00	72.37
23	1	7	-634.80	-44.88	634.80	120.60	0.00	75.72
24	1	9	-631.70	-45.25	631.70	120.24	0.00	74.99
25	1	11	-618.40	-46.79	618.40	118.70	0.00	71.91
26	14	16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	14	15	-210.70	-7.09	210.70	26.76	0.00	19.67
28	14	17	-207.70	-18.90	207.70	39.15	0.00	20.25
29	14	19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	14	18	-323.40	11.65	323.40	29.45	0.00	41.10
31	14	20	-326.10	12.00	326.10	29.80	0.00	41.80
32	14	21	-329.30	12.41	329.30	30.21	0.00	42.62

33	14	13	-374.98	-218.24	374.98	237.75	0.00	19.51
						Total:	112.241	3335.55

Tabla 6.6 Relación entre el número del id y el nombre real de la barra.

id	barra	servicio
1	Guri_765	1
2	Guri_g11	1
3	Guri_g12	0
4	Guri_g13	1
6	Guri_g14	1
7	Guri_g15	1
8	Guri_g16	0
9	Guri_g17	1
10	Guri_g18	1
11	Guri_g19	1
12	Guri_g20	0
13	Guri_B_400	1
14	Guri_A_400	1
15	Guri_g04	1
16	Guri_g05	0
17	Guri_g06	1
18	Guri_g07	1
19	Guri_g08	0
20	Guri_g09	1
21	Guri_g10	1
22	Malena_765	1
23	San_Geronimo_765	1
24	O.M.Z._765	1
25	La_Horqueta_765	1
26	La_Arenosa_765	1
27	Yaracuy_765	1

Finalmente la última tabla de interés es la Tabla 6.7 donde se especifica a que número de id corresponde cada generador, si éste se encuentra o no en servicio y a cual barra se encuentra conectado.

Tabla 6.7 Relación entre el número del id y el nombre real del generador.

id	Generador	servicio	barra
1	Guri_gen_11	1	Guri_g11
2	Guri_gen_12	0	Guri_g12
3	Guri_gen_13	1	Guri_g13
4	Guri_gen_14	1	Guri_g14
5	Guri_gen_15	1	Guri_g15
6	Guri_gen_16	0	Guri_g16
7	Guri_gen_17	1	Guri_g17
8	Guri_gen_18	1	Guri_g18
9	Guri_gen_19	1	Guri_g19
10	Guri_gen_20	0	Guri_g20
11	Guri_gen_04	1	Guri_g04
12	Guri_gen_05	0	Guri_g05
13	Guri_gen_06	1	Guri_g06
14	Guri_gen_07	1	Guri_g07
15	Guri_gen_08	0	Guri_g08
16	Guri_gen_09	1	Guri_g09
17	Guri_gen_10	1	Guri_g10
18	Equiv_Zulia	1	Yaracuy_765
19	Equiv_Planta_Centro	1	Yaracuy_765
20	Equiv_Macagua	1	Guri_B_400
21	Equiv_OMZ	1	O.M.Z._765
22	Equiv_Caruachi	1	Guri_B_400

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este proyecto de grado se basó en la aplicación del modelo CIM de la norma IEC 61970 a los datos del sistema eléctrico nacional, específicamente a la red de 765kV compuesta por las subestaciones Yaracuy, La Arenosa, La Horqueta, O.M.Z., San Gerónimo, Malena y el complejo Generador Simón Bolívar, mejor conocido como Guri. Se debe resaltar que la aplicación del estándar CIM a todo el sistema eléctrico nacional, permitiría adaptar los datos a la normativa internacional, lo que representaría un paso más para mantener al país a la vanguardia tecnológica en el área de la electricidad y facilitaría el manejo de los datos de la red.

La complejidad del estándar IEC 61970 es tal, que la implementación de la norma se vio limitada a una menor parte del sistema de lo que en realidad se pretendía, ya que este modelo es sumamente extenso y abarca tanta información, que sería imposible para personas ajenas al estado aplicarlo considerando toda la información que en él se plantea, pues se deben conocer datos que son sumamente específicos y que en general, sólo son conocidos por aquellas personas que llevan mucho tiempo manejando la información del sistema. Sin embargo la importancia de la estandarización del SEN no debe ser dejada de lado sólo por estas limitaciones, sino que sería ideal plantear un proyecto de mayor envergadura, donde se forme un grupo de trabajo que pueda tener acceso a los datos completos, actualizados y reales de red, para poder aplicar la norma a cabalidad y aprovechar todos sus beneficios.

Se debe resaltar que el modelo CIM no es en sí un estándar de bases de datos, sino un formato bajo el cual estructurar archivos de texto donde se almacene la información de un sistema eléctrico de la forma más completa posible. En base a este documento se pueden construir las bases de datos en el formato adecuado y con la data pertinente para un programa de análisis en particular.

Pese a las limitaciones nombradas, durante la elaboración de este proyecto se consiguió elaborar un archivo que contiene los datos básicos de la red de 765kV del sistema eléctrico venezolano, bajo la estructura del lenguaje de etiquetas siguiendo los parámetros expuestos en (Lincoln, PyCIM, 2010).

Una de las principales ventajas de este formato es permitir tener toda la información almacenada en un solo archivo, de esta manera se puede mantener el control de un proyecto aunque involucre la participación de varios grupos de trabajo de diferentes departamentos. Sin embargo, en el caso de aplicaciones académicas y algunas de investigación, la implementación de este formato no representa grandes beneficios; si los datos son reducidos, no está planteado compartirlos con otras empresas y/o se tiene seguridad de que sólo se va a utilizar un único software para el análisis del sistema, la aplicación del modelo permite asegurar que se almacenen los datos en un estándar y acorde a normas internacionales, más no se aprovechan todos sus cualidades.

Se debe resaltar que diferentes programas de análisis se encuentran actualmente desarrollando traductores que permitirán importar y exportar lo datos en formato CIM, lo cual implica que dentro de un par de años será mucho más sencillo implementar la norma sin necesidad de crear códigos para organizar la data como se tuvo que hacer en éste trabajo.

Uno de los análisis más relevantes que se le realizan a una red es el de flujo de carga, que permite conocer las tensiones de las barras y la consigna de los generadores (entre otras cosas) en el régimen permanente bajo ciertas condiciones de carga. Esto sirve para saber si el sistema tendrá parámetros aceptables o no en esa situación.

Existen programas escritos en Python que son más beneficiosos a la hora de desarrollar herramientas de análisis de sistemas de potencia en comparación con otros lenguajes, ya que la cantidad de librerías disponibles en este lenguaje, tanto matemáticas como gráficas, se encuentran en aumento, su popularidad es cada vez mayor, pueden ser utilizados en diferentes sistemas

operativos, tienen un alto nivel de rendimiento, soportan aplicaciones del tipo modelo-vista-controlador, etc. Debido a estos motivos se utilizó Pypower, un programa para resolver problemas de flujo de carga escrito en Python, cuyo código fuente es una traducción del conocido programa MatPower.

Debido a las limitaciones de tiempo, no fue posible comparar los resultados arrojados por PyPower para la red de 765kV con otro programa, sin embargo, para comprobar su veracidad se resolvió el flujo de carga para el ejemplo de 14 barras de la IEEE utilizando PyPower, MatPower e InterPSS, y los resultados (que se muestran en el APÉNDICE B) fueron virtualmente iguales. Una diferencia que vale la pena destacar, es que el tiempo de ejecución se PyPower para éste caso fue cinco (5) veces menor que con MatPower, lo que reafirma la rapidez de Python respecto a MatLab, considerando que uno es la traducción del otro.

Si bien hay quienes consideran que los programas de análisis de sistemas de potencia de software libre no han alcanzado todo su potencial (en materia de gráficas, rapidez, eficiencia, entre otras cosas), con el tiempo se ha ido incrementando el interés en ellos, haciendo que muchas personas consideren al software libre como un derecho de la sociedad, lo que puede suponer que en los próximos años, la calidad y cantidad de programas de este tipo van a aumentar significativamente. Cabe destacar además, que tienen la ventaja académica de permitir al usuario estudiar y modificar el código, lo cual supone un beneficio académico para los estudiantes que pueden analizar los algoritmos del programa, ya sea con intenciones de mejorarlo o reproducirlo.

En conclusión el estándar CIM es un formato que permite el almacenamiento de datos de una forma eficiente y completa y que facilita el intercambio de información sin necesidad de transformar la data de un formato de base de datos a otro, lo que se traduce en un ahorro de tiempo, dinero y herramientas computacionales, pero que requiere de un alto conocimiento de la red en estudio y de un consenso mundial para que todos los programas de análisis de ahora en más incluyan la opción de exportar e importar archivos CIM.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alvarez, M. (Marzo de 2012). Presentación para PDVSA. Curso DigSilent. Caracas, Venezuela.

Bray, T., Paoli, J., Sperberg-McQueen, C., & Maler, E. (2006). Extensible Markup Language (XML). *1.1 Second Edition*. Word Wide Web Consortium.

CORPOELEC. (2009). *Sistema de Transmisión a 765kV EDELCA*. Caracas.

Culebro, M., Gómez, W., & Torres, S. (2006). *Software libre vs software propietario. Ventajas y desventajas.* Creative Commons.

deVos, A., Widergren, S., & Zhu, J. (s.f.). XML for CIM Model Exchange.

DigSILENT GmbH. (Julio de 2010). Power Factory Manual .

Dunstan, L. A. (Enero de 1947). Machine Computation of Power Network Performance. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* , 610-624.

Fouad, A. A., & Anderson, P. M. (2003). *Power System Control and Stabibity* (2da Edición ed.). Wiley-Interscience.

Gómez-Expósito, A., Conejo, A. J., & Cañizares , C. (2009). *Electric Energy Systems. Analysis and Operation.* CRC Press.

IEC. (Noviembre de 2003). IEC 61970 Energy Management system application program interface (EMS-API)-Part 301:Common Information Model (CIM) Base. *Edición 1.0*.

IEC Draft. (s.f.). IEC 61968 Application integration at electric utilities- System interfaces for distribution management- Part 11: Common Information Model (CIM).

INDENE-USB. (2010). *Anteproyecto para el desarrollo de herramienta computacional para estudios de planificación corto-mediano plazo de sistemas eléctricos de distribución.* Caracas.

Lincoln, R. (13 de Noviembre de 2010). *PyCIM*. Recuperado el 18 de Agosto de 2012, de http://packages.python.org/PyCIM/

Lincoln, R. (2011). *PyPower*. Recuperado el Septiembre de 2012, de http://www.pypower.org/

Lincoln, Richard ; Power System Engineering Research Center. (2009). *PyPower.* Recuperado el Septiembre de 2012, de http://pypi.python.org/pypi/PYPOWER/4.0.1

Mc Morran , A. W. (2007, Enero). An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model. Glasgow, Reino Unido.

Milano, F. (2010). *Power System Modelling and Scripting.* Springer.

Milano, F., Zhou, M., & Hou, G. (2009). Open Model For Exchanging Power System Data. *IEEE PES General Meeting.*

Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. (2010). *Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Nacional.* Caracas.

Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. (2010). *Proyectos de Generación. Periodo 2010-2015. Informe de Seguimiento de Obras.* Caracas.

Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. (2011). *Memoria y Cuenta 2011.Tomo I.* Caracas.

Ochoa, F. J. (Marzo de 2012). Estudios de Cortocircuito balanceado en sistemas de distribución sobre una plataforma libre. Caracas, Miranda, Venezuela.

OPSIS. (2007). *Sistema Eléctrico Nacional.* Caracas.

Pacheco, J. R. (s.f.). Fundamentos sobre generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Caracas, Venezuela.

Seese, W. S., & Daub, G. W. (2005). *Química.* Pearson Educación.

Stallman, R. M. (2004). *Software libre para una sociedad libre.* Traficantes de Sueños.

Stevenson, W. (1975). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.* McGraw-Hill.

Stevenson, W., & Grainger, J. (1994). *Power System Analysis.* McGraw-Hill.

Wu, J., & Schulz, N. (s.f.). Overview of CIM-Oriented Database Design and Data Exchanging in Power System Applications.

Xtensible Solutions. (2008). Welcome to the CIM User Group. *CIM User Group Meeting.* Vesteras, Sweden.

APÉNDICE A

Ejemplo de elementos presentes en un archivo tipo CIM/XML

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<cim:cim xmlns:cim="http://packages.python.org/PyCIM/">
<cim:case>
<cim:id>SEN_765kV</cim:id>
<cim:netwockCategory>Transmission</cim:netwockCategory>
<cim:Core.BasePower>
    <cim:basePower>100</cim:basePower>
    <cim:Core.Unit>MVA</cim:Core.Unit>
</cim:Core.BasePower>

<cim:substations_list>
    <cim:Core.Substationt>
        <cim:Core.IdentifiedObject>
    <cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>Guri_765</cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>
    <cim:Core.IdentifiedObject.name>id_Guri_765</cim:Core.IdentifiedObject.name>
            <status>0</status>
        </cim:Core.IdentifiedObject>
        <sistem>AC</sistem>
        <phases>ABC</phases>
        <in_s-e>id_Guri</in_s-e>
        <bustype>SWING</bustype>
        <cim:Core.Substationt.VoltageLevels>
            <cim:BaseVoltage>765</cim:BaseVoltage>
            <cim:Core.Unit>kV</cim:Core.Unit>
        </cim:Core.Substationt.VoltageLevels>
        <cim:LoadModel.LoadGroup>
            <cim:ActivePowerDemand>
                <cim:ActivePower>100</cim:ActivePower>
                <cim:Core.Unit>MW</cim:Core.Unit>
            </cim:ActivePowerDemand>
            <cim:ReactivePowerDemand>
                <cim:ReactivePower>100</cim:ReactivePower>
                <cim:Core.Unit>MVAr</cim:Core.Unit>
            </cim:ReactivePowerDemand>
        </cim:LoadModel.LoadGroup>
    </cim:Core.Substationt>
</cim:substations_list>

<cim:gen_list>
```

```
        <cim:Dynamics.Generators>
                <cim:Core.IdentifiedObject>

        <cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>Guri_gen_01</cim:Core.IdentifiedObject.aliasna
me>
        <cim:Core.IdentifiedObject.name>id_Guri_gen_01</cim:Core.IdentifiedObject.name>
                        <status>0</status>
                </cim:Core.IdentifiedObject>
                <cim:ConnectivityNode>
                        <idRef>id_Guri_g01</idRef>
                </cim:ConnectivityNode>
                <cim:Core.Generators.VoltageLevels>
                        <cim:BaseVoltage>18</cim:BaseVoltage>
                        <cim:Core.Unit>kV</cim:Core.Unit>
                </cim:Core.Generators.VoltageLevels>
                <VoltageSetpoint>
                        <setpointVoltage>1.03</setpointVoltage>
                        <cim:Core.Unit>p.u.</cim:Core.Unit>
                </VoltageSetpoint>
                <ActivePowerSetpoint>
                        <ActivePower>100</ActivePower>
                        <cim:Core.Unit>MW</cim:Core.Unit>
                </ActivePowerSetpoint>
                <ReactivePowerSetpoint>
                        <ReactivePower>100</ReactivePower>
                        <cim:Core.Unit>MVAr</cim:Core.Unit>
                </ReactivePowerSetpoint>
                <central>Central_Hidro_Guri</central>
                <casa_maq>C.M._I</casa_maq>
                <gentype>
                        <idRef>symtip_Guri_1-3</idRef>
                </gentype>
        </cim:Dynamics.Generators>
    </cim:gen_list>

    <gentype>
        <cim:Core.IdentifiedObject.name>symtip_Guri_1-3</cim:Core.IdentifiedObject.name>
        <RatedPower>
                <ratedS>185</ratedS>
                <unit>MVA</unit>
        </RatedPower>
        <PowerFactor>0.95</PowerFactor>
        <connectionType>YN</connectionType>
        <cim:OperationalLimit.ActivePowerLimits>
```

```
            <cim:MaxActivePower>175.75</cim:MaxActivePower>
            <cim:Core.Unit>MW</cim:Core.Unit>
        </cim:OperationalLimit.ActivePowerLimits>
        <cim:OperationalLimit.ReactivePowerLimits>
            <cim:MaxReactivePower>185</cim:MaxReactivePower>
            <cim:MinReactivePower>-185</cim:MinReactivePower>
            <cim:Core.Unit>MW</cim:Core.Unit>
        </cim:OperationalLimit.ReactivePowerLimits>
        <Impedance>
            <xd>0.01308</xd>
            <xq>0.01308</xq>
            <cim:Core.Unit>p.u.</cim:Core.Unit>
        </Impedance>
    </gentype>

    <branch_list>
        <cim:Wires.ACLineSegment>
            <cim:Core.IdentifiedObject>
                <cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>Guri_765_to_
Terminal_Guri_1_cirId1 </cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>

        <cim:Core.IdentifiedObject.name>Linea_1</cim:Core.IdentifiedObject.name>
                <status>0</status>
            </cim:Core.IdentifiedObject>
            <cim:ConnectivityNode>
                <idRef>id_Guri_765</idRef>
            </cim:ConnectivityNode>
            <cim:ConnectivityNode>
                <idRef>id_Terminal_Guri_1</idRef>
            </cim:ConnectivityNode>
            <cim:Wire.Conductor>
                <cim:length>152.8</cim:length>
                <cim:Core.Unit>km</cim:Core.Unit>
            </cim:Wire.Conductor>
            <lineType>
                <idRef>lnetyp_001_L1</idRef>
            </lineType>
        </cim:Wires.ACLineSegment>
    </branch_list>

    <lineType>
        <cim:Core.IdentifiedObject.name>lnetyp_001_L1</cim:Core.IdentifiedObject.name>
        <RatedCurrent>
            <ratedI>3.916</ratedI>
```

```
            <unit>kA</unit>
        </RatedCurrent>
        <RatedVoltage>
            <voltage>765</voltage>
            <unit>kV</unit>
        </RatedVoltage>
        <Impedance>
            <resistance>
                <r>0.01308</r>
                <unit>ohmperkm</unit>
            </resistance>
            <reactance>
                <x>0.01308</x>
                <unit>ohmperkm</unit>
            </reactance>
            <susceptance>
                <b>0.01308</b>
                <unit>uSperkm</unit>
            </susceptance>
        </Impedance>
    </lineType>

    <trx_list>
        <cim:Wires.PowerTransformer>
            <cim:Core.IdentifiedObject>

        <cim:Core.IdentifiedObject.aliasname>Guri_g01_to_Guri_230_cirId1</cim:Core.Identifi
edObject.aliasname>

        <cim:Core.IdentifiedObject.name>id_Guri_trx_gen_1</cim:Core.IdentifiedObject.name>
                <status>0</status>
            </cim:Core.IdentifiedObject>
            <cim:Wires.TransformerWinding>
                <side>LV</side>
                <cim:ConnectivityNode>
                    <idRef>id_Guri_g01</idRef>
                </cim:ConnectivityNode>
            </cim:Wires.TransformerWinding>
            <cim:Wires.TransformerWinding>
                <side>HV</side>
                <cim:ConnectivityNode>
                    <idRef>id_Guri_230</idRef>
                </cim:ConnectivityNode>
            </cim:Wires.TransformerWinding>
```

```
            <trxType>
                <idRef>tr2typ elev. Guri 1-3</idRef>
            </trxType>
            <tap_info>
                <tap_position>0</tap_position>
                <tap_side>HV</tap_side>
            </tap_info>
        </cim:Wires.PowerTransformer>
    </trx_list>

    <trxType>
        <cim:Core.IdentifiedObject.name>tr2typ elev. Guri 1-
3</cim:Core.IdentifiedObject.name>
        <RatedPower>
            <ratedS>212</ratedS>
            <unit>MVA</unit>
        </RatedPower>
        <RatedHV>
            <HV>230</HV>
            <unit>kV</unit>
        </RatedHV>
        <RatedLV>
            <HV>18</HV>
            <unit>kV</unit>
        </RatedLV>
        <connectionType>YNd0</connectionType>
        <x>0.0833</x>
        <cim:Wire.TapChanger>
            <side>HV</side>
            <cim:stepVoltageIncrement>2.5</cim:stepVoltageIncrement>
            <cim:highStep>3</cim:highStep>
            <cim:lowStep>-1</cim:lowStep>
        </cim:Wire.TapChanger>
        <cim:Wire.TapChanger>
            <side>LV</side>
            <cim:stepVoltageIncrement>0</cim:stepVoltageIncrement>
            <cim:highStep>0</cim:highStep>
            <cim:lowStep>-0</cim:lowStep>
        </cim:Wire.TapChanger>
    </trxType>

    </cim:case>
    </cim:cim>
```

APÉNDICE B

Resultados de MatPower y PyPower para el caso de 14 barras de la IEEE

IEEE 14 barras pypower
Newton's method power flow convergedin 2 iterations.
Converged in 0.04 seconds

MATPOWER Version 4.1, 14-Dec-2011 -- AC Power Flow (Newton)
Newton's method power flow converged in 2iterations.
Converged in 0.23 seconds

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVAr)
Buses	14	Total Gen Capacity	772.4	-52.0 to 148.0
Generators	5	On-line Capacity	772.4	-52.0 to 148.0
Committed Gens	5	Generation (actual)	272.4	82.4
Loads	11	Load	259.0	73.5
Fixed	11	Fixed	259.0	73.5
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	1	Shunt (inj)	0	21.2
Branches	20	Losses(I^2*Z)	13.39	54.54
Transformers	3	Branch Charging(inj)	-	24.4
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum		Maximum	
Voltage Magnitude	1010	p.u. @ bus 3	1090	p.u. @ bus 8
Voltage Angle	-16	deg @ bus 14	0	deg @ bus 1
P Losses (I^2*R)	-		4.3	MW @ line 1-2
Q Losses (I^2*X)	-		13.12	MW @ line 1-2

Bus	Voltage		Generation		Load	
#	Mag	Ang	P	Q	P	Q
	(p.u.)	(deg)	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)
1	1.06	0.000*	232.39	-16.55	-	-
2	1.045	-4.983	40	43.56	21.7	12.7
3	1.01	-12.725	0	25.08	94.2	19
4	1.018	-10.313	-	-	47.8	-3.9
5	1.02	-8.774	-	-	7.6	1.6
6	1.07	-14.221	0	12.73	11.2	7.5
7	1.062	-13.36	-	-	-	-
8	1.09	-13.36	0	17.62	-	-
9	1.056	-14.939	-	-	29.5	16.6
10	1.051	-15.097	-	-	9	5.8
11	1.057	-14.791	-	-	3.5	1.8
12	1.055	-15.076	-	-	6.1	1.6
13	1.05	-15.156	-	-	13.5	5.8
14	1.036	-16.034	-	-	14.9	5
--------	--------	--------	--------			
		Total:	272.39	82.44	259	73.5

Brnch	From	To	From Bus		To Bus		Loss	
#	Bus	Bus	P	Q	P	Q	P	Q
---	---	---	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)	(MW)	(MVAr)
1	1	2	156.88	-20.4	-152.6	27.68	4.298	13.12
2	1	5	75.51	3.85	-72.75	2.23	2.763	11.41
3	2	3	73.24	3.56	-70.91	1.6	2.323	9.79
4	2	4	56.13	-1.55	-54.45	3.02	1.677	5.09
5	2	5	41.52	1.17	-40.61	-2.1	0.904	2.76
6	3	4	-23.29	4.47	23.66	-4.84	0.373	0.95
7	4	5	-61.16	15.82	61.67	-14.2	0.514	1.62
8	4	7	28.07	-9.68	-28.07	11.38	0.00	1.7
9	4	9	16.08	-0.43	-16.08	1.73	0.00	1.3
10	5	6	44.09	12.47	-44.09	-8.05	0.00	4.42
11	6	11	7.35	3.56	-7.3	-3.44	0.055	0.12
12	6	12	7.79	2.5	-7.71	-2.35	0.072	0.15
13	6	13	17.75	7.22	-17.54	-6.8	0.212	0.42
14	7	8	0.00	-17.16	0.00	17.62	0.00	0.46
15	7	9	28.07	5.78	-28.07	-4.98	0.00	0.8
16	9	10	5.23	4.22	-5.21	-4.18	0.013	0.03
17	9	14	9.43	3.61	-9.31	-3.36	0.116	0.25
18	10	11	-3.79	-1.62	3.8	1.64	0.013	0.03
19	12	13	1.61	0.75	-1.61	-0.75	0.006	0.01
20	13	14	5.64	1.75	-5.59	-1.64	0.054	0.11
						Total:	13.39	54.54

Resultados con InterPSS del caso de 14 barras de la IEEE

Bus id	Bus voltage			generation		load		To	Branch	P+jQ	
	base	Mag	Ang	(mW)	(mVar)	(mW)	(mVar)	Bus ID	(mW)	(mVar)	(kA)
1	132000	1.06	0	232.4	-20.67	0	0	2	156.94	-24.14	0.655
								5	75.46	3.47	0.312
2	132000	1.0471	-5	40	50	21.7	12.7	3	73.19	4.67	0.306
								5	41.55	1.94	0.174
								4	56.18	-0.8	0.235
								1	-152.62	31.49	0.655
3	132000	1.01	-12.7	0	23.44	94.2	19	4	-23.33	3.99	0.102
								2	-70.87	0.45	0.306
4	132000	1.0185	-10.3	0	0	47.8	-3.9	7	28.09	-9.45	0.127
								9	16.09	-0.34	0.069
								2	-54.51	2.25	0.235
								3	23.7	-4.36	0.102
								5	-61.17	15.8	0.271
5	132000	1.0204	-8.8	0	0	7.6	1.6	4	61.69	-14.18	0.271
								6	44.06	12.87	0.197
								1	-72.7	2.59	0.312
								2	-40.64	-2.88	0.174
6	35000	1.07	-14.2	0	12.22	11.2	7.5	11	7.34	3.48	0.125
								12	7.78	2.49	0.126
								13	17.74	7.18	0.295
								5	-44.06	-8.44	0.742
7	35000	1.0619	-13.4	0	0	0	0	8	0	-16.94	0.263
								9	28.09	5.79	0.446
								4	-28.09	11.15	0.48
8	10000	1.09	-13.4	0	17.39	0	0	7	0	17.39	0.921
9	35000	1.0563	-14.9	0	0	29.5	16.6	14	9.44	3.65	0.158
								10	5.24	4.29	0.106
								4	-16.09	1.64	0.261
								7	-28.09	-4.99	0.446
10	35000	1.0513	-15.1	0	0	9	5.8	9	-5.23	-4.26	0.106
								11	-3.77	-1.54	0.064
11	35000	1.0571	-14.8	0	0	3.5	1.8	10	3.78	1.57	0.064
								6	-7.28	-3.37	0.125
12	35000	1.0552	-15.1	0	0	6.1	1.6	13	1.61	0.75	0.028
								6	-7.71	-2.35	0.126
13	35000	1.0504	-15.1	0	0	13.5	5.8	14	5.63	1.7	0.092
								12	-1.6	-0.74	0.028
								6	-17.53	-6.76	0.295
14	35000	1.0358	-16	0	0	14.9	5	13	-5.58	-1.59	0.092
								9	-9.32	-3.41	0.158

Losses: 13.41 30.06

BusID	Code	Volt(pu)	Angle(deg)	P(pu)	Q(pu)
1	Swing	1.06	0	2.324	-0.2067
2	PQ	1.04713	-5	0.183	0.373
3	PV	1.01	-12.7	-0.942	0.0444
4	ConstP	1.01851	-10.3	-0.478	0.039
5	ConstP	1.02036	-8.8	-0.076	-0.016
6	PV	1.07	-14.2	-0.112	0.0472
7	1.0619	-13.4	0	0	
8	PV	1.09	-13.4	0	0.1739
9	ConstP	1.0563	-14.9	-0.295	-0.166
10	ConstP	1.05129	-15.1	-0.09	-0.058
11	ConstP	1.05706	-14.8	-0.035	-0.018
12	ConstP	1.05521	-15.1	-0.061	-0.016
13	ConstP	1.05043	-15.1	-0.135	-0.058
14	ConstP	1.03578	-16	-0.149	-0.05

APÉNDICE C.

Formato de los casos de estudio de PyPower. Caso cuatro (4) barras.

```
# Copyright (C) 1996-2011 Power System Engineering Research Center
# Copyright (C) 2010-2011 Richard Lincoln
#
# PYPOWER is free software: you can redistribute it and/or modify
# it under the terms of the GNU General Public License as published
# by the Free Software Foundation, either version 3 of the License,
# or (at your option) any later version.
#
# PYPOWER is distributed in the hope that it will be useful,
# but WITHOUT ANY WARRANTY; without even the implied warranty of
# MERCHANTABILITY or FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE. See the
# GNU General Public License for more details.
#
# You should have received a copy of the GNU General Public License
# along with PYPOWER. If not, see <http://www.gnu.org/licenses/>.

"""Power flow data for 4 bus, 2 gen case from Grainger & Stevenson.
"""

from numpy import array

def case4gs():
    """Power flow data for 4 bus, 2 gen case from Grainger & Stevenson.
    Please see L{caseformat} for details on the case file format.

    This is the 4 bus example from pp. 337-338 of I{"Power System Analysis"},
    by John Grainger, Jr., William Stevenson, McGraw-Hill, 1994.

    @return: Power flow data for 4 bus, 2 gen case from Grainger & Stevenson.
    """
    ppc = {"version": '2'}

    ##-----  Power Flow Data  -----##
    ## system MVA base
```

```
ppc["baseMVA"] = 100.0

## bus data
# bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
ppc["bus"] = array([
    [0, 3, 50,  30.99,  0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
    [1, 1, 170, 105.35, 0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
    [2, 1, 200, 123.94, 0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
    [3, 2, 80,  49.58,  0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9]
])

## generator data
# bus, Pg, Qg, Qmax, Qmin, Vg, mBase, status, Pmax, Pmin, Pc1, Pc2,
# Qc1min, Qc1max, Qc2min, Qc2max, ramp_agc, ramp_10, ramp_30, ramp_q, apf
ppc["gen"] = array([
    [3, 318, 0, 100, -100, 1.02, 100, 1, 318, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [0, 0,   0, 100, -100, 1,    100, 1, 0,   0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
])

## branch data
#fbus, tbus, r, x, b, rateA, rateB, rateC, ratio, angle, status, angmin, angmax
ppc["branch"] = array([
    [0, 1, 0.01008, 0.0504, 0.1025, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
    [0, 2, 0.00744, 0.0372, 0.0775, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
    [1, 3, 0.00744, 0.0372, 0.0775, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
    [2, 3, 0.01272, 0.0636, 0.1275, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360]
])

return ppc
```

APÉNDICE D

Archivo de salida del flujo de carga del sistema de 765kV del sistema eléctrico nacional en formato pypower.

```
def estudio_parcial_765kV():
    ## PYPOWER Case Format : Version 2
    ppc = {'version': '2'}

    ##-----  Power Flow Data  -----##
    ## system MVA base
    ppc['baseMVA'] = 100

    ## bus data
    # bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
    ppc['bus'] = array([
        [1, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.994729, -4.1224899, 765, 1, 1.05, 0.95],
        [2, 3, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [3, 4, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [4, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.01, 2.7644913, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [6, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.01, 2.4372889, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [7, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.01, 2.5902392, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [8, 4, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [9, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.01, 2.5573084, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [10, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.01, 2.1219758, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [11, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.01, 2.4160495, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [12, 4, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [13, 2, 2688.93, 242.704, 0, 0, 1, 1.03, -1.3281188, 400, 1, 1.05, 0.95],
        [14, 1, 1772.18, 208.169, 0, 0, 1, 1.0064891, -3.5047166, 400, 1, 1.05, 0.95],
        [15, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.04, 1.8070108, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [16, 4, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [17, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.02, 1.9714345, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [18, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.01, 3.7624386, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [19, 4, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [20, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.01, 3.8234422, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [21, 2, 0, 0, 0, 0, 1, 1.01, 3.8957535, 18, 1, 1.05, 0.95],
        [22, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.97795021, -12.896177, 765, 1, 1.05, 0.95],
        [23, 1, 2037.84, 271.12, 0, 0, 1, 0.97020671, -25.926495, 765, 1, 1.05, 0.95],
        [24, 2, 3856, 236.571, 0, 0, 1, 0.98, -34.357752, 765, 1, 1.05, 0.95],
```

```
    [25, 1, 930.7, 132.957, 0, 0, 1, 0.98053135, -33.337388, 765, 1, 1.05, 0.95],
    [26, 1, 856.05, 122.293, 0, 0, 1, 0.98554241, -32.992349, 765, 1, 1.05, 0.95],
    [27, 2, 3800, 532.857, 0, 0, 1, 0.99, -32.632765, 765, 1, 1.05, 0.95],
  ])

  ## generator data
  # bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min
Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
  ppc['gen'] = array([
    [2, 386.541, 42.4039, 350, -200, 1, 700, 1, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [3, 0, 0, 350, -200, 0, 700, 0, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [4, 651.2, 122.556, 350, -200, 1.01, 700, 1, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [6, 620.4, 118.925, 350, -200, 1.01, 700, 1, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [7, 634.8, 120.6, 350, -200, 1.01, 700, 1, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [8, 0, 0, 350, -200, 0, 700, 0, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [9, 631.7, 120.236, 350, -200, 1.01, 700, 1, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [10, 590.7, 115.592, 350, -200, 1.01, 700, 1, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [11, 618.4, 118.695, 350, -200, 1.01, 700, 1, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [12, 0, 0, 350, -200, 0.98, 700, 0, 630, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [13, 1760, 401.255, 1000, -1000, 1.03, 2500, 1, 2250, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [13, 2763, 401.255, 1000, -1000, 1.01, 3000, 1, 2955, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [15, 210.7, 26.7583, 230, -230, 1.04, 230, 1, 218.5, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [16, 0, 0, 230, -230, 1, 230, 0, 218.5, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [17, 207.7, 39.1492, 230, -230, 1.02, 230, 1, 218.5, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [18, 323.4, 29.4549, 380, -380, 1.01, 380, 1, 342, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [19, 0, 0, 420, -420, 1.04, 420, 0, 399, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [20, 326.1, 29.8007, 420, -420, 1.01, 420, 1, 399, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [21, 329.3, 30.2143, 420, -420, 1.01, 420, 1, 399, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [24, 2000, 364.006, 1000, -1000, 0.98, 2500, 1, 2250, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [27, 2000, 262.415, 1000, -1000, 0.99, 2500, 1, 2250, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [27, 2000, 262.415, 1000, -1000, 0.99, 2500, 1, 2250, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
  ])

  ## branch data
  # fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax Pf Qf Pt Qt
  ppc['branch'] = array([
    [1, 22, 0.000341597, 0.00787666, 1.78845, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360,
1895.7150, 185.7176, -1883.0489, -67.6628],
    [1, 22, 0.000341597, 0.00787666, 1.78845, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360,
1895.7150, 185.7176, -1883.0489, -67.6628],
    [1, 22, 0.000359481, 0.00828905, 1.88208, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360,
1801.4008, 167.4432, -1789.3649, -73.0290],
    [22, 23, 0.000502558, 0.0115882, 2.63117, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360,
1854.5586, 69.9271, -1836.2841, 101.7964],
```

[22, 23, 0.000502558, 0.0115882, 2.63117, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360, 1854.5586, 69.9271, -1836.2841, 101.7964],
[22, 23, 0.000504794, 0.0116397, 2.64288, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360, 1846.3454, 68.5005, -1828.1518, 100.2462],
[23, 26, 0.000603383, 0.013913, 3.15904, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360, 841.4358, -239.9195, -836.8440, 43.7003],
[23, 25, 0.000471707, 0.0108768, 2.46965, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360, 1125.1921, -184.0662, -1118.8245, 95.9364],
[23, 24, 0.000367127, 0.00930478, 2.13022, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360, 1496.2522, -150.9732, -1487.5105, 169.9785],
[24, 25, 0.000201202, 0.0046394, 1.0534, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360, -368.4895, -42.5433, 368.7741, -52.1181],
[25, 26, 0.000131117, 0.00332314, 0.760792, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360, -180.6496, -176.7753, 180.7209, 105.0622],
[26, 27, 0.000248114, 0.0062884, 1.43965, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360, -99.9635, -135.5277, 100.0000, -4.0132],
[26, 27, 0.000248114, 0.0062884, 1.43965, 1729.59, 1729.59, 1729.59, 0, 0, 1, -360, 360, -99.9635, -135.5277, 100.0000, -4.0132],
[1, 13, 0, 0.0105333, 0, 1500, 1500, 1500, 0.975, 0, 1, -360, 360, -486.3633, -82.7202, 486.3633, 107.3506],
[1, 13, 0, 0.0105333, 0, 1500, 1500, 1500, 0.975, 0, 1, -360, 360, -486.3633, -82.7202, 486.3633, 107.3506],
[1, 13, 0, 0.0105333, 0, 1500, 1500, 1500, 0.975, 0, 1, -360, 360, -486.3633, -82.7202, 486.3633, 107.3506],
[1, 8, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 0, -360, 360, 0.0000, 0.0000, 0.0000, 0.0000],
[1, 2, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 1, -360, 360, -386.5407, -14.4297, 386.5407, 42.4039],
[1, 4, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 1, -360, 360, -651.2000, -42.9264, 651.2000, 122.5559],
[1, 10, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 1, -360, 360, -590.7000, -49.8898, 590.7000, 115.5924],
[1, 3, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 0, -360, 360, 0.0000, 0.0000, 0.0000, 0.0000],
[1, 12, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 0, -360, 360, 0.0000, 0.0000, 0.0000, 0.0000],
[1, 6, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 1, -360, 360, -620.4000, -46.5573, 620.4000, 118.9249],
[1, 7, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 1, -360, 360, -634.8000, -44.8819, 634.8000, 120.6003],
[1, 9, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 1, -360, 360, -631.7000, -45.2459, 631.7000, 120.2364],
[1, 11, 0, 0.0185, 0, 800, 800, 800, 1, 0, 1, -360, 360, -618.4000, -46.7869, 618.4000, 118.6953],
[14, 16, 0, 0.0471698, 0, 265, 265, 265, 1, 0, 0, -360, 360, 0.0000, 0.0000, 0.0000, 0.0000],
[14, 15, 0, 0.0471698, 0, 265, 265, 265, 0.975, 0, 1, -360, 360, -210.7000, -7.0851, 210.7000, 26.7583],

```
        [14, 17, 0, 0.0471698, 0, 265, 265, 265, 1, 0, 1, -360, 360, -207.7000, -18.8957, 207.7000,
39.1492],
        [14, 19, 0, 0.0397619, 0, 420, 420, 420, 1, 0, 0, -360, 360, 0.0000, 0.0000, 0.0000, 0.0000],
        [14, 18, 0, 0.0397619, 0, 420, 420, 420, 1, 0, 1, -360, 360, -323.4000, 11.6498, 323.4000,
29.4549],
        [14, 20, 0, 0.0397619, 0, 420, 420, 420, 1, 0, 1, -360, 360, -326.1000, 11.9956, 326.1000,
29.8007],
        [14, 21, 0, 0.0397619, 0, 420, 420, 420, 1, 0, 1, -360, 360, -329.3000, 12.4092, 329.3000,
30.2143],
        [14, 13, 0, 0.0105, 0, 2000, 2000, 2000, 0, 0, 1, -360, 360, -374.9800, -218.2428, 374.9800,
237.7539],
    ])

    return ppc
```

APÉNDICE E

Código para correr el flujo de carga.

```
from pypower.api import ppoption, runpf
from generar_html import generar_html
import sqlite

def correr():
    """
    corre sqlite.caso_765 y el flujo de carga con pypower
    """
    ##Creación del caso de estudio. Dicionadio con datos##
    ppc=sqlite.caso_765()

    ##Características para el flujo de carga##
    ppopt=ppoption(PF_ALG=1, PF_MAX_IT= 15, TOL=1e-6)

    #Nombres de archivos para almacenar los resultados#
    nombre=raw_input("""Indique el nombre deseado para el archivo de
    salida  del flujo de carga: """)
    caso=raw_input('''Indique el nombre deseado para el archivo de
    salida del flujo de carga(datos y resultados formato pypower)s: ''')

    #Corrida del flujo de carga#
    r=runpf(ppc,ppopt, fname=nombre, solvedcase=caso)

    #¿Desea generar un archivo html con los resultados?#
    generar=raw_input('Desea generar el archivo con la salida html? y/n: ' )
    if generar=='y':
            caso+='.py'
            f=open(caso, 'r').read()
            respaldo=open('respaldo.py', 'w')
            respaldo.write('from numpy import array\n')
            for i in f:
                    respaldo.write(i)
            respaldo.close()
            import respaldo
            caso=caso.replace('.py', '')
            ejecutar='respaldo.%s()'%caso
            exec 'ppc=%s' %ejecutar
            generar_html(ppc)
```

```
a=raw_input("finalizado")
```

ANEXO 2

1. CONCEPTUALIZACION DE LOS MODULOS DEL SISTEMA – ETAPA 1 (PROTOTIPO)

La Herramienta Computacional se desarrolla en una plataforma en código abierto que permita el desarrollo del sistema de forma modular mediante aplicaciones descentralizadas. El sistema consta de tres tipos de módulos:

1. Módulos para el Intercambio de Datos con las Bases de Datos Existentes (M)
2. Módulos Controladores o de Proceso (C)
3. Módulos de Visión o Interfaz con el Usuario (V)

Cada módulo desarrollado es una herramienta stand-alone. En este sentido cada modulo de análisis tendrá una estructura modular de modo que su modificación y/o adecuación sea facilitada para las tareas de programación y extensión futuras. El código fuente de cada módulo de análisis será apropiadamente documentado en cada uno de sus sub-módulos y procesos. Se elaborará un Manual de Usuario del Software, que incluya los métodos de cálculo utilizados en cada uno de los módulos.
El prototipo propuesto se muestra en la **Figura 1.**

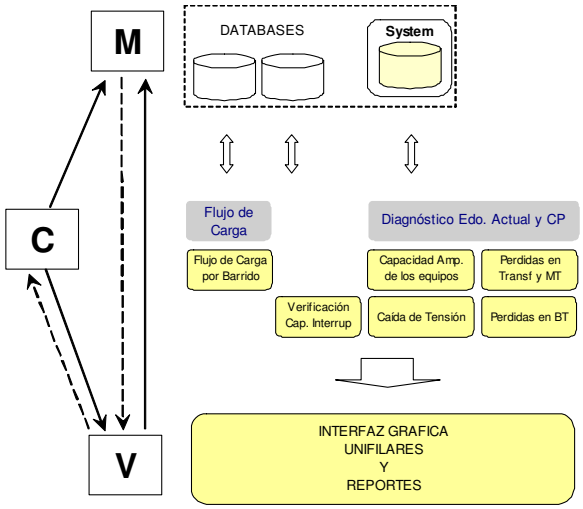


Figura 1.- Esquema General de Herramienta de Planificación Corto-Mediano Plazo (HPCMP) – Visualización de PROTOTIPO (Etapa 1)

1.1.- Base de Datos para Planificación de Distribución

Se seleccionaron y localizaron los servidores destinados a la Base de Datos de la Red. Las inconsistencias de la Base de datos original en Oracle 8i hizo imposible la conexión con la plataforma en Phyton por lo que hubo que constituir EDC una nueva Base de Datos en POSTGRE-SQL. Esta actividad se completó en un 100%, no obstante se consumieron en la práctica el 100% de las horas-hombre del proyecto. En la EDC, se contó con acceso a un esquema de base de datos del GIS almacenado en el gestor de base de datos Oracle 8i. Esta base de datos cuenta en su diseño con una estructura orientada a replicar cada uno de los componentes eléctricos representados dentro del GIS. Es por ello que en cada tabla respondía a cables, switches, puntos de transformación, transformadores, entre otros. Reconstruir los circuitos dentro de esta estructura es por ende una tarea de recorrer todas las tablas candidatas según sea el caso para unir los nodos de conexión (nodo de inicio y nodo final). Oracle 8i para el momento en que se realizó el trabajo estaba fuera de soporte y los drivers para la conexión desde Python al gestor de base de datos no ofrecían compatibilidad con dicha versión. Por ello fue necesario realizar una migración de esquema de base de datos de Oracle 8i a PostgreSQL 8.4, replicando la estructura original de la base de datos del GIS.

Sin embargo a efecto de compatibilizar la estructura de la base de datos a los métodos de cálculo y nuevas tecnologías en GIS se procedió a realizar una transformación del esquema a una estructura resumida en nodos y ramas, parámetros eléctricos de los componentes. Esta nueva base de datos transformada fue validada en su contenido con la original y posteriormente ha sido la base para la ejecución de los programas de flujo de carga. Uno de los principales inconvenientes observados es la diferencia entre la documentación recibida y los usos y costumbres de la base de datos para el momento de la ejecución del proyecto. El acceso a la información es mediante el conocimiento no documentado y práctico, adicional a parámetros incluidos en los archivos de cabecera del código del programa cliente.

1.2. INTERCONEXIÓN DE BASE DE DATOS DE PLANIFICACIÓN Y BASE DE DATOS DEL GIS

Debido a la obsolescencia de la BD de EDC se desarrolló un programa para adquisición de datos asociados a la topología de la red desde la plataforma GIS. La elaboración de un programa para adquisición de datos asociados a la a los registros históricos y a tiempo reales del SCADA-DMS no fue posible debido a la interrupción del proyecto.

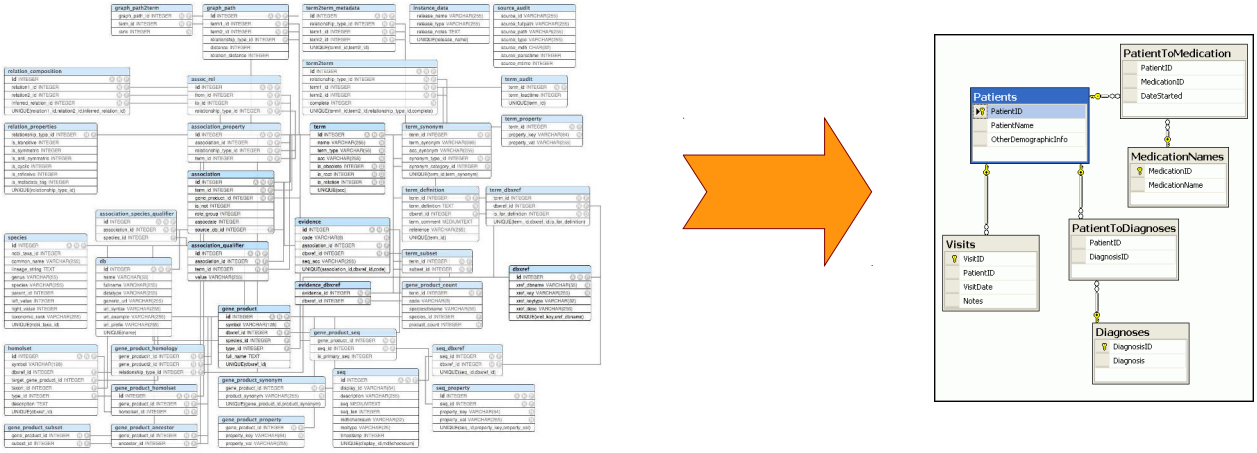


Figura 2.- Proceso de Interconexión de Bases de Datos, Oracle a PostgreSQL

1.3.- FLUJO DE CARGA DE DISTRIBUCION

El algoritmo de Flujo de Carga fue implementado en un 90%. Falta el enlace con las lecturas históricas y a tiempo real SCADA-EMS. Se hicieron pruebas exitosas con 400 circuitos de la Región Capital-Oeste. El flujo de carga implementado utiliza la información global de la red geo-referenciada (base de datos GIS) donde cada elemento de la red es un nodo eléctrico. El código fuente de la plataforma desarrollada se encuentra en custodia del INDENE-USB

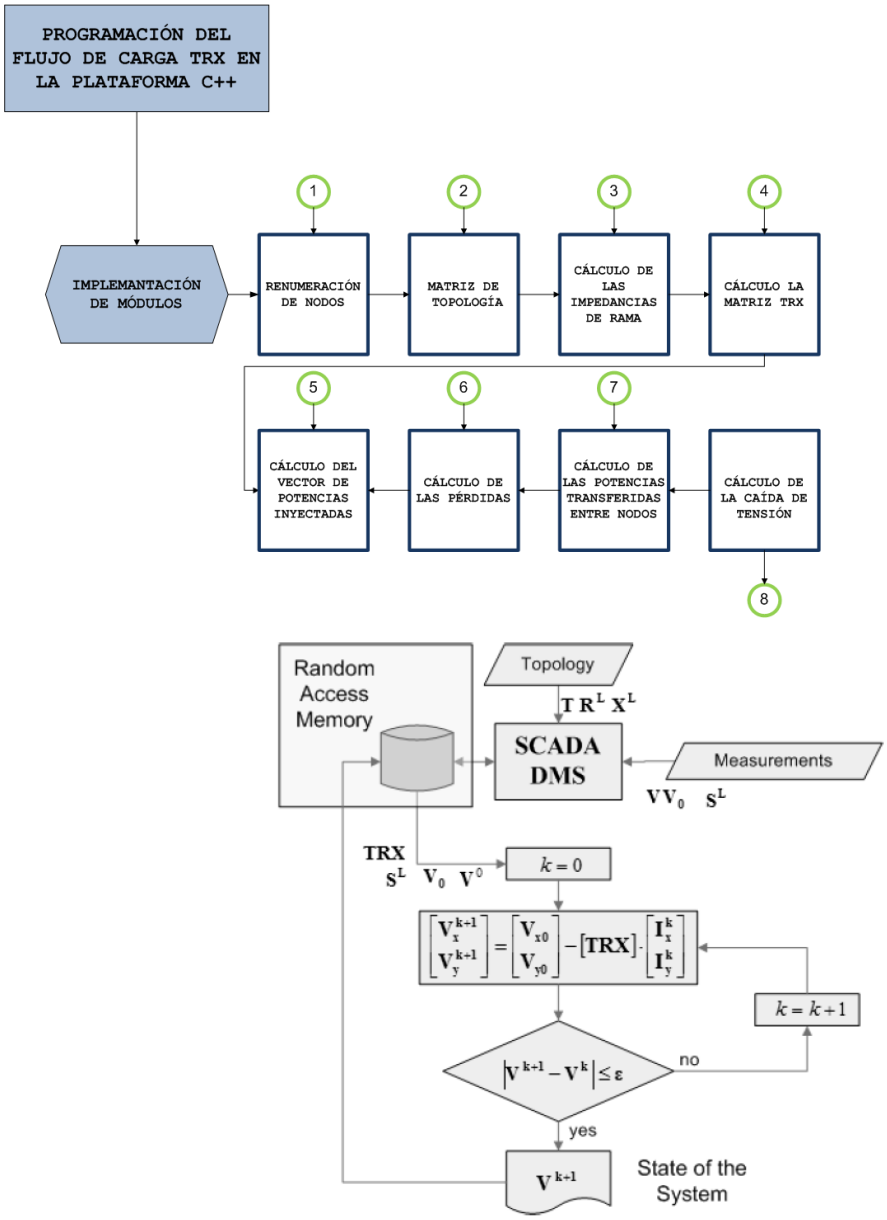


Figura 3.- Esquema General del Flujo de Carga TRX

1.4.- INTERFAZ GRAFICA Y REPORTES

El proyecto se paralizó justo en el momento en que se discutía con el personal de Corpoelec Planificación el diseño de la interfaz gráfica. Se realizó una presentación preliminar utilizando como base geo-referenciada la plataforma Google Earth. Se realizaron pruebas con varios circuitos directamente de la BD del GIS de EDC. No fue posible realizar el Debug y filtrado de errores. Quedo pendiente la Elaboración del Informe de Desarrollo de Interfaz Gráfica

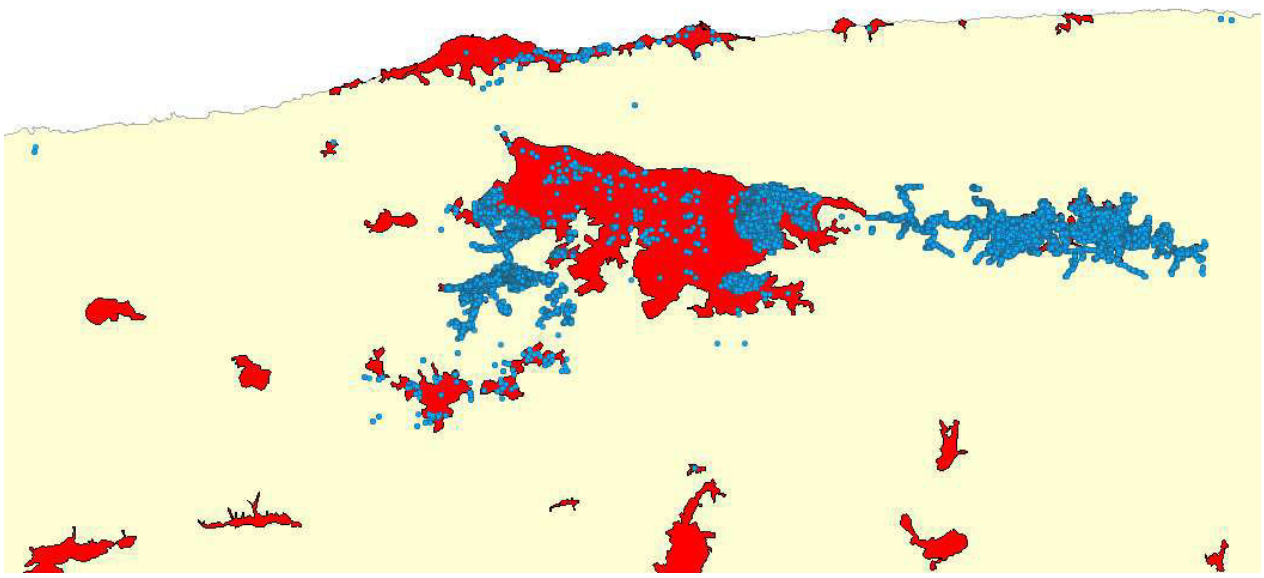


Figura 4 – Identificación de puntos de suministro para aplicación de Flujo de Carga Piloto

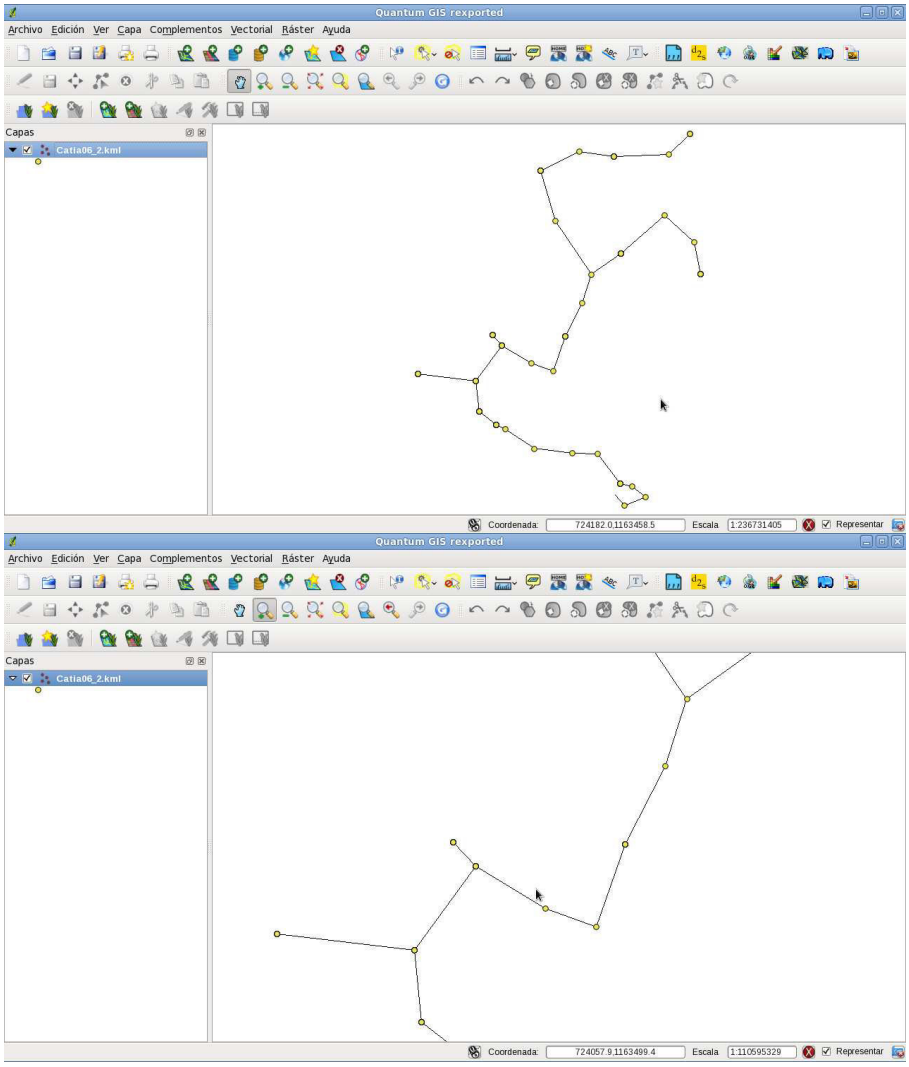


Figura 5 – Identificación de puntos de suministro para aplicación de Flujo de Carga Piloto – Circuito Catia04

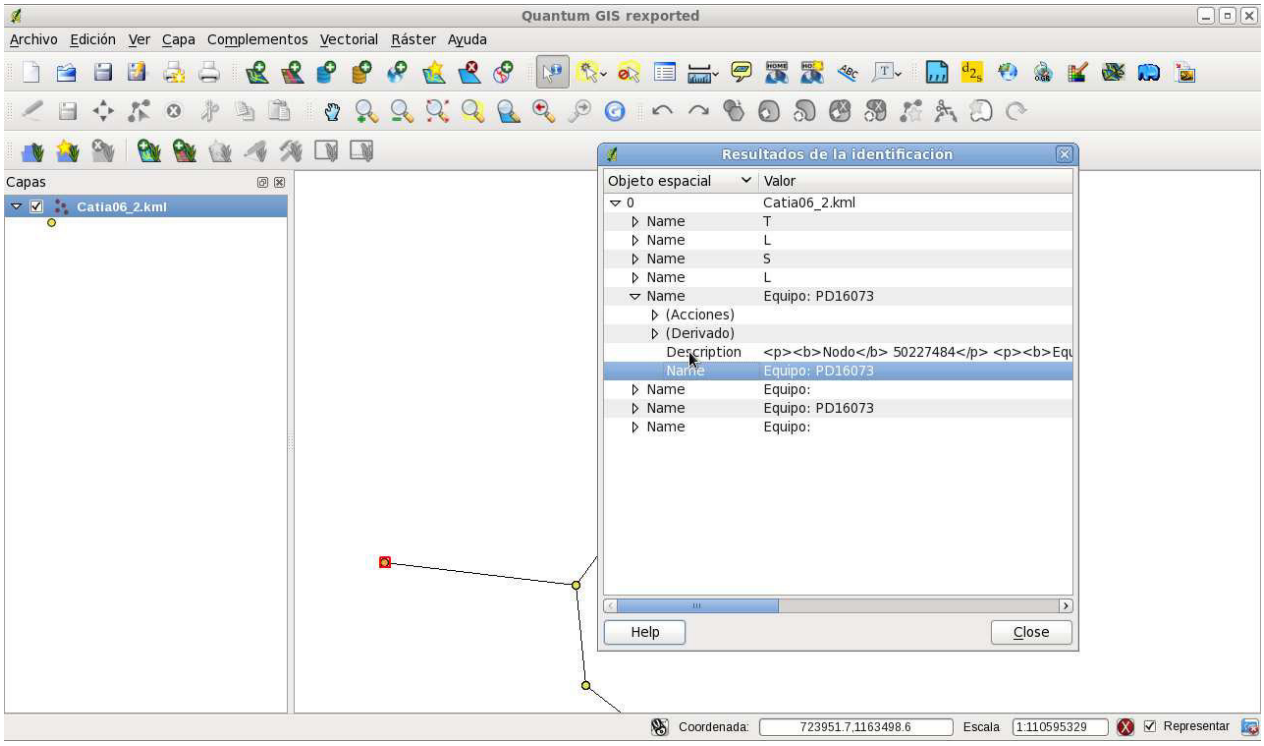


Figura 6 – Identificación de puntos de suministro para aplicación de Flujo de Carga Piloto – Circuito Catia06

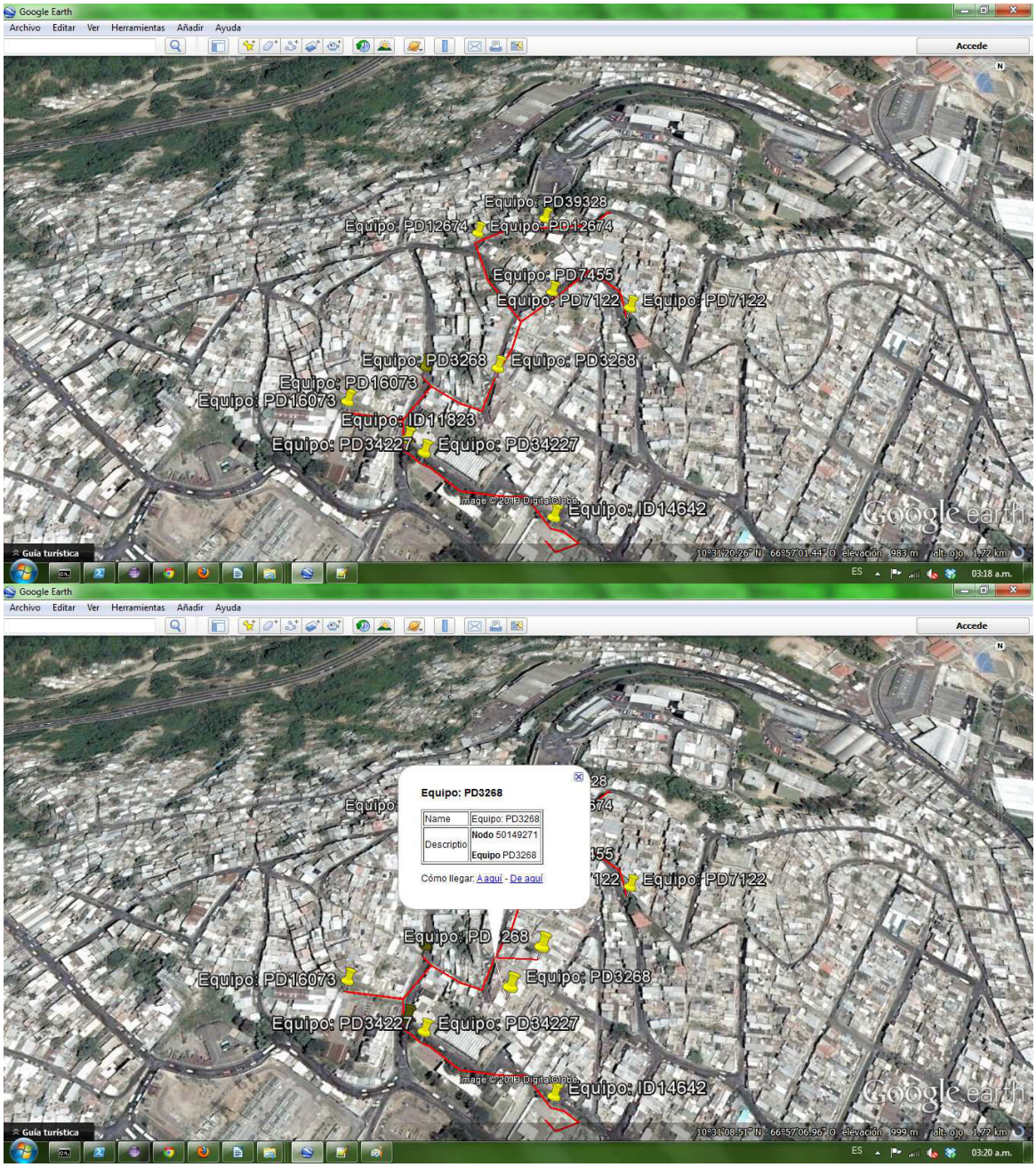
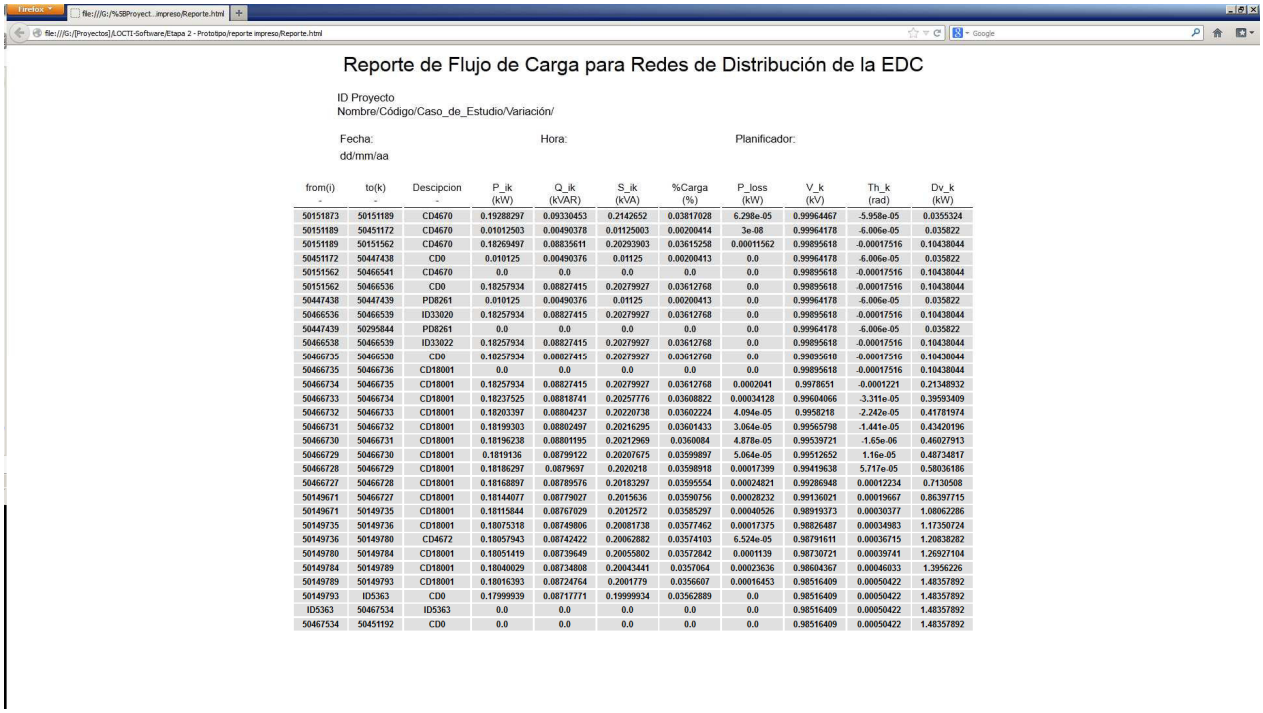


Figura 7 – Identificación de puntos de suministro para aplicación de Flujo de Carga Piloto – Circuito Catia04 (Visulaizacion Sobre Google Earth)



Reporte de Flujo de Carga para Redes de Distribución de la EDC

ID Proyecto
Nombre/Código/Caso_de_Estudio/Variación/

Fecha: Hora: Planificador:
dd/mm/aa

from(i)	to(k)	Descipcion	P_ik (kW)	Q_ik (kVAR)	S_ik (kVA)	%Carga (%)	P_loss (kW)	V_k (kV)	Th_k (rad)	Dv_k (kW)
50151873	50151189	CD4670	0.19288297	0.09330453	0.2142652	0.03817028	6.298e-05	0.99964467	-5.958e-05	0.0355324
50151189	50451172	CD4670	0.01012503	0.00490378	0.01125003	0.00200414	3e-08	0.99964178	-6.006e-05	0.035822
50151189	50151562	CD4670	0.18269497	0.08835611	0.20293903	0.03615258	0.00011562	0.99895618	-0.00017516	0.10438044
50451172	50447438	CD0	0.010125	0.00490376	0.01125	0.00200413	0.0	0.99964178	-6.006e-05	0.035822
50151562	50466541	CD4670	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.99895618	-0.00017516	0.10438044
50151562	50466536	CD0	0.18257934	0.08827415	0.20279927	0.03612768	0.0	0.99895618	-0.00017516	0.10438044
50447438	50447439	PD8261	0.010125	0.00490376	0.01125	0.00200413	0.0	0.99964178	-6.006e-05	0.035822
50466536	50466539	ID33020	0.18257934	0.08827415	0.20279927	0.03612768	0.0	0.99895618	-0.00017516	0.10438044
50447439	50295844	PD8261	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.99964178	-6.006e-05	0.035822
50466538	50466539	ID33022	0.18257934	0.08827415	0.20279927	0.03612768	0.0	0.99895618	-0.00017516	0.10438044
50466735	50466538	CD0	0.18257934	0.08827415	0.20279927	0.03612768	0.0	0.99895618	-0.00017516	0.10438044
50466735	50466736	CD18001	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.99895618	-0.00017516	0.10438044
50466734	50466735	CD18001	0.18257934	0.08827415	0.20279927	0.03612768	0.0002041	0.9978651	-0.0001221	0.21348932
50466733	50466734	CD18001	0.18237525	0.08818741	0.20257776	0.03608822	0.00034128	0.99604066	-3.311e-05	0.39593409
50466732	50466733	CD18001	0.18203397	0.08804237	0.20220738	0.03602224	4.094e-05	0.9958218	-2.242e-05	0.41781974
50466731	50466732	CD18001	0.18199303	0.08802497	0.20216295	0.03601433	3.064e-05	0.99565798	-1.441e-05	0.43420196
50466730	50466731	CD18001	0.18196238	0.08801195	0.20212969	0.0360084	4.878e-05	0.99539721	-1.65e-06	0.46027913
50466729	50466730	CD18001	0.1819136	0.08799122	0.20207675	0.03599897	5.064e-05	0.99512652	1.16e-05	0.48734817
50466728	50466729	CD18001	0.18186297	0.0879697	0.2020218	0.03598918	0.00017399	0.99419638	5.717e-05	0.58036186
50466727	50466728	CD18001	0.18168897	0.08789576	0.20183297	0.03595554	0.00024821	0.99286948	0.00012234	0.7130508
50149671	50466727	CD18001	0.18144077	0.08779027	0.2015636	0.03590756	0.00028232	0.99136021	0.00019667	0.86397715
50149671	50149735	CD18001	0.18115844	0.08767029	0.2012572	0.03585297	0.00040526	0.98919373	0.00030377	1.08062286
50149735	50149736	CD18001	0.18075318	0.08749806	0.20081738	0.03577462	0.00017375	0.98826487	0.00034983	1.17350724
50149736	50149780	CD4672	0.18057943	0.08742422	0.20062882	0.03574103	6.524e-05	0.98791611	0.00036715	1.20838282
50149780	50149784	CD18001	0.18051419	0.08739649	0.20055802	0.03572842	0.0001139	0.98730721	0.00039741	1.26927104
50149784	50149789	CD18001	0.18040029	0.08734808	0.20043441	0.0357064	0.00023636	0.98604367	0.00046033	1.3956226
50149789	50149793	CD18001	0.18016393	0.08724764	0.2001779	0.0356607	0.00016453	0.98516409	0.00050422	1.48357892
50149793	ID5363	CD0	0.17999939	0.08717771	0.19999934	0.03562889	0.0	0.98516409	0.00050422	1.48357892
ID5363	50467534	ID5363	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.98516409	0.00050422	1.48357892
50467534	50451192	CD0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.98516409	0.00050422	1.48357892

Figura 8 Reportes de Resultados de Flujo de Carga

2.- PLATAFORMA DE DESARROLLO

La versión web de la plataforma se desarrolló sobre Pylons.

De python se requieren los siguientes paquetes:

* Mako
* Matplotlib
* SqlAlchemy
* psycopg2
* Python Imaging Library
* numpy

ANEXO 3

MCTI-FONACIT-PEI No 2953
DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA

CONTRATO 201200148
PROYECTO 201200092

Prof. Paulo M. De Oliveira- De Jesus
Coordinador General

ANEXO No. 3.A
Interconexión HVDC

REV	FECHA	DESCRIPCION	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	APROBACION FONACIT
A	10/05/13	Emisión Preliminar	R.Sousa	P. De Oliveira	P. De Oliveira	-

Por:

Ronald David Alexander Sousa Miliani

RESUMEN

Desde hace algunos años, el Sistema Eléctrico Nacional presenta limitaciones en la transferencia de energía eléctrica (desde Guri hacia el Centro del país y desde Chacopata a Margarita), principalmente por problemas de estabilidad y de capacidad de transmisión. Una de las posibles soluciones a esta problemática, sería implementar un enlace de transmisión en corriente continua (HVDC), el cual permite: trasmitir grandes cantidades de potencia, disminuir las pérdidas, mejorar los perfiles de tensión, alta controlabilidad y mayor estabilidad del sistema, entre otras ventajas. El propósito de este proyecto de grado es estudiar el impacto técnico que tiene este tipo de tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional y compararlo desde el punto de vista económico con los proyectos de generación térmica previstos por CORPOELEC. Primero se realizó una revisión bibliográfica de los proyectos que han optado por esta tecnología. Seguidamente, se implementó la técnica HVDC en dos (2) casos distintos: la interconexión de la línea DC entre Guri – Santa Teresa y, la otra entre Chacopata – Margarita; lugares en donde se realizaron análisis de flujo de carga, corto – circuito y estabilidad de ángulo, empleando la herramienta de programación denominada Powerfactory. Finalmente, se ejecutó un estudio económico basado en flujo de caja en el cual se registró el costo capital de las alternativas y los costos de operación y mantenimiento, a fin de estimar el precio total de las soluciones propuestas y así evaluar la mejor opción.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN ..... **I**
ÍNDICE GENERAL ..... **II**
ÍNDICE DE TABLAS ..... **V**
ÍNDICE DE FIGURAS ..... **VII**
LISTA DE ABREVIATURAS ..... **IX**
LISTA DE SIMBOLOS ..... **XI**
INTRODUCCIÓN **1**
1 CAPÍTULO I **3**
1.1 Usos Generales de los enlaces HVDC 3
1.2 Partes de los sistemas de Transmisión HVDC 3
1.3 Tipos de Convertidores 5
1.4 Modos de control de los Convertidores 7
1.5 Configuración del sistema y modos de operación 10
1.6 Relación de corto – circuito SCR "Short – Circuit Ratio" 12
1.7 Ventajas y desventajas de los sistemas HVDC 13
1.8 Factores Económicos 14
1.8.1 Comparación entre un enlace HVDC y un HVAC 15
1.8.2 HVDC CSC en comparación con los HVAC 16
1.8.3 HVDC CSC en comparación con los HVAC y la generación térmica local. 17
1.9 Criterios económicos para la evaluación de proyectos. 18
1.9.1 Valor Presente Neto (VPN) 18
1.9.2 Tasa Interna de Retorno (TIR) 19
1.9.3 Tiempo de Retorno de inversión (PBT) 19
2 CAPITULO II **20**
2.1 Modelos de los enlaces HVDC 20
2.2 Parámetros requeridos por Digsilent Powerfactory 21

2.3 Digsilent Powerfactory 22
3 CAPITULO III 24
4 CAPITULO IV 29
4.1 Caso de estudio 2012, demanda máxima 29
4.2 Escenario de operación 2018, demanda máxima 34
4.3 Escenario de operación 2018, demanda máxima con el enlace DC de 2200 MW 37
4.3.1 Flujo de Carga 38
4.3.2 Estudio de Estabilidad 43
4.3.3 Relación de Corto – Circuito en Guri y Santa Teresa 60
4.4 Escenario de operación 2018, demanda máxima, Enlace de 200 MW Margarita 60
4.4.1 Flujo de carga 61
4.4.2 Estudio de Estabilidad. 65
4.4.3 Relación de Corto-Circuito en Chacopata y Luisa Cáceres. 76
4.5 Análisis de Costos para Guri - Santa Teresa 76
4.5.1 Costo de la Subestación convertidora 76
4.5.2 Costo de la línea 78
4.5.3 Flujo de Caja del enlace HVDC para interconexión Guri – Santa Teresa 80
4.5.4 Costos de las nuevas plantas térmicas 82
4.5.5 Flujo de Caja para la generación térmica en el centro del País 82
4.6 Inversiones para la interconexión Chacopata - Luisa Cáceres 84
4.6.1 Flujo de Caja del enlace HVDC para interconexión Chacopata – Luisa Cáceres 84
4.6.2 Flujo de caja para generación térmica en la isla de Margarita 85
4.7 Cálculo del VPN, TIR y PBT 86
CONCLUSIONES 90
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 96
A. APENDICE A 98
B. APENDICE B 100

C. APENDICE C 105
D. APENDICE D 108
E. APENDICE E 110
F. APENDICE F 111

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Relación de Corto-Circuito 13
Tabla 2.1 Valores nominales del enlace HVDC de 2200 MW. [**1**] 20
Tabla 2.2 Valores nominales del enlace HVDC de 200 MW. [**1**] 20
Tabla 2.3 Datos requeridos para los convertidores y transformadores 21
Tabla 2.4 Datos requeridos para la línea de transmisión y los filtros AC y DC 22
Tabla 4.1 Resumen de demanda – Generación por red eléctrica – Año 2012 30
Tabla 4.2 Líneas de transmisión de 230 kV de interés 32
Tabla 4.3 Capacidad nominal de las líneas de transmisión de 765 kV y 400 kV 33
Tabla 4.4 Resumen de demanda – Generación por red eléctrica – Año 2018 34
Tabla 4.5 Líneas de transmisión de 230 kV 36
Tabla 4.6 Resumen de demanda – Generación por red eléctrica – Año 2018 39
Tabla 4.7 Resumen eléctrico de la Red de EDC 41
Tabla 4.8 Eventos durante la simulación 1 44
Tabla 4.9 Resumen de demanda – Generación– Año 2018 / HVDC 200 MW 63
Tabla 4.10 Eventos durante la simulación 2 66
Tabla 4.11 Cuatro sistemas HVDC representativos para análisis de costos. [**16**] 77
Tabla 4.12 Desglose promedio de los costos de la subestación del enlace HVDC. [**16**] 77
Tabla 4.13 Costo capital y de M&O para la opción HVDC. [**17**] 80
Tabla 4.14 Costo capital y de M&O de la Generación Térmica 82
Tabla A.1 Incrementos de potencia por red para creación de escenario 2018 98
Tabla A.2 Datos de los nuevos proyectos de generación para el año 2018 98
Tabla A.3 Datos de las nuevas líneas de transmisión puesta en servicio 99
Tabla B.1 Valores Nominales del Enlace HVDC de 2200 MW 100
Tabla B.2 Datos del transformador del lado rectificador 100
Tabla B.3 Datos del transformador del lado Inversor 101

Tabla B.4 Parámetros de los puentes Convertidores 101
Tabla B.5 Datos de la línea DC Guri - Santa Teresa 400 kV 101
Tabla B.6 Datos de los filtros capacitivos shunt 102
Tabla B.7 Valores Nominales del Enlace HVDC de 2200 MW 102
Tabla B.8 Datos del transformador del lado rectificador 103
Tabla B.9 Datos del transformador del lado Inversor 103
Tabla B.10 Datos de los filtros capacitivos shunt 103
Tabla B.11 Parámetros de los puentes Convertidores 104
Tabla B.12 Datos de la línea DC Chacopata – Luisa Cáceres 115 kV 104
Tabla E.1 Estimación de costo Capital, O&M de plantas de generación 110
Tabla F.1 Parámetros de datos de los conductores ACAR 111
Tabla F.2 Tablas de cables submarinos con aislamiento XLPE 112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Partes de un Enlace HVDC [**1**] 5
Figura 1.2 Enlace HVDC tradicional con convertidores estáticos conmutados por corriente. [**5**]. 6
Figura 1.3 Enlace HVDC con convertidores auto - conmutados por fuente de Voltaje [**5**] 7
Figura 1.4 Modelo del control HVDC convencional [4] 8
Figura 1.5 Modelo del control HVDC-VSC [**5**] 9
Figura 1.6 Modelo del control HVDC-VSC (Multinivel) [**6**] 10
Figura 1.7 Modo de operación y configuraciones de sistemas HVDC [**5**] 12
Figura 1.8 Estructura de costo de una estación conversora. [**8**] 15
Figura 1.9 Comparación de costos entre un sistema HVDC Y HVAC. [**8**] 16
Figura 3.1 Desconexión de las líneas trifásicas de 400 kV desde Guri hasta Santa Teresa 26
Figura 4.1 Importación de energía entre EDC, CADAFE Centro y EDELCA /año 2012 29
Figura 4.2 Perfiles de tensión del SEN del año 2012 31
Figura 4.3 Flujo de potencia en las líneas de 765kV y 400kV año 2012 33
Figura 4.4 Perfiles de tensión del SEN del año 2018 35
Figura 4.5 Flujo de potencia en las líneas de 765kV y 400kV año 2018 36
Figura 4.6 Polo de un sistema HVDC Bipolar – Tensión positiva 40
Figura 4.7 Importación de energía entre la EDC, CADAFE Centro y EDELCA año 2018. 41
Figura 4.8 Perfiles de tensión del SEN antes de la perturbación 43
Figura 4.9 Ángulos de los rotores de las máquinas de CADAFE Centro. 49
Figura 4.10 Ángulos de los rotores de las máquinas de CADAFE Oriente y Occidente. 50
Figura 4.11 Ángulos de los rotores de las máquinas de Edc y ENELBAR. 51
Figura 4.12 Ángulos de los rotores de las máquinas de Macagua. 52
Figura 4.13 Ángulos de los rotores de las máquinas de Guri. 53
Figura 4.14 Ángulos de los rotores de las máquinas de Caruachi. 54
Figura 4.15 Ángulos de los rotores de las máquinas de SENECA y ENELVEN. 55

Figura 4.16 Ángulos de los rotores de las máquinas de Ipp, Hidros, ENELCO, Sector petrolero Oriente y Occidente. 56
Figura 4.17 Resultados del flujo de carga antes de la perturbación 57
Figura 4.18 Resultados del flujo de carga después de la perturbación 58
Figura 4.19 Perfiles de tensión después de la perturbación 59
Figura 4.20 Red de transmisión de Margarita 62
Figura 4.21 Modelo HVDC Monopolar 200 MW interconexión entre Chacopata – LCA 64
Figura 4.22 Ángulos de los rotores de las máquinas de CADAFE Centro 67
Figura 4.23 Ángulos de los rotores de las máquinas de CADAFE Oriente y Occidente. 68
Figura 4.24 Ángulos de los rotores de las máquinas de Edc y ENELBAR. 69
Figura 4.25 Ángulos de los rotores de las máquinas de Macagua. 70
Figura 4.26 Ángulos de los rotores de las máquinas de Guri. 71
Figura 4.27 Ángulos de los rotores de las máquinas de Caruachi. 72
Figura 4.28 Ángulos de los rotores de las máquinas de SENECA y ENELVEN. 73
Figura 4.29 Ángulos de los rotores de las máquinas de IPPS, Hidros, ENELCO, Sector petrolero Oriente y Occidente 74
Figura 4.30 Resultados del flujo de carga después de la perturbación. 75
Figura 4.31 Comparación de costos entre alternativas HVDC y HVAC. [**5**] 79
Figura 4.32 Flujo de caja para la opción HVDC de 2200 MW 81
Figura 4.33 Flujo de caja de la generación térmica de 2200 MW 83
Figura 4.34 Flujo de caja para la opción HVDC de 200 MW 85
Figura 4.35 Flujo de caja de la generación térmica de 200 MW 86

LISTA DE ABREVIATURAS

ABB	*Asea Brown Boveri*
AC	*Alternate Currente "Corriente Alterna"*
CADAFE	*Compañia Anónima de Administración y Fomento Eléctrico*
CNG	*Centro Nacional de Gestión*
CORPOELEC	*Corporación Eléctrica Nacional*
CRP	*Centro de Refinación Paraguaná*
CSC	Current Source Converter "Convertidor de Conmutación de Corriente"
DC	*Direct Current "Corriente Directa"*
DIgSILENT	Digital Simulator and Electrical Network "Simulador digital y red eléctrica"
EDC	*Electricidad de Caracas*
EDELCA	*Electrificación del Caroní*
ENELBAR	*Energía Eléctrica de Barquisimteto*
ENELCO	*Energía Eléctrica de la Costa Oriental*
ENELVEN	*Energía Eléctrica de Venezuela*
Hz	*Hertz*
IGBT	*Insulated Gate Bipolar Transistor "Transistor Bipolar con compuerta Aislada"*
INELFE	*Interconnecter Electrique France - Espagne "Interconxión Eléctrica Francia-España"*
J.J.S	*Josefa Joaquina Sanches*
JBA	*Juan Bautista Arismendi*
LCA	*Luisa Cáceres Arismendi*
LTC	*Load Tap Changers "Cambiadores de toma de carga"*
MATLAB	Matrix Laboratory "Laboratorio de Matrices"
MPPEE	*Ministerio de poder popular de energía Eléctrica*
MUS$	*Milion United State Dollar \Millones de dolares Estadounidense*

MUS$/Mile	*Precio de línea en Millones de dólares por Milla*
NGCC	*Natural Gas Combine Cycle \Gas Natural Ciclo Combinado*
O&M	*operations and maintenance*
OMZ	*Oscar Machado Zuloaga*
PBT	*Payback time "tiempo de retorno"*
PDSEN	*Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional*
POWERFACTORY	*Fábrica de Potencia*
PWM	*Pulse Width Modulation "Modulación por Ancho de Pulso"*
S.P.OCC	*Sector Petrolero Occidental*
S.P.ORT	*Sector Petrolero Oriental*
SCR	*Short - Circuit Ratio "Relación de corto - circuito"*
SEN	*Sistema Eléctrico Nacional*
SENECA	*Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta*
TIR	*Tasa interna de retorno*
VPN	*Valor Presente Neto*
VSC	*Voltage Source Converter "Convertidor de conmutación de Voltaje"*

LISTA DE SIMBOLOS

%.	*Porcentaje*
$/MWh.	*Costo de la Energía Utilizada*
°C.	*Grados Centígrados*
Hz.	*Hertz*
Io.	*Inversión Inicial*
kA.	*Kilo Amper*
km.	*Kilómetros*
kV.	*Kilo Voltio*
MCM.	*Mil Circular Mil*
MVA.	*Mega Voltio Amper*
Mvar.	*Mega Voltio Amper Reactivo*
n.	*Número de años*
Ncc.	*Nivel de Corto-Circuito*
P.	*Potencia*
pc.	*Por conductor*
pu.	*por unidad*
s.	*Segundo*
Td.	*Tasa de descuento*
Z.	*Impedancia*
Zcc.	*Impedancia de Corto-Circuito*
Zf.	*Impedancia de falla*
α.	*Ángulo de disparo*
α_(20°C).	*Coeficiente de cambio de resistividad por temperatura*
Δt.	*Diferencial de Tiempo*
Ω.	*Ohmio*

INTRODUCCIÓN

Antecedentes

Desde el año 1989 hasta el año 2004 se han realizado estudios de interconexión DC en el SEN en la USB [**1**]. Estos estudios mostraban algunos proyectos de transmisión DC que fueron considerados para despachar la energía que se esperaba de los desarrollos del Alto Caroní. Sin embargo, dichos proyectos fueron suspendidos. Con la entrada de la Central Hidroeléctrica de Tocoma (obra del Gobierno nacional que contempla el desarrollo hidroeléctrico en la cuenca del Bajo Caroní) se dispondrá de 2160 MW adicionales, obra que añadirá al sistema eléctrico una capacidad total de 16136 MW. Toda esa potencia no es posible de transmitirla al centro del país, ya que solo se dispone de las líneas de 800 kV con un límite máximo de potencia de 7450 MW (límite establecido por el CNG "Centro Nacional de Gestión"), por ende se tendrá una potencia excedente que no podrá ser aprovechada al menos que se realicen nuevo proyectos de líneas de trasmisión. Adicionalmente, los problemas en el sector minero han ocasionado retrasos en la construcción de nuevas líneas en el SEN. [**2**]

Justificación

Actualmente el sistema eléctrico Nacional presenta importantes limitaciones para transportar grandes bloques de energía eléctrica desde las cuencas del Caroní hasta los mayores centros de consumo del país [**2**]. Estas restricciones se deben a la poca generación térmica disponible en el centro-costero, lo que conduce a condiciones de riesgo por problemas de estabilidad del sistema. Es por ello que se estudia la factibilidad técnico-económica de un enlace HVDC en el SEN, con la expectativa que pueda implementarse.

.

Objetivos Generales

- Realizar un estudio de factibilidad técnico - económico de un enlace HVDC en el SEN, de manera que sirva como base para estudios posteriores que permitirán el desarrollo y la ejecución de esta tecnología en un futuro cercano, mejorando así las condiciones actuales que presenta la red eléctrica Nacional.

Objetivos Específicos

- Actualizar la base del Sistema eléctrico nacional en Powerfactory del año 2010 al 2012.
- Seleccionar el esquema HVDC adecuado para los dos (2) casos de estudios
- Modelar los enlaces HVDC utilizando como herramienta DIgSILENT Powerfactory.
- Crear un escenario futuro para el año 2018 en el cual será implementado el sistema HVDC con los nuevos proyectos de generación y construcciones de líneas propuestos por CORPOELEC, los cuales se realizaran a mediano plazo.
- Realizar un análisis de flujo de carga.
- Evaluar la estabilidad del sistema ante la desconexión del enlace DC.
- Comparar económicamente los sistemas HVDC con los proyectos de generación térmica.

CAPÍTULO I

SISTEMAS HVDC EN EL MUNDO

1.1 Usos Generales de los enlaces HVDC

En los últimos años el desarrollo de los equipos de corriente continua ha logrado grandes avances en el área de trasmisión de energía eléctrica, como lo son los enlaces de corriente continua o HVDC "*High Voltage Direct Current"* [**3**], los cuales sirven para enviar grandes cantidades de potencia eléctrica entre dos sistemas AC que se encuentran a distancias >600 km, para interconectar dos sistemas AC a distintas frecuencias o ampliar un sector sin problemas de estabilidad y para largos cruces de cables submarinos mayores a 30 km de longitud, debido a las altas capacitancias que en AC se presentarían requiriendo así estaciones de compensación.

1.2 Partes de los sistemas de Transmisión HVDC

Los sistemas HVDC están compuestos por dos estaciones convertidoras AC/DC (Estación Rectificadora) DC/AC (Estación Inversora), unidas mediante una línea área o cable (Subterráneo o Submarino). Dentro de las estaciones se encuentran otros componentes necesarios para el correcto funcionamiento del enlace, como lo son los transformadores asociados a los puentes convertidores quienes dan el nivel adecuado de tensión, los puentes rectificadores e inversores, los sistemas de protección AC y DC, las capacitancias Shunt, los reactores de aislamiento, los bloques de filtrado y por último los sistemas de control, ambos para la red AC y DC, para tener una mejor apreciación de un enlace HVDC ver la figura 1.1.

- Convertidores: Ellos realizan la conversión AC/DC y DC/AC este aparato consiste en un puente de válvulas y de transformadores con cambiadores de tap. Los puentes de válvulas pueden ser conectados para producir una onda de seis pulsos o doce pulso por ciclo dependiendo de la cantidad de convertidores que se colocan en serie. Los transformadores proporcionan una fuente de voltaje trifásica apropiada para los puentes mencionados anteriormente, generalmente con el lado del transformador sin conexión a tierra, de manera de establecer la referencia de tierra de sistema DC en los extremos de los polos (positivo y negativo). [**4**]

- Reactores de suavizado: Son aproximadamente 1H conectados en serie cada polo, para: disminuir los armónicos de voltaje y corriente en la línea DC, prevenir fallas de conmutación en los inversores, prevenir corrientes discontinuas de cargas suaves y limitar el tipo de corriente en el rectificador durante un CC. En la línea DC. [**4**]

- Filtros armónicos: Estos filtros son usados en ambos lados del convertidor de manera de evitar que los armónicos usados por estos sobre caliente los capacitadores y los generadores cercanos, además de evitar la transferencia con los sistemas de telecomunicaciones. [**4**]

- Suministradores de potencia reactiva: Son los que se encargan de suplir la potencia reactiva en los convertidores, durante el estado estacionario el consumo de Mvar puede llegar a un 50 % de la potencia activa transferida, mientras que en condiciones transitorias el consumo puede ser más alto. Para sistemas AC fuertes, estos vienen en forma de shunt de lo contrario pueden ser compensadores sincrónicos o compensadores de reactivos estáticos. [**4**]

- Electrodos: Son los conductores de amplia superficie requeridos para realizar la conexión por tierra, de manera de disminuir las densidades de corriente y los gradientes de voltaje superficiales. [**4**]

- Líneas de DC: Pueden ser cables o líneas aéreas son similares a las líneas AC pero difieren en la cantidad de conductores por línea. [**4**]

- Interruptores del circuito AC: Son dispositivos diseñados para despejar fallas en el transformador y para sacar de servicio las líneas DC (más no para despejar fallas en la línea DC, ya que los convertidores realizan el despeje más rápido). [**4**]

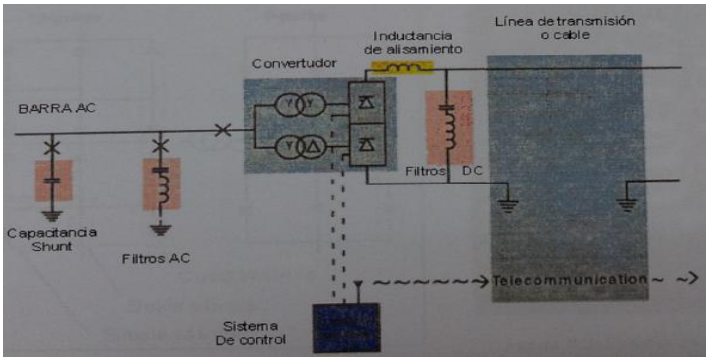


Figura 1.1 Partes de un Enlace HVDC [**1**]

1.3 Tipos de Convertidores

Existen dos tipos de tecnología de convertidores que son utilizados actualmente en los enlaces HVDC a nivel mundial [**5**], unos son los convertidores estáticos conmutados por corriente conocido por sus siglas en inglés como CSC "*Current Source Converter"* y los otros son los convertidores auto - conmutados por fuente de voltaje conocidos como VSC "Voltage Source Converter".

Los enlaces HVDC tradicionales requieren de una fuente de voltaje sincrónica para poder hacer las conmutaciones en los convertidores, los cuales actualmente están compuestos de válvulas de tiristores del cual solo se tiene control del encendido, además requiere una capacidad de corto

circuito al menos 2 veces mayor a la potencia nominal del enlace para tener un control adecuado del mismo, y posee una cantidad de reactivos considerables que demandan los convertidores que puede llegar hasta el 60% de la potencia activa transmitida. [**5**]

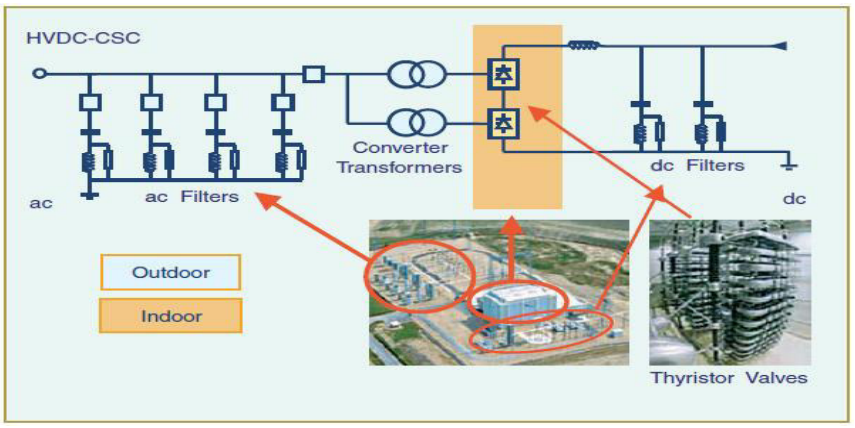


Figura 1.2 Enlace HVDC tradicional con convertidores estáticos conmutados por corriente. [**5**]

Por otro lado tenemos los HVDC los cuales usan VSC con modulación de ancho de pulso PWM "*pulse – width modulation*", estos convertidores utilizan un transistor bipolar con compuerta aislada IGBT "Insulated-*gate bipolar transistor".* Estos pueden controlar rápidamente la potencia activa y reactiva independientemente una de otra. También la potencia reactiva puede controlarse en cada terminal de manera independiente del nivel del voltaje. Este tipo de control otorga tanta flexibilidad que permite colocar el enlace en cualquier red AC ya que no existe una restricción de capacidad de corto-circuito. Y lo más grandioso de todo de este tipo de enlace es que los convertidores no demandan la potencia reactiva que requieren los enlaces HVDC tradicionales, además de tener de la capacidad de transmitir potencia reactiva con el objeto de regular las tensiones de la red al igual que un generador. [**5**]

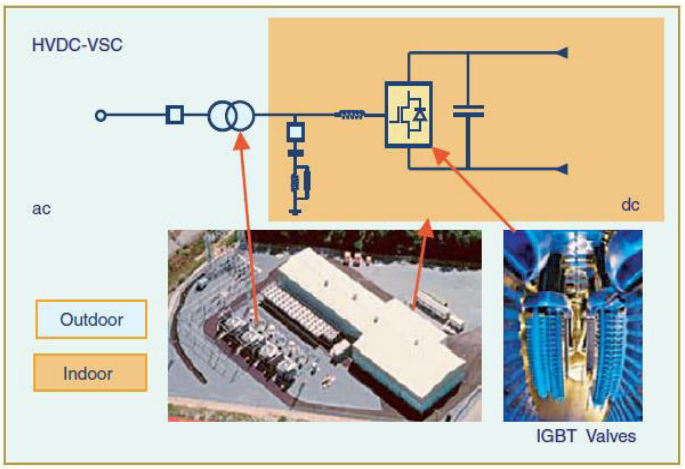


Figura 1.3 Enlace HVDC con convertidores auto - conmutados por fuente de Voltaje [**5**]

1.4 Modos de control de los Convertidores

En los enlace HVDC tradicionales, un terminal establece el nivel de voltaje (generalmente en la estación inversora) y el otra regula la corriente DC, ambos mediante el control del ángulo de disparo de los tiristores (α) y los cambiadores de tomas de carga LTC *"Load tap changers"*. La conmutación de las válvulas es por medio de la tensión de la red, esta conmutación se complica cuando existen grandes inductancias en los lados AC de los convertidores, por ello los sistemas AC deben tener una gran capacidad de corto circuito, con el objeto de realizar un adecuado control del sistema garantizando así la conmutación de dichas válvulas.

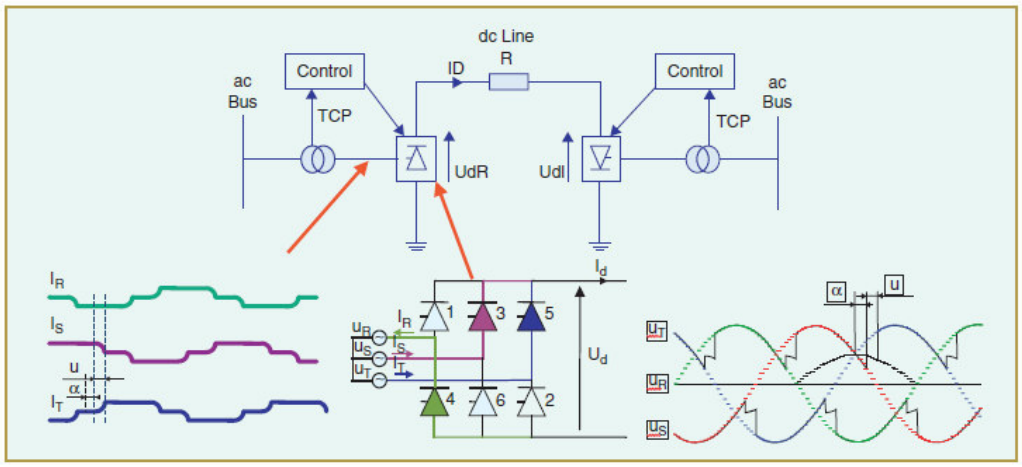


Figura 1.4 Modelo del control HVDC convencional [4]

En cambio los enlaces HVDC-VSC controlan la potencia activa que transmiten cambiando el ángulo de fase entre el voltaje de la red AC y el voltaje de la señal de referencia (también conocida como barra de voltaje filtro), mientras que la potencia reactiva se logra cambiando la magnitud de voltaje que existe entre la componente fundamental del voltaje AC del convertidor y la magnitud de la señal de referencia. Siendo capaz de controlar independientemente la magnitud del voltaje y la fase relativa al voltaje del sistema, se permite realizar separados lazos de control de potencia activa y reactiva para sistemas HVDC. El lazo de control de potencia activa se puede fijar para controlar la potencia activa o la tensión DC. El lazo de control de potencia reactiva se puede fijar para controlar la potencia reactiva o la tensión AC. Ambos métodos puede ser colocado independientemente al final del enlace. [**5**]

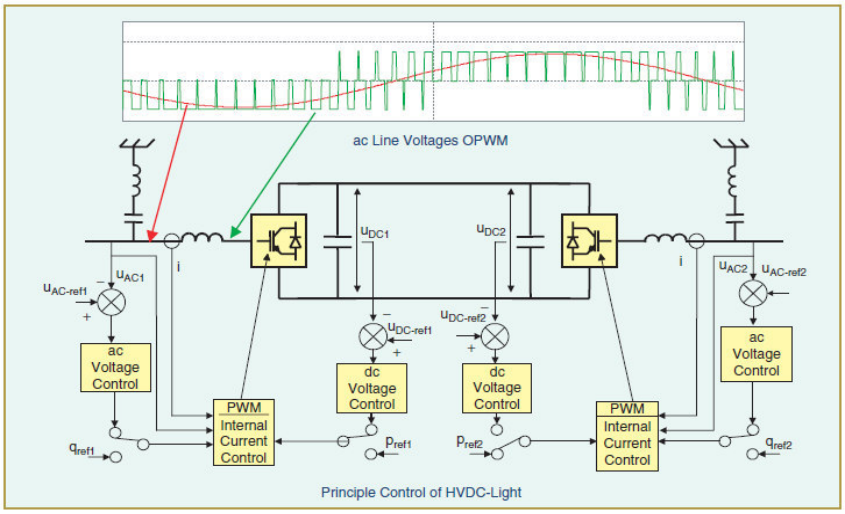


Figura 1.5 Modelo del control HVDC-VSC [**5**]

Dentro de esta misma categoría entran los convertidores con modulación multinivel los cuales por tener mayores pasos en el voltaje AC generado reducen el contenido de armónico, y además la frecuencia de conmutación es reducida lo que se traduce en menos pérdidas en el convertidor. [**6**]

Además cabe destacar que este tipo de tecnología proporciona una onda prácticamente sinusoidal en el lado AC, por lo tanto existen menos requerimientos en filtros harmónicos y altas frecuencias. Por ende provee un alto grado de flexibilidad en el diseño de la estación convertidora, reduciendo el tiempo, tamaño y el espacio de la construcción. [**6**]

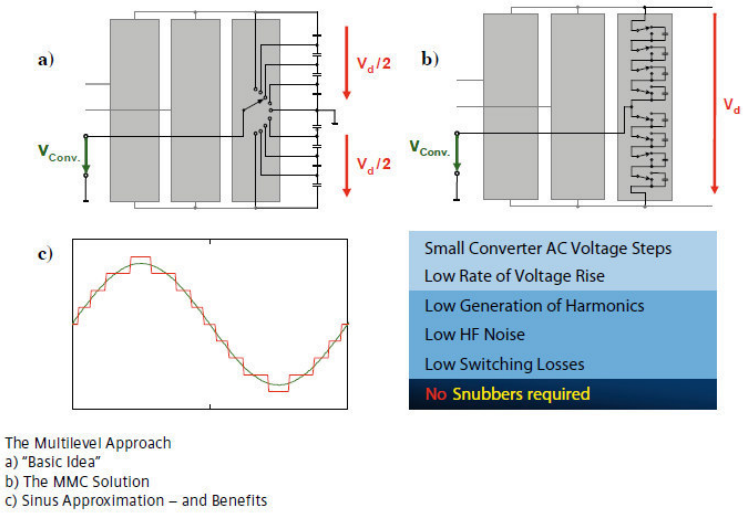


Figura 1.6 Modelo del control HVDC-VSC (Multinivel) [**6**]

1.5 Configuración del sistema y modos de operación

Pueden ser clasificados por los siguientes enlaces:

- Enlaces monopolares: Estos enlaces utilizan una sola línea para transmitir la potencia y el retorno es proporcionado por tierra, en caso que la resistividad del suelo sea muy alta se puede utilizar un retorno por medio de un alambre metálico el cual está a bajo voltaje. [**4**]

- Enlaces bipolares: Está formado por dos líneas para transmitir la potencia una positiva y otra negativa, cada terminal tiene dos convertidores de igual valor de voltaje conectadas en serie en el lado DC, las uniones de dichos convertidores son puestos a tierra, las corrientes son iguales en ambas líneas, si uno de estos polos es aislado debido a una falla sobre su conductor el polo activo puede operar con retorno por tierra llevando la mitad de la potencia que podía transmitir, y un poco más dependiendo de la capacidad de sobrecarga del conductor. Luego de la salida del

polo por el convertidor, la corriente puede ser conmutada del retorno de tierra a un retorno por el polo que fue aislado. [**4**]

- Enlaces homopolares: Este enlace posee dos o más líneas DC con la misma polaridad, generalmente negativa ya que causa menos radio de interferencia por el efecto corona, el retorno es por tierra. Cuando ocurre una falla en el conductor el convertidor sigue disponible para alimentar el resto de los conductores. [**4**]

- Los sistemas HVDC Back-to-Back: Son aquellos en donde el rectificador y en el inversor se encuentran en la misma estación, generalmente es usado para interconectar dos sistemas asincrónicos sin una línea de por medio. Los sistemas punto-punto (dos terminales) generalmente se hacen con enlaces bipolares de manera de garantizar independencia los polos y evitar salidas bipolares. [**7**]

- Los sistemas HVDC multiterminales: Son formados cuando el sistema DC se necesita conectar a más de dos nodos de la red AC. [**4**]

Nota: Las configuraciones que utilizan retorno por tierra pueden nos ser factibles, ya que la corriente por tierra puede tener efectos colaterales en tuberías de gas o aceite que se encuentran cercanas a pocas millas de los electrodos. Cada configuración posee un grupo de convertidores donde cada uno tiene un banco de transformadores y válvulas, estos convertidores son conectados en paralelo en el lado AC y en serie en el lado DC de manera de otorgar el nivel deseado de voltaje. [**4**]

En la figura 1.7 se presentan las distintas configuraciones discutidas:

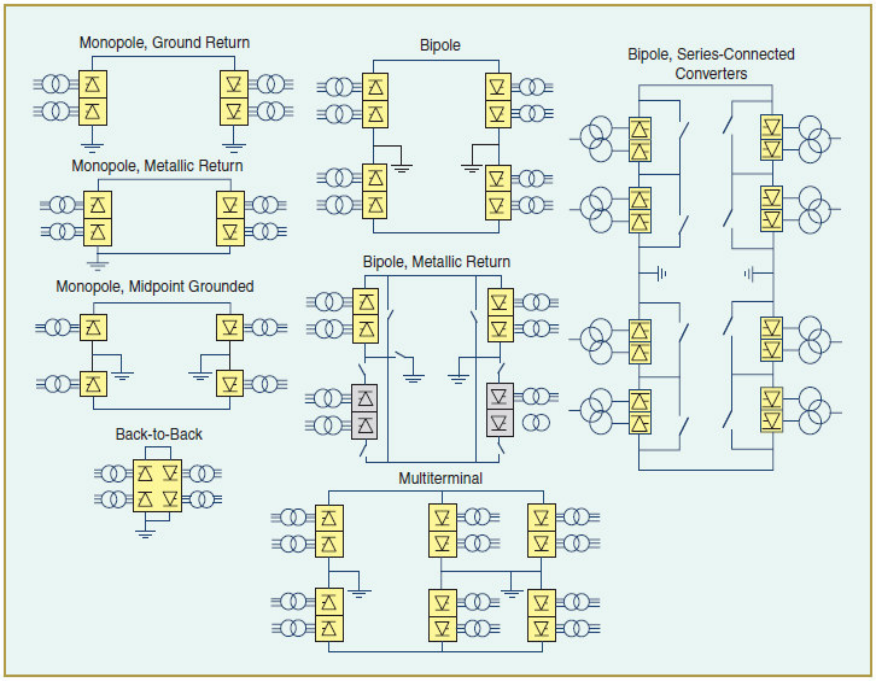


Figura 1.7 Modo de operación y configuraciones de sistemas HVDC [**5**]

1.6 Relación de corto – circuito SCR "Short – Circuit Ratio"

La naturaleza de la interacción de los sistemas AC/DC y los problemas asociados son muy dependientes de la fuerza (capacidad de corto-circuito) del sistema AC en relación a la capacidad de transmisión del enlace DC. Los sistemas AC pueden ser considerados como "débiles" por dos aspectos: (a) La impedancia AC del sistema es alta, (b) La inercia mecánica del sistema AC es baja. Para dicha fuerza utilizaremos el concepto de SCR mejor conocido en español como la relación o razón de corto-circuito, y se clasifica como buena o mala según como indica la tabla 1.1: [**4**]

Tabla 1.1 Relación de Corto-Circuito

SCR	
SCR > 5	Alto
3 ≤ SCR ≤ 5	Moderado
SCR <3	Bajo

Asimismo, la tasa de corto-circuito se destaca como una variable adimensional, es decir, no tiene unidades y se usa principalmente para saber si el control del enlace HVDC es realizable. El SCR se calcula tal como se indica a continuación:

$$SCR = \frac{Costo - circuito\ en\ MVA\ del\ sistem\ AC}{Capacidad\ nominal\ del\ convertidor\ en\ MW}$$

1.7 Ventajas y desventajas de los sistemas HVDC

Ventajas:

- Permite un control de potencia bi-direccional en el la línea DC.
- Proporciona independencia entre los dos sistemas eléctricos AC.
- Otorga gran capacidad de transferencia de potencia con pocas pérdidas y menos líneas que en una línea AC.
- No se necesitan subestaciones intermedias en las líneas DC.
- Se puede interconectar redes asíncronas.
- Mejora la estabilidad del sistema.
- No tiene limitaciones de estabilidad por distancia de la línea (inexistencia del ángulo δ en la transferencia de potencia por la línea).
- Produce un menor impacto ambiental (torres más pequeñas)

- La Inversión es más baja para transmisiones a largas distancias en comparación con la transmisión en AC.
- Mejora la transmisión de potencia en circuitos AC paralelos a la línea DC.
- Permite más de 3 veces la potencia en el mismo derecho de vía.

Ventajas particulares del HVDC-VSC:

- Control independiente de potencia activa y reactiva
- Mejor operación en red existente, arranque en negro y puede operar en redes muertas.
- Posibilidad de conexión de cargas pasivas
- Proceso de permisos simplificado por uso de cables
- Tiempo de proyectos más cortos

Desventajas:

- Altos costos de las subestaciones
- Complejidad en el sistema de control
- Baja capacidad de sobrecarga
- Gran producción de armónicos

1.8 Factores Económicos

El costo de los sistemas de transmisión HVDC depende de muchos factores, tales como la capacidad de transmisión de potencia, el tipo del medio de transmisión (si es por líneas aéreas, subterráneas o submarinas), las condiciones ambientales, largo de la líneas de transmisión, costo de instalación (Montaje, conductores torres, transformadores, convertidores etc.), costo por

pérdidas, por derecho de paso, por nivel de tensión y por otros requerimientos de regulación y seguridad. La típica estructura de costo para las estaciones convertidoras es la siguiente: [**8**]

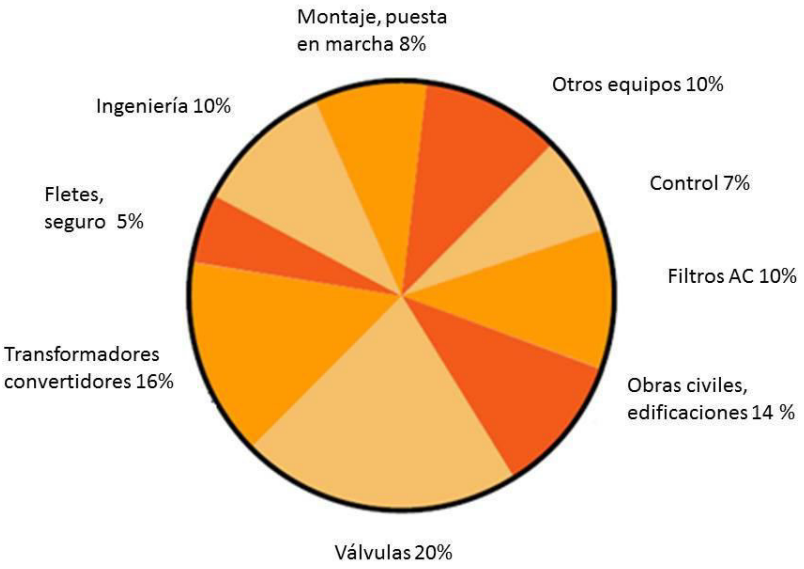


Figura 1.8 Estructura de costo de una estación conversora. [**8**]

1.8.1 Comparación entre un enlace HVDC y un HVAC

La diferencia de costo entre un sistema de transmisión AC y DC radica principalmente en el largo de la línea, cabe acotar que existe un punto crítico en donde el precio entre ambos sistemas es el mismo. Debajo de este punto crítico el costo del sistema HVDC es mayor, debido a los altos costo de la estación convertidora, pero más allá del punto crítico, es decir, a largas distancia >600 km, el costo neto del enlace HVAC supera al de HVDC, esto es así debido a la cantidad y a lo costoso de los equipos de compensación reactiva que se necesitaran y además de las por las pérdidas de potencia reactiva por las corriente de carga. Otros aspectos deben considerarse: a) El medio de transmisión, si este fuese un cable submarino convendría utilizar un sistema HVDC si

la longitud del cable fuese mayor a 30 km, b) Los permisos c) Costo de la mano de obra local. En la siguiente figura se reflejará una comparación de costos entre el HVDC Y HVAC: [**8**]

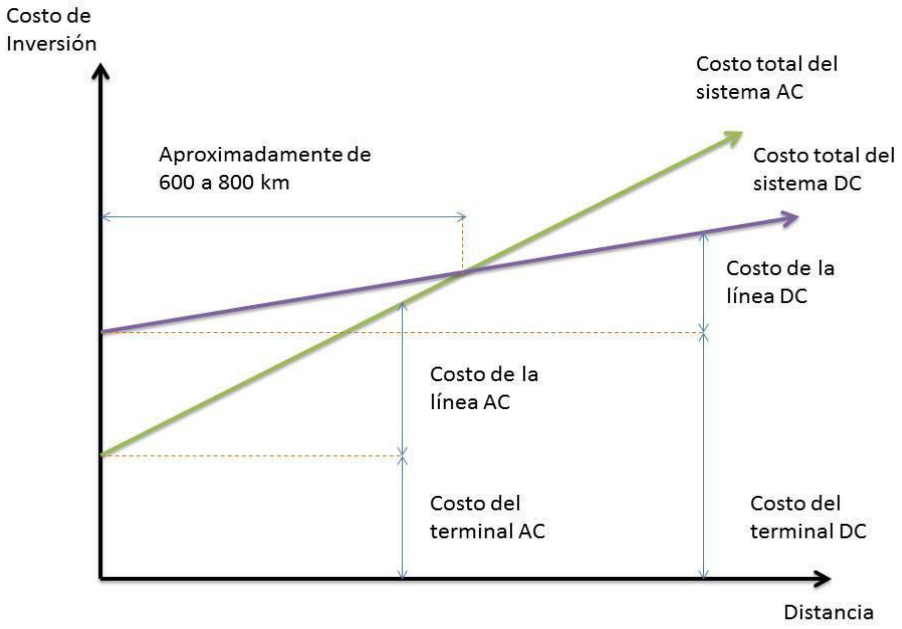


Figura 1.9 Comparación de costos entre un sistema HVDC Y HVAC. [**8**]

Dicho todo esto habría que realizar una comparación ente los sistemas HVDC y los HVAC, primero uno entre los sistemas HVDC basado en tiristores y los sistemas HVAC, y la otra entre los sistemas HVDC basado en VSC; HVAC y fuentes de generación local. Es importante señalar que en la primera opción no se hace una comparación con los sistemas de generación puestos que los HVDC LCC no tiene la opción de mandar reactivos y por las restricciones a la que esta viene anudado.

1.8.2 HVDC CSC en comparación con los HVAC

Los sistemas HVDC basado en tiristores requieren de una mayor inversión que las subestaciones AC por las estaciones convertidoras, sin embargo el costo por el medio de

transmisión (ya sea por líneas aéreas o cables), por la adquisición de tierra, por el derecho de paso son más bajos. Además los costos por mantenimiento y operación son menos en los sistemas HVDC. Otro aspecto importante tratar es el costo por pérdida Joule, los cuales en los sistemas HVDC no varía radicalmente con la distancia. [**8**]

1.8.3 HVDC CSC en comparación con los HVAC y la generación térmica local.

Antiguamente los sistemas HVDC basado en válvulas de IGBT era diseñados para aplicaciones de pequeña potencia, pero en la actualidad eso ha cambiado, ahora estos sistemas son construidos para capacidades de transmisión de hasta 1000 MW por polo, como lo es el caso del proyecto de España-Francia llamado INELFE conocido por sus siglas en inglés como "Interconnector Electrique France-Espagne**"**, el cual posee una capacidad de transmisión 1000 MW por polo. Los convertidores usan modulación multinivel y los cables subterráneos operan a 320 kV DC con una distancia de hasta 65km, dichas distancias en la actualidad han variado enormemente, por ejemplo, para líneas aéreas se tiene sistemas de hasta 950 km (caprivilink interconnector project) mientras que para cables se tiene hasta 450 km (Nordbalt Project).

Hacer una comparación entre una interconexión sea AC/DC con una planta de generación térmica es engorroso, puesto que estos sistemas son muy distintos, los primeros destinados a transportar energía y el otro a generar electricidad. La selección de un sistema de interconexión viene atada principalmente a la necesidad de aumentar el transporte de energía mientras que la selección de las plantas de generación corresponde con la escasez de generación eléctrica en la zona, sin embargo, existen otros criterios que nos hacen determinar cuál es sistema es el más conveniente para el caso de estudio que estemos realizando, entre ellos se destacan, la estabilidad del sistema por tensión y la estabilidad del sistema por ángulo.

1.9 Criterios económicos para la evaluación de proyectos.

1.9.1 Valor Presente Neto (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El Valor Presente Neto permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero, maximizar la inversión. El valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el valor de la firma tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que la firma reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor. La ecuación que se utiliza para determinar el valor estimado es: [**9**]

$$VPN = \sum_{i=1}^{n} \frac{Ahorro}{(1+Td)^i} - I_O$$

Dónde:

- **Td** (tasa de descuento): es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. La tasa de descuento refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente por lo que también se le conoce como costo o tasa de oportunidad. Su operación consiste en aplicar en forma contraria el concepto de tasa compuesta. Es decir, si a futuro la tasa de interés compuesto capitaliza el monto de intereses de una inversión presente, la tasa de descuento revierte dicha operación. En otras palabras, esta tasa se encarga de descontar el monto capitalizado de intereses del total de ingresos percibidos en el futuro. [**9**]

- **N** (Período): representa el tiempo final en el que se desea estimar las ganancias.

- **Io** (Inversión): capital inicial que se desembolsa para la realización de un proyecto.

- **Ahorro:** Ingreso que se tiene a partir de un bien.

1.9.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor presente neto es igual a cero: [**10**]

$$0 = \sum_{i=1}^{n} \frac{Ahorro}{(1+TIR)^i} - I_O$$

1.9.3 Tiempo de Retorno de inversión (PBT)

Es el tiempo con se espera recuperar la inversión para una tasa de descuento establecida, esta estimación se realiza igualando el VPN=0 y sustituyendo la variable n por la variable PBT

$$0 = \sum_{i=1}^{PBT} \frac{Ahorro}{(1+Td)^i} - I_O$$

CAPITULO II

MODELOS HVDC Y POWERFACTORY

2.1 Modelos de los enlaces HVDC

Para poder construir el enlace HVDC en el programa de Powerfactory fue necesario primero buscar los datos para la construcción del modelo, eso implicó los parámetros de los transformadores, del rectificador e inversor los filtros AC y DC y línea. Como este estudio se basa en dos tramos distintos, se tiene dos modelos de enlace diferentes, los cuales son:

Tabla 2.1 Valores nominales del enlace HVDC de 2200 MW. [**1**]

Datos	Valores y Lugares
Numero de polos	2
Potencia nominal [MW]	2200
Tensión del enlace [kV]	500
Corriente nominal [kA]	2.2
Longitud del enlace DC [km]	560
Convertidores por estación	2
Voltaje DC por convertidor	250
Localización de las estaciones convertidoras y voltaje de la red AC	Casa de Máquinas 1 -Guri A- 400 kV Subestación Santa-Teresa - 400 kV

Tabla 2.2 Valores nominales del enlace HVDC de 200 MW. [**1**]

Datos	Valores y Lugares
Numero de polos	1
Potencia nominal [MW]	200
Tensión del enlace [kV]	150
Corriente nominal [kA]	1.3333
Longitud del enlace DC [km]	30
Convertidores por estación	2
Voltaje DC por convertidor	75
Localización de las estaciones convertidoras y voltaje de la red AC	Subestación Chacopata- 115 kV Subestación Luisa Cáceres - 115 kV

2.2 Parámetros requeridos por Digsilent Powerfactory

A continuación se presentas el listado de los valores necesarios para modelar el enlace HVDC dentro Digsilent POWERFACTORY. La deducción del cálculo de dichos valores fue tomada de un informe de pasantía del 2004, cuya técnica fue aplicada por ABB Power Systems. [**1**]

Tabla 2.3 Datos requeridos para los convertidores y transformadores

Tensión nominal DC [kV]	Potencia Nominal HV [MW]
Potencia nominal [MW]	Potencia Nominal MV [MW]
Corriente nominal [kA]	Potencia Nominal LV [MW]
Ángulo de disparo nominal [°C]	Conexión
Ángulo mínimo de disparo [°C]	Tensión de cc en Sec (+) HV %
Ángulo máximo de disparo [°C]	Tensión de cc en Sec (+) MV %
Ángulo mínimo de extensión [°C]	Tensión de cc en Sec (+) LV %
Reactancia de Conmutación [Ω]	Tensión de cc en Sec (0) HV %
Tipo de control para F.C	Tensión de cc en Sec (0) MV %
Máx. V DC por convertidor	Tensión de cc en Sec (0) LV %
Mín. V DC por convertidor	Tensión adicional por TAB Rec
Máx. Posición	Mín. Posición

Tabla 2.4 Datos requeridos para la línea de transmisión y los filtros AC y DC

Potencia nominal [MW]	Tipo de Conexión
Tensión del enlace [kV]	Potencia Reactiva nominal [MW]
Corriente nominal [kA]	Tensión del enlace [kV]
Longitud del enlace DC [km]	Tipo de Shunt
Tipo de conductor	Frecuencia de resonancia [Hz]
Número de conductores / pp	Factor de Calidad (a fr)
Resistencia DC [Ω /km]	Tipo de Conexión
Filtro:	
Potencia Reactiva nominal [MW]	Linea:
Tensión del enlace [kV]	Potencia nominal [MVA]
Tipo de Shunt	Tensión del enlace [kV]
Frecuencia de resonancia [Hz]	Inductancia [mH]
Factor de Calidad (a fr)	Resistencia [Ω]

Para la corrida de flujo de carga, el rectificador se puso con tipo de control de potencia constante y el inversor se colocó con un control de tensión DC constante. La posición del Tap de los transformadores se dejó que se ajustara de manera automática por Powerfactory, respetando los límites máximos indicados en el modelo.

Para la construcción del enlace HVDC de 2200 MW simplemente se acopló otro enlace monopolar con los mismos parámetros, con la diferencia que este opera a tensión negativa (- 500 kV), para ello se tuvo que cambiar el modo de operación de los convertidores (inversor por rectificador y viceversa) así como sus ángulos de disparos, para finalmente lograr la transmisión de potencia en la dirección deseada.

2.3 Digsilent Powerfactory

Powerfactory es una herramienta para el análisis de sistemas eléctricos, caracterizado por algoritmos confiables y flexibles de modelado. Entre sus principales características es que ha sido desarrollado con programación orientada a objetos, empleando como lenguaje de programación C++, y además es una herramienta compatible con MATLAB. Esta herramienta es utilizada para estudios como flujo de carga, cortocircuito, estabilidad, arranque de motores, estudios de armónicos, flujo de carga óptimo, análisis modal, entre otros más. [**11**]

Los estudios de flujo de carga permite métodos de cálculos balanceados, desbalanceados y DC (esta última es utilizada como punto de partida para simulaciones AC), otorga flexibilidad en el control de la potencia activa y reactiva (según despacho, control primario o secundario, inercia etc.,), control de iteraciones para mayor precisión, control de carga y otras funciones para un estudio adecuado del sistema.

Los análisis de corto-circuito pueden realizarse en un solo lugar o varias zonas a la vez permitiendo efectuar diferentes perturbaciones. Los análisis de estabilidad permiten estudiar el comportamiento de los sistemas de generación de potencia eléctrica, y su interacción con la red de transporte y distribución, para cada escenario de producción y demanda eléctrica ante la los distintos fenómenos físicos (perturbaciones, fallas) que puede presentar el SEN.

CAPITULO III

METODOLOGÍA

En este capítulo se presentan los pasos realizados para la elaboración de este proyecto, el cual consistió en la simulación del enlace HVDC Tradicional y su inserción dentro del sistema eléctrico nacional, para evaluar: (a) En régimen permanente las condiciones operativas del SEN y del enlace HVDC, (b) En régimen transitorio la estabilidad del sistema (considerando como única perturbación la salida del enlace HVDC), con el fin de observar si la salida de la línea DC es una perturbación peligrosa para el SEN.

En primer lugar se actualizó la topología de la red del Sistema Eléctrico Nacional en la herramienta de programación Powerfactory, objetivo logrado en base a: (a) Los anuncios publicados por CORPOELEC, MPPEE [**12**], (b) Unifilar del SEN del año 2011. Algunas obras estaban en la base de datos del archivo de Powerfactory, pero fuera de servicio; por lo que se procedió a activar aquellos desarrollos que están culminados y puestos en marcha.

Luego se realizó un análisis del estado actual del sistema, verificando: Tensiones en todas las barras del sistema, la importación neta de potencia activa y reactiva entre la EDC y el resto del SEN y por último las cargas en las líneas cercanas a la subestación de Santa teresa de 230 kV.

En el siguiente paso se creó un escenario futuro para la operación del enlace HVDC, ya que su construcción requiere de varios años de trabajo, por lo que se supone que el 2018 es la fecha horizonte en el que será terminada. Como se dispone de la demanda máxima del año 2012, esta se reajusto según la tasa de crecimiento inter-anual del año 2004 (dato adquirido de un estudio de balance oferta-demanda de energía eléctrica publicado por PDSEN "Plan De Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional") [**13**] .Dichos estudios indican que la tasa de

crecimiento interanual fue de 3.75, por lo que se aplicó a la Demanda Base 2012 un escalón de $1.0375^6 = 1.2472$ en todas las redes existentes en el archivo del Sistema Eléctrico Nacional, lo que representa un incremento total en la demanda del 24,72 % [**13**]. El procedimiento para realizar el incremento de carga fue ejecutando el escalón por red, y consecutivamente se hizo un despacho de generación en la misma red con los nuevos proyectos propuestos por el MPPEE "Ministerio de Poder Popular de Energía Eléctrica", y aumentado la generación en algunas zonas del sistema actual, garantizando así el balance de potencia. Los ajustes realizados para lograr este paso se encuentran detallados en la tabla A.1 y los proyectos de generación en la tabla A.2 del apéndice A. Estos proyectos de generación se tienen como propuestas y al parecer se pondrán en marcha en los próximos años. Es importante señalar que el incremento en la demanda de la red de ENELBAR no se pudo realizar, esto se debe que no existe un plan de expansión de generación en la red y a la insuficiencia de reactivos del sistema, por lo que este incremento no fue considerando en el análisis.

Se activaron todas las líneas fuera de servicio de la red EDELCA, líneas que están en desarrollo según la memoria y cuenta y otros artículos publicados por el MPPEE (ver tabla A.3 del apéndice A). También, se realizó un análisis con este nuevo escenario y topología de red, verificando: tensiones en todas las barras del sistema, la importación neta de potencia activa y reactiva entre la EDC y el resto del SEN y por último las cargas en las líneas cercanas a la subestación de Santa Teresa de 230 kV

Se procedió buscar el punto de llegada del enlace DC que vendría desde Guri, subestación que se escogió como punto de partida por ser la mayor fuente de generación hidroeléctrica en el país, considerado como un sistema robusto capaz de soportar grandes oscilaciones de potencia. Para la selección del punto de llegada se tomaron en cuenta dos criterios, el primero fue el de aprovechar los caminos AC existentes de 400 kV que provenían desde gurí, ya que los costos por derecho de paso son muy elevados y los permisos para ello son difíciles de obtener, y el segundo

fue tomar el tramo más directo y cercano al centro occidente del país, teniendo finalmente como punto receptor de la línea DC la zona de Santa Teresa. La interconexión entre Guri – Santa Teresa se logró desconectando 3 líneas trifásicas las cuales interconectan Guri-El Tigre , El Tigre-San Gerónimo y San Gerónimo-Santa Teresa, tal como se observa en las líneas grises de la figura 3.1; de esta manera se aprovecharían las estructuras de las torres para colocar los nuevos conductores pertenecientes al enlace HVDC.

Una vez hecho el paso anterior, se realizó la desconexión de algunos de los grandes proyectos de generación, para poder incluir el enlace dentro del SEN en el año 2018; la desconexión se realizó hasta obtener un desacople neto de 2200 MW para el primer caso de estudio, y otro de 200 MW para el otro caso, adecuando así el sistema para la acople de enlace HVDC.

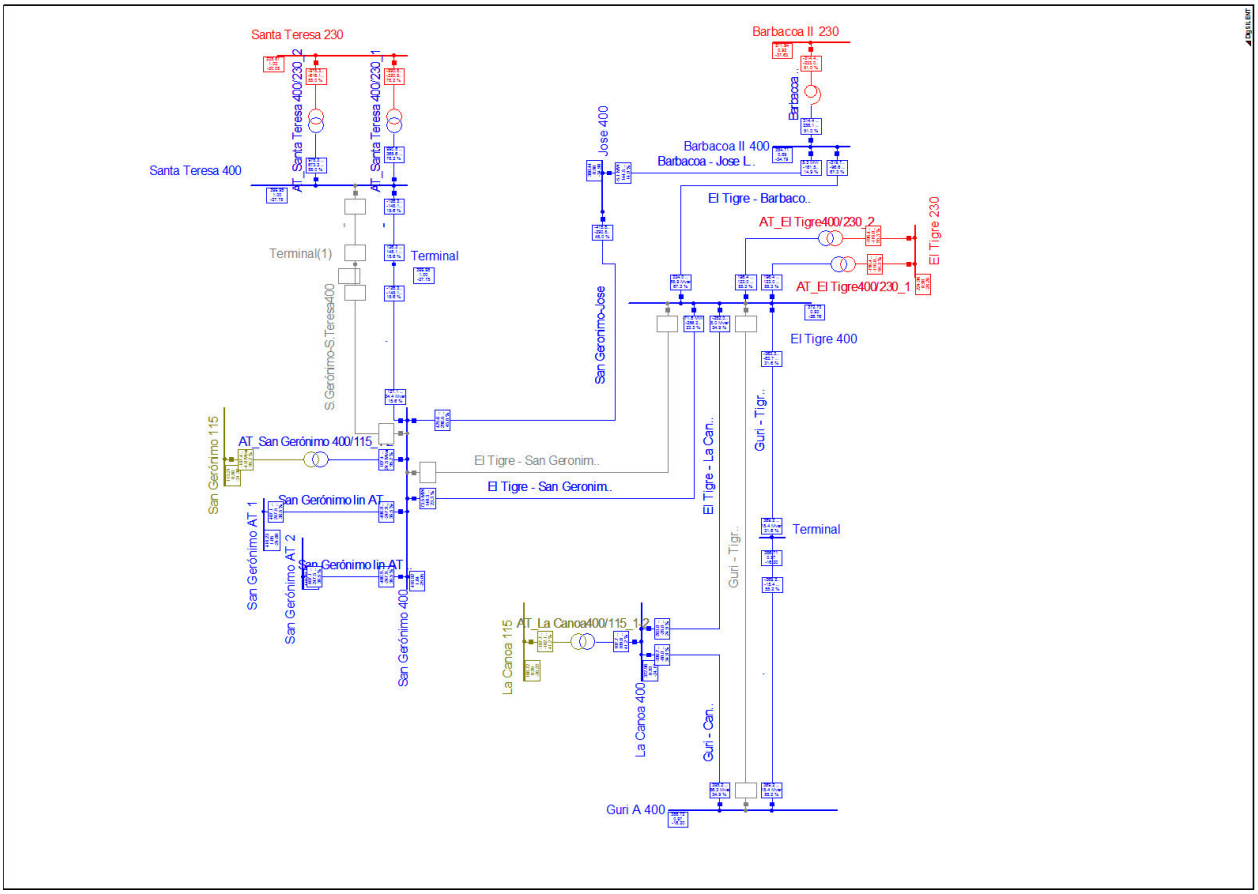


Figura 3.1 Desconexión de las líneas trifásicas de 400 kV desde Guri hasta Santa Teresa

Se realizó un segundo caso de estudio que consistió en la interconexión Chacopata a Margarita, escogiendo como llegada del enlace la subestación Luisa Cáceres, por ser la fuente de mayor generación de la isla capaz de dar parte de los reactivos que necesita la estación inversora del sistema HVDC. Es importante señalar que en este caso, solo fue necesario la desconexión del cable submarino el cual fue sustituido por el nuevo cable extruido HVDC, para así transmitir mayor cantidad de potencia a la Isla de Margarita.

Se elaboraron los modelos de enlaces HVDC en Powerfactory para los dos casos de estudios: uno de 2200 MW para la interconexión entre Guri – Santa Teresa y otro de 200 MW para la interconexión entre Chacopata – Luisa Cáceres, de manera de evaluar el impacto que tiene este tipo de tecnología sobre el sistema. Cabe acotar que la selección del nivel de tensión y del tipo del enlace HVDC, responde a criterios de estabilidad, confiabilidad y minimización de costos, en base a la experiencia internacional [**1**]. Los parámetros del modelo del enlace HVDC necesarios en la herramienta de trabajo Powerfactory para el caso de estudio Guri-Santa Teresa, se obtuvieron de estudios realizados en un informe de una tesis del año 2004 [**1**], mientras que los de Chacopata Margarita fueron deducidos del informe de Areva [**14**]. Todos los datos se especifican en el apéndice B.

Se realizó la selección del conductor para la línea de transmisión del enlace HVDC, los cálculos para la escogencia del calibre se encuentran explícitos en el apéndice C.
Una vez obtenido la dimensión del calibre se procedió a calcular la resistencia de la línea, procedimiento descrito en el siguiente apéndice D.

Se obtuvieron los resultados del flujo de carga convencional con la herramienta Powerfactory, utilizando como método numérico Newton Raphson con un máximo de 25 iteraciones (ecuaciones de potencia clásico), considerando además: los límites de potencia activa y reactiva

de las máquinas, la relación de transformación de los transformadores, el máximo error para los nodos de 1 kVA y para las ecuaciones del modelo de 0.1 %, con adaptación del modelo automático para convergencia y modelando las cargas con potencia constante. Seguidamente se realizó análisis de estabilidad considerando como única perturbación la desconexión del enlace, con el objeto de observar el comportamiento dinámico del sistema y verificar si el sistema eléctrico es capaz de soportar ese gran desbalance de potencia sin perder sincronismo en las máquinas de generación.

Es importante señalar que en vista de la poca reserva rodante y la gran cantidad de energía que el sistema está perdiendo, fue necesario realizar botes de carga de manera aleatoria, partiendo de las cargas más pequeñas a las más grandes hasta el punto que se lograra la mejor estabilidad con el menor bote de carga, tanto en régimen permanente como en régimen transitorio.

Se examinó en qué estado quedó el sistema después de la perturbación, verificando los niveles de tensión en las barras y los flujos de potencia en las líneas de interés.

Finalmente se calculó el costo capital tanto de la opción HVDC como de la generación térmica, procedimiento que se describió en el apartado de resultados y simulaciones. Como último pasó, se realizó una comparación económica entre ambas opciones, por medio de un análisis de flujo de caja, lo que representa la acumulación neta de activos líquidos en un período determinado (en nuestro caso 20 años), el cual contiene los costos capitales para ambas opciones y los costos de energía por mantenimiento y operación. Adicionalmente se calculó el VPN “valor presente neto”, el TIR “Tasa interna de retorno” y el PBT “Payback time” (tiempo de retorno) en cada opción con la finalidad de observar cual es más rentable entre las dos alternativas.

CAPITULO IV

SIMULACIONES Y RESULTADOS

4.1 Caso de estudio 2012, demanda máxima

Actualmente la Electricidad de Caracas (EDC) posee un déficit de reactivos considerables, los cuales lo tiene que importar de redes vecinas para poder suplir la demanda, dicha demanda se encuentra alrededor de los 606 Mvar donde 191.96 Mvar provienen de CADAFE Centro, mientras que el resto 414.49 Mvar provienen de EDELCA. Por otro lado se tiene una exportación de potencia activa la cual está alrededor de los 290.2 MW, los mismos los suministra EDC. En vista de los grandes flujos netos de interconexión de redes, se tiene que verificar si la implementación de un sistema HVDC es factible desde la subestación Guri hasta la subestación Santa Teresa con un enlace Bipolar, en otras palabras, ver cómo afecta este enlace a la problemática de reactivos. A continuación se ilustra el flujo de intercambio de las 3 redes CADAFE, EDC y EDELCA:

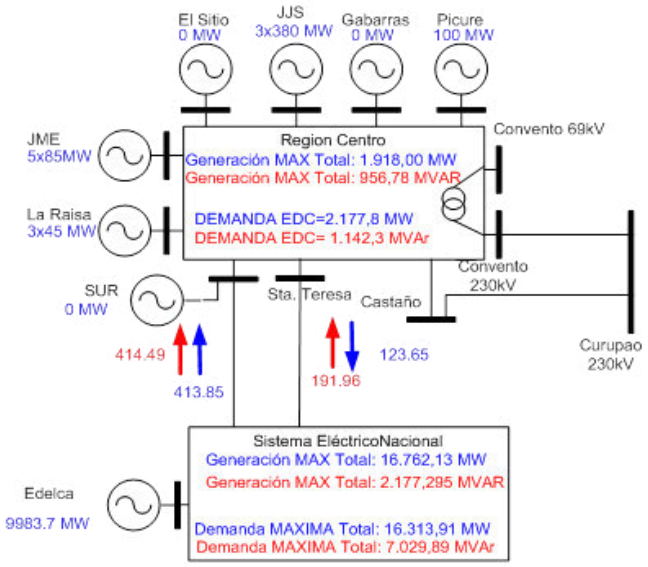


Figura 4.1 Importación de energía entre EDC, CADAFE Centro y EDELCA /año 2012

Las líneas de transmisión evaluadas durante el análisis del flujo de carga son: las líneas que salen de la red de interconexión (OMZ-Papelón, OMZ-Junquito, S. Teresa-Convento, S. Teresa-Papelón), las de 400 kV paralelas al enlace DC (Guri - El Tigre, El Tigre -S. Gerónimo, S. Gerónimo - S. Teresa), y las de 765 kV (Guri-Malena, Malena-San Gerónimo). En todos estos elementos se evaluó los flujos de potencia y como están cargados, a fin de aprobar esta interconexión.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del flujo de carga por red del caso base (despacho de generación y carga de transmisión de todo el país):

Tabla 4.1 Resumen de demanda – Generación por red eléctrica – Año 2012

Nombre	Generación, MW	Generación, Mvar	Demanda MW	Demanda Mvar
	MW	Mvar	MW	Mvar
Resumen de Red	16762.13	2177.30	16313.91	7029.90
EDELCA	9983.68	-505.09	3220.00	1681.14
EDC	1918.00	956.78	2177.80	1142.30
CADAFE CENTRO	1545.00	286.30	3546.78	1540.06
ENELVEN	1226.00	691.69	1700.00	517.34
CADAFE OCCIDENTE	870.00	245.03	992.02	364.45
ENELBAR	248.25	27.20	532.07	251.80
IPPS	240.00	84.06	0.00	0.00
CADAFE ORIENTE	236.00	134.00	1884.43	677.63
S.P.OCC.	230.00	142.39	247.58	121.36
SENECA	201.20	65.07	280.00	81.67
ENELCO	34.00	39.86	680.00	170.06
S.P.ORT	30.00	10.00	599.87	319.54
CRP	0.00	0.00	90.00	51.01
HIDROS	0.00	0.00	278.71	94.36
OTROS	0.00	0.00	84.65	17.19

A continuación se mostrará los perfiles de tensión del SEN en la figura 4.2, donde se observa que ya existen violaciones de tensión, localizadas principalmente en las redes de CADAFE

Centro y ENELVEN (ambas identificadas en la gráfica por el color azul), por lo que debe hacerse las correcciones necesarias para solventar esta situación. Pese a esta problemática, se consideró este escenario como buen punto de arranque para la creación del escenario de operación del año 2018.

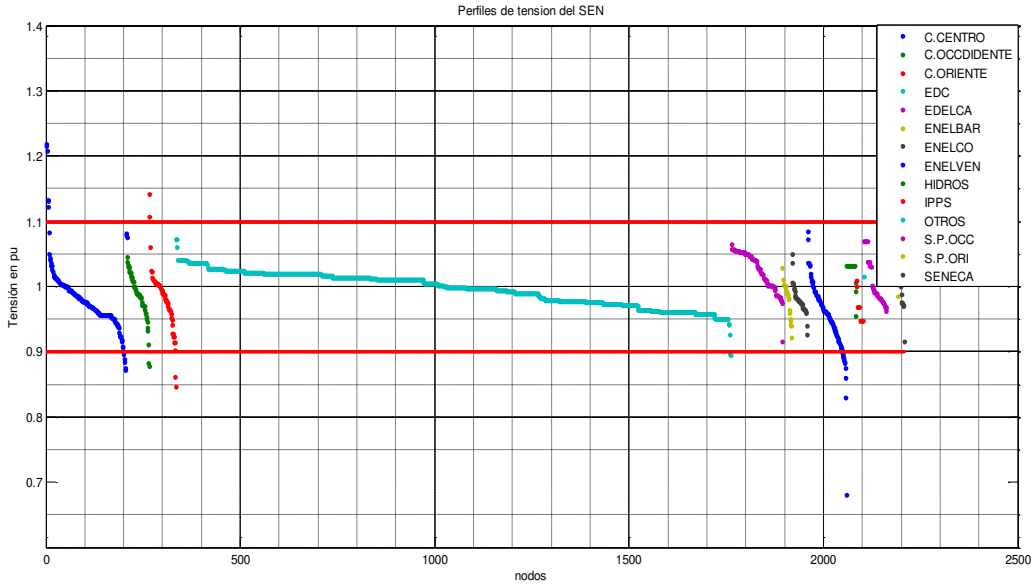


Figura 4.2 Perfiles de tensión del SEN del año 2012

En la siguiente tabla 4.2 se muestran las líneas de interés de 230 kV que se evaluaron a lo largo de esta sección, líneas que transporta parte de la energía eléctrica que proviene del enlace DC. Igualmente se destacan las potencias nominales de las líneas, el tipo de conductor que utilizan y los flujos de potencias para este escenario de operación.

Tabla 4.2 Líneas de transmisión de 230 kV de interés

Nombre	RED	F. Carga [MVA]	Potencia nominal [MVA]	Tipo
O.M.Z.-JUNQUITO 230 kV -2	EDC	83.94996	440.2	1800 AL/ 1500
O.M.Z.-PAPELON 230 kV 1	EDC	166.5906	440.2	1800 AL/ 1500
O.M.Z.-PAPELON 230 kV 2	EDC	166.5906	440.2	1800 AL/ 1500
O.M.Z.JUNQUITO 230 kV 1	EDC	83.94996	440.2	1800 AL/ 1500
OMZ-LA RAISA 230 kV 1	EDC	94.49947	440.2	1800 AL/ 1500
SANTA TERES-CONVENTO 230 kV	EDC	146.4686	440.2	1800 AL/ 1500
SANTA TERES-PAPELON 230 kV	EDC	137.5405	492.4	1800 AL

Los flujos de potencia activa y reactiva de las líneas de 765 kV y 400 kV se muestra en la figura 4.3; además, se observa que las líneas de 765 kV transportan alrededor de 1400 MW mientras que las líneas de 400 kV cerca de los 460 MW, potencias que se encuentran por debajo de la capacidad nominal de la líneas (ver tabla 4.3).

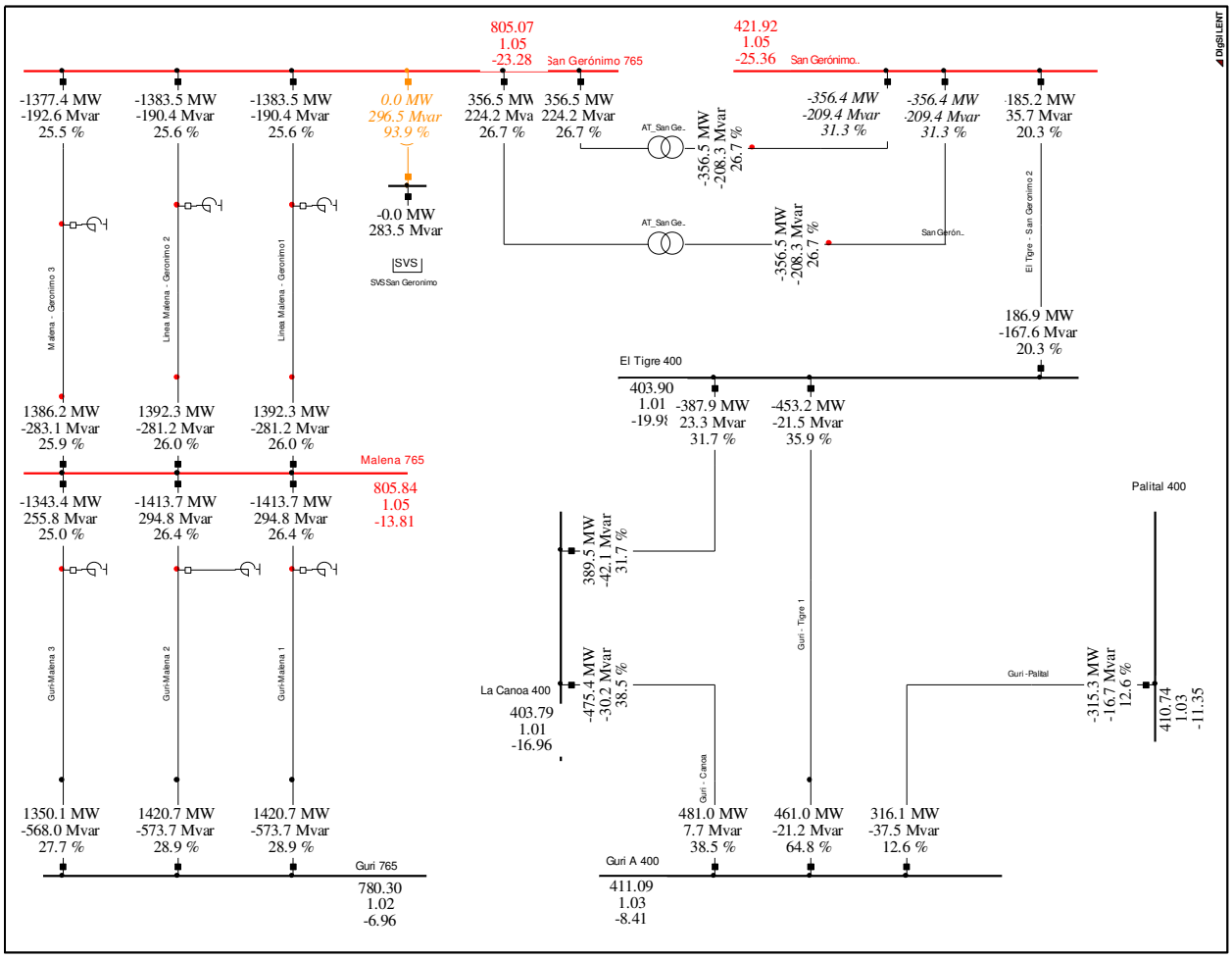


Figura 4.3 Flujo de potencia en las líneas de 765kV y 400kV año 2012

Tabla 4.3 Capacidad nominal de las líneas de transmisión de 765 kV y 400 kV

Capacidad nominal [MVA]	[MVA]
Líneas de 765 kV	5188.8
Líneas de 400 kV Guri A - La Canoa	1225
Líneas de 400 kV Guri A - El Tigre	1250
Líneas de 400 kV Guri A - Palital	2450

En vista que los flujos de potencia se encuentran por debajo de la capacidad térmica de la línea y que la mayoría de los niveles de tensión está dentro de los límites establecidos por la norma del CNG "Centro Nacional de Gestión", se considera el SEN un sistema apto realizar las actualizaciones.

4.2 Escenario de operación 2018, demanda máxima

Una vez ejecutada las actualizaciones correspondientes para lograr el escenario de operación 2018, se realizó un flujo de carga con el fin de obtener el despacho por red como se indica en la tabla 4.4; donde se muestra un aumento en la generación con un total de 20.34 GW, incremento realizado gracias a los nuevos centros de generación proporcionado por CORPOELEC. También se aprecia el incremento de la demanda del 24.72% obteniendo un total de 19735.8 MW.

Tabla 4.4 Resumen de demanda – Generación por red eléctrica – Año 2018

Nombre	Generación, MW	Generación, MVAR	Demanda MW	Demanda MVAR
	MW	MVAR	MW	MVAR
Summary Grid	20337.47	5841.61	19735.87	8516.76
EDELCA	10749.63	638.57	4015.98	2096.71
EDC	2638.00	1566.88	2716.16	1424.68
CADAFE CENTRO	2437.00	1118.35	4151.79	1802.56
ENELVEN	1526.00	1000.58	1987.38	604.21
CADAFE OCCIDENTE	928.00	538.41	1237.25	454.54
ENELBAR	860.00	391.13	2350.26	845.14
IPPS	271.20	135.79	349.22	101.85
CADAFE ORIENTE	248.25	61.33	532.07	251.80
S.P.OCC.	240.00	85.22	0.00	0.00
SENECA	230.00	182.39	271.02	133.03
ENELCO	179.39	112.97	848.10	212.10
S.P.ORT	30.00	10.00	748.16	398.53
CRP	0.00	0.00	90.00	51.01
HIDROS	0.00	0.00	332.92	119.17
OTROS	0.00	0.00	105.58	21.44

Los perfiles de tensión para este nuevo sistema se presentan en la figura 4.4, donde se observa un incremento en las violaciones de los límites de tensión por parte de las redes de CADAFE, problema que surge por el aumento de carga y la falta de compensación de reactivos.

Los flujos de potencia aparente de las líneas de interés: las 765kV y 400 kV se muestran en la figura 4.5, y en la tabla 4.5 se indican los de la línea 230 kV; donde se evidencia que cada una de ellas está por debajo de su capacidad de transmisión nominal y dentro de los límites establecidos por el CNG.

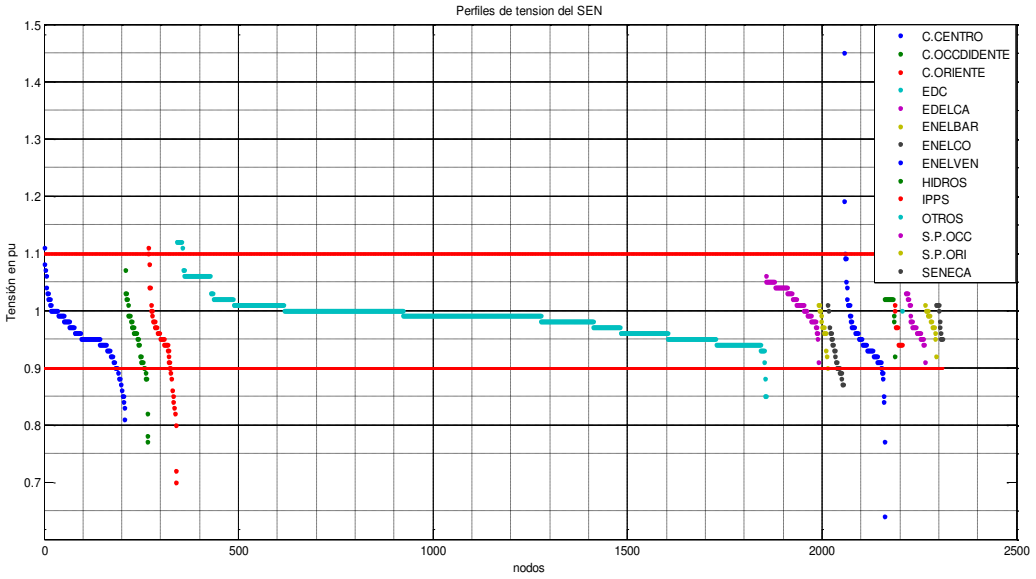


Figura 4.4 Perfiles de tensión del SEN del año 2018

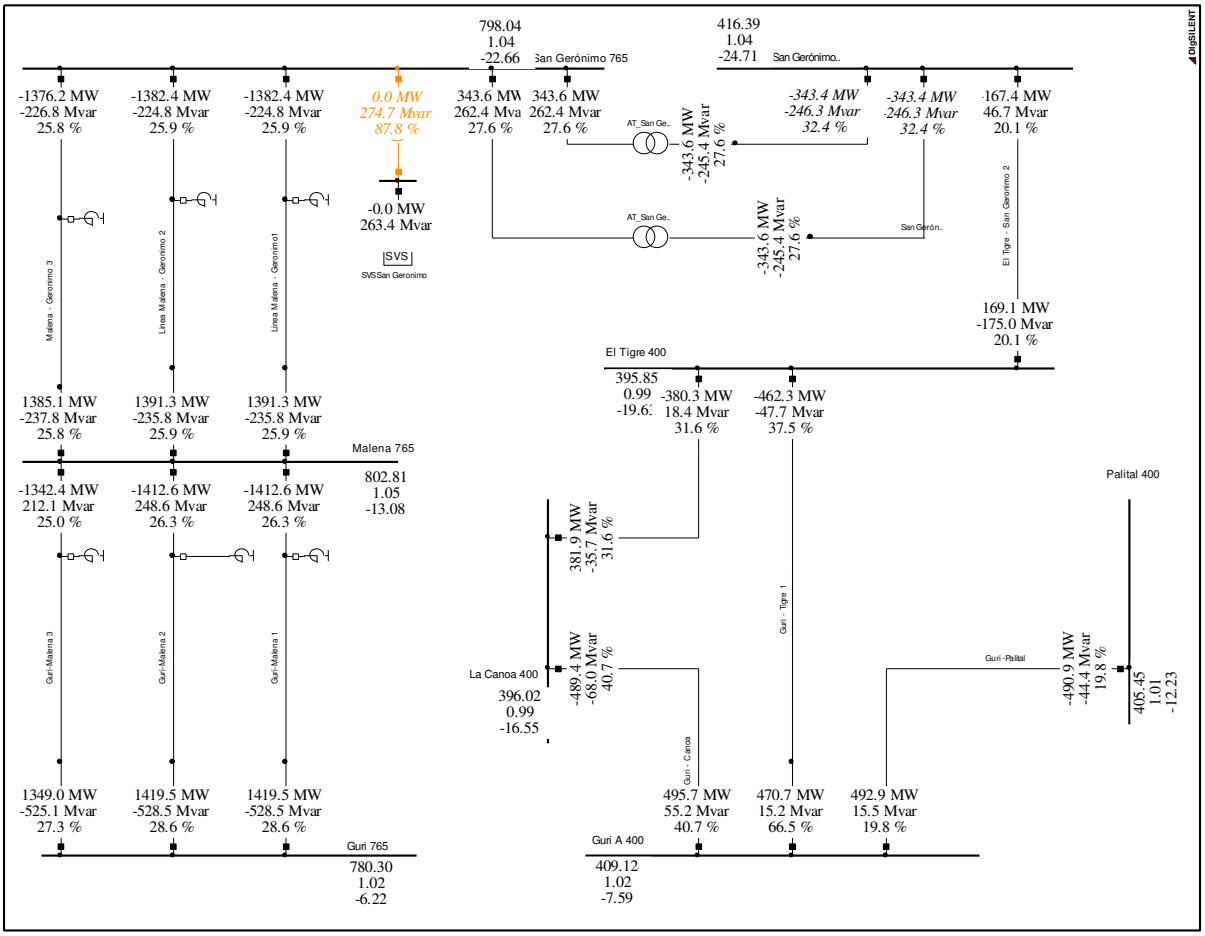


Figura 4.5 Flujo de potencia en las líneas de 765kV y 400kV año 2018

Tabla 4.5 Líneas de transmisión de 230 kV

Nombre	RED	Carga [MVA]	Capacidad nominal [MVA]	Tipo
O.M.Z.-JUNQUITO 230 kV -2	EDC	57.11392	440.2	1800 AL/ 1500
O.M.Z.-PAPELON 230 kV 1	EDC	119.6828	440.2	1800 AL/ 1500
O.M.Z.-PAPELON 230 kV 2	EDC	119.6828	440.2	1800 AL/ 1500
O.M.Z.JUNQUITO 230 kV 1	EDC	57.11392	440.2	1800 AL/ 1500
OMZ-LA RAISA 230 kV 1	EDC	224.6569	440.2	1800 AL/ 1500
OMZ-Termocentro 1	EDC	68.03961	440.2	1800 AL/ 1500
OMZ-Termocentro 2	EDC	68.03961	440.2	1800 AL/ 1500
SANTA TERES-CONVENTO 230 kV	EDC	84.34827	440.2	1800 AL/ 1500
SANTA TERES-PAPELON 230 kV	EDC	24.99813	492.4	1800 AL

En función de los resultados se comprueba que la incorporación de los nuevos proyectos de generación proporciona un adecuado escenario de operación para poder integrar al sistema el enlace de transmisión HVDC.

4.3 Escenario de operación 2018, demanda máxima con el enlace DC de 2200 MW

Para incluir el nuevo enlace HVDC se suspendieron las 3 líneas de transmisión, eliminando así una gran cantidad de potencia activa y reactiva que estas llevaban a sus destinos; por lo tanto, se aseguró que parte de la potencia que transmite el enlace HVDC sea ese flujo de potencia activa mientras que los compensadores shunt en esa barra se encargaría de suministrar los reactivos faltantes.

Integrar el enlace DC requiere la desconexión de 2200 MW en generación para lograr el balance de potencia en la barra Santa Teresa 400 kV; debido a la desconexión de la línea San Gerónimo – Santa Teresa se requieren 280 MW menos (MW obtenido una vez corrido el flujo de carga del año 2018), por lo que se tendría que quitar solamente los 1920 MW de generación restantes en algunas de las redes cercanas a esta barra.

Para ello se desconectaron varios de los proyectos incorporados en el sistema base 2018, estos fueron: el nuevo complejo generador Termocentro el cual posee una capacidad de 400 MW perteneciente a la red de CADAFE Centro, mientras que en EDC se desconectó una de las máquinas de Josefa Joaquina Sánchez (mejor conocido como Tacoa) el cual tiene una capacidad de 380 MW, también el complejo generador El Sitio 4x180 MW=720 MW, complejo generador Nueva Picure con un total de 4X25MW=100 MW, complejo generador la Raisa 4x45MW=135MW, teniendo un total desconectado de 2015 MW, el resto (185 MW) se compensara con la disminución de importación de potencia entre las redes de CADAFE CENTRO, EDELCA y EDC. Es importante aclarar que la desconexión de otra máquina como las

de Tacoa puede conducir a problemas de estabilidad de tensión, además de obligar a otras máquinas a operar a factores de potencia muy bajos; por lo tanto, la máxima desconexión de generación que se puede realizar en la EDC es de 1335 MW.

Por último es necesario agregar la generación que suplirá los 2200 MW en la subestación de Guri A. En vista que existen dos (2) máquinas de gran capacidad en Guri fuera de servicio, se optó por encender las unidades 12 y 16 de casa máquinas II, ya que estas tienen todas las características necesarias para realizar el flujo de carga y los análisis de estabilidad de ángulo. Estas máquinas fueron modeladas como máquinas PV de 550 MW con tensión 0.975 p.u, pese a este aumento de generación, falta prácticamente la mitad de la energía que transporta el enlace; para ello se concibieron dos máquinas en paralelo a la unidad número 11 de Guri. Una vez concluido el paso anterior se procedió a incorporar el enlace HVDC bipolar, cuyas características se especifican en el apéndice B.

En vista de la ausencia de datos de la reactancia y la potencia de los transformadores en este modelo, se tomó como referencia los datos de un transformador trifásico de 3 devanados Hitachi de 450 MVA @ 400/230 kV; al cual se le ajustó los valores de media y baja tensión a 206.62 kV. Como cada transformador suministra una potencia de 450 MVA, se dispusieron de 3 transformadores en paralelo para suplir la demanda.

4.3.1 Flujo de Carga

En la tabla 4.6 se muestra el escenario de la demanda 2018 con el enlace DC, en ella se observa que la mayoría de la generación proviene de la red de EDELCA, una de las fuentes hidroeléctricas más grandes de latino América, además se aprecia que las redes de mayor demanda eléctrica son las de EDELCA, CADAFE CENTRO, EDC Y CADAFE ORIENTE, lo que implica que el transporte de energía por parte del enlace HVDC debería desahogarse en una

subestación cercanas a estas redes, tal como lo es la subestación Santa-Teresa y como se realizó en esta sección.

Tabla 4.6 Resumen de demanda – Generación por red eléctrica – Año 2018

Nombre	Generación, MW	Generación, Mvar	Demanda MW	Demanda Mvar
	MW	Mvar	MW	Mvar
Resumen de Red	20366.64	6743.20	19735.87	8517.33
EDELCA	12513.80	2349.72	4015.98	2096.71
CADAFE CENTRO	2037.00	1098.47	4151.79	1802.56
ENELVEN	1526.00	936.60	1987.38	604.21
EDC	1303.00	832.80	2716.16	1424.68
CADAFE OCCIDENTE	928.00	519.36	1237.25	454.54
CADAFE ORIENTE	860.00	391.13	2350.26	845.14
SENECA	271.20	171.48	349.22	101.85
ENELBAR	248.25	46.26	532.07	251.80
IPPS	240.00	84.94	0.00	0.00
S.P.OCC.	230.00	200.53	271.02	133.60
ENELCO	179.39	101.92	848.10	212.10
S.P.ORT	30.00	10.00	748.16	398.53
CRP	0.00	0.00	90.00	51.01
HIDROS	0.00	0.00	332.92	119.17
OTROS	0.00	0.00	105.58	21.44

En la siguiente figura 4.6 se mostrará el esquema del sistema de transmisión HVDC, el cual se modela como un enlace bipolar, capaz de transmitir hasta 2200 MW; posee estaciones convertidoras de 12 pulsos tanto en el lado inversor como rectificador, los compensadores shunt se encuentran solamente modelado en lado inversor puesto que Guri tiene la suficiente capacidad de otorgar los reactivos necesarios en el lado rectificador, además de poseer una alta capacidad de corto-circuito. Por otro lado, los parámetros (potencia activa, reactiva y ángulo de disparo) se

muestran también en la gráfica, pero solo se evidencia la transmisión de potencia de un polo del enlace, puesto que el otro trabaja de forma simétrica.

Por otro lado, se observa que el consumo de potencia reactiva en la estación rectificadora es de 405.6 Mvar por polo, obteniendo un total de 812.2 Mvar, mientras que en la estación inversora el consumo por polo es de 207 Mvar obteniendo un total de 414 Mvar.

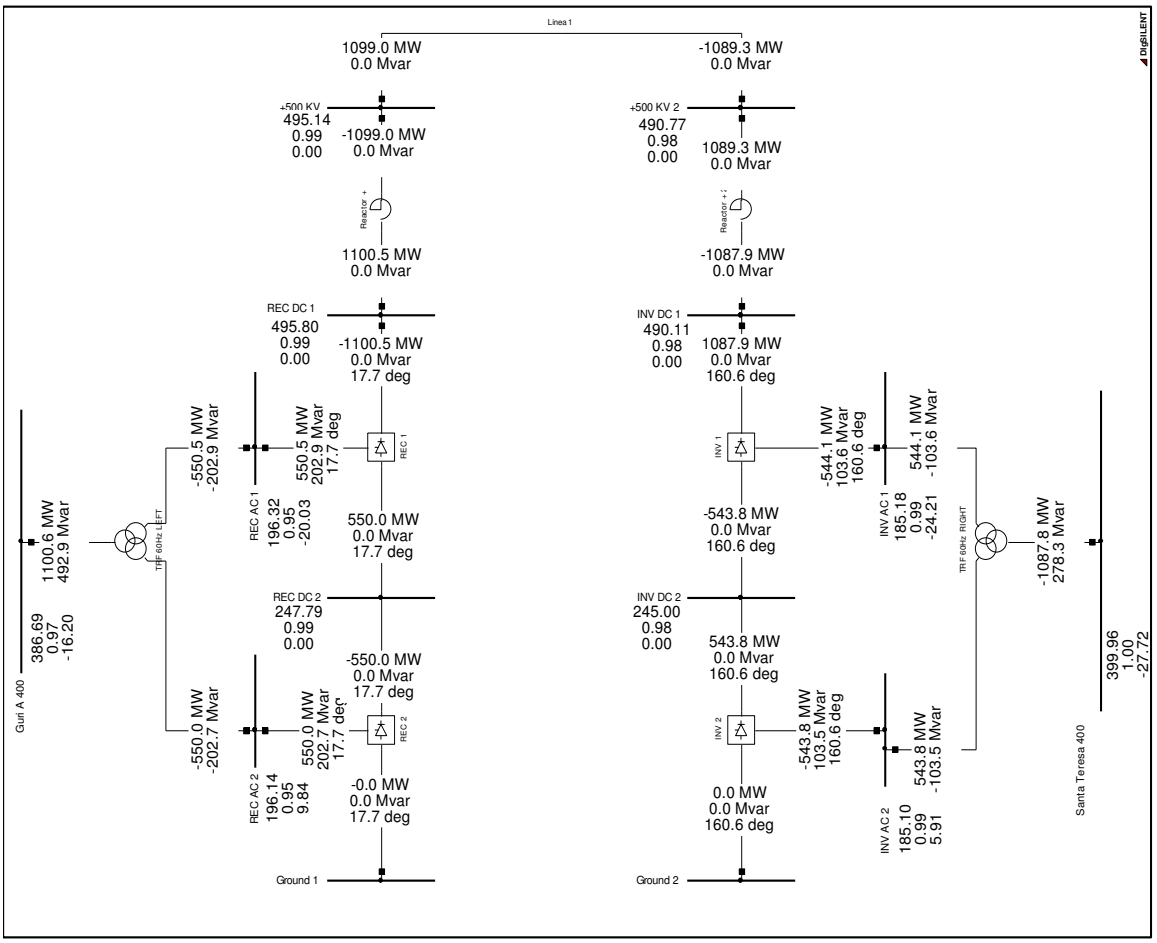


Figura 4.6 Polo de un sistema HVDC Bipolar – Tensión positiva

Adicionalmente, se evidencia que las pérdidas en la línea DC son muy pequeñas, aproximadamente de 12.6 por polo.

La importación neta de activos y reactivos como era de esperarse ha aumentado. Los nuevos flujos de potencia presentes en la figura 4.7 indican que la mitad de lo que transmite el enlace es recibido por la Electricidad de Caracas, mientras que la otra mitad lo recibe CADAFE Centro. Adicionalmente, en la tabla 4.7 se muestra los flujos de potencia de intercambio entre las redes, la capacidad instalada en la red de EDC, la reserva rodante de la misma, el factor de potencia y otros datos de interés. Cabe destacar que la reserva rodante es de aproximadamente 414 MW, potencia que ayudará al sistema cuando se realice la desconexión del enlace.

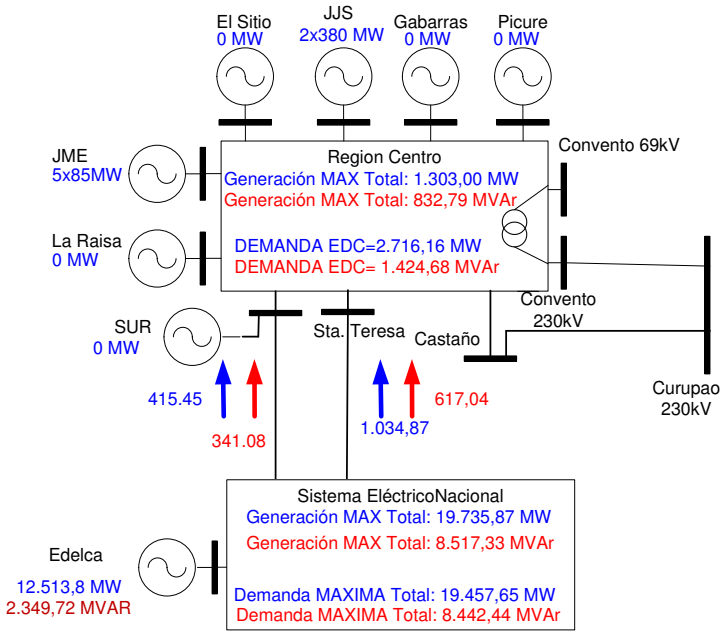


Figura 4.7 Importación de energía entre la EDC, CADAFE Centro y EDELCA año 2018.

Tabla 4.7 Resumen eléctrico de la Red de EDC

		DIgSILENT PowerFactory 14.0.520	Proyecto
			Fecha 26/12/2012

Cálculo del Flujo de Carga — Resumen de la Red

AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva		Adaptación del Modelo automático para convergencia	Sí
Ajuste Automático de Taps de Transformadores	Sí	Máx. error de Flujo de Carga aceptable para	
Considerar Límites de Potencia Reactiva	Sí	Nodos	1.00 kVA
		Ecuaciones del Modelo	0.10 %

Red: EDC — Escenario del Sistema: 2018 — Caso de Estudio: 2018 GURI-SANTA T. 2200 MWxo: / 1

Red: EDC — Resumen

No. de Subestaciones	40	No. de Barras	191	No. de Terminales	1987	No. de Líneas	104	
No. de Trafos bidev.	18	No. de Trafos tridev.	42	No. de Máquinas Sin.	10	No. de Máquinas Asin.	0	
No. de Cargas	63	No. de Shunts	9	No. de SVS	0			

Generación	=	1303.00 MW	832.80 Mvar	1546.40 MVA	
Alimentador Externo	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA	
Flujo inter. Red	=	-1450.31 MW	-958.11 Mvar		
Carga P(U)	=	2716.16 MW	1424.68 Mvar	3067.12 MVA	
Carga P(Un)	=	2716.16 MW	1424.68 Mvar	3067.12 MVA	
Carga P(Un-U)	=	-0.00 MW	-0.00 Mvar		
Carga del Motor	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA	
Pérdidas en la Red	=	37.16 MW	640.19 Mvar		
Carga de la Línea	=		-110.16 Mvar		
Compensación Ind.	=		0.00 Mvar		
Compensación Cap.	=		-273.95 Mvar		
Capacidad Instalada	=	1716.97 MW			
Reserva Rodante	=	413.97 MW			
Factor Potencia Total:					
Generación	=	0.84 [-]			
Carga/Motor	=	0.89 / 0.00 [-]			

Flujo inter. Red a				
EDELCA	=	-415.45 MW	-341.08 Mvar	
CADAFE CENTRO	=	-1034.87 MW	-617.04 Mvar	
Total	=	-1450.31 MW	-958.11 Mvar	

Debido a los grandes bloques de energía que ahora llegaran a la subestación Santa-Teresa, se requieren elementos de potencia adicionales en la red de CADAFE Centro, entre los que están:

- 4 transformadores en 400/23kV a 450 MVA en Santa Teresa de manera de transportar toda la energía del enlace HVDC a la red de CADAFE Centro.
- 2 transformadores de 230/115kV ,uno de 100MVA y otro de 200 MVA en Santa Teresa
- 1 línea nueva de Caucagua a Higuerote de 79.65 MVA / 400 A
- 1 línea nueva de la Mariposa a la Victoria de 310 A

Es importante señalar que gracias a los nuevos desarrollos en las líneas de transmisión que existirán en el año 2018, se puede lograr transmitir estos grandes bloques de potencia a la EDC sin tener que poner nuevos elementos de lo que ya están previstos para esta red. A continuación se muestra los perfiles de tensión del SEN con el enlace HVDC.

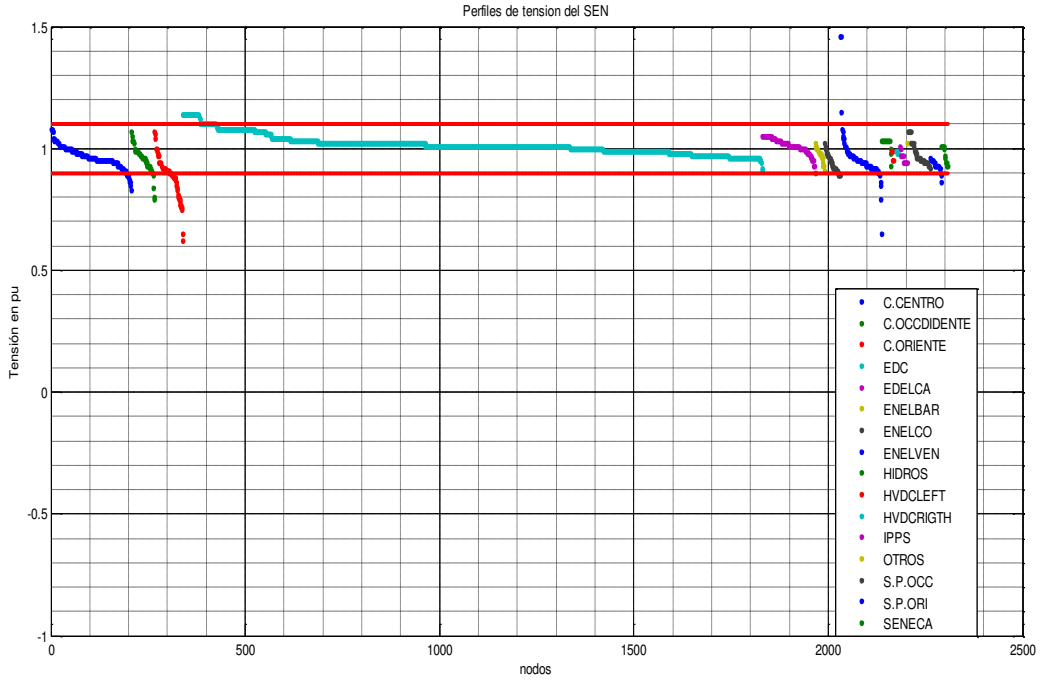


Figura 4.8 Perfiles de tensión del SEN antes de la perturbación

La figura 4.8 muestra que la mayoría de los perfiles de tensión están dentro de los límites de operación. A pesar de las violaciones existentes en CADAFE Centro y Oriente, se consideró un sistema adecuado para continuar con los análisis de estabilidad.

4.3.2 Estudio de Estabilidad

La única perturbación que se realizó al sistema fue eliminar el enlace HVDC un segundo después de haber empezado la simulación, evaluando la condición de bote de carga sin que las máquinas pierdan sincronismo.

Debido a la magnitud de la transferencia de potencia que se pierde, fue necesario realizar un bote de carga hasta que el ángulo de los rotores de todas las máquinas fuese amortiguado. Se dice que las máquinas pierden sincronismo si alguna de ellas posee una tendencia angular muy diferente al resto del sistema o además si esta crece indefinidamente. En la tabla 4.8 se especifican los tiempos de apertura de los interruptores asociados a los transformadores extremos del enlace; así como también los tiempos de apertura de los interruptores asociados al bote de carga (4.5 ciclos después de la desconexión del enlace) y por último se observa el tiempo de desconexión de la única máquina de generación distribuida de luisa Cáceres (10 ciclos después de la desconexión del enlace) ya que esta empieza a perder sincronismo respecto a las otras máquinas.

Tabla 4.8 Eventos durante la simulación 1

Acción	Tiempo [s]	Lugar	Demanda
Abrir	1	Interruptor Superior derecho	550 MW
Abrir	1	Interruptor Superior izquierdo	550 MW
Abrir	1	Interruptor Inferior izquierdo	550 MW
Abrir	1	Interruptor Inferior derecho	550 MW
Abrir	1.075	Interruptor Filtro 1,2,3,4 150Mvar	600 Mvar
Abrir	1.075	Cumaná III 115	64.9 MW
Abrir	1.075	Junquito 1	122.2 MW
Abrir	1.075	S. Clara 115	67.1 MW
Abrir	1.075	Trinidad_res	90.2 MW
Abrir	1.075	Curupao 2	126.9 MW
Abrir	1.16667	GD_LCaceres	

El bote de carga en CADAFE Centro fue en S. Clara, en la EDC fue en el Junquito y Curupao 2, en CADAFE Oriente fue en Cumana III 115kV y en ENELVEN fue en Trinidad_res, estas

cargas fueron escogidas de tal manera que en la salida del Powerfactory se fueran disminuyendo los errores durante la simulación electromecánica hasta lograr la convergencia, obteniendo finalmente un total fuera de servicio de 471.3 MW. Es importante aclarar que el bote de carga se realizó en forma aleatoria, por ende sería conveniente hacer un estudio que indique cual es la mejor manera de hacer un bote de carga, con el fin de satisfacer lo más que se puede la demanda y su vez se recupere el sistema.

A continuación se muestran los criterios para hacer una evaluación adecuada del sistema:

Criterios operacionales y de planificación en el SEN en régimen permanente

El apartado establece que el SEN debe tener la capacidad y flexibilidad de poder suplir la demanda ante ciertos despachos de generación respetando los límites de operación de los elementos que integran la red del sistema, todo esto bajo los siguientes criterios de operación y planificación del Centro Nacional de Gestión (CNG): [**1**]

- Para condiciones normales de operación (régimen estacionario) las tensiones de la red de transmisión deben estar entre 1.1 y 0.9 p.u, mientras que en distribución deberá estar entre 1.05 y 0.95 p.u.
- En condiciones normales de operación todas las tensiones de la red deberán permanecer entre 1,06 p.u y 0,94 p.u para tensiones comprendidas entre 1 kV < Tensión < 69 kV y ante contingencia simples 1,07 p.u y 0,92 p.u.
- En condiciones de simple contingencia, se permitirá una sobrecarga del equipo máxima del 20% de su capacidad nominal y de ninguna línea por encima de su capacidad de emergencia (100%).
- En condiciones normales de operación no se permitirá sobre carga.

- No se admiten sobrecargas en los componentes del sistema de potencia mayores al 30% inmediatamente después de ocurrida la falla.

Criterios operacionales y de planificación en Venezuela para SEN en régimen transitorio

En este punto se explica los límites operativos que de cumplir la red de estudio ante ciertas contingencias, de manera tal que el sistema responda de forma segura y que tienda a la estabilidad, para ello se evaluaran 4 parámetros (potencia, tensión, frecuencia y el ángulo de carga) de la siguiente manera: [**1**]

- Las tensiones del sistema no deben ser menor a 0.8 p.u una vez despejada la falla.
- Las tensiones del sistema no deben ser menor a 0.9 p.u por más de un segundo.
- El tiempo de despeje de los interruptores ante fallas debe ser de 75 ms para niveles de tensión de 765 y 400 kV, y de 100 ms para tensiones de 230 kV.
- Los tipo de falla para tensiones de 765 kV se consideraran monofásica a tierra con Zf=0 (impedancia de falla nula), mientras que para 400 y 230 kV se consideraran bifásicas a tierra con Zf=0.
- La modelación de la carga será 60 % P constante y 40 % Z constante.
- La frecuencia debe estar comprendida en el rango del ± 1 % (59.4 – 60.6 Hz).
- Durante el período de análisis, las oscilaciones del sistema deberán mostrar un comportamiento amortiguado (criterio general en todos los operadores, sin embargo en algunos países se exige un coeficiente de amortiguamiento específico).

A continuación se muestran las gráficas que permiten hacer el análisis durante el régimen transitorio hasta un tiempo de 10 segundos, tiempo en el que se considera que los erros

acumulados por el DIgSILENT son lo suficiente pequeños para establecer los análisis correspondientes.

En la figura 4.9 se tiene la red de CADAFE centro, en ella se observa que el ángulo firot (nombre de la variable en DIgSILENT que simboliza el ángulo entre el rotor de la máquina y los bornes de la máquina de referencia) presenta oscilaciones amortiguadas, las tensión mínima que se presenta para esta perturbación es de 0.9018 y la máxima es de 1.1 por lo que se cumplen los criterios de tensión, la frecuencia se encuentra dentro del ± 1 % y en la potencia eléctrica solo se observa una sobre-carga del 29 % en la planta la Mariposa que luego desaparece en menos de 1 segundo, por lo que dicha planta sigue trabajando dentro de sus límites operativos.

En la figura 4.10 tenemos la simulación de los mismos parámetros pero ahora de las máquinas de generación de la red de CADAFE Oriente y Occidente, al igual que en el caso anterior las oscilaciones son amortiguadas, en las tensiones de esta red existe una sobretensión de 1.15 p.u en San Agatón I, pero por menos de un segundo; también existe una caída de tensión en la Planta Alberto Lovera de 0.894 en p.u pero de nuevo por menos de 1 segundo. En la planta Tucupita existía un nivel de tensión por debajo de 0.9 p.u desde antes que ocurriese la desaparición del enlace, por lo que habría que colocar un elemento de potencia que inyecte los reactivos para subir la tensión. La potencia eléctrica en todas las máquinas se encuentra dentro de sus límites operativos y sin sobre carga.

En la red de EDC y ENELBAR (figura 4.11) se cumplen todos los criterios mencionados por el CNG, presentando como casos críticos una tensión mínima de 0.9046 p.u en la máquina J.J.S 08 y una sobre carga temporal de menos de 1 segundo de alrededor del 30 % en Elegua 3 y J.J.S 08.

Las redes de Macagua, Guri y Caruachi (correspondiente a las figuras 4.12, 4.13 y 4.14) cumplen con los criterios en régimen dinámico sin presentar parámetros críticos en las máquinas que forman dichas redes.

La figura 4.15 la cual vincula la red de SENECA y ENELVEN, muestra que se cumplen los criterios del CNG, excepto para la máquina de Termozulia 4 (máquina ubicada cerca de la subestación Palito Blanco, en la que se evidencia una sobre-tensión en los terminales del generador que existe desde antes de la salida de la línea); por lo que se tendría que hacer las correcciones necesarias para su ajuste y poder verificar que después de la perturbación la tensión en bornes de la máquinas se encuentra dentro de los límites operativos.

Finalmente en la figura 4.16 se muestra el resto de las máquinas correspondiente a las redes del Sector Petrolero Oriente y Occidente, ENELCO, Hidros e IPPS, en ellas se evidencia el cumplimientos de las normativas dinámicas, mostrando como parámetro crítico la tensión en los terminales del generador 10 del sector petrolero Occidente en 1.1 p.u .

A continuación se mostraran las simulaciones de la posición angular de los rotores ante la desconexión del enlace de transmisión HVDC de 2200 MW:

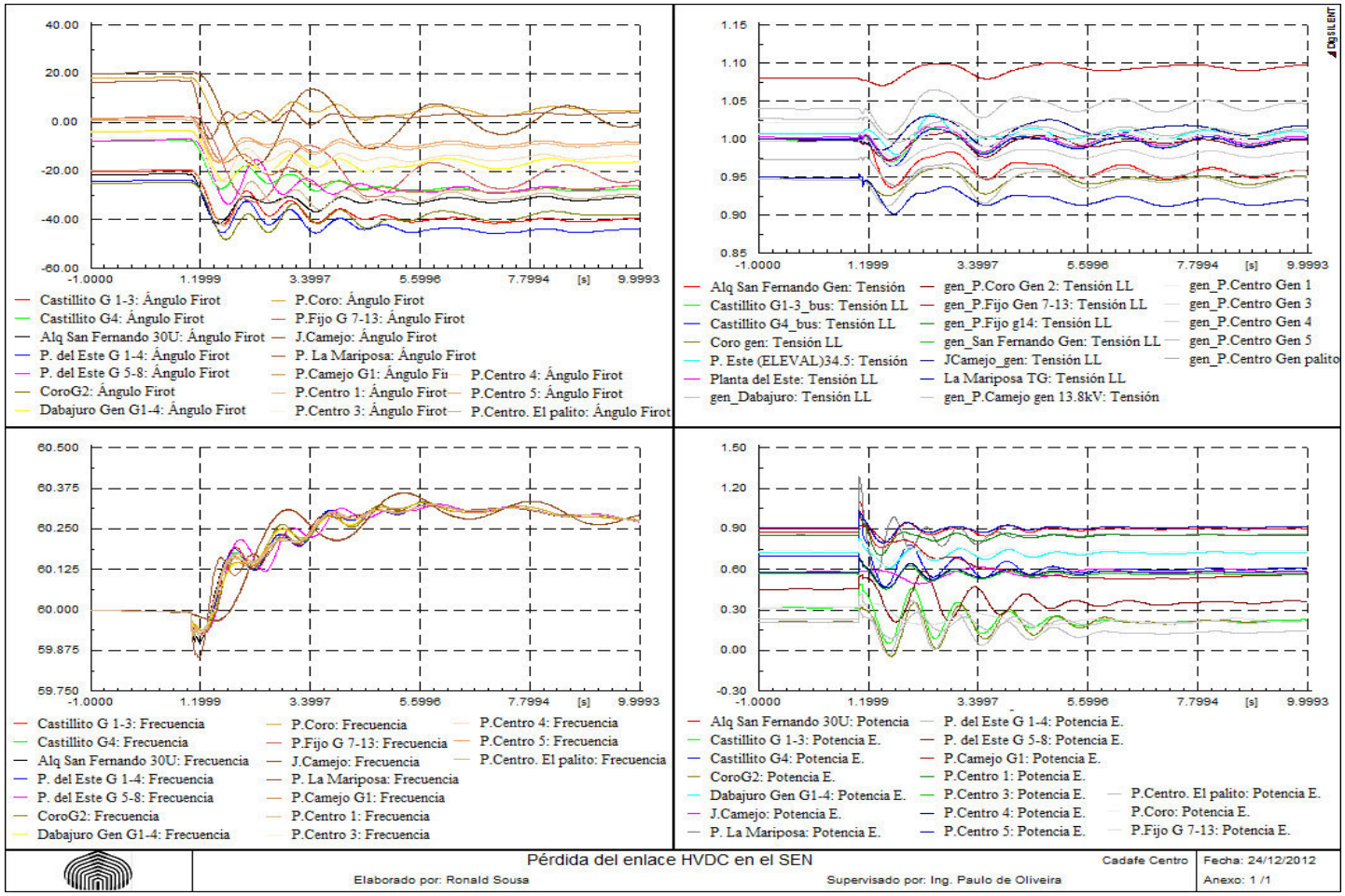


Figura 4.9 Ángulos de los rotores de las máquinas de CADAFE Centro.

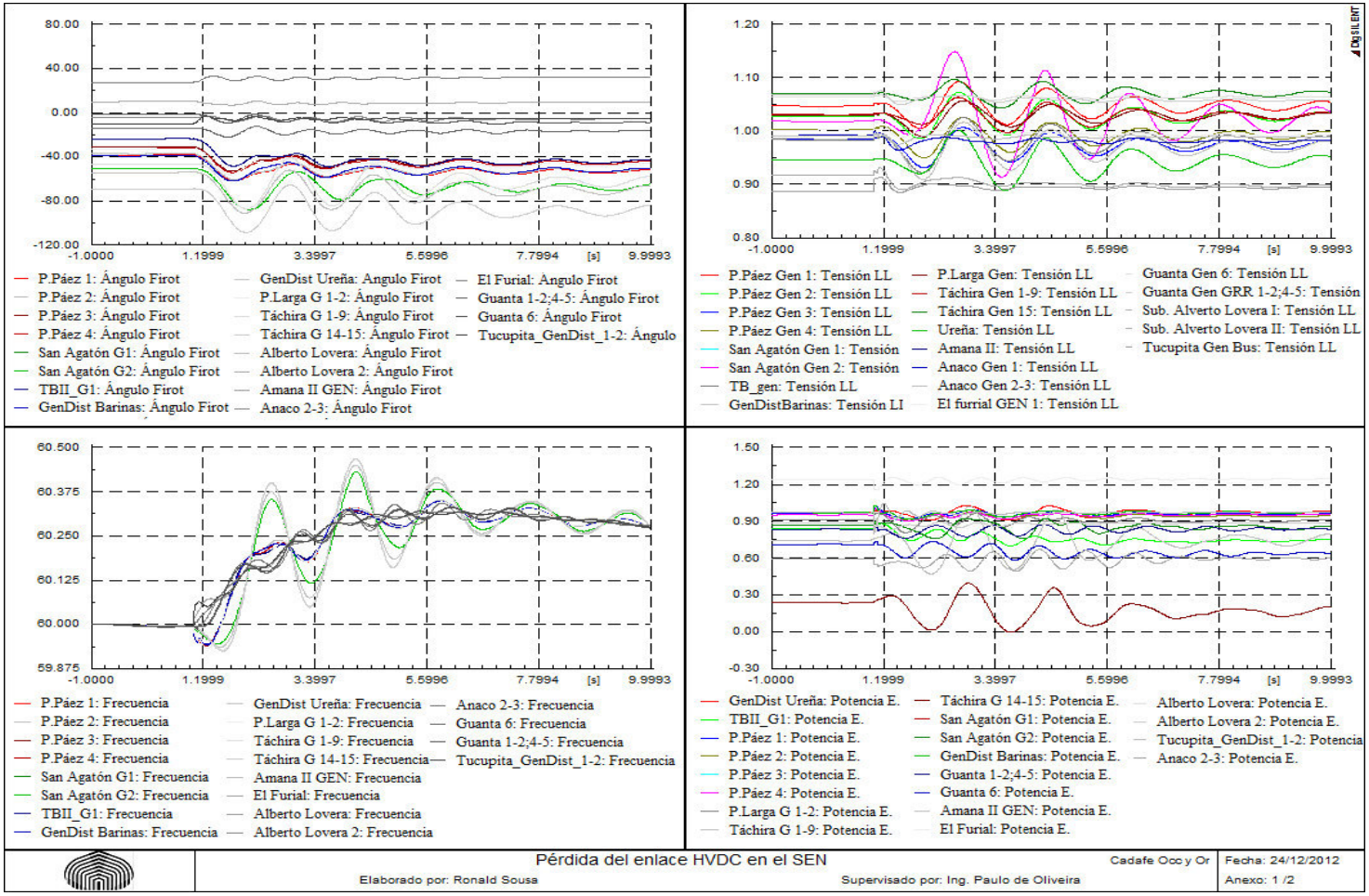


Figura 4.10 Ángulos de los rotores de las máquinas de CADAFE Oriente y Occidente.

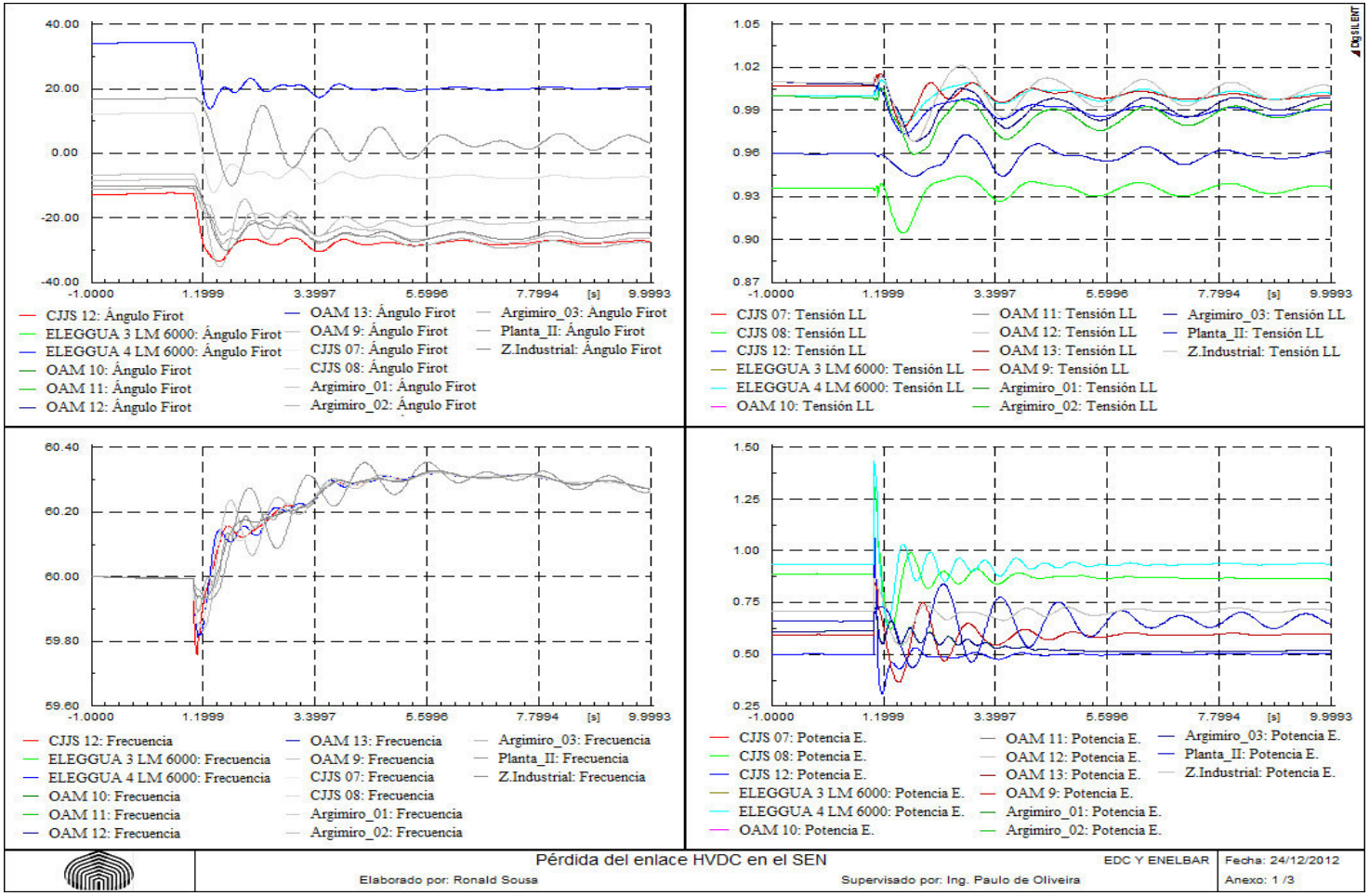


Figura 4.11 Ángulos de los rotores de las máquinas de Edc y ENELBAR.

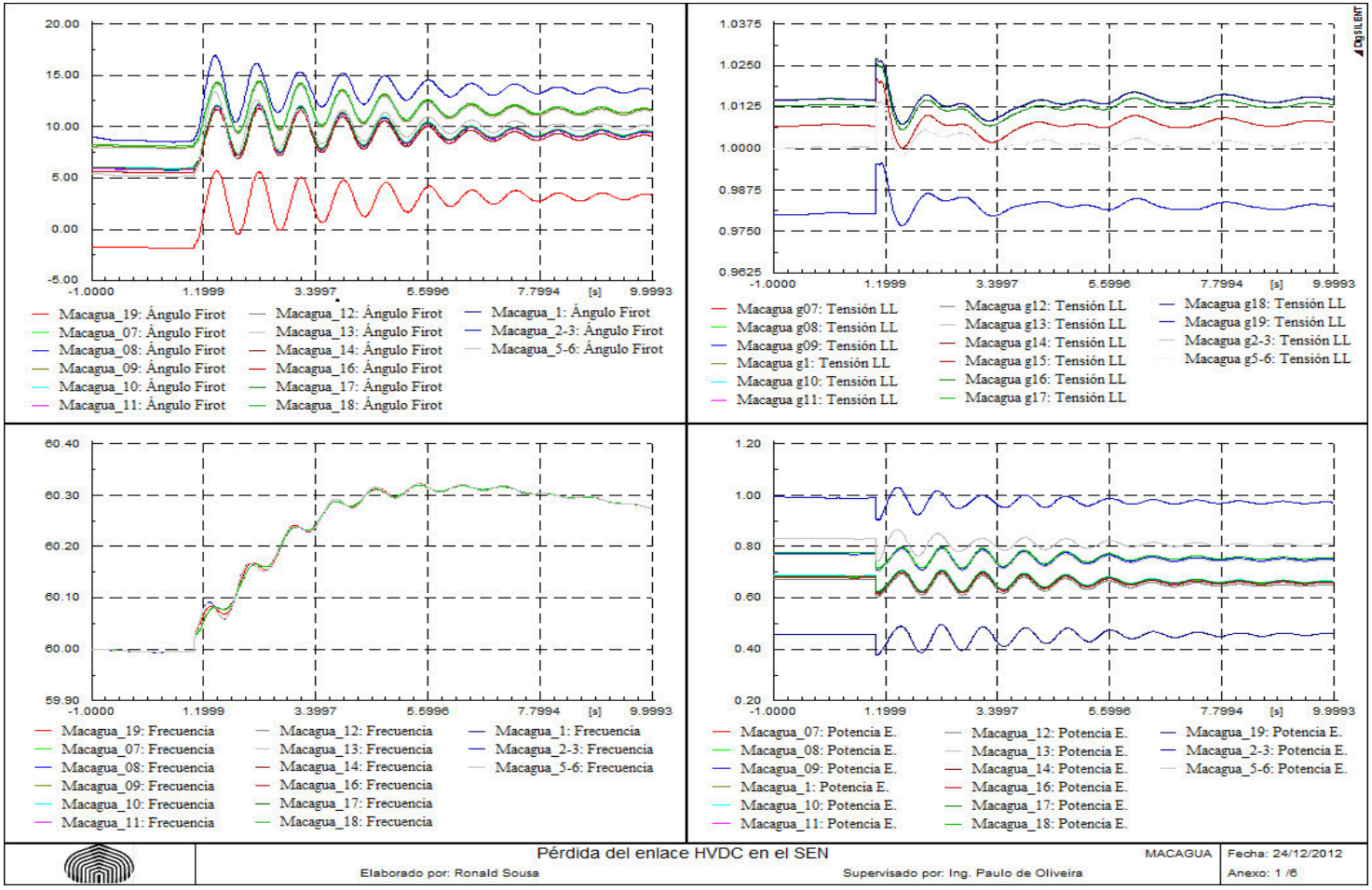


Figura 4.12 Ángulos de los rotores de las máquinas de Macagua.

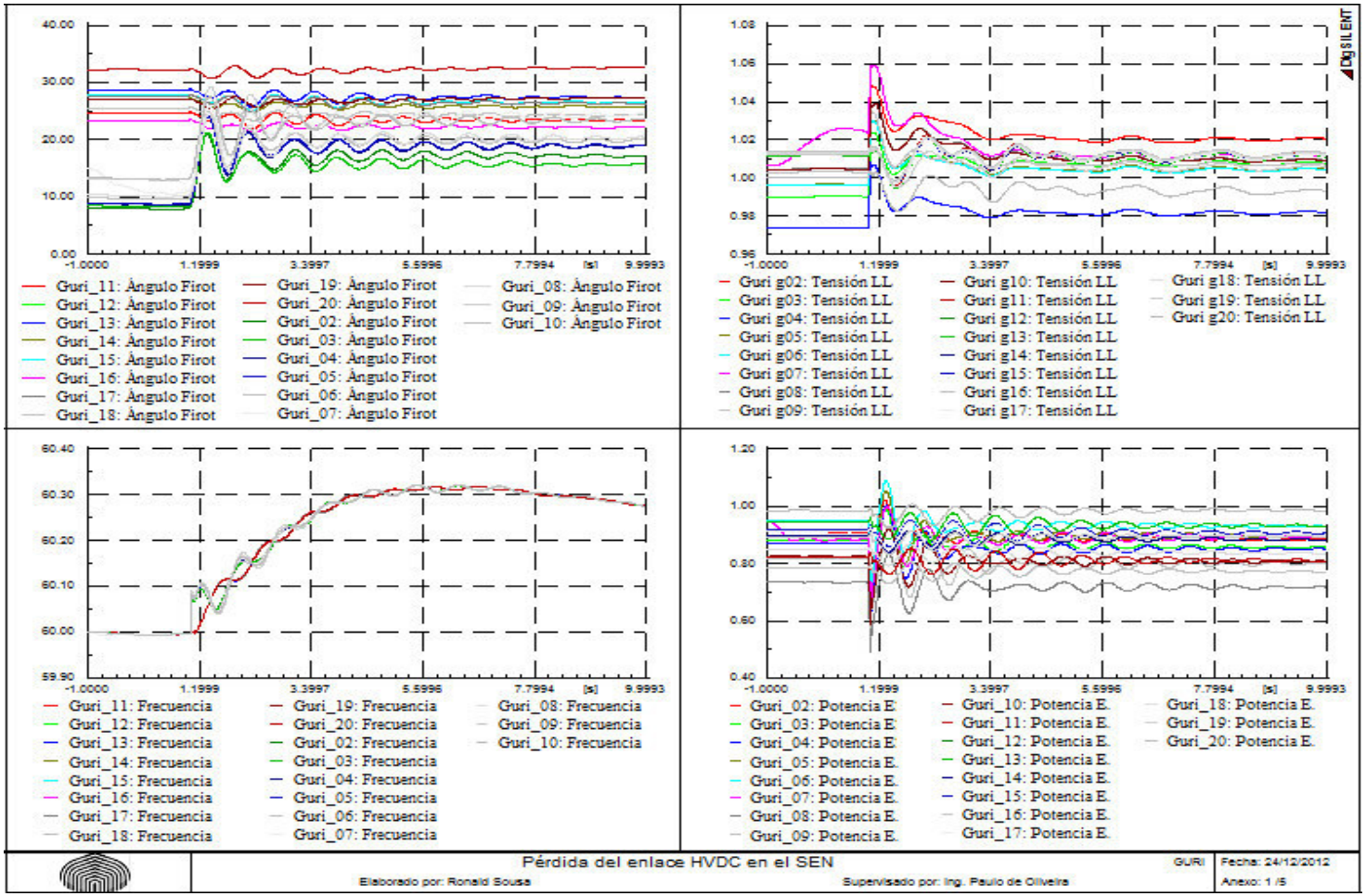


Figura 4.13 Ángulos de los rotores de las máquinas de Guri.

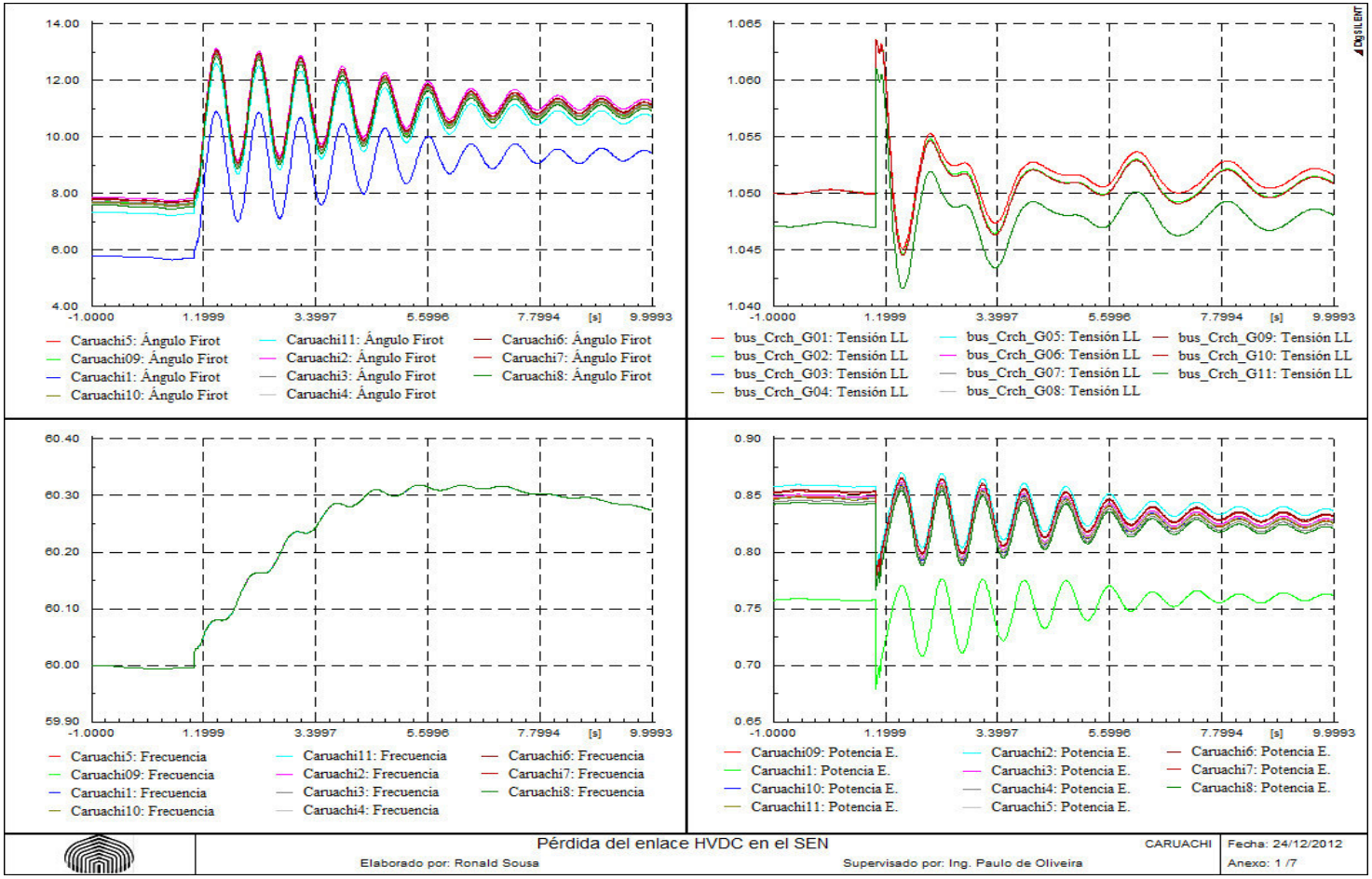


Figura 4.14 Ángulos de los rotores de las máquinas de Caruachi.

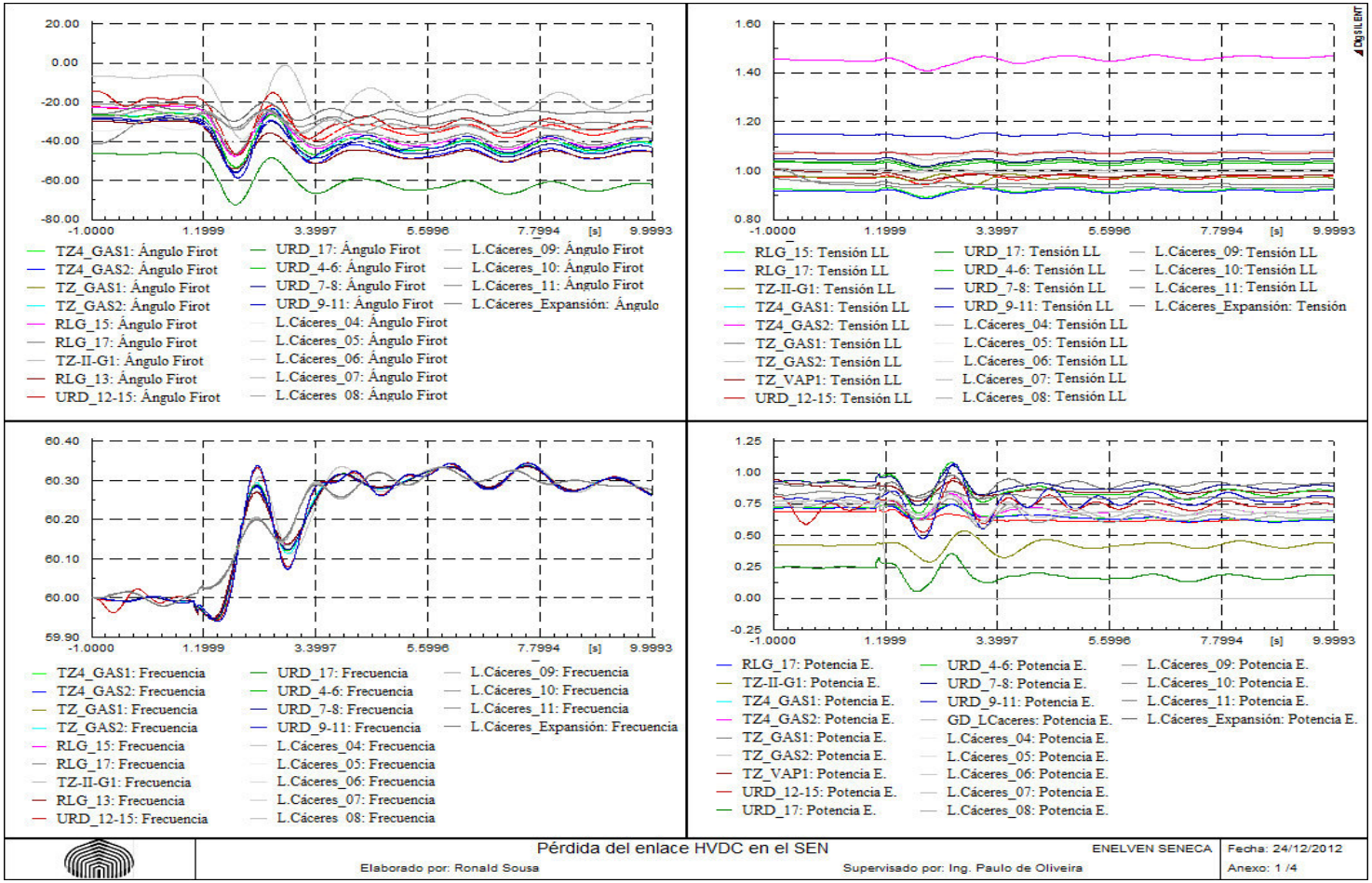


Figura 4.15 Ángulos de los rotores de las máquinas de SENECA y ENELVEN.

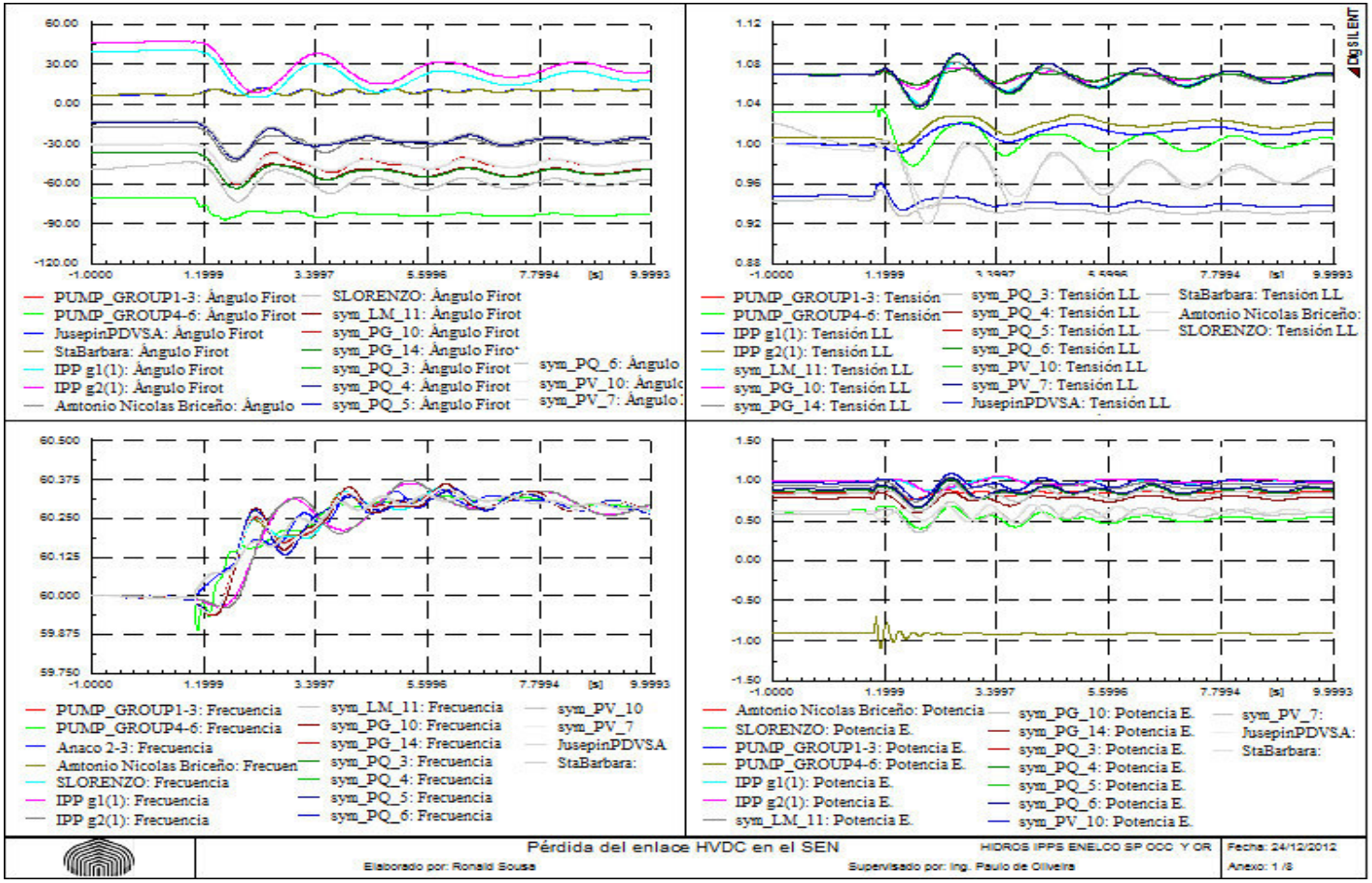


Figura 4.16 Ángulos de los rotores de las máquinas de Ipp, Hidros, ENELCO, Sector petrolero Oriente y Occidente.

Una vez alcanzado el nuevo régimen permanente después de la contingencia con sus respectivos botes de carga, se produce un redistribución de la transmisión de potencia eléctrica; por ello es necesario ver cómo están operando las líneas de transmisión de 765 kV y 400 kV AC (quienes serán las que ahora transporten toda esa energía que llevaba el enlace), y también ver los nuevos perfiles de tensión del sistema.

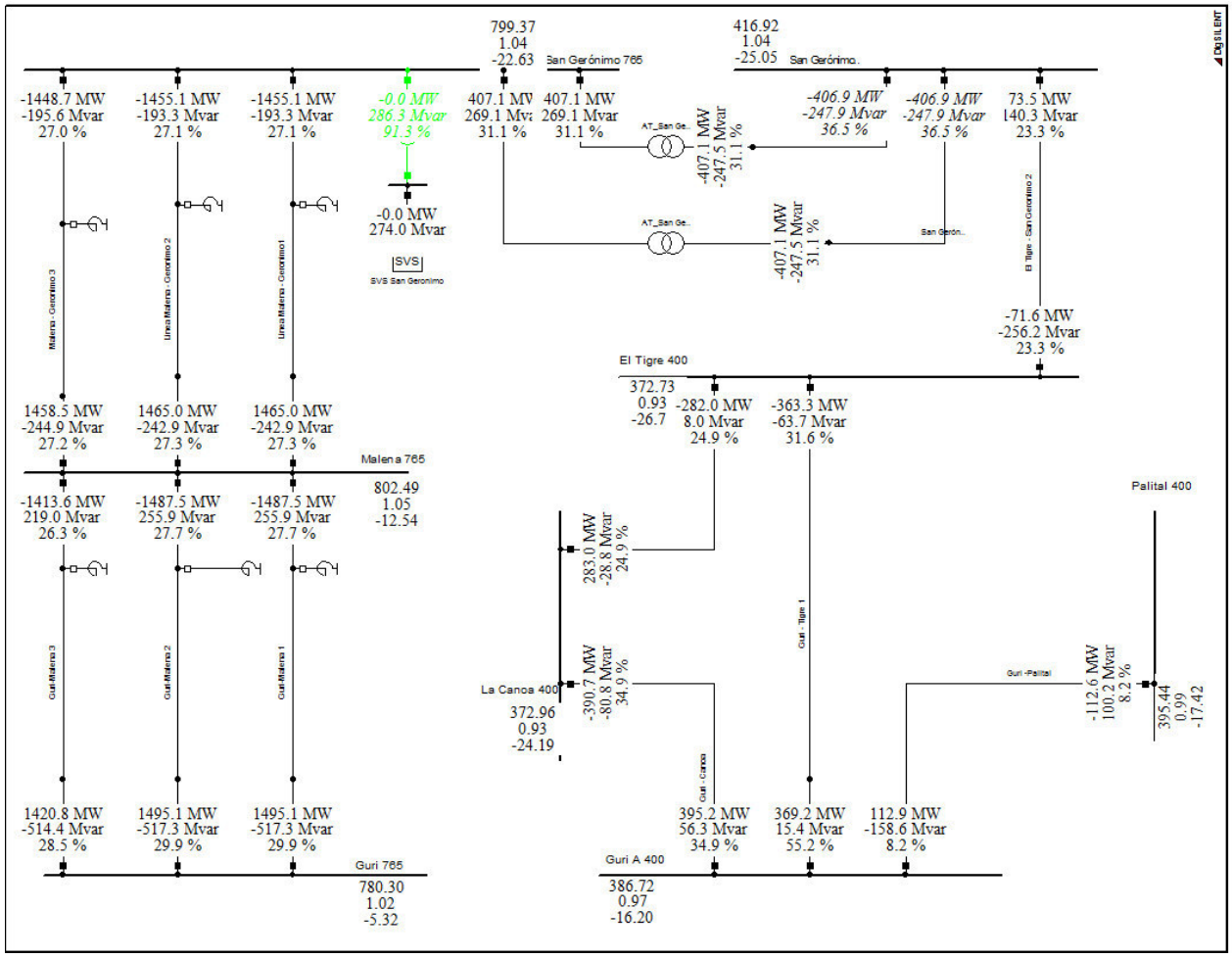


Figura 4.17 Resultados del flujo de carga antes de la perturbación

En la figura 4.17 se muestra la distribución de carga de la red de 765 y 400 [kV] antes que el enlace HVDC fuese desconectado, con el objeto de compararla con la siguiente figura que mostrará los valores finales de potencia y tensión después de la perturbación.

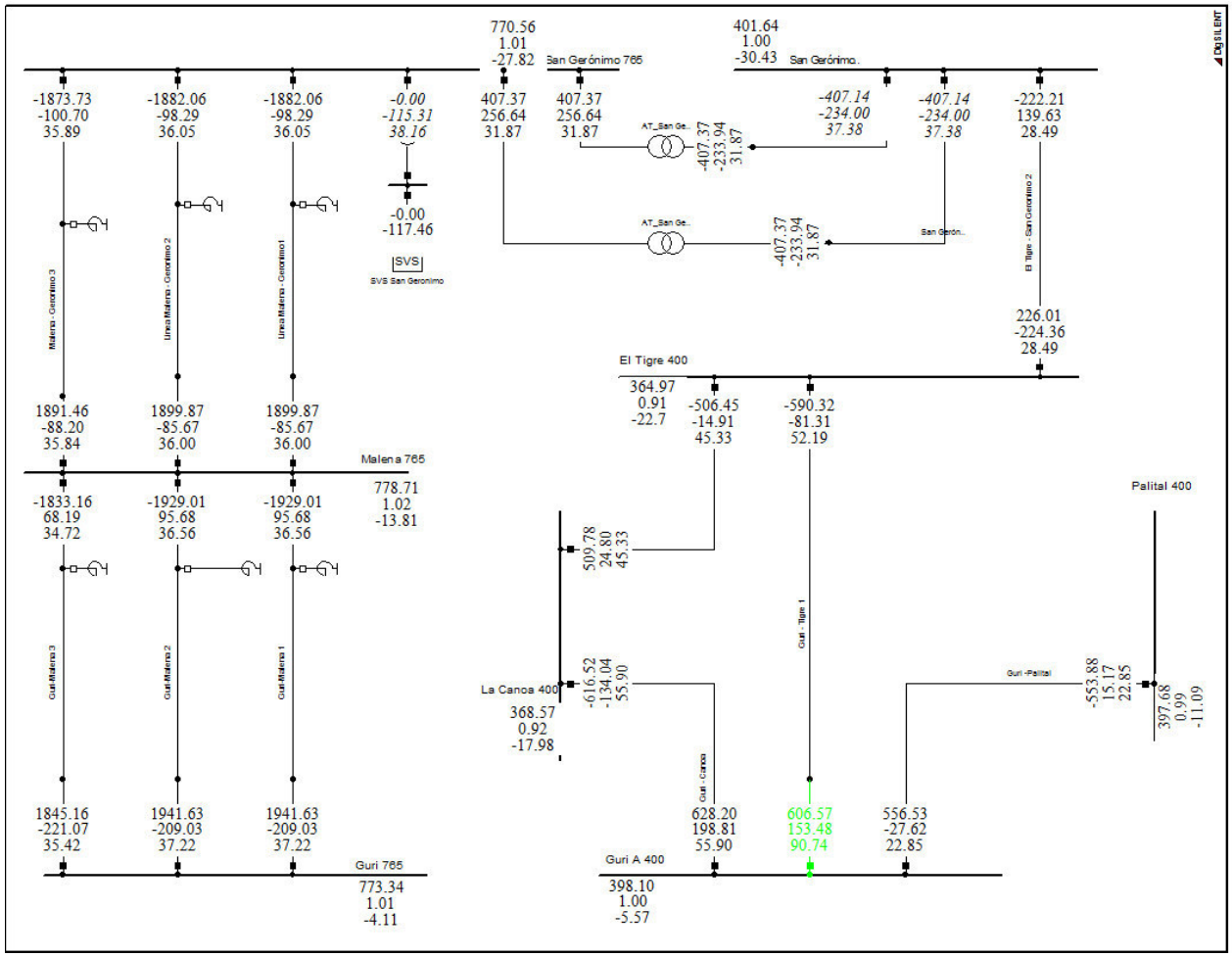


Figura 4.18 Resultados del flujo de carga después de la perturbación

En la figura 4.18 se observa el incremento de potencia de las líneas principales de 765kV y de 400 kV, que ahora llevan toda esa energía a los centros de carga, dichos incrementos muestran que la mayor cantidad de potencia que transmitían las líneas HVDC es retomada por las líneas de 765kV, teniendo un aumento neto aproximado del 29.9 % en cada una de las 3 líneas trifásicas,

lo cual representa un total 1317.4 MW (mas la mitad de la capacidad del enlace), mientras que las de 400 kV el aumento fue del 59 % en 2 de ellas y la otra del 392 % tendiendo un total de 906 MW a transmitir. Se evidencia que no existe sobre carga en ninguna de las líneas y de que hubo un aumento considerable en la transferencia de potencia.

En la figura 4.19 se ven los nuevos perfiles de tensión del sistema después de la desconexión del enlace; se puede observar que los nuevos voltajes no difieren mucho respecto a los anteriores, por lo que el sistema ha alcanzado finalmente un estado estacionario estable.

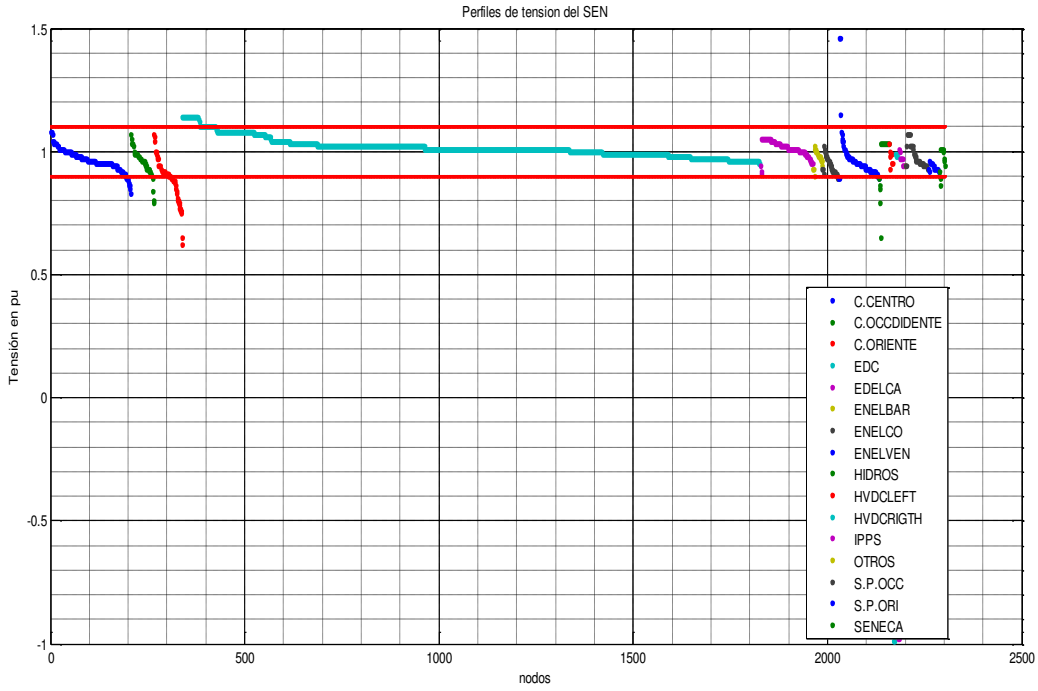


Figura 4.19 Perfiles de tensión después de la perturbación

En vista de los resultados de flujo de carga y estabilidad se comprueba que:

- ✓ El consumo de potencia reactiva en el rectificador es de aproximadamente 805 Mvar, mientras que en el inversor es de 414 Mvar.
- ✓ Las pérdidas entre las dos (2) líneas DC son de aproximadamente 25.2 MW
- ✓ La desconexión del enlace DC conduce a un bote de carga total de 471.3 MW
- ✓ El nuevo régimen estacionario que se alcanza después de la perturbación es estable, en otras palabras, se alcanza tensiones en pu dentro de los límites establecidos y cargas en las líneas por debajo de su límite máximo permitido.

4.3.3 Relación de Corto – Circuito en Guri y Santa Teresa

Gracias al alto NCC que presenta Guri y Santa teresa se tienen adecuados niveles de SCR, lo que indica que ambas subestaciones son fuertes para establecer una buena interacción entre la red AC y DC; sin embargo estudios adicionales son necesarios para la evaluación del control del enlace. A continuación se especifican los resultados de SCR:

$$SCR_{GURI} = \frac{23148.7}{2200} = 10.5$$

$$SCR_{S.TERESA} = \frac{12228.39}{2200} = 5.6$$

4.4 Escenario de operación 2018, demanda máxima, Enlace de 200 MW Margarita

Actualmente la isla de Margarita ha presentado varios inconvenientes para satisfacer la demanda, y sumado a esto la red se encuentra desactualizada desde hace varios años. Los principales problemas que presenta la isla desde el punto de vista del suministro eléctrico son los siguientes:

- Alto impacto ambiental por combustión de diésel y emanaciones sónicas. Foco de enfermedades crónicas de índole respiratoria y cutánea.
- Riesgo de incendio en puntos de almacenamiento de combustible.
- Requerimiento de mantenimiento frecuente, afectado por ambiente salino.
- La logística del suministro del combustible para la planta LCA es relativamente compleja y con pasos múltiples.
- Unidades recuperadas con un tiempo promedio de operación de 20 años.
- La vida útil del cable que conecta la isla con tierra firma ha caducado, además de tener una capacidad de transmisión limitada a 60 MW, por fallas estructurales en empalmes.
- Cables tendidos sobre el lecho del mar sujeto a fallas por barcos pesqueros. [**14**]

Estudios anteriores muestran 3 opciones para solucionar esta problemática: generación térmica en la isla, interconexión DC o interconexión AC; los criterios que se tomaron para seleccionar una de las alternativas fueron los siguientes: Mínimo impacto ambiental, confiabilidad y riesgo de falla, aprovechamiento de energía de tierra firme, utilización de la infraestructura existente, cobertura de demanda, condiciones de operación, inversión y mantenimiento. [**14**]

En vista de las problemáticas mencionadas anteriormente se puede deducir que la mejor opción viable es la interconexión DC, y más aún por todas las ventajas que este tipo de enlace ofrece. Sin embargo, se requieren de un estudio técnico y económico para decidir de manera responsable la selección de algunas de estas opciones.

4.4.1 Flujo de carga

La red de Margarita está compuesta por las máquinas Luisa Cáceres Arismendi y Juan Bautista Arismendi, estas últimas se han incorporado recientemente a la Isla, cabe destacar que la generación distribuida en la red para este estudio no ha sido considerada, a pesar de que existe en el sistema actual. A continuación se muestra el flujo de carga en la red de la Isla:

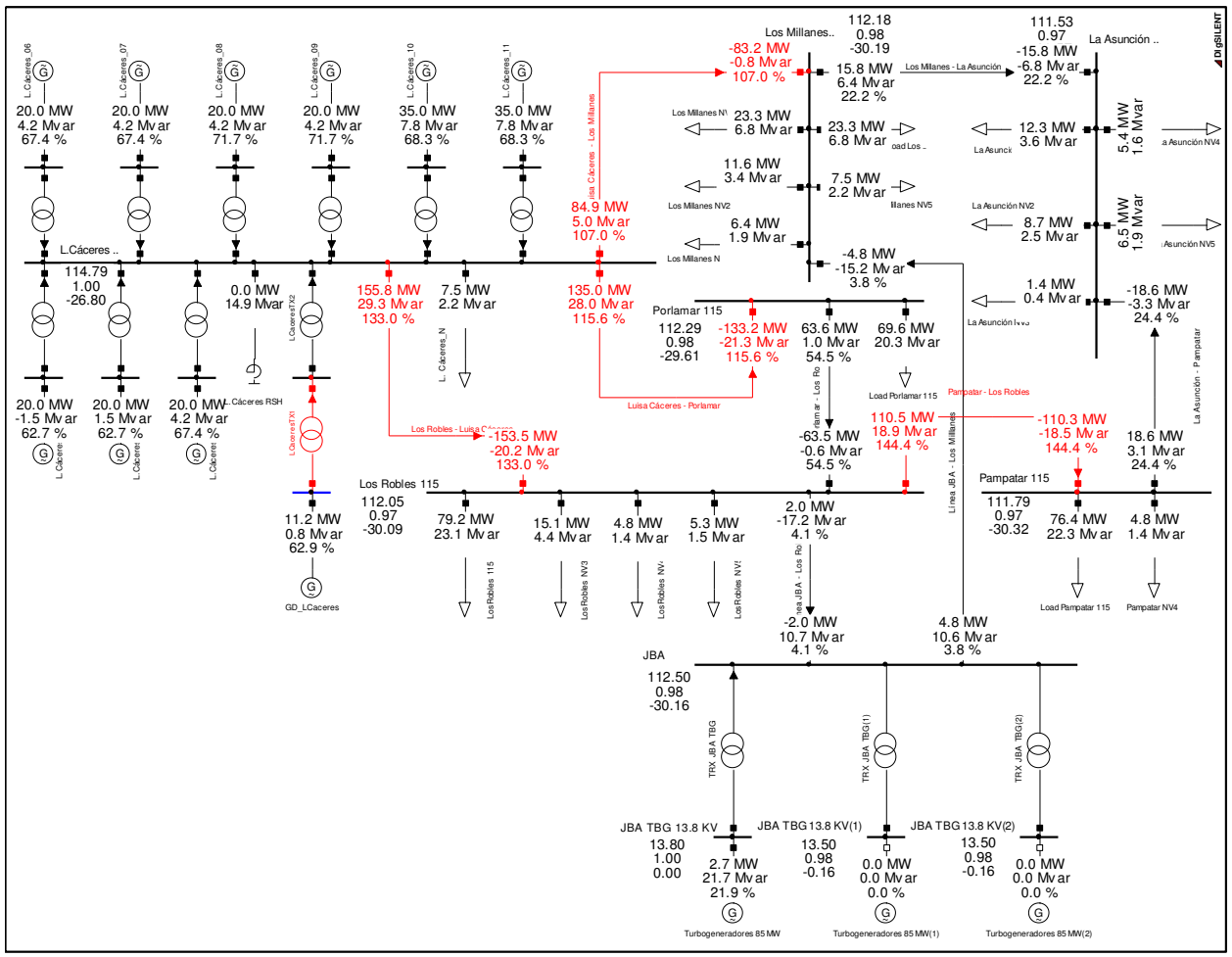


Figura 4.20 Red de transmisión de Margarita

Como se puede observar solamente una de las 3 máquinas de las JBA (máquinas inferiores) está entregando energía al sistema, dejando las otras como reserva rodante en la red para cualquier contingencia. Con este tipo de interconexión se obtiene una sobrecarga de más del 100 % en las líneas LCA - Los Robles, LCA – Los Millanes, LCA, por lo que se requiere la incorporación de nuevos conductores si la llegada del enlace es en Luisa Cáceres. – Porlamar.

A continuación se muestra los resultados del flujo por red:

Tabla 4.9 Resumen de demanda – Generación– Año 2018 / HVDC 200 MW

Nombre	Generación MW	Generación Mvar	Demanda MW	Demanda Mvar
Resumen de Red	20491.24	5662.89	19873.07	8557.28
EDELCA	10880.67	637.78	4015.98	2096.71
EDC	2638.00	1479.74	2716.16	1424.68
CADAFE CENTRO	2437.00	1208.85	4151.79	1802.56
ENELVEN	1526.00	921.43	1987.38	604.21
CADAFE OCCIDENTE	928.00	514.00	1237.25	454.54
CADAFE ORIENTE	860.00	391.13	2350.26	845.14
SENECA	293.93	79.63	486.41	141.87
ENELBAR	248.25	39.09	532.07	251.80
IPPS	240.00	84.04	0.00	0.00
S.P.OCC.	230.00	197.21	271.02	133.53
ENELCO	179.39	100.00	848.10	212.10
S.P.ORT	30.00	10.00	748.16	398.53
CRP	0.00	0.00	90.00	51.01
HIDROS	0.00	0.00	332.92	119.17
OTROS	0.00	0.00	105.58	21.44

Del análisis de la tabla 4.9 se observa que la red de SENECA posee una generación neta de 293.93 MW por parte de la planta Arismendi, el resto es proporcionado por el enlace HVDC que transmite de tierra firme 200 MW a la Isla de Margarita, mientras que la demanda para el futuro año 2018 es de 390 x 1.2472= 486.41 MW. En la siguiente figura se muestran los modelos de transmisión HVDC que se utilizó para este sistema.

La transferencia de potencia del enlace se escogió en función de la capacidad de transmisión que tenían las líneas Casanay - Chacopata la cual es 103 MVA cada una (con calibre de conductor de 500 MCM 18/19); se optó por un nivel de tensión de 150 kV DC ya que se tomó como referencia un modelo existente (Murraylink). [**15**]

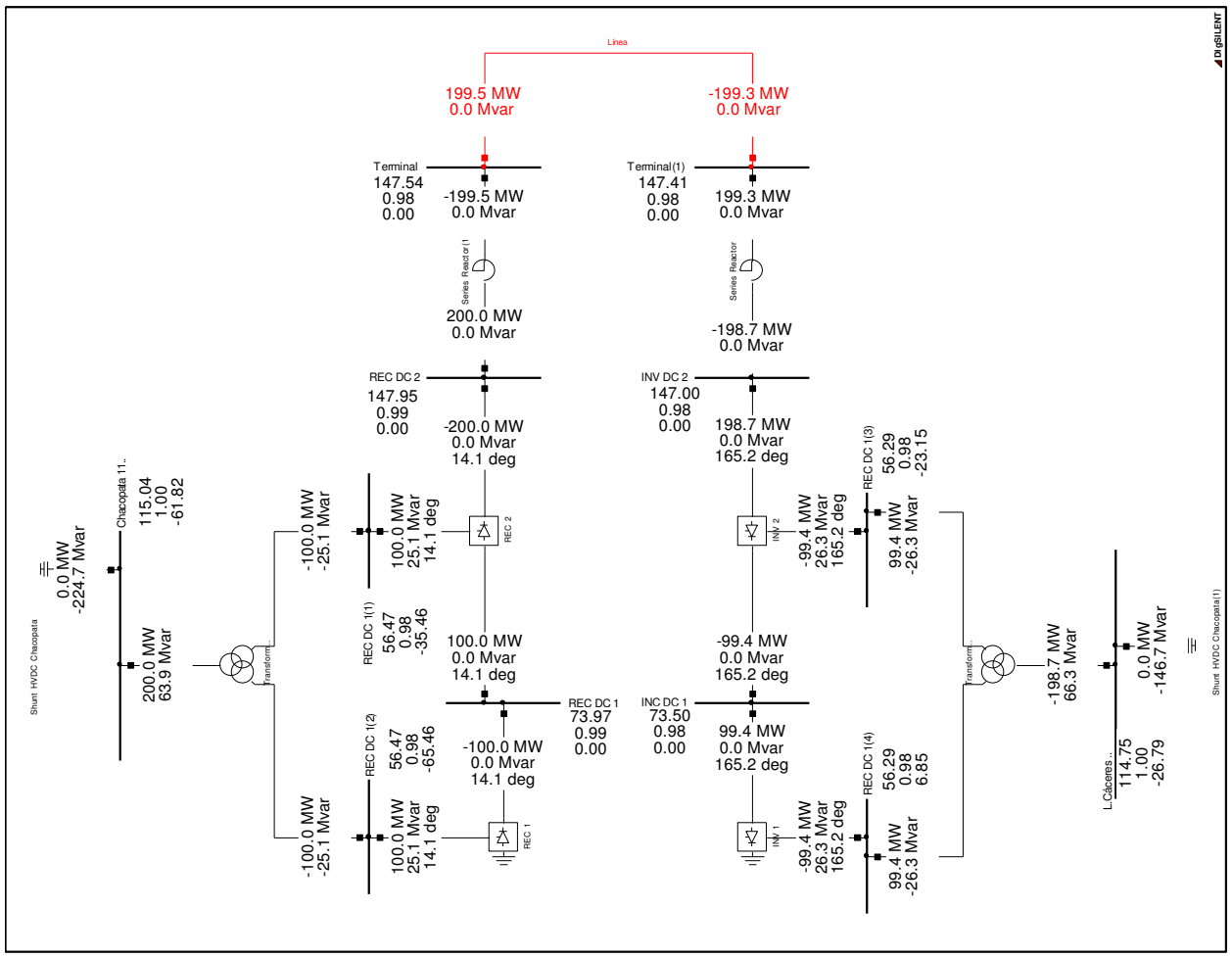


Figura 4.21 Modelo HVDC Monopolar 200 MW interconexión entre Chacopata – LCA

Como se observa, se trata de un enlace de transmisión HVDC monopolar que tiene una capacidad de transmisión de hasta 200 MW, trabaja a una tensión DC de 150 kV, posee estaciones convertidoras de 6 pulsos (simplicidad en la simulación), posee compensadores shunt en ambas estaciones convertidoras para suplir los reactivos necesarios. En la figura 4.21 se ilustra los flujos de potencia para el modelo HVDC y, los ángulos de disparos de los convertidores tanto del rectificador como el inversor; en esta gráfica se evidencia buenos puntos de operación para

este tipo de enlace, ya que el ángulo del disparo del rectificador está prácticamente a las 15° mientras que el inversor está alrededor de los 160°, otorgando flexibilidad de ejercer un buen control a la hora de una contingencia y dejando un adecuado consumo en la potencia reactiva.

La potencia consumida por las estaciones convertidoras es de alrededor de 50 Mvar, lo cual representa un 25 % de la potencia activa entregada, sin embargo en los compensadores shunt se observa que existe una entrega mayor de reactivos de los que piden los convertidores, la razón de este suceso es porque los perfiles de tensión en ambas subestaciones está por debajo de 0.95 pu, y es urgente corregir este parámetro para que lo convertidores trabajen en los puntos de operación adecuados (tensión, potencia y ángulo de disparo) asegurando así la transferencia de potencia.

4.4.2 Estudio de Estabilidad.

Al igual que en el caso 4.3.2 la única perturbación que se realizó fue el desacople del enlace DC, para luego inmediatamente evaluar el sincronismo de las máquinas del sistema y ver si es necesario realizar un bote de carga. En vista que la pérdida de potencia representa prácticamente el 50 % de la capacidad de generación de Margarita, se previó que era necesario realizar bote de carga para no perder sincronismo y la frecuencia del sistema, tal como sucede en este caso. En la tabla 4.10 se muestra cada uno de los eventos que se tuvieron que realizar para empezar la simulación, en ella se especifican los tiempos de apertura de los interruptores asociados a los transformadores extremos del enlace; así como también los tiempos de apertura de los interruptores asociados al bote de carga (4.5 ciclos después de la desconexión del enlace), teniendo un tonal desconectado de 169.6 MW, con el objeto de no perder ni sincronismo ni frecuencia.

De la figura 4.22 a la 4.27 y en la 4.29 se observa que todos los criterios de estabilidad establecidos por el CNG se cumplen, situación que era de esperarse por la sencilla razón de ser una pequeña perturbación de potencia para el sistema. Pero para la figura 4.28 (esencialmente la red de SENECA) se evidencia eventos críticos como una potencia eléctrica en 2 p.u de la máquina Luisa Cáceres Expansión, aunque este eventualidad dura menos de 1 segundo y luego se estabiliza. El parámetro más crítico es la frecuencia, la cual alcanza los 59.5 Hz, magnitud obtenida una vez realizado el bote de carga; no obstante ante esta situación extrema se logra cumplir todos los criterios de estabilidad expuestos.

Tabla 4.10 Eventos durante la simulación 2

Acción	Tiempo	Lugar	Demanda
Abrir	1	Interruptor derecho	200 MW
Abrir	1	Interruptor izquierdo	200 MW
Abrir	1	Interruptor Filtro 1,2	~ 60 Mvar
Abrir	1.075	L. Cáceres NV1	23.29454
Abrir	1.075	L. Cáceres NV2	23.52749
Abrir	1.075	L. Cáceres_NV3	26.64898
Abrir	1.075	L. Cáceres_NV4	14.55909
Abrir	1.075	La Asunción NV2	8.688868
Abrir	1.075	La Asunción NV3	1.444262
Abrir	1.075	La Asunción NV4	5.38104
Abrir	1.075	Los Millanes NV1	23.29454
Abrir	1.075	Los Millanes NV2	11.64728
Abrir	1.075	Los Millanes NV4	6.359412
Abrir	1.075	Los Robles NV3	15.09487
Abrir	1.075	Los Robles NV4	4.845268
Abrir	1.075	Pampatar NV4	4.775382

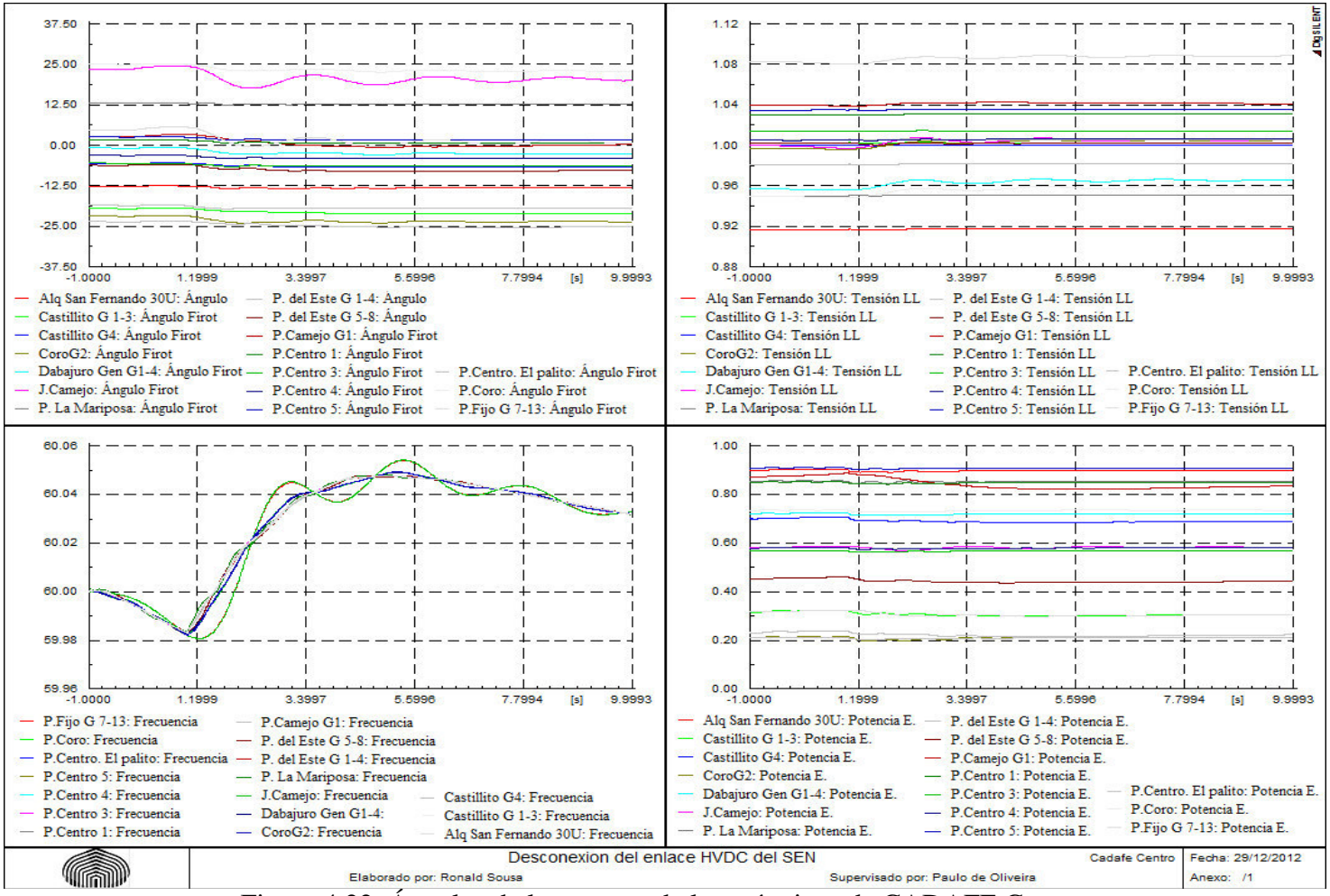


Figura 4.22 Ángulos de los rotores de las máquinas de CADAFE Centro

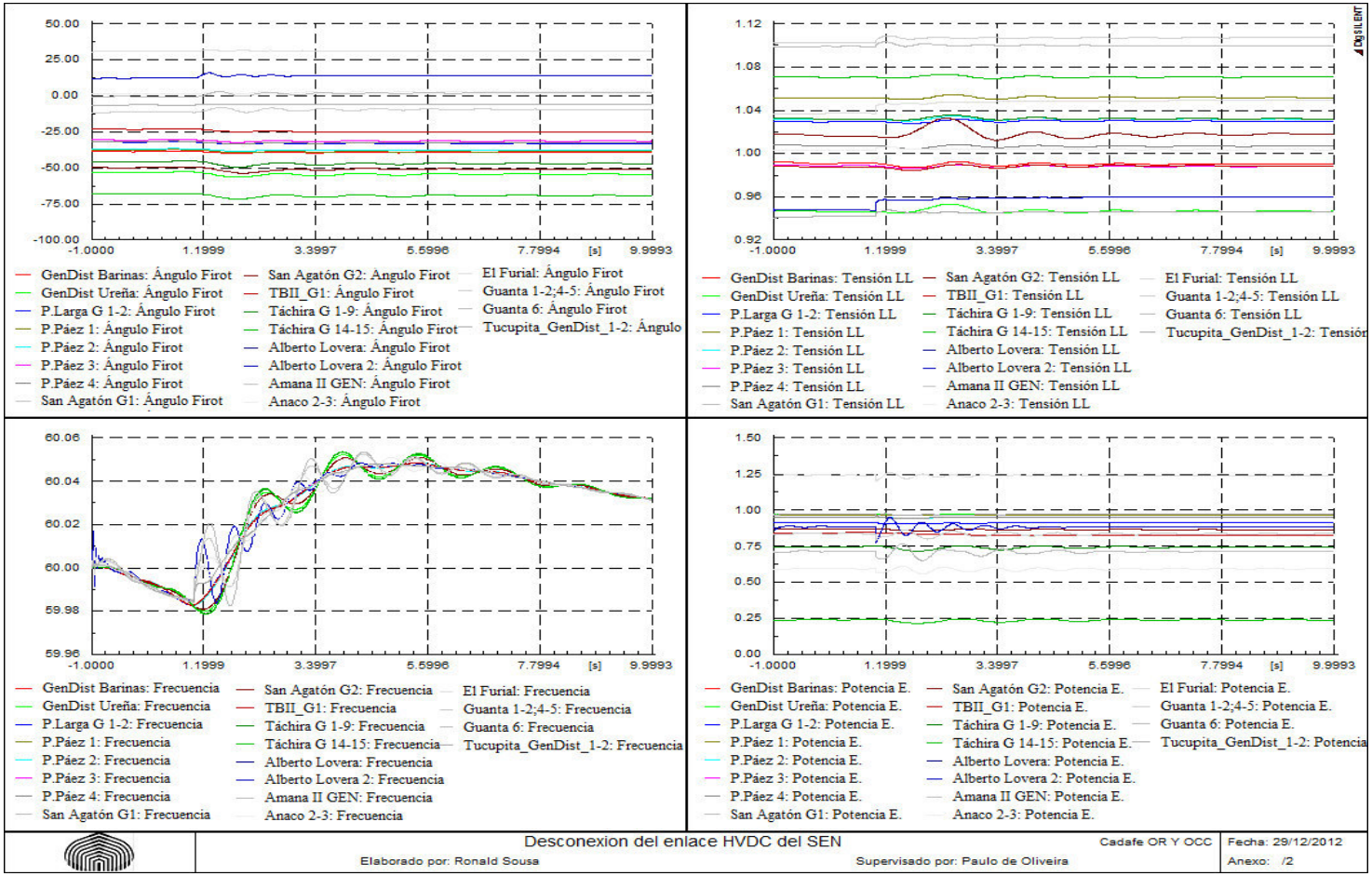


Figura 4.23 Ángulos de los rotores de las máquinas de CADAFE Oriente y Occidente.

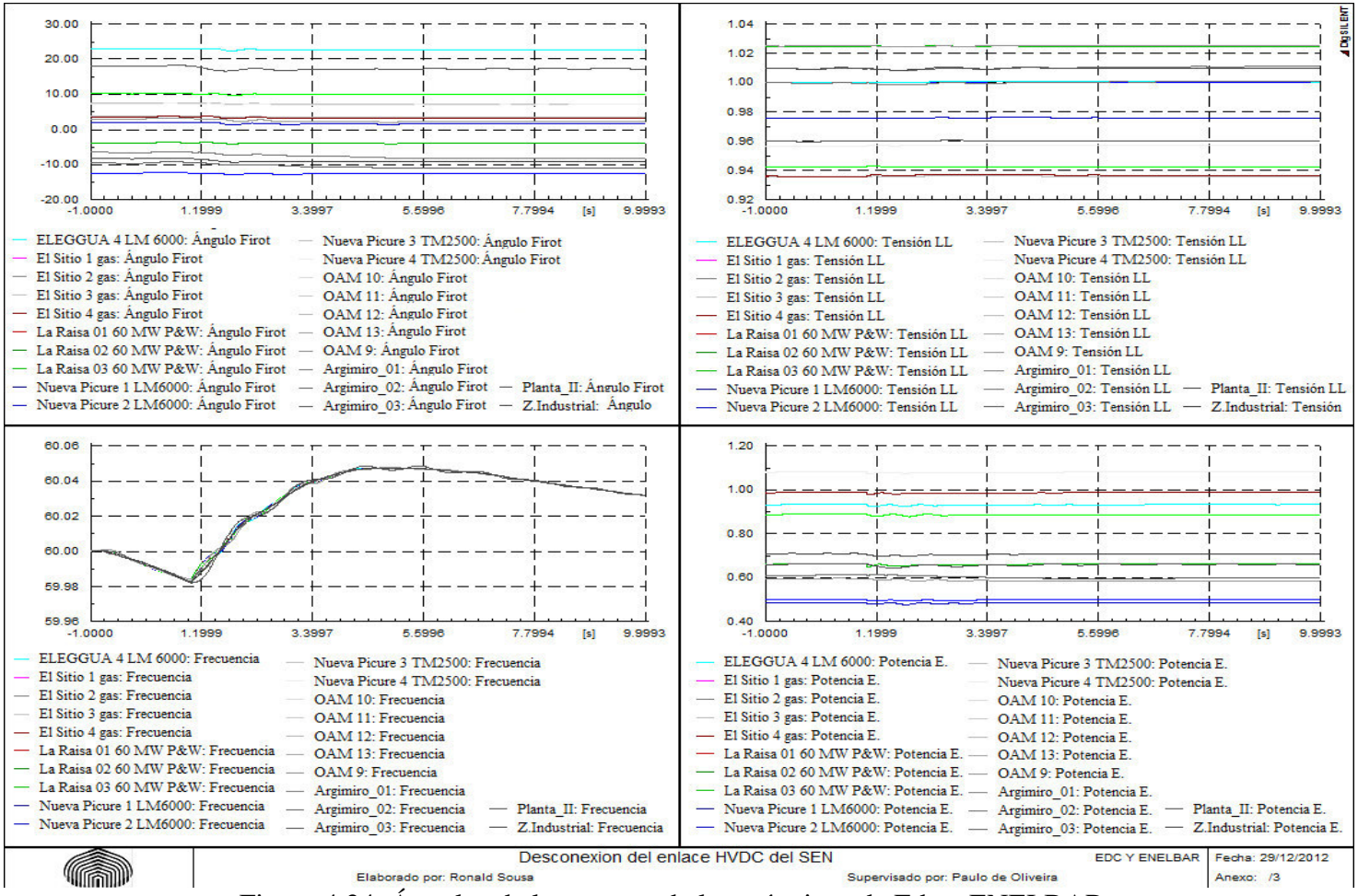


Figura 4.24 Ángulos de los rotores de las máquinas de Edc y ENELBAR.

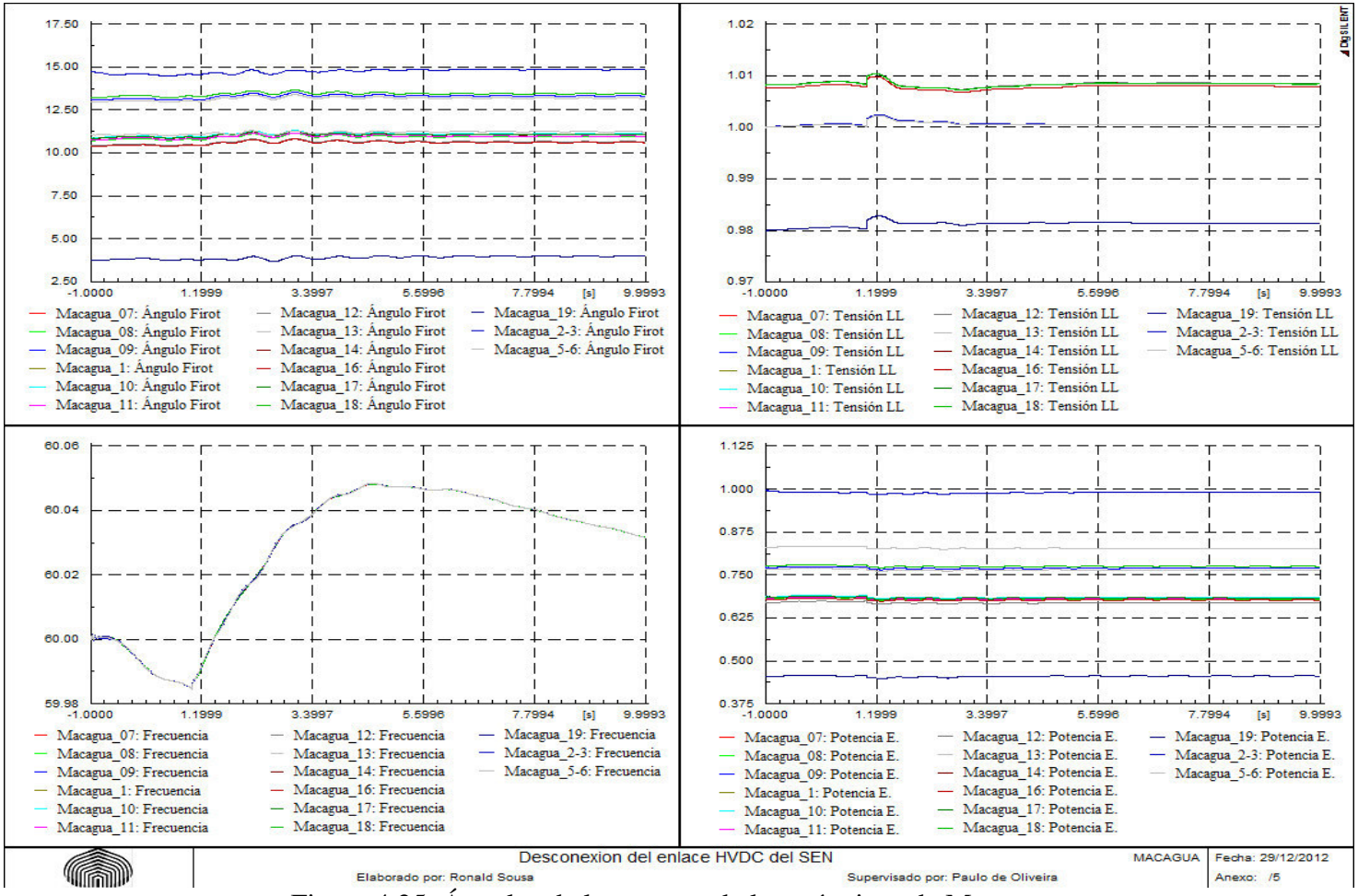


Figura 4.25 Ángulos de los rotores de las máquinas de Macagua.

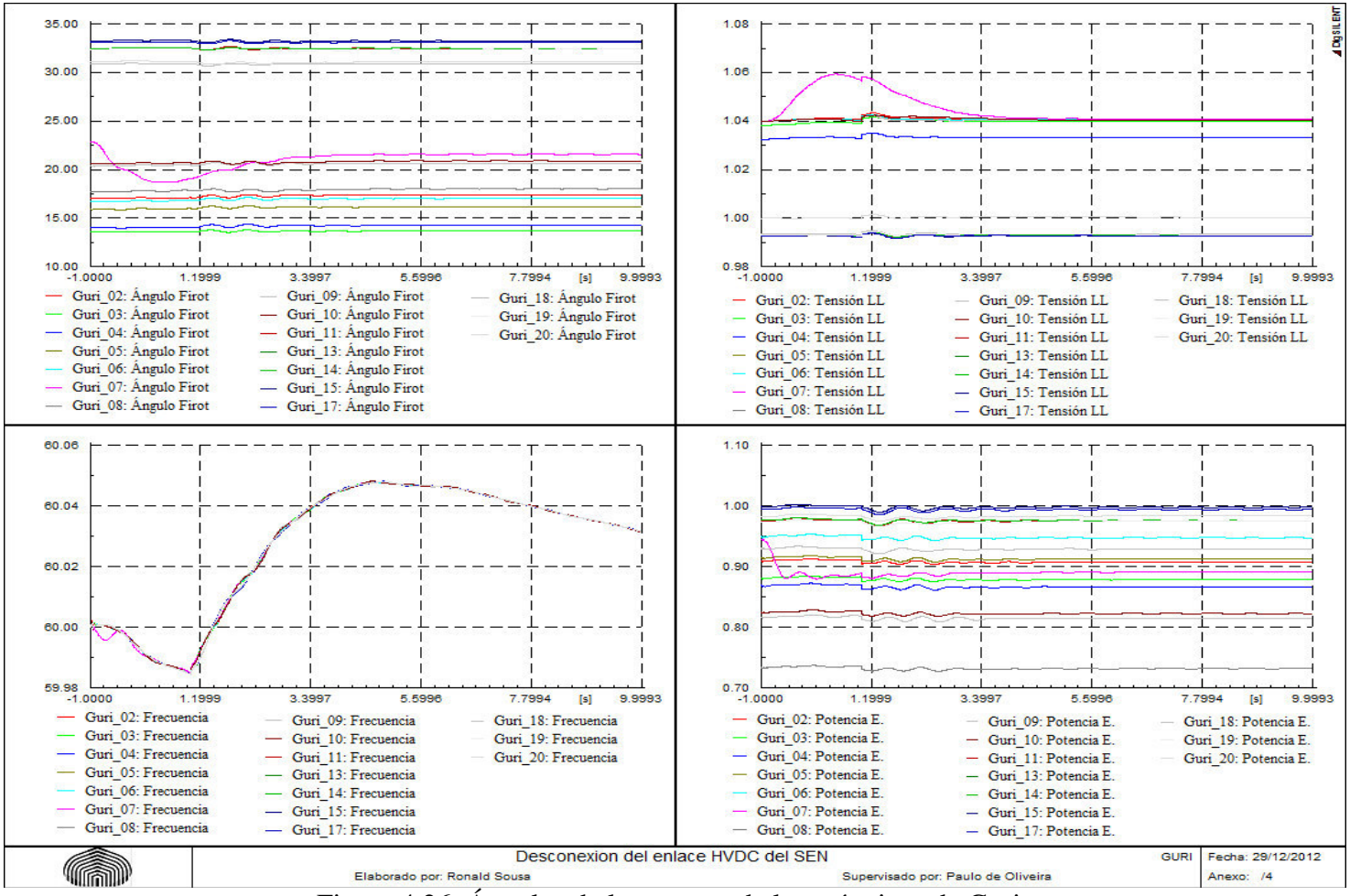


Figura 4.26 Ángulos de los rotores de las máquinas de Guri.

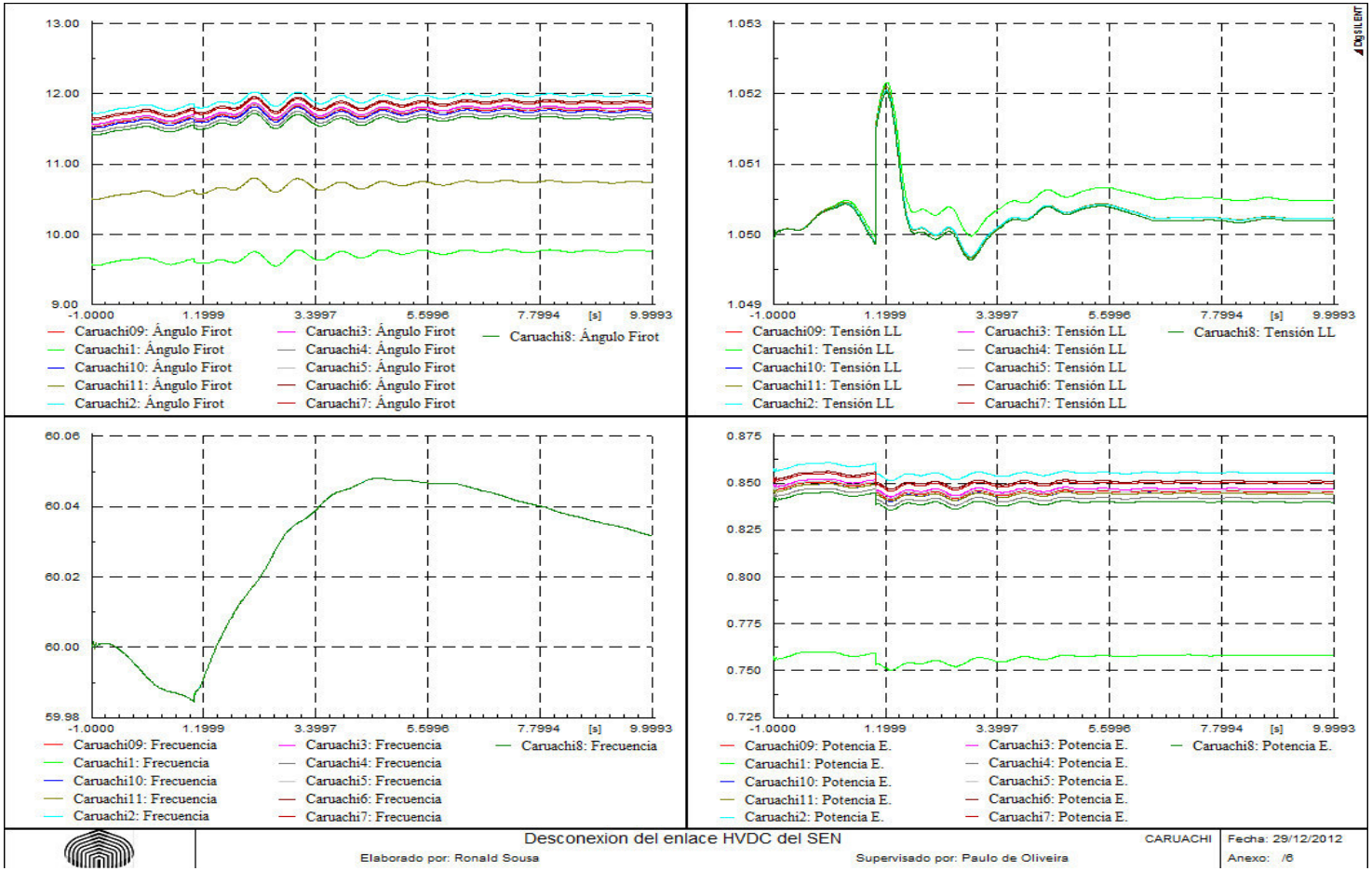


Figura 4.27 Ángulos de los rotores de las máquinas de Caruachi.

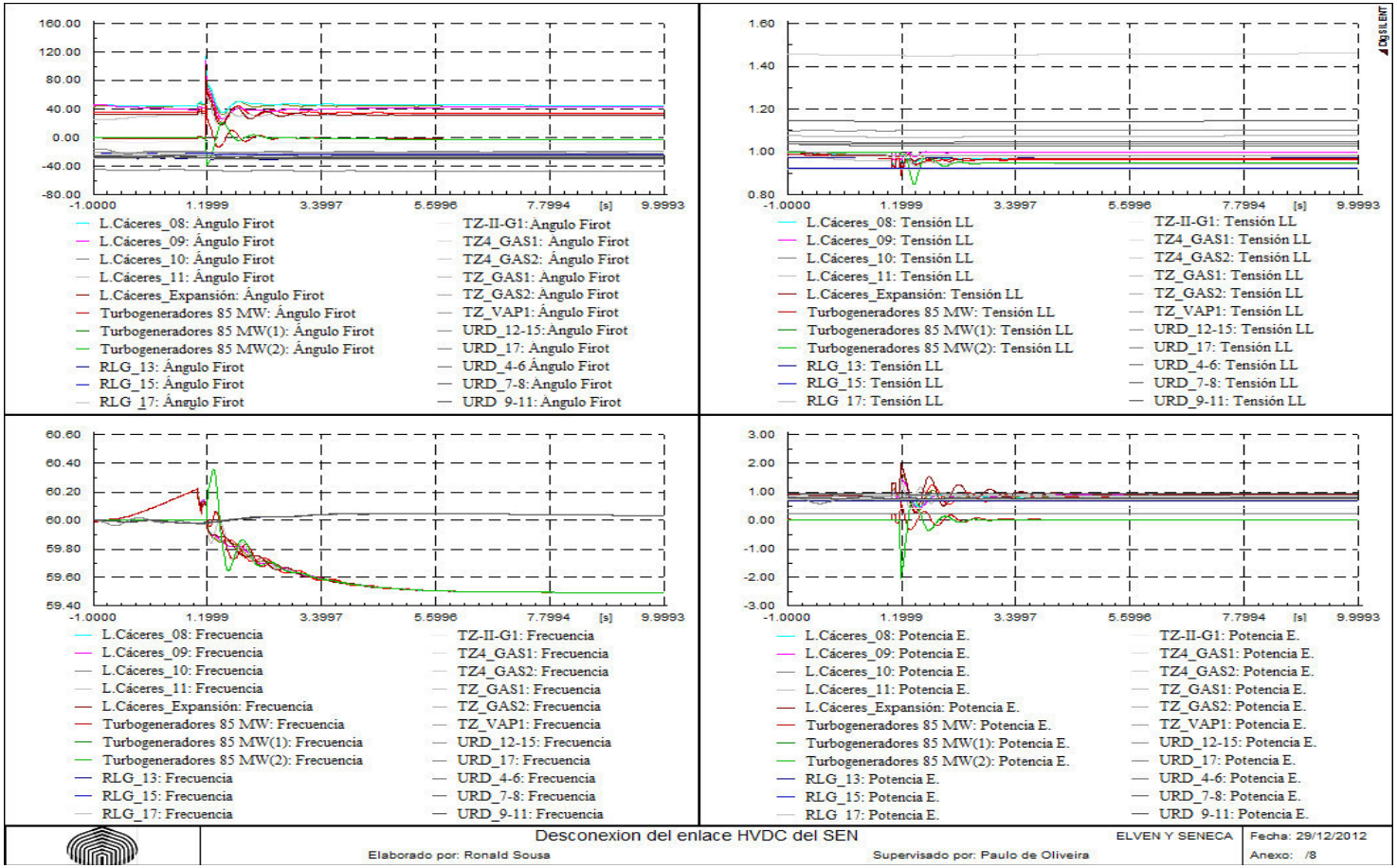


Figura 4.28 Ángulos de los rotores de las máquinas de SENECA y ENELVEN.

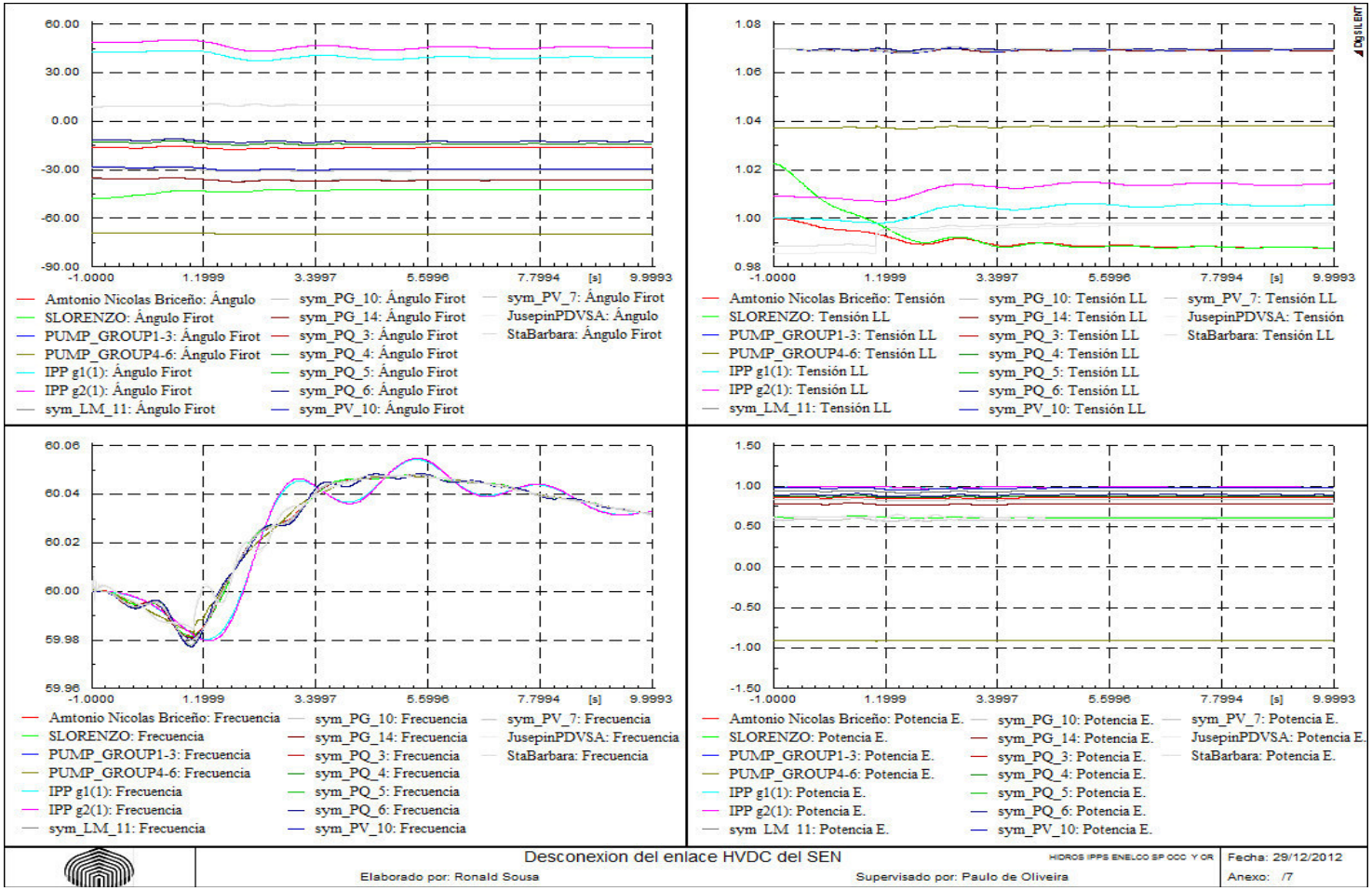


Figura 4.29 Ángulos de los rotores de las máquinas de IPPS, Hidros, ENELCO, Sector petrolero Oriente y Occidente

Al alcanzar el nuevo régimen permanente después de la perturbación, los nuevos flujos de potencia y carga son los siguientes:

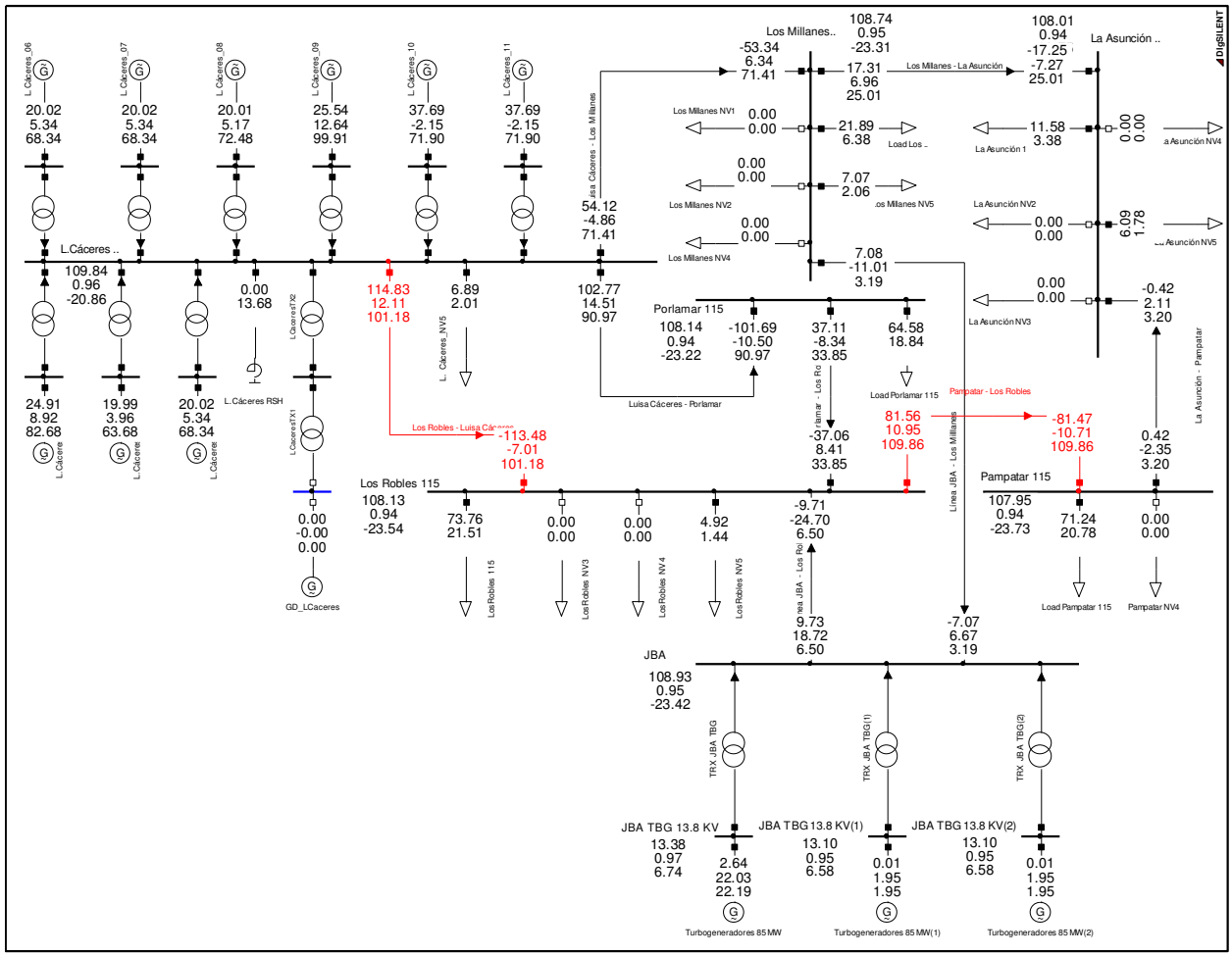


Figura 4.30 Resultados del flujo de carga después de la perturbación.

Como se puede observar se alcanza un régimen permanente estable, las tensiones, potencias y frecuencias se encuentran dentro de sus límites establecidos, las máquinas no perdieron sincronismo, y la sobrecargada en las líneas disminuyeron en gran porcentaje.

En vista de los resultados de flujo de carga y estabilidad se comprueba que:

- ✓ El consumo de potencia reactiva en ambas estaciones convertidoras es de 50 Mvar
- ✓ Las pérdidas en la línea DC es aproximadamente de 1.3 MW
- ✓ La desconexión del enlace DC conduce a un bote de carga total de 169.6 MW
- ✓ El nuevo régimen estacionario que se alcanza después de la perturbación es estable, en otras palabras, se alcanza tensiones en pu dentro de los límites establecidos, una frecuencia estable y cargas en las líneas por debajo de su límite máximo permitido.

4.4.3 Relación de Corto-Circuito en Chacopata y Luisa Cáceres.

A pesar del bajo NCC en Chacopata de 4866.31 MVA, obtuvo un buen SCR debido a la baja magnitud de transferencia de potencia que se está manejando en el enlace:

$$SCR_{CHACOPATA} = \frac{4866.31}{200} = 24.33$$

$$SCR_{LUISA\ CÁCERES} = \frac{3923.29}{200} = 19.61$$

Por lo tanto, es factible emplear un enlace HVDC tradicional para la interconexión DC entre Chacopata y Margarita; sin embargo, se deben realizar estudios adicionales para ver si el control responde adecuadamente ante fallas en estas subestaciones.

4.5 Análisis de Costos para Guri - Santa Teresa

4.5.1 Costo de la Subestación convertidora

El Laboratorio Nacional de Oak Ridge suministró una encuesta a tres proveedores de equipos HVDC, para realizar una estimación de costos de 2 subestaciones bipolares para 4 sistemas representativos [**16**]. Cada subestación requiere un electrodo dc y una interfaz hacia un sistema AC con una capacidad de corto-circuito al menos 4 veces mayor que la tasa de transmisión de potencia del enlace DC. Las siguientes tablas ofrecen un mayor desglose del costo de las subestaciones convertidoras basado en valores promedios derivados de los costos proporcionados por los proveedores encuestados. [**16**]

En vista que se quiere transmitir una potencia de 2200 MW a una tensión de operación de ± 500 kV DC, se utilizó el sistema número 3 de la tabla 4.11, el cual posee un costo según la tabla 4.12 de 75 US$/kW/Estación, sistema que más se aproxima a nuestro caso de estudio. Por lo tanto el costo total para las 2 subestaciones convertidoras (Rectificador e inversor) es de:

Tabla 4.11 Cuatro sistemas HVDC representativos para análisis de costos. [**16**]

Sistema	Voltaje DC	Capacidad	Voltaje AC
1	± 250 kV	500	230
2	± 350 kV	1000	345
3	± 500 kV	3000	500
4	Back to Back	200	230

Tabla 4.12 Desglose promedio de los costos de la subestación del enlace HVDC. [**16**]

Componentes de la subestación convertidora	Back to Back 200 MW	±250 kV 500 MW	±350 kV 1000 MW	±500 kV 3000 MW
Válvulas de tiristores	19	21	21	21.7
Transformador convertidor	22.7	21.3	21.3	22
Switch DC	3	6	6	6
Switch AC	10.7	9.7	9.7	9.3
Control, protección y comunicación	8.7	8	8	7.7

Obras civiles	13	13.7	13.7	13.7
Equipos auxiliares	2	2.3	2.3	2.3
Administración	21	18	17.3	17.3
Costo Total MUS$	43.3	145	213.7	451.7
Costo US$/kW/Estación	217	145	107	75

$$\left(2200\ [MW]x75x1000\left[\frac{US\$}{MW}\right]\right)x2 = 330\ [MUS\$]$$

No obstante, este precio podría variar según las tarifas de las compañías contratadas para la construcción de la subestación.

4.5.2 Costo de la línea

El costo por km de líneas aéreas de un enlace HVDC bipolar de (±400 a ± 600 kV), 3000 MW esta convencionalmente estimado a 1.6 [MUS$/Mile] = 0.9938 [MUS$/km] según estadísticas realizadas por encuestas a proveedores de estos equipos, tal como se muestra en la figura 4.31 elaborada por ABB:

table 1. Comparative costs of HVDC and EHV AC transmission alternatives.

Alternative	DC Alternatives				AC Alternatives			Hybrid AC/DC Alternative		
	+ 500 Kv Bipole	2 x + 500 kV 2 bipoles	+ 600 kV Bipole	+800 kV Bipole	500 kV 2 Single Ckt	500 kV Double Ckt	765 kV 2 Singl Ckt	+ 500 kV Bipole	500 kV Single Ckt	Total AC + DC
Capital Cost										
Rated Power (MW)	3000	4000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	1500	4500
Station costs including reactive compenstation (M$)	$420	$680	$465	$510	$542	$542	$630	$420	$302	$722
Transmission line cost (M$/mile)	$1.60	$1.60	$1.80	$1.95	$2.00	$3.20	$2.80	$1.60	$2.00	
Distance in miles	750	1,500	750	750	1,500	750	1,500	750	750	1,500
Transmission Line Cost (M$)	$1,200	$2,400	$1,350	$1,463	$3,000	$2,400	$4,200	$1,200	$1,500	$2,700
Total Cost (M$)	**$1,620**	**$3,080**	**$1,815**	**$1,973**	**$3,542**	**$2,942**	**$4,830**	**$1,620**	**$1,802**	**$3,422**
Annual Payment, 30 years @ 10%	$172	$327	$193	$209	$376	$312	$512	$172	$191	$363
Cost per kW-Yr	$57.28	$81.68	$64.18	$69.75	$125.24	$104.03	$170.77	$57.28	$127.40	$80.66
Cost per MWh @ 85% Utilization Factor	$7.69	$10.97	$8.62	$9.37	$16.82	$13.97	$22.93	$7.69	$17.11	$10.83
Losses @ full load	193	134	148	103	208	208	139	106	48	154
Losses at full load in %	6.44%	3.35%	4.93%	3.43%	6.93%	6.93%	4.62%	5.29%	4.79%	5.12%
Capitalized cost of losses @ $1500 kW (M$)	$246	$171	$188	$131	$265	$265	$177	$135	$61	$196
Parameters:										
Interest rate %	10%									
Capitalized cost of losses $/kW	$1,500									

Note:
AC current assumes 94% pf
Full load converter station losses = 9.75% per station
Total substation losses (transformers, reactors) assumed = 0.5% of rated power

Figura 4.31 Comparación de costos entre alternativas HVDC y HVAC. [**5**]

Por consiguiente, se tiene que el costo de la línea de transmisión es de:

$$\left(560\ [Km] x\ 0.9938\ \left[\frac{MUS\$}{Km}\right]\right) = 556.53\ MUS\$$$

Por otro lado, como se va a utilizar las torres existentes de 400 kV del SEN, el costo de la misma no se consideró en el cálculo, sin embargo, habría que rediseñar los aislamiento entre las torres – conductor, verificar que el resto de los aislamientos se cumplen y velar que la tensión que ejerce el tendido de los cables sea soportado por los vanos de las torres. Ante esta situación el precio total de la construcción del enlace sería de:

$$330\ [MUS\$] + 556.53\ [MUS\$] = 886.5\ [MUS\$]$$

Si se escogiese la tecnología HVDC-VSC como propuesta, los precios aumentarían más que todo por las estaciones convertidoras; sin embargo el peso de la diferencia de precio es irrelevante respecto a los beneficios que otorga este sistema. Para tener una idea general de cuanto saldría un proyecto para este tipo de interconexión, se tomó como referencia el nuevo proyecto de interconexión España-Francia de 2000 MW, 320 kV DC, 400 kV AC, 65 km de cable subterráneo, el cual esta cotizado en 700 MUS$; esto quiere decir que esta opción saldría mucho más costoso puesto que se hablando de distancia 9 mayor, elevando el precio del enlace HVDC-VSC por encima de los 1000 MUS$ [**15**]. Por otra parte, si se desea saber con exactitud el precio actual de alguna de las tecnologías expuestas, se tendría que pedir un análisis de costos directamente a las empresas que realiza estos tipos de proyectos.

4.5.3 Flujo de Caja del enlace HVDC para interconexión Guri – Santa Teresa

Para la realización del flujo de caja, se empleó exclusivamente el costo capital y de O&M "Operación y Mantenimiento", es decir, los egresos del proyecto, con el fin de determinar el costo total de la interconexión DC y de la generación térmica para el año 2032.

En la siguiente tabla 4.13 se refleja tres (3) tipos de costos: el costo capital, costo fijo O&M, costo variable O&M, donde estos últimos dos al ser sumandos proporciona el costo por energía neto.

Tabla 4.13 Costo capital y de M&O para la opción HVDC. [**17**]

Generación Hidráulica		
Costo capital [MUS$/kW]	Costo Fijo O&M [$/MWh]	Costo Variable O&M [$/MWh]
886.5	4	6

Considerando el costo de la energía por año y un FC "factor de carga" de 0.7 (que es lo que esperan los inversionistas) se tiene un total en [MUS$/Año] de:

$$Energía_{\,Hidráulica} = MW\ Generados * FC * 8760\left[\frac{h}{Año}\right] * \left(Tarifa_{Fija}\left[\frac{\$}{MW}\right] + Tarifa_{Variable}\left[\frac{\$}{MW}\right]\right)$$

$$Energía_{\,Hidráulica} = 2200\ MW * 0.7 * 8760\left[\frac{h}{Año}\right] * \left(4\left[\frac{\$}{MWh}\right] + 6\left[\frac{\$}{MWh}\right]\right) = 134.9\ [\text{MUS\$/Año}]$$

A continuación se mostrará el flujo de caja para un enlace HVDC de 2200 MW durante un período de 20 años, flujo que representa el costo capital del enlace DC y el costo de M&O "Manteamiento y operación" de la energía utilizada. En esta figura se evidencia que para el año 2032 el costo total de este proyecto estará alrededor de los 3000 [MUS$], valor que se comparó con el precio de la generación térmica en el siguiente apartado.

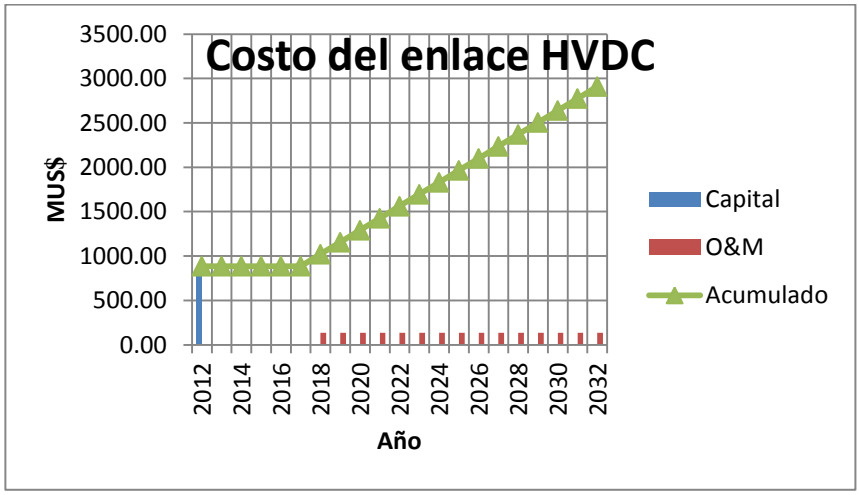


Figura 4.32 Flujo de caja para la opción HVDC de 2200 MW

Ya que la realización del proyecto en su totalidad abarca 6 años, los costos O&M fueron considerados a partir del año 2018. Adicionalmente, la escala temporal del gráfico de flujo de caja fue dividida cada dos (2) años, con el fin de facilitar la visualización de los egresos durante la simulación presentada en la figura 4.32.

4.5.4 Costos de las nuevas plantas térmicas

En esta sección de terminó el costo capital de las plantas de generación térmica mostrada en el apéndice E, las cuales utilizan como fuente de combustión el gas natural; para ello se tomó el precio del $/kW de las plantas a gas natural indicado en la tabla E.1 del apéndice E, específicamente las de NGCC "Natural Gas Combine Cycle" (Gas natural – Ciclo combinado) teniendo así un costo capital total de:

$$2200\ [MW] x\ 978\ x1000\left[\frac{\$}{MW}\right] = 2151.6\ [MUS\$]$$

4.5.5 Flujo de Caja para la generación térmica en el centro del País

Al igual que la sección 4.5.3 se estimó el costo por energía, a partir de los datos proporcionados en la siguiente tabla:

Tabla 4.14 Costo capital y de M&O de la Generación Térmica

Generación Hidráulica		
Costo capital [US$/kW]	Costo Fijo O&M [$/MWh]	Costo Variable O&M [$/MWh]
2151.6	1.9	48.1

En este caso el costo de energía por O&M de la planta térmica es muy elevado respecto al coste de la energía hidráulica por O&M. Asumiendo el coste de energía por año y un FC de 0.7 se tiene un total de:

$$Energía_{Térmica} = MW\ Generados * FC * 8760\left[\frac{h}{Año}\right] * \left(Tarifa_{Fija}\left[\frac{\$}{MWh}\right] + Tarifa_{Variable}\left[\frac{\$}{MWh}\right]\right)$$

$$Energía_{Térmica} = 2200\ MW * 0.7 * 8760\left[\frac{h}{Año}\right] * \left(1.9\left[\frac{\$}{MWh}\right] + 48.1\left[\frac{\$}{MWh}\right]\right) = 674.52\ [\text{MUS\$/Año}]$$

Con los costos calculados previamente se obtiene un flujo de caja de la siguiente forma:

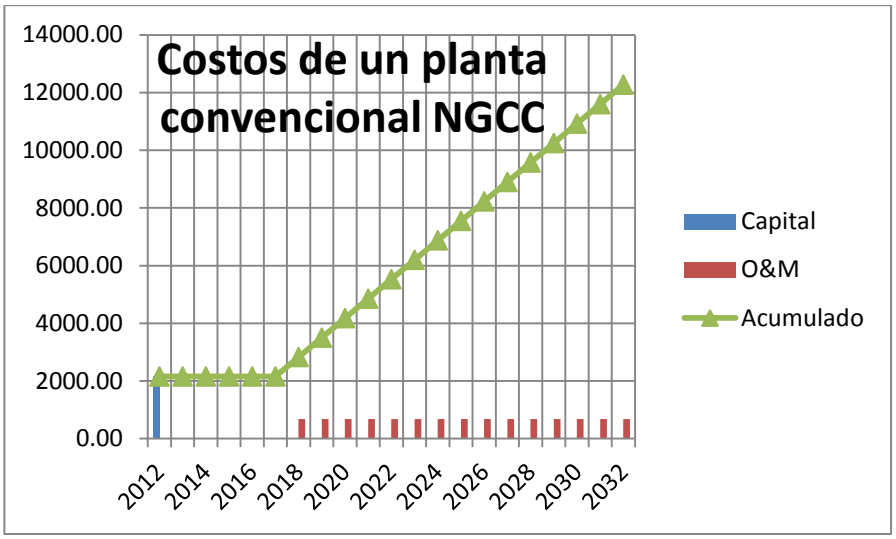


Figura 4.33 Flujo de caja de la generación térmica de 2200 MW

En esta gráfica se observa que el costo de esta opción para el año 2032 está alrededor de los 12.000 [MUS$], costo que cuadruplica la opción DC, lo que conlleva a decir desde el punto vista económico que la implementación del enlace DC es la mejor alternativa.

4.6 Inversiones para la interconexión Chacopata - Luisa Cáceres

Las referencias de las inversiones para cada una de las alternativas (interconexión AC, interconexión DC, generación térmica) en este caso de estudio, se obtuvo de un informe de Areva [**14**]. Dichas inversiones expresan las siguientes cantidades:

- Generación térmica en la isla: 300 MUS$
- Interconexión DC: 440 MUS$
- Interconexión AC: 450 MUS$

Desde punto de vista de inversión, le generación térmica en la isla sería la mejor solución, no obstante, seleccionar una alternativa en función de solo este costo capital sería irresponsable; por lo tanto es necesario integrar el coste de operación y mantenimiento de las dos alternativas que se pretenden estudiar, tal como se efectuó en los flujos de caja de las secciones anteriores.

4.6.1 Flujo de Caja del enlace HVDC para interconexión Chacopata – Luisa Cáceres

Los costos de mantenimiento y operación para este caso de estudio son los mismos utilizados de la tabla 4.13 de la sección 4.5.3, por lo que el costo de la energía neta en este caso es de:

$$Energía_{\ Hidráulica} = 200\ MW * 0.7 * 8760 \left[\frac{h}{\text{Año}}\right] * \left(4\left[\frac{\$}{MWh}\right] + 6\left[\frac{\$}{MWh}\right]\right) = 12.26\ [\text{MUS\$/Año}]$$

Con una inversión de 440 [MUS$] y un costo de energía al año de 12.26 [MUS$/Año] se tiene un flujo de caja como el de la figura 4.34. En esta figura se evidencia que el coste neto de un enlace DC de 200 MW para el año 2032 es de aproximadamente 620 [MUS$], valor que se comparó con el coste de la generación térmica.

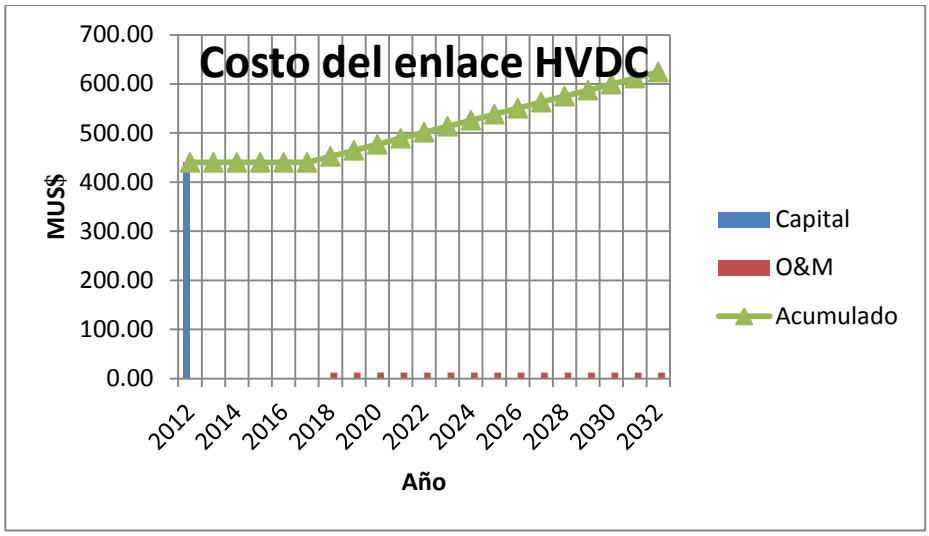


Figura 4.34 Flujo de caja para la opción HVDC de 200 MW

4.6.2 Flujo de caja para generación térmica en la isla de Margarita

En este caso el costo por O&M es de:

$$Energía\ _{Térmica} = 200\ MW * 0.7 * 8760 \left[\frac{h}{Año}\right] * \left(1.9 \left[\frac{\$}{MWh}\right] + 48.1 \left[\frac{\$}{MWh}\right]\right) = 61.32\ [\text{MUS\$/Año}]$$

Con este coste de energía al año y con una inversión inicial de 300 [MUS$] se obtiene el siguiente flujo de caja:

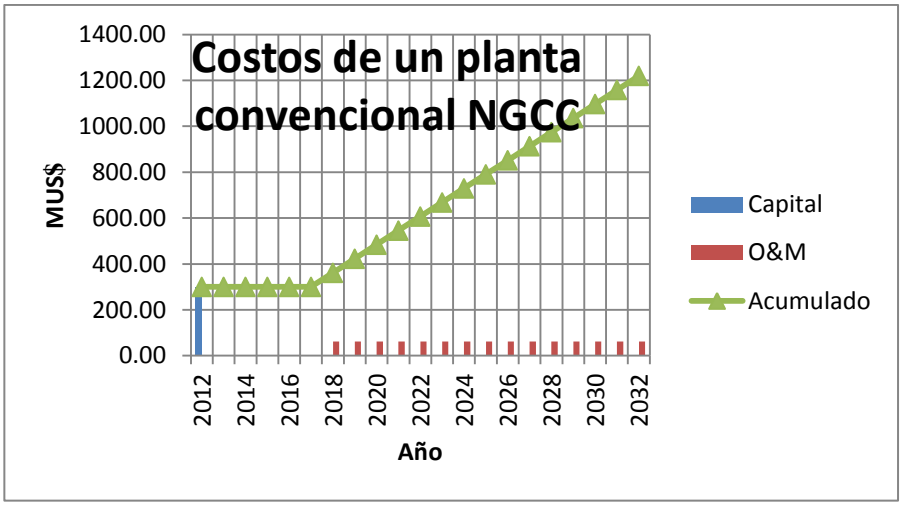


Figura 4.35 Flujo de caja de la generación térmica de 200 MW

En la figura 4.35 se observa que el costo para el año 2032 es de aproximadamente 1200 [MUS$], valor que duplica la opción DC; además, se evidencia que justo en el año 2020 los costos futuros de ambas opciones son prácticamente iguales, lo que quiere decir que al cabo de los 2 años de estar en funcionamiento la opción DC, esta empieza a ser más económica que la generación térmica, por lo tanto, la implementación del enlace DC sigue siendo la alternativa más económica.

4.7 Cálculo del VPN, TIR y PBT

Con los costos por energía de ambas opciones (interconexión HVDC, generación térmica) se puede determinar el ahorro en $\frac{\$}{Año}$, con el fin de calcular el VPN "valor presente neto" del proyecto DC.

- Para el caso de la interconexión Guri – Santa Teresa se tiene un ahorro de:

$$Ahoro = Costo\ {}^{G.Térmica}_{Energía} - Costo\ {}^{DC}_{Energía} = 674.5\left[\frac{MUS\$}{Año}\right] - 134.9\left[\frac{MUS\$}{Año}\right] = 539.6\left[\frac{MUS\$}{Año}\right]$$

Con una I_O "Inversión inicial" de 886.5 [MUS$], una Td "tasa de descuento" del 9% y un período "n" de 20 años se tiene un valor presente neto de:

$$VPN = \sum_{i=1}^{n} \frac{Ahorro}{(1+td)^i} - I_O = \sum_{i=1}^{20} \left(\frac{539.6}{(1+0.09)^i}[MUS\$]\right) - 886.5[MUS\$] = 4039.26[MUS\$]$$

Dado que el resultado es mayor que cero (>0), es claro que la inversión realizada proporciona ganancias por encima de la rentabilidad exigida, por lo que el proyecto puede aceptarse. La tasa interna de retorno es otro factor importante para indicar que tan rentable es la inversión, esta tasa se calculó igualado el VPN=0 y sustituyendo el parámetro td por el TIR:

$$\sum_{i=1}^{20} \frac{539.6}{(1+TIR)^i} - 886.5 = 0\ si\ y\ solo\ si\ el\ TIR = 60.86\ \%$$

En vista de este resultado se puede decir que este proyecto es rentable, ya que se tiene suficiente margen para que la inversión realizada se compare con las ganancias obtenidas en un período de 20 años.

Finalmente falta por calcular en que tiempo se recupera la inversión realizada, lo que se conoce actualmente como PBT "Pay back time" (tiempo de retorno), el cual se determina igualando el VPN=0 y sustituyendo el parámetro del período "n" por el PBT.

$$\sum_{i=1}^{X} \frac{539.6}{(1+0.09)^X} - 886.5 = 0\ si\ y\ solo\ si\ el\ PBT = 2\ Años$$

Lo que quiere decir que la inversión realizada se puede recuperar en 2 años, gracias al ahorro obtenido por el bajo costo de la energía hidráulica consumida.

- Para el caso Chacopata – Margarita

$$Ahoro = Costo\,_{Energía}^{G.Térmica} - Costo\,_{Energía}^{DC} = 61.32\left[\frac{MUS\$}{Año}\right] - 12.26\left[\frac{MUS\$}{Año}\right] = 49.06\left[\frac{MUS\$}{Año}\right]$$

Con una I_O "Inversión inicial" de 440 [MUS$], una Td "tasa de descuento" del 9% y un período "n" de 20 años se tiene un valor presente neto de:

$$VPN = \sum_{i=1}^{n} \frac{Ahorro}{(1+td)^i} - I_O = \sum_{i=1}^{20} \left(\frac{49.06}{(1+0.09)^i}[MUS\$]\right) - 440[MUS\$] = 7.85\,[MUS\$]$$

Dado que el resultado es mayor que cero (0), se puede decir que la inversión realizada proporciona ganancia a pesar de la rentabilidad exigida.

$$\sum_{i=1}^{20} \frac{49.06}{(1+TIR)^i} - 440 = 0 \; si \; y \; solo \; si \; el \; TIR = 9.25\,\%$$

Con este resultado se puede decir que el proyecto es poco rentable debido al poco margen que se tiene respecto a la tasa de descuento inicial (td=9%) con se realizó el cálculo del VPN.

$$\sum_{i=1}^{X} \frac{49.06}{(1+0.09)^X} - 440 = 0 \; si \; y \; solo \; si \; el \; PBT = 20 \; Años$$

Con este resultado se puede concluir que el tiempo de recuperación de la inversión bajo esta tasa de descuento es relativamente grande (20 años); sin embargo el proyecto DC sigue siendo más económico para años futuros.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se realizó un estudio de la factibilidad técnico – económica del enlace HVDC en dos casos: interconexión DC Guri-Santa Teresa e interconexión DC Chacopata - Luisa Cáceres). Se hizo una simulación del enlace HVDC tradicional en el SEN para las condiciones previstas del año 2018; empleando DIgSILENT Powerfactory, con la cual se hizo un análisis de flujo de carga, corto circuito, estabilidad de ángulo. Adicionalmente se comparó económicamente con los proyectos de generación térmica por media del flujo de caja. Del análisis realizado en este proyecto de grado se obtiene las siguientes conclusiones:

Se pudo verificar que es factible la implementación de un enlace HVDC tradicional para la interconexión Guri – Santa Teresa tanto desde el punto de vista técnico como económico, ya que permite transferir desde Guri grandes bloques de potencia a costos muy bajos en comparación con la generación térmica.

Se comprobó que el enlace HVDC Tradicional requiere grandes bloques de reactivos al igual que el Sistema Eléctrico Nacional (ya que el factor de potencia en el centro del país es del orden de 0.9); lo que hace necesario la instalación de fuentes de reactivos adicionales (STATCOM, etc.), una política acertada de compensación reactiva en las redes de transmisión y distribución y, que la generación a ser instalada pueda proveer reactivos a la red. La instalación de en las HVDC-VSC podría aliviar estos requerimientos. No obstante, esta opción presenta capacidades de transmisión inferiores a la tecnología HVDC tradicional; además de ser una técnica que está en proceso de desarrollo tecnológico en la actualidad (con poca experiencia en el área).

Igualmente, se comprobó que el enlace HVDC tradicional en la interconexión Chacopata - Luisa Cáceres es la mejor solución, para transportar energía de tierra firme a la isla tanto del punto de vista técnico como el económico. Asimismo, los requerimientos de los reactivos en ambas subestaciones convertidoras son bajos, sin embargo estos deben ser suministrados por compensadores de reactivos (banco de condensadores, STATCOM, etc.). A continuación se muestran las conclusiones específicas de ambos casos de estudio:

De la interconexión DC entre Guri – Santa Teresa se pudo constatar que:

- La pérdida de un enlace HVDC bipolar de 2200 MW conlleva a la desconexión de ciertas cargas para poder preservar el sincronismo en las máquinas del Sistema Eléctrico Nacional, la magnitud de la demanda perdida es de aproximadamente 470 MW la cual puede variar según la lógica del bote de carga y del despacho del sistema.

- El consumo de potencia reactiva de las estación rectificadora del bipolo HVDC se encuentra en el orden de los 805 Mvar (potencia que es suplida por las máquinas de Guri), mientras que en la inversora se encuentra en el orden de los 410 Mvar (potencia que es suministrada por los nuevos compensadores Shunt), valores que puede variar según la tensión de alimentación y el ángulo de disparo de los convertidores.

- El costo capital de un enlace HVDC tradicional se encuentra el orden de los 886.5 MUS$, mientras que el costo asociado a la energía que transporta es de alrededor de 134.9 MUS$. Además, el costo total de la opción HVDC para el año 2032 es de aproximadamente 3000 MUS$, costo 4 veces menor que lo opción de generación térmica para ese mismo período.

- La inversión del enlace DC proporciona ganancias por encima de la rentabilidad exigida, y tiene un tiempo de recuperación de 2 años gracias a los ahorros proporcionados por esta tecnología.

- Las pérdidas de potencia total del enlace DC es de 25.2 MW.

De la interconexión DC entre Chacopata – Luisa Cáceres se pudo comprobar que:

- Del análisis de estabilidad se concluye que la pérdida del enlace repercutiría en un gran bote de carga de prácticamente 170 MW, lo que representa el 40 % de la demanda de la isla, debido a que las máquinas generadoras de Margarita no son capaces de soportar esta gran oscilación sin perder la frecuencia del sistema.

- El consumo de reactivos tanto de la estación rectificadora como inversora del monopolo HVDC se encuentra en el orden de los 50 Mvar. (potencias suplidas por los compensadores shunt)

- El costo capital de un enlace HVDC tradicional se encuentra alrededor de los 440 MUS$, mientras que el costo asociado a la energía que transporta se encuentra cerca de 12.26 MUS$. Además, el costo total de la opción HVDC para el año 2032 es de aproximadamente 600 MUS$, lo que representa la mitad del costo de la opción de generación térmica en ese período.

- La inversión del enlace DC proporciona ganancias limitadas por encima de la rentabilidad exigida, y tiene un tiempo de recuperación de 20 años gracias a los ahorros proporcionados por esta tecnología.

- Las pérdidas de potencia total en las línea DC son de 1.3 MW.

- De los análisis previos se puede deducir que la mejor opción entre interconexiones AC, interconexiones DC, o Plantas Térmicas en los centros de Carga, es la interconexión DC (pero difícil de implementar debido a las restricciones por reactivos); las razones principales que la sustentan son : primero se aprovecha la energía potencial que proviene del Agua (la que vendrá de Tocoma y parte de la fuente principal de energía actual Guri), segundo garantiza estabilidad, fácil mantenimiento, independencia entre sistemas, menor inversión, costos de operación y menor impacto ambiental (Torres más pequeñas, menos combustión de diésel). Asimismo, al instalar un enlace DC o AC desde una central hidroeléctrica hacia un centro de consumo se evita generar con combustible fósil, evitando también la producción de gases efecto invernadero CO_2 o CO_3.

.

RECOMENDACIONES

- De requerirse nuevos caminos de interconexión primero deberá evaluarse si los sistemas AC son fuertes o débiles (Alta capacidad de corto-circuito), luego verificar que tipo de enlace utilizar según las necesidades y limitaciones que presente el sistema, seguidamente comprobar que las torres AC que se utilicen para las líneas DC son adecuadas (aislamiento, tensiones máximas en los vanos de las torres etc.), posteriormente, realizar un flujo de carga hasta obtener un escenario estable.

- En trabajos posteriores se recomienda: simular el control del enlace HVDC para adaptarlo a las condiciones del sistema, inmediatamente se debe realizar un estudio que garantice el adecuado funcionamiento del control cuando se incorpora la Zcc del sistema AC, posteriormente se procede a realizar análisis de cortocircuito verificando como responde el enlace ante esas perturbaciones, y finalmente se realizan los estudios de estabilidad con el objeto de ver como mejora el sistema desde el punto de vista de estabilidad de Ángulo.

- En función de la gran importación de reactivos que la electricidad de Caracas demanda, utilizar un enlace de transmisión HVDC tradicional no sería conveniente puesto que las estaciones convertidoras que la componen aumentarían la problemática de potencia reactiva que existe en la subestación de Santa Teresa 230 kV, por lo que se recomienda utilizar la tecnología HVDC-VSC, dado que sus convertidores que no consumen reactivos para su operación, por el contrario podría aportar los reactivos que requiera el sistema con un ajuste adecuado del control.

- Es preferible realizar la interconexión de Chacopata- Margarita con la llegada del enlace DC tradicional en la subestación JBA 115 kV, primero porque de ella salen dos líneas AC (217 MVA c/u) una hacia Los Robles y la otra hacia Los Millanes, lugares donde están dos de

los centros más grandes de carga, y segundo porque esta subestación será la próxima barra fuerte de generación de la Isla, la cual será capaz de suministrar parte de los reactivos a la estación Inversora del enlace HVDC.

- Se recomienda utilizar un enlace HVDC-VSC en caso que se desee transferir menos de 2000 MW y si el punto de llegada del enlace posee una reducida capacidad de corto-circuito; o altas importaciones de reactivos.

- Entre los tipos de enlace HVDC que hay, se recomienda emplear para la interconexión Chacopata– Luisa Cáceres el HVDC-VSC, puesto que no necesita de los filtros para aumentar la capacidad de corto-circuito en ambas subestaciones, los cuales son necesarios para realizar las conmutaciones en los convertidores y garantizar un adecuado control en el sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Gustavo Ortigoza, "Factibilidad técnica de usar HVDC para conectar desarrollos hidroeléctricos del alto Caroní al SEN," Simón Bolivar, Sartenejas, Informe Final de Pasantía 2004.

[2] D. Blanco, V. Carlson A. Brito Rojas, "Evaluación de los límites de potencia del sistema eléctrico Venezolano debido a la estabilidad de voltaje," EDELCA, Bolivar, Paper 2008.

[3] ABB, "HVDC Classic - Reference list," ABB, Ludvika, 2012.

[4] Prabha Kundur, *Power System Stability and Control*. Palo alto, California, Estados Unidos: McGraw-Hill, 1994.

[5] Michael P. Bahrman and Brian K. Johnson, "The ABCs of HVDC Transmission Technologies," *IEEE power & energy magazine*, march/April 2007.

[6] M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, D. Soerangr M. Davies, "HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation," *Siemens*, pp. 7-15, 2011.

[7] Siemens, "High Voltage Direct Current Transmission - Proven Technology for Power Exchange," Siemens AG, Erlagen, Alemania, 2011.

[8] J. Pier Chapentier, Raghuveer Sharma Roberto Rudervall, "High Voltage Direct Current (HVDC)Transmission Systems, Technology," ABB, Documento de revisión tecnológica 2000.

[9] Universidad de Oriente Venezuela. (2012) Wiki. [Online]. http://wiki.monagas.udo.edu.ve/index.php/Valor_presente_neto

[10] (2012) Wikipedia. [Online]. http://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_interna_de_retorno

[11] MSc. Manuel Alvarez, "Curso de digsilent," INDENE, Informativo 2012.

[12] Gobierno Bolivariano de Venezuela Venezuela. Ministerio del Poder Popular para la

Energía Eléctrica. [Online]. http://www.mppee.gob.ve/inicio/prensa

[13] Paulo M. Oliveira De Jesus Ph.D., "Sector Energético Venezolano, Perspectivas 2012," INDENE, Caracas, Informativo 2011.

[14] Roferca Areva, "Interconexiones con tierra firme,Solución Integral a la Problemática del Servicio Eléctrico en el Estado," Areva, Porlamar, Edo Nueva Esparta,.

[15] ABB, "Murraylink HVDC Light Interconnection," ABB, Ludvika, Sweden,.

[16] Dennis A. Woodford, "HVDC Transmission," Manitoba HVDC Research Centre, 400-1619 Pembina Highway Canadá, 1998.

[17] (2012, Julio) Annual Energy Outlook 2012. [Online]. http://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source

[18] Thomas Worzyk, *Submarine Power Cables , Design, instalation, repair, environmental aspects*. Berlín, Alemania: Springer, 2009.

APENDICE A

TABLAS DE LOS NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN, LÍNEAS DE TRANSPORTE Y COMPROBACIÓN DEL BALANCE DE POTENCIA

Tabla A.1 Incrementos de potencia por red para creación de escenario 2018

RED	Δ MW	Δ Mvar	Pg. MW	Qg. Mvar	FP	Descripción
EDC	538,35	282,38	720,00	528,00	0,81	El Sitio 4x180
EDELCA	795,98	415,57	800,00	-142,80	0,96 0,99	C.M.I 200 MW # 20 C.M.II 600 MW
CADAFE CENTRO	837,61	283,34	830,00	272,80	0,95	P. Centro 400 y 430 MW
ENELVEN	394,56	120,10	300,00	145,28	0,90	T. Zulia 4 150 MW c/u
CADAFE OCCIDENTE	245,23	90,09	351-98.5 252,50	24,40	0,90 1,00	P. Páez 4 58 MW C.M.I Guri 08 293 MW
CADAFE ORIENTE	465,83	167,51	450,00	177,84	0,93	Planta Alberto Lovera
S.P.OCC.	61,20	29,99	92,00	30,00	0,95	Planta El Palito
S.P.ORT	148,29	78,99	174,00	79,20	0,91	El Furrial 3x58MW
SENECA	69,22	20,19	70,00	20,42	0,96	Luisa Cáceres
ENELCO	168,10	42,04	168,00	42,10	0,97	Planta Antonio N. B.
HIDROS	76,48	23,33	-	-	-	GURI 765kV
OTROS	20,93	4,25	-	-	-	GURI 765kV

Tabla A.2 Datos de los nuevos proyectos de generación para el año 2018

Complejo	#	Tipo	Sn [MVA]	Vn [kV]	Fp	FC	Fuente
El sitio	4	SW 5001 F	198	21	0.92	180 MW@ 0.81	TG
La Raisa	3	Pratt & Whitney FT8	80	13.8	0.85	45 MW @ 0.95	TG
P. Centro	2	P.Centro5 (ABB)	517	24	0.85	400 MW @ 0.85	TV
Termozulia 4	2	TZGAS 210 MVA	210	18	0.85	150 MW @ 0.9	CC/GAS
P. Páez	1	Planta Páez 3-4	63	16	0.97	58 MW @ 0.9	HIDRO
P. Alberto Lovera	3	W501-F	200	13.8	0.85	150 MW @ 0.93	TG
El Furrial	2	Rolls Royce Trent60	55	13.8	0.85	58 MW @ 0.91	TG
Amana	1	Maq. S. 55 MVA	55	13.8	0.85	59 MW @ 0.91	TG
Luisa Cáceres	3	Luisa 03 AEG	32	13.8	0.8	23.33 MW @ 0.96	TG
P. Antonio N. B.	2	ANB 100 MVA	100	13.8	0.95	84 MW @ 0.97	TG

Guri 20	1	Guri cm II pares	700	18	0.9	620 MW @ 1	HIDRO
Guri 08	1	Guri 7-10	420	18	0.95	293 MW @ 1	HIDRO
Guri 05	1	Guri 4-6	230	18	0.95	200 MW @ 1	HIDRO
JBA	3	GE-7EA	100	13.8	0.85	85 MW @ 1	TG

Tabla A.3 Datos de las nuevas líneas de transmisión puesta en servicio

Nombre	Red	Tipo
Castaño - Convento 230 kV	EDC	SANTA TERES-CONVENTO 230 kV 1800 Al/1500
Castaño - Curupao 230 kV	EDC	SANTA TERES-CONVENTO 230 kV 1800 Al/1500
Castaño - Santa Teresa 230 kV	EDC	SANTA TERES-CONVENTO 230 kV 1800 Al/1500
Diego Losada -LA RAISA 230 kV 1	EDC	SANTA TERES-CONVENTO 230 kV 1800 Al/1500
Diego Losada -LA RAISA 230 kV 2	EDC	SANTA TERES-CONVENTO 230 kV 1800 Al/1500
OMZ-Termocentro 1	EDC	SANTA TERES-CONVENTO 230 kV 1800 Al/1500
OMZ-Termocentro 2	EDC	SANTA TERES-CONVENTO 230 kV 1800 Al/1500
STA TERESA - Termocentro 1	EDC	SANTA TERES-PAPELON 230 kV 1800 Al
STA TERESA - Termocentro 2	EDC	SANTA TERES-PAPELON 230 kV 1800 Al
TERMOCENTRO - CASTAÑO	EDC	SANTA TERES-PAPELON 230 kV 1800 Al
TERMOCENTRO -CURUPAO	EDC	SANTA TERES-PAPELON 230 kV 1800 Al
Termocentro- Papelón 1	EDC	SANTA TERES-PAPELON 230 kV 1800 Al
Termocentro- Papelón 2	EDC	SANTA TERES-PAPELON 230 kV 1800 Al
Termocentro-Convento	EDC	SANTA TERES-PAPELON 230 kV 1800 Al
XTACOA- MAGALLANES 230 kV 2	EDC	TACOA- MAGALLA 230 kV 1 HH41Cu/1500
Barbacoa - CR José	CADAFE ORIENTE	L 115kV ACAR 500 TC 500A 120MW
C. Bolívar - Farallones L2	CADAFE ORIENTE	L 115kV ACAR 500 TC 500A 120MW
Línea Arre. Guaira 3	EDC	CONVENTO - CURUPAO 1272 AL
Línea Arre. Guaira 4	EDC	CONVENTO - CURUPAO 1272 AL
Línea Panamericana-OAM	EDC	OAM-CAR-VEG-PAN 927.2 AL

APENDICE B

TABLAS DE LOS PARÁMETROS DEL ENLACE HVDC BIPOLAR DE 2200MW Y DEL MONOPOLAR DE 200 MW

Interconexión Guri A 400 kV – Santa Teresa 400 kV:

Tabla B.1 Valores Nominales del Enlace HVDC de 2200 MW

Valores Nominales del Enlace HVDC 2200 MW	
Numero de polos	2
Potencia nominal [MW]	2200
Tensión del enlace [kV]	±500
Corriente nominal [kA]	2.2
Longitud del enlace DC [km]	560
Convertidores por estación	4
Voltaje DC por convertidor	250
Suministro de Mvar	Shunt con Ajuste Automático
Localización de las estaciones convertidoras y voltaje de la red AC	Casa de Máquinas 1 -Guri A- 400 kV Subestación El Tigre - 400 kV

Tabla B.2 Datos del transformador del lado rectificador

Datos de los Transformadores Lado REC				
Potencia Nominal HV [MW]	450	Tensión Nominal HV [kV]		400
Potencia Nominal MV [MW]	225	Tensión Nominal MV [kV]		206.62
Potencia Nominal LV [MW]	225	Tensión Nominal LV [kV]		206.62
Conexión	YN0yoD11	Pérdidas en el cobre HV-MV [kW]		12.5
Tensión de cc en Sec (+) HV %	5.46	Pérdidas en el cobre HV-LV [kW]		12.5
Tensión de cc en Sec (+) MV %	5.46	Pérdidas en el cobre LV-HV [kW]		12.5
Tensión de cc en Sec (+) LV %	5.46	Relación de Transformación		0.5165
Tensión de cc en Sec (0) HV %	1.6	Ángulo de conmutación Nominal		18.48
Tensión de cc en Sec (0) MV %	1.6	Tensión de cc en Sec (0) LV %		1.6
Lado		HV	MV	LV
Tensión adicional por TAB Rec		1	1	1
Mín. Posición		-7	-7	-7
Máx. Posición		11	11	11

Tabla B.3 Datos del transformador del lado Inversor

Datos de los Transformadores Lado INV				
Potencia Nominal HV [MW]	450	Tensión Nominal HV [kV]		400
Potencia Nominal MV [MW]	225	Tensión Nominal MV [kV]		187.74
Potencia Nominal LV [MW]	225	Tensión Nominal LV [kV]		187.74
Conexión	YN0yoD11	Pérdidas en el cobre HV-MV [kW]		12.5
Tensión de cc en Sec (+) HV %	5.46	Pérdidas en el cobre HV-LV [kW]		12.5
Tensión de cc en Sec (+) MV %	5.46	Pérdidas en el cobre LV-HV [kW]		12.5
Tensión de cc en Sec (+) LV %	5.46	Relación de Transformación		0.5165
Tensión de cc en Sec (0) HV %	1.6	Ángulo de conmutación Nominal		18.48
Tensión de cc en Sec (0) MV %	1.6	Tensión de cc en Sec (0) LV %		1.6
Lado		HV	MV	LV
Tensión adicional por TAB Rec		1	1	1
Mín. Posición		-6	-6	-6
Máx. Posición		16	16	16

Tabla B.4 Parámetros de los puentes Convertidores

Datos de los puentes convertidores	Rectificador	Inversor
Tensión nominal AC [kV]	206.62	187.74
Tensión nominal DC [kV]	269.53	244.90
Potencia nominal [MW]	550.00	543.68
Corriente nominal [kA]	2.20	2.20
Ángulo de disparo nominal [°C]	15.00	165.00
Ángulo mínimo de disparo [°C]	5.00	90.00
Ángulo máximo de disparo [°C]	90.00	180.00
Ángulo mínimo de extensión [°C]	0.00	0.00
Reactancia de Conmutación [Ω]	3.21	3.14
Tipo de control para F.C	Control de Potencia	Control de Vdc
Máx. V DC por convertidor	288.30	267.95
Mín. V DC por convertidor	258.52	222.09

Tabla B.5 Datos de la línea DC Guri - Santa Teresa 400 kV

Datos de la Línea DC Guri-Santa Teresa	
Tipo de Conductor:	ACAR 1250 MCM
Número de Conductores /pp	4
Tensión [kV]	500
α (1/°C)	0.00347
Rdc @ 20° C [Ω /km] /pc	0.047
Rdc @ 20° C [Ω /km] /pp	0.0118
Rdc @ 75° C [Ω /km] /pp	0.01405
Resistencia DC [Ω]	7.868

Tabla B.6 Datos de los filtros capacitivos shunt

HVDC 2200 MW	
Convertidor Rectificador	475.9x2= 951.8
Filtro y Shunt	150.5 150.5 975.5 1577.5
Convertidor Inversor	287.17x2= 574.34

Interconexión Chacopata- Luisa Cáceres:

Tabla B.7 Valores Nominales del Enlace HVDC de 2200 MW

Valores Nominales del Enlace HVDC 200 MW	
Número de polos	1
Potencia nominal [MW]	200
Tensión del enlace [kV]	150
Corriente nominal [kA]	1.3333
Longitud del enlace DC [km]	30
Convertidores por estación	2
Voltaje DC por convertidor	75
Suministro de Mvar	Shunt con Ajuste Automático
Localización de las estaciones	Subestación Chacopata- 115 kV

convertidoras y voltaje de la red AC	Subestación Luisa Cáceres - 115 kV

Tabla B.8 Datos del transformador del lado rectificador

Datos de los Transformadores Lado REC				
Potencia Nominal HV [MW]	240	Tensión Nominal HV [kV]		115
Potencia Nominal MV [MW]	120	Tensión Nominal MV [kV]		57.49
Potencia Nominal LV [MW]	120	Tensión Nominal LV [kV]		57.19
Conexión	YN0yoD11	Pérdidas en el cobre HV-MV [kW]		10
Tensión de cc en Sec (+) HV %	5	Pérdidas en el cobre HV-LV [kW]		10
Tensión de cc en Sec (+) MV %	5	Pérdidas en el cobre LV-HV [kW]		10
Tensión de cc en Sec (+) LV %	5	Relación de Transformación		0.5
Tensión de cc en Sec (0) HV %	1.6	Ángulo de conmutación Nominal		18.48
Tensión de cc en Sec (0) MV %	1.6	Tensión de cc en Sec (0) LV %		1.6
Lado		HV	MV	LV
Tensión adicional por TAB Rec		1	1	1
Mín. Posición		-7	-7	-7
Máx. Posición		11	11	11

Tabla B.9 Datos del transformador del lado Inversor

Datos de los Transformadores Lado INV				
Potencia Nominal HV [MW]	240	Tensión Nominal HV [kV]		115
Potencia Nominal MV [MW]	120	Tensión Nominal MV [kV]		57.49
Potencia Nominal LV [MW]	120	Tensión Nominal LV [kV]		57.19
Conexión	YN0yoD11	Pérdidas en el cobre HV-MV [kW]		10
Tensión de cc en Sec (+) HV %	5	Pérdidas en el cobre HV-LV [kW]		10
Tensión de cc en Sec (+) MV %	5	Pérdidas en el cobre LV-HV [kW]		10
Tensión de cc en Sec (+) LV %	5	Relación de Transformación		0.5
Tensión de cc en Sec (0) HV %	1.6	Ángulo de conmutación Nominal		18.48
Tensión de cc en Sec (0) MV %	1.6	Tensión de cc en Sec (0) LV %		1.6
Lado		HV	MV	LV
Tensión adicional por TAB Rec		1	1	1
Mín. Posición		-6	-6	-6
Máx. Posición		16	16	16

Tabla B.10 Datos de los filtros capacitivos shunt

HVDC 200 MW	
Filtro y Shunt	224.5
Filtro y Shunt	147.8

Tabla B.11 Parámetros de los puentes Convertidores

Datos de los puentes convertidores	Rectificador	Inversor
Tensión nominal AC [kV]	57.49	57.49
Tensión nominal DC [kV]	75.00	75.00
Potencia nominal [MW]	100.00	100.00
Corriente nominal [kA]	1.33	1.33
Ángulo de disparo nominal [°C]	15.00	165.00
Ángulo mínimo de disparo [°C]	5.00	90.00
Ángulo máximo de disparo [°C]	90.00	180.00
Ángulo mínimo de extensión [°C]	0.00	0.00
Reactancia de Conmutación [Ω]	0.00	0.00
Tipo de control para F.C	Control de Potencia	Control de Vdc
Máx. V DC por convertidor	157.50	157.50
Mín. V DC por convertidor	142.50	142.50

Tabla B.12 Datos de la línea DC Chacopata – Luisa Cáceres 115 kV

Datos de la Línea DC Chacopata Margarita	
Tipo de Conductor:	2 cables 1 núcleo XLPE
Número de Conductores /pp	2
Tensión [kV]	150
α (1/°C)	0.00393
Rdc @ 20° C [Ω/km] / pc	0.0221
Rdc @ 20° C [Ω/km] / pp	0.0111
Rdc @ 75° C [Ω/km] / pp	0.0135
Resistencia DC [Ω]	0.81

APENDICE C

CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR DC PARA ENLACE (MONOPOLAR Y BIPOLAR)

Una vez fijado la cantidad de potencia activa a transmitir por el enlace HVDC y la tensión a la que va ser sometida, se procede a calcular la corriente nominal de la siguiente manera:

$$Inominal = \frac{Pnominal}{KVnominal} = \frac{1100}{500} = 2.2\ KA\ para\ enlace\ de\ Grui - Santa\ Teresa$$

$$Inominal = \frac{Pnominal}{KVnominal} = \frac{200}{150} = 1.33\ KA\ para\ enlace\ de\ Chacopata - Margarita$$

Caso Grui-Santa Teresa:

Ahora tomando un valor de 550 A para la escogencia del conductor (lo que representa ¼ de la I nominal) se tiene un equivalente de 4 subconductores por polo, esto se hizo con el objetivo de repartir de manera uniforme estos grande niveles de corriente. Adicional a esto hay que tomar la densidad de corriente óptima para el caso Venezolano (Estudio sobre costo de pérdidas realizado por EDELCA) = $0.9\frac{A}{mm^2} = \rho$. Con este conocimiento podría calcularse la sección transversal del conductor a escoger de la siguiente manera:

$$s = \frac{Inominal}{\rho} = \frac{550}{0.9} = 611.11mm^2$$

Según el catálogo de conductores ACAR de la compañía Sural (Empresa fundada en 1976- es líder mundial en la tecnología de colada continua y laminación de aluminio y sus aleaciones, (ver tabla F.1 del apéndice F.) el calibre del conductor que se utilizara para nuestro enlace DC es de 1250 MCM ya que su sección transversal es: $633\ mm^2 > 611.11\ mm^2$

Caso Chacopata-Margarita:

En este escenario tomaremos 1/2 de la corriente nominal del enlace de Margarita lo cual representa la cantidad de 666.667 A, corriente nominal por subconductor. Tal como en el apartado anterior se calculara la sección transversal de la línea con la misma densidad de corriente, dando como resultado:

$$S = \frac{Inominal}{\rho} = \frac{666.667}{0.9} = 740.741 mm^2$$

Una vez llegado a este punto faltaría seleccionar el cable submarino que se elegiría para el caso Chacopata margarita, entre las opciones de aislamiento que se tienen son: XLPE "Cross-linked polyethylene", Extruded HVDC cables (cables HVDC extruidos), los PMI "Paper-Mass Insulation y los paper insulated oil filled cables "cables con aislamiento de papel lleno de aceite". El uso de cables XLPE dentro de interconexiones DC ha traído problemas a lo largo de los años, debido al fenómeno de cargas espaciales en el aislamiento. Esta acumulación de carga produce desfavorables picos de campo eléctrico que debilitan el aislamiento del cable. Los PMI antes eran usados para enlaces de media transmisión en AC, hoy en día solo son usados para solos enlaces DC submarinos de larga transmisión de potencia y altos niveles de voltaje hasta 500 kV DC, ya que este cable no posee tantos vacíos en el aislamiento, provocando menos descargas parciales. Los cables extruded son también usados para enlaces submarinos HVDC pero con niveles de

tensión de hasta 320 kV y al igual que los PMI tienes pocos huecos en sus aislamientos. Los cables de aislamiento lleno de aceite son usados también para conexiones DC, sin embargo este aislamiento posee un restricción particular, entre la cual se destaca la longitud del enlace, la cual no puede exceder de los 60 km, la razón de esta limitación es que más allá de este largo no se garantiza el flujo de aceite por el cable, sin embargo para nuestro caso se puede utilizar ya que la longitud es exactamente de 60 km. [**18**]

Para decidir finalmente entre los aislamientos propuesto habría que hacer un análisis más exhaustivo del problema, esto quiere decir, saber la cantidad de corriente que se manejaría según las condiciones térmicas del medio ambiente, que sobrecarga se podría manejar si se alcanza cierta temperatura, cuanto sería el máximo cambio de carga durante los cambios anual de temperatura, que patrón regular de carga se podría utilizar en determinadas condiciones térmicas, etc. Sin embargo, ante toda esta incertidumbre se escogerá como aislamiento definitivo un XLPE por razones de simplicidad en el estudio. [**18**]

Según el catalogo Prysmian de cable submarinos de alta tensión (tabla F.2 del apéndice F), el adecuado cable para nuestro enlace HVDC seria 2 cables de cobre trenzado de un solo núcleo, con una sección transversal de 800 mm^2 y con aislamiento XLPE, el cual posee las siguientes características:

Diámetro externo: 93 mm^2
Peso neto con para pb: 21.5 $\frac{Kg}{m}$
Radio mínimo de flexión durante el tendido del cable: 2.3 m
${R_{DC}}^{Max}$@ 20 °C = 0.0221
Xl=
Ncc= 115.5 kA

APENDICE D

CÁLCULO PARA LA RESISTENCIA DC DEL ENLACE 2200 MW

Caso Grui-Santa Teresa:

Luego de realizar los cálculos anteriores y determinar que el mejor calibre para nuestro caso es el de 1250 MCM, se procede a calcular la resistencia DC por km de la línea, según la tabla anterior se tiene una R= 0.047 $\frac{\Omega}{km}$ @ 20 °C, lo cual representa la resistencia por unidad de longitud por subconductor. Si quisiera saber cuánto seria la resistencia por polo bastaría con sacar el paralelo a estas cuatro líneas idénticas, por lo que resultaría ¼ del valor de una sola.

$$R_{DC\,@\,20\,°C} = 0.047\frac{\Omega}{km}\ por\ subconductor$$

$$R_{DC\,@\,20\,°C} = 0.0118\frac{\Omega}{km}\ por\ polo$$

Luego se efectuó la corrección de temperatura a 75 °C a la resistencia previamente mostrada por medio de la siguiente fórmula:

$$R_{DC\,@\,75\,°C} = R_{DC\,@\,20\,°C}.(1 + \alpha_{20°C}.\Delta t)$$

Donde $\alpha_{20°C}: coeficiente\ de\ cambio\ de\ resistividad\ por\ temperatura\ a\ 20°C = 0.00347°C^{-1}$

Obteniendo finalmente la resistencia del enlace DC:

$$R_{DC\ @\ 75\,°C} = 0.0118 * \left(1 + 0.00347.(75 - 20)\right) = 0.01405\ \frac{\Omega}{km}$$

Caso Chacopata-Margarita:

Ahora solo falta terminar de calcular la resistencia DC por km en el caso de margarita, según la tabla ASTM tememos Que:

$$R_{DC\ @\ 20\,°C} = 0.0221\frac{\Omega}{km} por\ subconductor$$

$$R_{DC\ @\ 20\,°C} = 0.0111\frac{\Omega}{km}\ \ por\ polo$$

De igual manera se efectuó la corrección de temperatura a 75 °C :

$R_{DC\ @\ 75\,°C} = R_{DC\ @\ 20\,°C}.(1 + \alpha_{20°C}.\Delta t)$

Obteniendo finalmente la resistencia del enlace DC:"

$$R_{DC\ @\ 75\,°C} = 0.0112 * \left(1 + 0.00393.(75 - 20)\right) = 0.0135\ \frac{\Omega}{km}$$

APENDICE E

TABLA PARA LA ESTIMACIÓN DE COSTOS DE PLANTAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tabla E.1 Estimación de costo Capital, O&M de plantas de generación

Table 1. Updated Estimates of Power Plant Capital and Operating Costs

	Plant Characteristics		Plant Costs		
	Nominal Capacity (kilowatts)	Heat Rate (Btu/kWh)	Overnight Capital Cost (2010 $/kW)	Fixed O&M Cost (2010$/kW)	Variable O&M Cost (2010 $/MWh)
Coal					
Single Unit Advanced PC	650,000	8,800	$3,167	$35.97	$4.25
Dual Unit Advanced PC	1,300,000	8,800	$2,844	$29.67	$4.25
Single Unit Advanced PC with CCS	650,000	12,000	$5,099	$76.62	$9.05
Dual Unit Advanced PC with CCS	1,300,000	12,000	$4,579	$63.21	$9.05
Single Unit IGCC	600,000	8,700	$3,565	$59.23	$6.87
Dual Unit IGCC	1,200,000	8,700	$3,221	$48.90	$6.87
Single Unit IGCC with CCS	520,000	10,700	$5,348	$69.30	$8.04
Natural Gas					
Conventional NGCC	540,000	7,050	$978	$14.39	$3.43
Advanced NGCC	400,000	6,430	$1,003	$14.62	$3.11
Advanced NGCC with CCS	340,000	7,525	$2,060	$30.25	$6.45
Conventional CT	85,000	10,850	$974	$6.98	$14.70
Advanced CT	210,000	9,750	$665	$6.70	$9.87
Fuel Cells	10,000	9,500	$6,835	$350	$0.00
Uranium					
Dual Unit Nuclear	2,236,000	N/A	$5,335	$88.75	$2.04
Biomass					
Biomass CC	20,000	12,350	$7,894	$338.79	$16.64
Biomass BFB	50,000	13,500	$3,860	$100.50	$5.00
Wind					
Onshore Wind	100,000	N/A	$2,438	$28.07	$0.00
Offshore Wind	400,000	N/A	$5,975	$53.33	$0.00
Solar					
Solar Thermal	100,000	N/A	$4,692	$64.00	$0.00
Small Photovoltaic	7,000	N/A	$6,050	$26.04	$0.00
Large Photovoltaic	150,000	N/A	$4,755	$16.7	$0.00
Geothermal					
Geothermal – Dual Flash	50,000	N/A	$5,578	$84.27	$9.64
Geothermal – Binary	50,000	NA	$4,141	$84.27	$9.64
MSW					
MSW	50,000	18,000	$8,232	$373.76	$8.33
Hydro					
Hydro-electric	500,000	N/A	$3,076	$13.44	$0.00
Pumped Storage	250,000	N/A	$5,595	$13.03	$0.00

APENDICE F

TABLA DE CONDUCTORES ACAR (CONDUCTOR DE ALUMINIO CON RESFUERZO DE ALEACIÓN)

Tabla F.1 Parámetros de datos de los conductores ACAR

ASTM CONDUCTOR SIZES

Size of Conductor		Stranding								
AWG or Kcmil	Cross Section In.^{2}	1350-H19	6201-TBI	Outside Diameter in.	Area mm^2	Wire Diameter mm	Overall Diameter of Conductor mm	Linear Weight Kg/km	Rated Strength daN	Maximum DC Resistance at 20°C ?/km
950	0.7458	33 x 0. 1602	4 x 0.1602	1.121	481	4.07	28.50	1330	7950	0.061
950	0.7458	30 x 0.1602	7 x 0.1602	1.121	481	4.07	28.50	1330	8610	0.062
950	0.7458	24 x 0.1602	13 x 0.1602	1.121	481	4.07	28.50	1330	9500	0.063
950	0.7458	18 x 0.1602	19 x 0.1602	1.121	481	4.07	28.50	1330	10610	0.065
1000	0.7853	33 x 0.1644	4 x 0.1644	1.151	507	4.17	29.30	1400	8390	0.058
1000	0.7853	30 x 0.1644	7 x 0.1644	1.151	507	4.17	29.30	1400	9060	0.059
1000	0.7853	24 x 0.1644	13 x 0.1644	1.151	507	4.17	29.30	1400	10030	0.060
1000	0.7853	18 x 0.1644	19 x 0.1644	1.151	507	4.17	29.30	1400	11190	0.061
1000	0.7849	54 x 0.1280	7 x 0.1280	1.152	507	3.25	29.32	1397	8750	0.058
1000	0.7849	48 x 0.1280	13 x 0.1280	1.152	507	3.25	29.32	1397	9370	0.059
1000	0.7849	42 x 0.1280	19 x 0.1280	1.152	507	3.25	29.32	1397	10170	0.060
1000	0.7849	33 x 0.1280	28 x 0.1280	1.152	507	3.25	29.32	1397	12210	0.061
1100	0.8637	33 x 0.1724	4 x 0.1724	1.207	557	4.38	30.65	1540	9190	0.053
1100	0.8637	30 x 0.1724	7 x 0.1724	1.207	557	4.38	30.65	1540	9990	0.053
1100	0.8637	24 x 0.1724	13 x 0.1724	1.207	557	4.38	30.65	1540	11010	0.054
1100	0.8637	18 x 0.1724	19 x 0.1724	1.207	557	4.38	30.65	1540	12300	0.056
1100	0.8641	54 x 0.1343	7 x 0.1343	1.209	557	3.41	30.70	1540	9590	0.053
1100	0.8641	48 x 0.1343	13 x 0.1343	1.209	557	3.41	30.70	1540	10170	0.054
1100	0.8641	42 x 0.1343	19 x 0.1343	1.209	557	3.41	30.70	1540	11010	0.055
1100	0.8641	33 x 0.1343	28 x 0.1343	1.209	557	3.41	30.70	1540	11810	0.055
1200	0.9426	33 x 0.1801	4 x 0.1801	1.261	608	4.57	32-00	1680	10030	0.048
1200	0.9426	30 x 0.1801	7 x 0.1801	1.261	608	4.57	32.00	1680	10880	0.049
1200	0.9426	24 x 0.1801	13 x 0.1801	1.261	608	4.57	32.00	1680	12035	0.050
1200	0.9426	18 x 0.1801	19 x 0.1801	1.261	608	4.57	32.00	1680	13400	0.051
1200	0.9430	54 x 0.1403	7 x 0.1403	1.263	608	3.56	32.10	1680	10260	0.048
1200	0.9430	48 x 0.1403	13 x 0.1403	1.263	608	3.56	32.10	1680	10970	0.049
1200	0.9430	42 x 0.1403	19 x 0.1403	1.263	608	3.56	32.10	1680	11860	0.050
1200	0.9430	33 x 0.1403	28 x 0.1403	1.263	608	3.56	32.10	1680	12790	0.051
1250	0.9817	33 x 0.1838	4 x 0.1838	1.287	633	4.67	32.70	1750	10480	0.046
1250	0.9817	30 x 0.1838	7 x 0.1838	1.287	633	4.67	32.70	1750	11370	0.047
1250	0.9817	24 x 0.1838	13 x 0.1838	1.287	633	4.67	32.70	1750	12520	0.048
1250	0.9817	18 x 0.1838	19 x 0.1838	1.287	633	4.67	32.70	1750	13990	0.049
1250	0.9810	54 x 0.1431	7 x 0.1431	1,288	633	3.63	32.72	1750	10700	0.046
1250	0.9810	48 x 0.1431	13 x 0.1431	1.288	633	3.63	32.72	1750	11400	0.047
1250	0.9810	42 x 0.1431	19 x 0.1431	1.288	633	3.63	32.72	1750	12340	0.048
1250	0.9810	33 x 0.1431	28 x 0.1431	1.288	633	3.63	32.72	1750	13320	0.049

Tabla F.2 Tablas de cables submarinos con aislamiento XLPE

Sample constructions

Rated voltages:
U_o/U = 87/150 kV
U_m = 170 kV
U_p = 750 kV

170kV cables 87/150kV Single core, XLPE insulated high voltage power cables

Nominal cross-sectional area of conductor				mm²	400	630	800	1000	1200	1600	2000	2500
Constructional data												
Outer diameter	With aluminium conductor			mm	80	90	91	91	95	113	114	120
	With copper conductor			mm	86	89	93	103	103	109	116	120
Net weight	With aluminium conductor			kg/m	12.7	13.8	14.1	14.3	15.3	20.2	25.3	31.4
with Pb sheath	With copper conductor			kg/m	17.3	19.4	21.5	25.2	25.9	30.5	33.8	39.8
Minimum bending radius during cable laying				m	2.1	2.2	2.3	2.6	2.6	2.8	2.9	3.0
Electrical properties at 150kV and 50 Hz												
Aluminium	Max. DC-resistance	at 20°C		Ω/km	0.0778	0.0469	0.0367	0.0291	0.0247	0.0186	0.0149	0.0127
conductor	AC resistance	at 90°C, approx.		Ω/km	0.101	0.062	0.050	0.041	0.035	0.024	0.020	0.017
Copper	Max. DC-resistance	at 20°C		Ω/km	0.0470	0.0283	0.0221	0.0176	0.0151	0.0113	0.0090	0.0072
conductor	AC resistance	at 90°C, approx.		Ω/km	0.062	0.039	0.032	0.024	0.021	0.017	0.014	0.012
DC-resistance of metallic sheath at 20°C approx.				Ω/km	0.263	0.262	0.255	0.262	0.261	0.255	0.256	0.254
Reactance	Metallic sheath closed	Trefoil	touching	Ω/km	0.143	0.132	0.126	0.121	0.118	0.109	0.104	0.100
(approx.)		Flat	0.15m	Ω/km	0.185	0.174	0.166	0.159	0.154	0.135	0.131	0.125
		Flat	0.30m	Ω/km	0.219	0.209	0.200	0.192	0.186	0.163	0.160	0.158
	Metallic sheath open	Flat	0.15m	Ω/km	0.190	0.179	0.172	0.164	0.159	0.141	0.136	0.130
		Flat	0.30m	Ω/km	0.234	0.223	0.215	0.208	0.203	0.185	0.179	0.173
		Flat	0.45m	Ω/km	0.259	0.248	0.241	0.233	0.228	0.210	0.205	0.199
Operating capacitance				µF/km	0.15	0.19	0.21	0.22	0.24	0.27	0.29	0.32
Charging current				A/km	4.1	5.2	5.7	6.0	6.6	7.4	7.9	8.7

MCTI-FONACIT-PEI No 2953 DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA

CONTRATO 201200148

PROYECTO 201200092

ANEXO No. 3B
Interconexión Eólica

REV	FECHA	DESCRIPCION	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	APROBACION FONACIT
A	10/05/13	Emisión Preliminar	K.Velarde W.Muñoz	J.Rengifo	P. De Oliveira	-

Resumen Ejecutivo

Antecedentes

Cada día el uso de las energías renovables crece en el mundo, tanto que para el año 2011, casi la mitad de la capacidad eléctrica nueva añadida provino de fuentes renovables, con una contribución del 40 % en energías eólicas y solares[1] .Entre las energías renovables en mayor expansión se encuentra la energía eólica, que continúa esparciéndose en el mundo: a principios de 1992 habían 17.000 aerogeneradores de 25 y 50kW c/u generando tan solo el 1 % de la energía del Estado de California, lo que suponía el 80 % de generación eólica mundial, y en el 2000 ya podían generar el 20 % de la demanda del estado [2]. Sin embargo, el crecimiento de la demanda de energía eólica ha sido abismal no solo en Norteamérica, en 2011 fueron instalados en 50 países nuevos parques eólicos [1, 3] y en Venezuela se ha determinado un potencial importante para el uso de esta energía de aproximadamente unos 20GW [4], por lo que es de importancia conocer a más detalle su funcionamiento.

El principio de funcionamiento de un parque eólico consiste en la instalación conjunta de un determinado número de generadores eólicos que generan electricidad a frecuencia constante conectados a las redes de suministro, a pesar de los vientos fluctuantes [5, 6, 7, 8, 9]. Para ello se utilizan comúnmente generadores de inducción doble alimentados (DFIG), que aunque su principio de operación ha sido conocido durante décadas es ahora con la llegada de las tecnologías eólicas que es sumamente popular debido a sus múltiples ventajas al ser usado en turbinas de viento.

Los generadores de inducción doble alimentados, son máquina de rotor bobinado con los bobinados del estator directamente conectado a la red, y los del rotor conectados a la misma red pero a través de un convertidor de frecuencia AC/DC/AC, para así ser capaz de proveer una operación estable a velocidades variables, de modo que con esta configuración se logre transformar la potencia del viento a energía eléctrica por medio de los devanados del rotor y estator para luego ser transmitida a la red, es decir que la principal ventaja de los sistemas de generación que usan esta tecnología es la capacidad de regulación ante un amplio margen por encima y por debajo de la velocidad de sincronismo .[10, 11, 12, 13]

Vale destacar que este convertidor AC/DC/AC (back to back), esta conformado por dos componentes unidos por un bus DC, donde uno de ellos se conecta al rotor del generador (CG) y el otro a la red (CR), y que para el estudio se simularan como un control directo de par (DTC) y un control directo de potencia (DPC) respectivamente, ya que la función del convertidor lado rotor es regular la amplitud , frecuencia y fase de la tensión aplicada al rotor, lo cual permite realizar un control vectorial de la máquina y así controlar el par electromecánico y el factor de potencia del generador mediante la lectura del error instantáneo entre la referencia y el valor estimado del par y el flujo. Mientras que, la función del convertidor lado red es controlar la tensión VDC del capacitor (bus DC) que sirve de enlace entre

ambos convertidores mediante la regulación independiente de las potencias activa y reactiva, lo que permite extraer o inyectar la potencia activa generada en el rotor y controlar la potencia reactiva que se intercambia entre la red y el convertidor.[10, 11, 13, 14]

Coordenadas

▷ Coordenadas Primitivas:

El modelo se puede establecer para un número general de fases en el estator y otro en el rotor. Como la mayoría de los motores de inducción de uso industrial son trifásicos en el estator, se realizará el modelo para un caso particular donde el rotor y el estator son trifásicos. Normalmente las bobinas rotóricas se encuentran en cortocircuito y en el estator se aplica un sistema trifásico y balanceado de tensiones sinusoidales [15].

Las ecuaciones diferenciales que rigen el comportamiento de la máquina de inducción en el sistema de coordenadas primitivas son:

$$\begin{bmatrix} [v_e] \\ [v_r] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{[R_e]} & \underline{[0]} \\ \underline{[0]} & \underline{[R_r]} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [i_e] \\ [i_r] \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} [\lambda_e] \\ [\lambda_r] \end{bmatrix} \tag{1}$$

$$\begin{bmatrix} [\lambda_e] \\ [\lambda_r] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{[L_{ee}]}_{3x3} & \underline{[L_{er}]}_{3x3} \\ \underline{[L_{re}]}_{3x3} & \underline{[L_{rr}]}_{3x3} \end{bmatrix}_{6x6} \begin{bmatrix} [i_e] \\ [i_r] \end{bmatrix} \tag{2}$$

Donde:

- R_e: Es la resistencia de cada una de las bobinas del estator.
- R_r: Es la resistencia de cada una de las bobinas del rotor.
- v_e: Son las tensiones del estator.
- v_r: Son las tensión del rotor.
- i_e: Las corrientes del estator.
- i_r: Las corrientes del rotor.
- λ_e: Enlaces de flujo de la bobina del estator.
- λ_r: Enlaces de flujo de la bobina del rotor.
- L_{ee}: Es la matriz de inductancia propia del estator.
- L_{rr}: Es la matriz de inductancia propia del rotor.
- L_{er}: Es la matriz de inductancia mutua de acoplamiento estator-rotor.
- L_{re}: Es la matriz de inductancia mutua de acoplamiento rotor-estator

como es conocido,

$$[\lambda] = [L][i] \tag{3}$$

de modo que se obtiene:

$$[v]_{6x1} = [\underline{R}][i] + \frac{d[\underline{L}(\theta)]}{dt}\frac{d\theta}{dt}[i] + \underline{[L]}\frac{d[i]}{dt} \tag{4}$$

También se sabe que el momento de inercia (J) y la velocidad angular (w), se definen de la siguiente manera:

$$J\frac{dw}{dt} = T_e - T_m \tag{5}$$

$$\frac{d\theta}{dt} = w \tag{6}$$

Donde el Torque Eléctrico (T_e) viene dado por la expresión,

$$T_e = \frac{1}{2}[i]^t \frac{d[\underline{L}]}{d\theta}[i] \tag{7}$$

Luego, se definieron las bases de los parámetros como:

$S_{base} = S_{3f}$	$V_{base} = V_{LL}$	$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * V_{base}}$
$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$	$L_{base} = \frac{Z_{base}}{w_{base}}$	$\lambda_{base} = L_{base} * I_{base} = \frac{V_{base}}{\sqrt{3} * w_{base}}$
$w_{base_{electrica}} = PP * w_{base_{mecanica}}$	$\alpha_{base} = 1rad$	$t_{base} = \frac{1}{w_{base_{electrica}}} = \frac{1}{2\Pi * 60}$

Donde,

PP: Número de pares de polos.

Este sistema conformado por 6 ecuaciones de tensión y sumando la del par y la de la velocidad angular constituyen un total de 8 ecuaciones que representan el comportamiento dinámico de la máquina de inducción, el cual se ve afectado por la dependencia del ángulo θ, lo cual hace realmente conveniente realizar una transformación de coordenadas.[15, 16]

▷ Transformación a vectores espaciales:

Definimos la transformación a vectores espaciales de la siguiente forma:

$$\vec{x} = x_\alpha + jx_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}}\begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} x_a(t) & x_b(t) & x_c(t) \end{bmatrix}^t \tag{8}$$

Donde el término $\sqrt{2/3}$ aparece para que la transformada sea invariante en potencia.

Aplicando esta transformación a las ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} \vec{v_e} \\ \vec{v_r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \vec{i_e} \\ \vec{i_r} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_e & Me^{j\theta} \\ Me^{-j\theta} & L_r \end{bmatrix} p \begin{bmatrix} \vec{i_e} \\ \vec{i_r} \end{bmatrix} + jM\theta \begin{bmatrix} 0 & e^{j\theta} \\ e^{-j\theta} & 0 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \vec{i_e} \\ \vec{i_r} \end{bmatrix} \tag{9}$$

Siendo:

$$L_e = L_{\sigma e} + \tfrac{3}{2}L_{me}; \quad L_r = L_{\sigma r} + \tfrac{3}{2}L_{mr}; \quad M = \tfrac{3}{2}L_{er} \tag{10}$$

Ahora para eliminar la dependencia de las ecuaciones del angulo de posición θ, referiremos las variables a una coordenada generalizada δ:

$$\vec{x_e^{\delta}} \equiv \vec{x}_e e^{-j\delta}; \quad \vec{x_r^{\delta}} \equiv \vec{x}_r e^{j(\theta-\delta)} \tag{11}$$

$$\begin{bmatrix} \vec{v_e^{\delta}} \\ \vec{v_r^{\delta}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i_e^{\delta}} \\ \vec{i_r^{\delta}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_e & M \\ M & L_r \end{bmatrix} p \begin{bmatrix} \vec{i_e^{\delta}} \\ \vec{i_r^{\delta}} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} \dot{\delta}L_e & \dot{\delta}M \\ (\dot{\delta}-\dot{\theta})M & (\dot{\delta}-\dot{\theta})L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i_e^{\delta}} \\ \vec{i_r^{\delta}} \end{bmatrix} \tag{12}$$

$$T_e = M * Im\{\vec{i_e^{\delta}} * (\vec{i_r^{\delta}})^*\} = \vec{\lambda_e^{\delta}} \times \vec{i_e^{\delta}} = \vec{i_r^{\delta}} \times \vec{\lambda_r^{\delta}} \tag{13}$$

Se puede a partir de esta coordenada generalizada a la referencia rotórica o estatórica:

Referencia Estatórica $\delta = 0 \;\; \dot{\delta} = 0$

Referencia Rotórica $\delta = \theta \;\; \dot{\delta} = \omega$

DTC

El método de control directo de par y flujo fue desarrollado a mediados de la década de 1980, se basa en dos lazos de histéresis que controlan el modulo del flujo estatórico y el par eléctrico.

El par y el flujo se controlan directamente y de forma independiente mediante la selección óptima de los estados de conmutación del inversor.

Modelo del inversor en vectores espaciales:

El inversor con sus distintos estados de conmutación puede modelarse en vectores espaciales de una forma muy sencilla y que facilita la selección de los disparos que deben darse para lograr el control:

$$v_{inv(\vec{l-n})} = \vec{v_e} = \sqrt{\frac{2}{3}}[\;\; 1 \quad \alpha \quad \alpha^2 \;\;]S_w V_{dc} \tag{14}$$

$$S_w = [\;\; S_a \quad S_b \quad S_c \;\;]^t \tag{15}$$

Donde S_w es el vector de disparos del inversor en el cual cada elemento es 1 si el semiconductor esta encendido o 0 en caso contrario.

Para analizar el efecto sobre la máquina de inducción de seleccionar un vector espacial de tensión nos valemos de las siguientes ecuaciones:

$$\frac{d\vec{\lambda}_e}{dt} = \vec{v}_e - R_e\vec{i}_e \tag{16}$$

$$T_e = Im\{\vec{i}_e(\vec{\lambda}_e)^*\} = \vec{\lambda}_e \times \vec{i}_e \tag{17}$$

Una vez conocido el valor de los enlaces de flujo del estator podemos seleccionar el vector de tensión que genere un cambio de forma que nos acerquemos al valor de flujo deseado.

Cuando el par es menor al deseado es necesario aplicar vectores de tensión que lo aceleren rápidamente, y cuando es mayor al deseado es necesario disminuirlo lentamente.

Sabiendo todo esto se puede llegar a una tabla de conmutación que, basada en los errores de par y flujo, al igual que la zona donde se encuentra el flujo, nos indica cual es el vector espacial de tensión que debemos aplicar para acercarnos o mantenernos cerca de la referencia.

$$eT \equiv T_{e_{ref}} - T_e \tag{18}$$

$$e\lambda \equiv \lambda_{e_{ref}} - |\vec{\lambda}_e| \tag{19}$$

eT	$e\lambda$	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
<0	>0	$\vec{v}_6$	$\vec{v}_1$	$\vec{v}_2$	$\vec{v}_3$	$\vec{v}_4$	$\vec{v}_5$
=0	>0	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$
>0	>0	$\vec{v}_2$	$\vec{v}_3$	$\vec{v}_4$	$\vec{v}_5$	$\vec{v}_6$	$\vec{v}_1$
<0	<0	$\vec{v}_4$	$\vec{v}_6$	$\vec{v}_1$	$\vec{v}_2$	$\vec{v}_3$	$\vec{v}_4$
=0	<0	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$
>0	<0	$\vec{v}_3$	$\vec{v}_4$	$\vec{v}_5$	$\vec{v}_6$	$\vec{v}_1$	$\vec{v}_2$

Los pasos para realizar este control fueron:

1. Estimar el flujo utilizando la ecuación 16.

2. Detectar la zona en la que se encuentra el flujo.

3. Estimar el par con la ecuación 17.

4. Calcular los errores de par y flujo.

5. Entrar en la tabla para seleccionas el vector de conmutación del puente inversor.

6. Calcular el nuevo vector de voltaje del estator arrojado por el puente.

Este esquema de control puede utilizarse para controlar la velocidad de la máquina si utilizamos el error en velocidad para sacar el $T_{e_{ref}}$ mediante un control PI.

DTC con el inversor alimentando el rotor:

Para realizar este control mediante un rectificador colocado en el rotor de la maquina mientras el estator se alimenta de una red de corriente alterna se toman las siguientes consideraciones:

- ▷ La expresión del par eléctrico a utilizar sera:

$$T_e = \vec{i_r} \times \vec{\lambda}_r \tag{20}$$

- ▷ Al cambiar la expresión del par eléctrico también cambiará la tabla de conmutación para determinar el vector espacial a aplicar de forma que se mantengan las referencias.

eT	$e\lambda$	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
>0	>0	$\vec{v}_6$	$\vec{v}_1$	$\vec{v}_2$	$\vec{v}_3$	$\vec{v}_4$	$\vec{v}_5$
=0	>0	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$
<0	>0	$\vec{v}_2$	$\vec{v}_3$	$\vec{v}_4$	$\vec{v}_5$	$\vec{v}_6$	$\vec{v}_1$
>0	<0	$\vec{v}_4$	$\vec{v}_6$	$\vec{v}_1$	$\vec{v}_2$	$\vec{v}_3$	$\vec{v}_4$
=0	<0	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$	$\vec{v}_0$	$\vec{v}_7$
<0	<0	$\vec{v}_3$	$\vec{v}_4$	$\vec{v}_5$	$\vec{v}_6$	$\vec{v}_1$	$\vec{v}_2$

DPC

El método de control directo de potencia se centra básicamente en el DTC, ya que utiliza las mismas tablas de conmutación y el mismo principio de funcionamiento. La diferencia entre el control directo de potencia y el de par es que se controlaran las potencias activas y reactivas en vez del par y el flujo. Se hace la analogía basándose en la relación que existe entre el par y la potencia activa, al igual que entre el flujo y la potencia reactiva. [14, 17]

Como se explica en [17]:

$$\vec{s}_2(t) = \vec{v}_2(t)\vec{i}^*(t) = p_2(t) + jq_2(t) \tag{21}$$

Si suponemos un nexo puramente inductivo entre la red y el inversor, separamos en parte real e imaginaria y finalmente integramos la expresión, tendremos ecuaciones para la potencia activa y reactiva tomando estas consideraciones:

$$\lambda_1 \simeq cte \quad \lambda_2 \simeq cte \quad \Delta\delta \simeq cte \quad p\lambda_2 = 0$$

$$P_2 = w_e(\vec{\lambda}_2 \times \vec{i}) \tag{22}$$

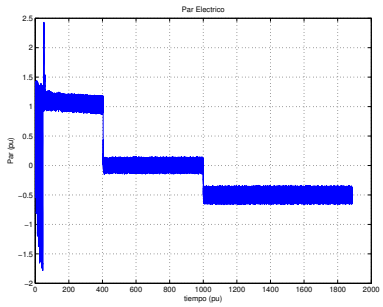
$$Q_2 = w_e(\vec{\lambda}_2 \cdot \vec{i}) \tag{23}$$

Con estas expresiones (22) y (23) podemos estimar la potencia activa y reactiva que fluye del inversor a la red para el calculo de los errores de la tabla. Se coloca, al igual que en el control de par, una P_{ref} y Q_{ref} que se comparan con las aproximaciones anteriores y se entra en la tabla de conmutación del DTC con el error de potencia activa como error de par y el error de potencia reactiva como error de flujo.

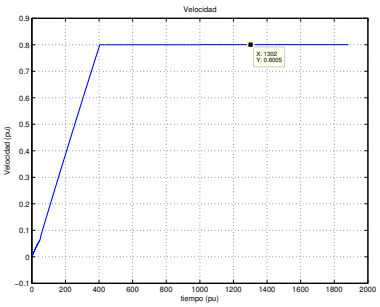
$$eP = P_{ref} - P_2 \quad eQ = Q_{ref} - Q_2$$

En este caso se puede utilizar el error de voltaje de la barra DC para obtener la P_{ref} mediante un control PI para realizar control de voltaje.

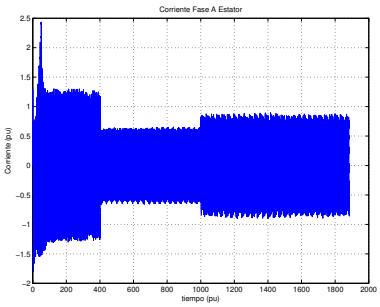
Resultados



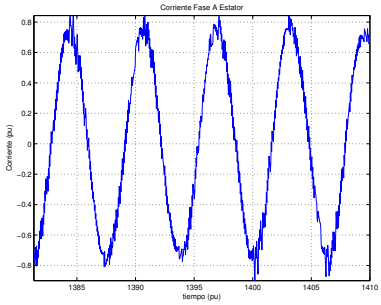
(a) Par Eléctrico consumido por la máquina



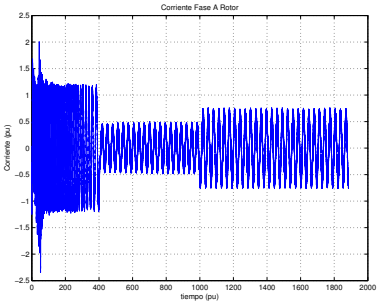
(b) Velocidad de la máquina



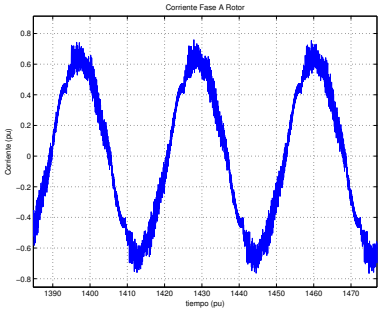
(c) Corriente de la fase A del Estator



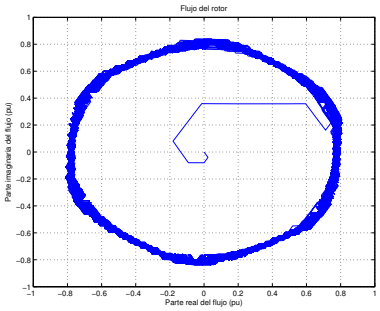
(d) Corriente de la fase A del Estator (Detalle)



(e) Corriente de la fase A del Rotor

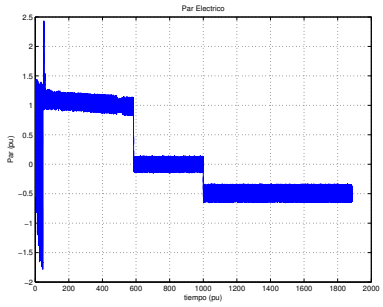


(f) Corriente de la fase A del Rotor (Detalle)

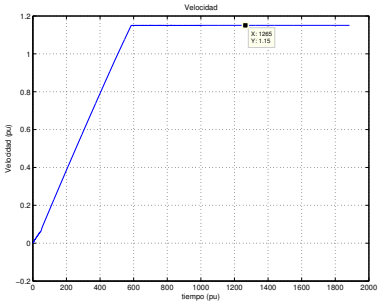


(g) Enlaces de flujo del Rotor

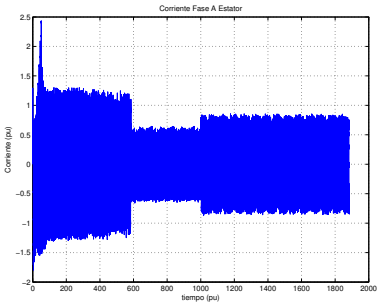
Figura 0.0.1: Simulaciones con control de velocidad en 0.8pu DTC en el rotor con carga mecánica -0.5pu



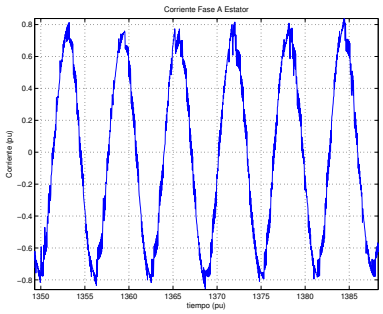
(a) Par Eléctrico consumido por la máquina



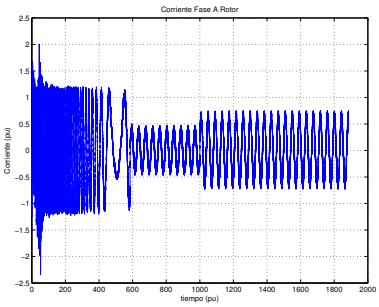
(b) Velocidad de la máquina



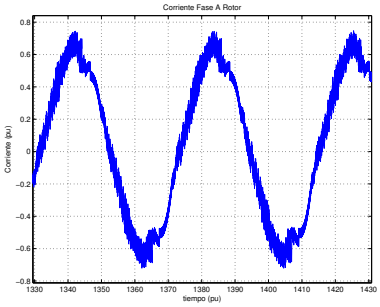
(c) Corriente de la fase A del Estator



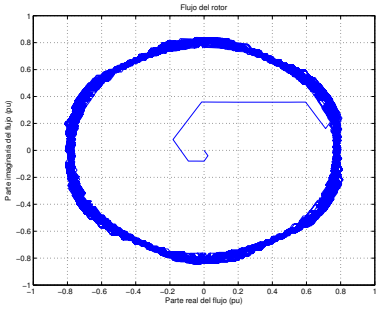
(d) Corriente de la fase A del Estator (Detalle)



(e) Corriente de la fase A del Rotor

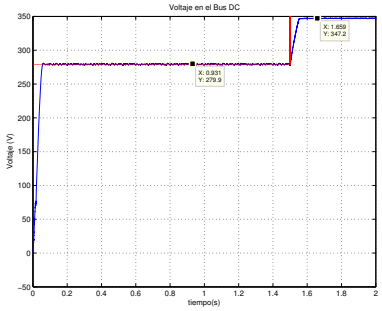


(f) Corriente de la fase A del Rotor (Detalle)

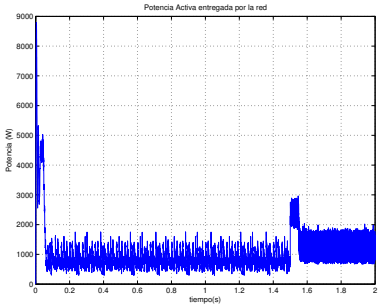


(g) Enlaces de flujo del Rotor

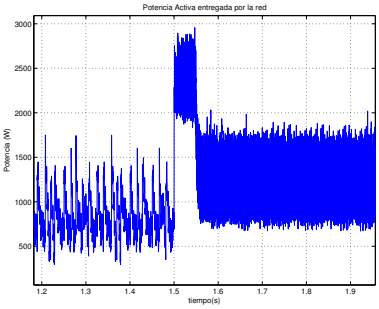
Figura 0.0.2: Simulaciones con control de velocidad en 1.15pu DTC en el rotor con carga mecánica -0.5pu



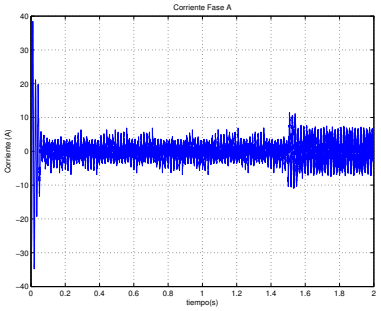
(a) Tensión del bus DC



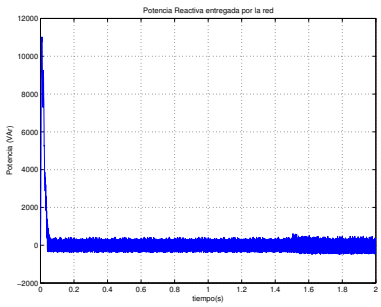
(b) Potencia Activa entregada por la red eléctrica



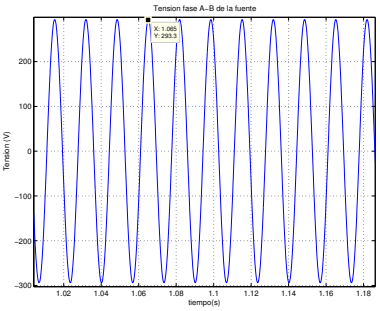
(c) Potencia Activa entregada por la red eléctrica (Detalle)



(d) Corriente de fase A que sale del rectificador hacia la red

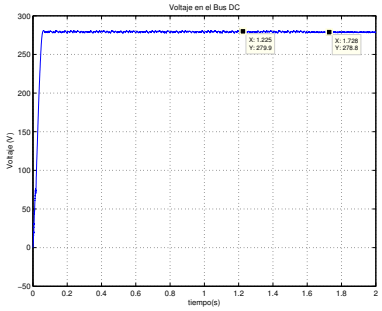


(e) Potencia Reactiva consumida por la red eléctrica

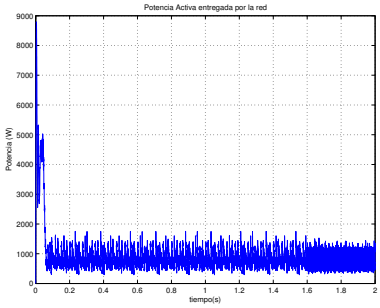


(f) Voltaje AB de la red eléctrica

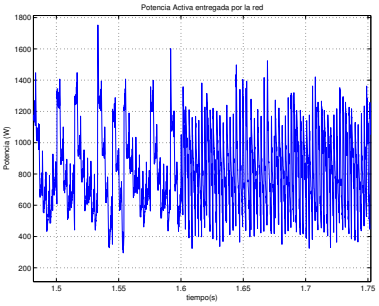
Figura 0.0.3: Simulaciones con control DPC, con cambio en la referencia de tensión



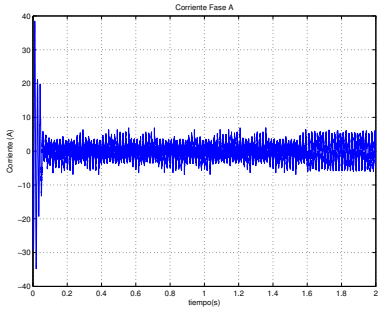
(a) Tensión del bus DC



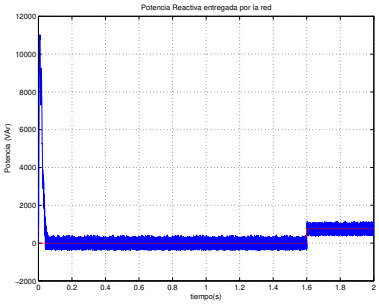
(b) Potencia Activa entregada por la red eléctrica



(c) Potencia Activa entregada por la red eléctrica (Detalle)



(d) Corriente de fase A que sale del rectificador hacia la red



(e) Potencia Reactiva consumida por la red eléctrica

Figura 0.0.4: Simulaciones con control DPC, con cambio en la referencia de Potencia Reactiva

Análisis de Resultados

- DTC clásico

De los resultados de las simulaciones, obtuvimos que al aumentar el par que consume o entrega la máquina mejora la forma de onda de la corriente del estator. También se observó que el par eléctrico consumido por la máquina tenía bastante rizado (aproximadamente +/- 0.1pu), sin embargo en promedio la máquina lograba seguir la carga mecánica de forma que la velocidad se mantenía en el valor de referencia.

Por otro lado, se logró observar que efectivamente se pudo controlar tanto la velocidad como el flujo, teniendo un pequeño error (al controlar la velocidad) en estado estacionario debido directamente a la carga que posee la máquina, lo cual resulta a consecuencia del ajuste del control PI.

También se debe resaltar que la frecuencia de las corrientes en el rotor se encuentra sumamente ligada a la velocidad de giro de la máquina en referencia a la velocidad sincrónica de la red, cosa que era de esperarse como vemos en la teoría de la máquina que nos dice que la frecuencia del rotor depende del deslizamiento de la misma. En consecuencia, vemos que las corrientes del rotor tienen una frecuencia muchísimo mas baja que la de las corrientes del estator.

- DTC rotor

Observamos que a pesar de tener dos fuentes alimentando a la máquina (la red eléctrica en el estator y el rectificador en el rotor) de las cuales solo podemos ejercer control con una de ellas, se logra que la velocidad cumpla con la consigna, pudiendo entregar o consumir potencia a velocidad tanto por encima como por debajo de la velocidad sincrónica de la red.

También cabe destacar que en este caso el lugar geométrico del flujo del rotor se distorsiona en comparación al del DTC clásico, pero aun así se mantiene el control sobre su amplitud pudiendo seguirse la referencia.

En cuanto a las corrientes, podemos apreciar que tanto las corrientes del rotor como las del estator tienen algunas distorsiones apreciables, y que no obstante a ello la forma de onda es muy parecida a una sinusoide.

- DPC

Se pudo apreciar que el control de potencia activa y reactiva se realiza de forma totalmente independiente, ya que al tener un cambio de referencia en alguna de las dos variables la otra no se ve afectada. También se observó, que el

control de la tensión se encuentra limitado por una tensión mínima debido al inversor y una tensión máxima debido al condensador en la barra DC.

Es importante resaltar que la potencia entregada por la red eléctrica al rectificador aumenta inicialmente para poder llevar la tensión del bus a la referencia y luego se mantiene entregando la potencia demandada por la carga, lo mismo ocurre cuando hay un cambio de referencia de la tensión: la potencia tendrá un cambio abrupto de forma que la tensión pueda seguir la referencia pero luego se ajustará a la demanda de la carga.

Finalmente, a pesar de que para deducir las ecuaciones que utiliza el esquema de control para estimar las potencias se asumió que la unión entre la red y el inversor era puramente inductiva, vemos que el control puede realizarse incluso si se considera la resistencia de la línea ya que las simulación incluían este parámetro.

Las simulaciones presentadas fueron hechas con una máquina conectada a una barra infinita, sin embargo se modelarán más equipos de forma que se puedan simular perturbaciones eléctricas de sistemas con varias máquinas y equipos conectados simultáneamente.

Bibliografía

[1] R. S. Committee, "Renewables 2012 global status report," tech. rep., Renewable Enegy Policy Network for the 21 st Century, France, 2012.

[2] P. Fernández Diez, "Energía eólica." http://es.libros.redsauce.net/index.php?pageID=16, Nov. 2012.

[3] L. Bergfjord, *Wind in the North Sea.: Effects of offshore grid design on power system operation.* PhD thesis, Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering, Department of Electrical Power Engineering, 2011.

[4] Prensa MPPEE, "Rodríguez araque confirma el potencial eólico en venezuela." http://www.mppee.gob.ve/inicio/noticias-nacionales/nacionales/rodrguez-araque-confirma-el-potencial-elico-en-venezuela, Nov. 2010.

[5] A. Cano, "Huecos de tensión y generación eólica." http://www.ambientum.com/revistanueva/2007-01/energia/tension.asp, Jan. 2007.

[6] G. Ofner, O. Koenig, G. Dannerer, and R. Seebacher, "Steady state modeling of doubly fed induction generators for mega watt class wind turbines," in *2010 XIX International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, pp. 1 –6, Sept. 2010.

[7] T. Sun, *Power quality of grid-connected wind turbines with DFIG and their interaction with the grid*. PhD thesis, Aalborg University, Denmark, 2004.

[8] F. Vanegas and C. Zamacona, *Robust Control Solution of a Wind Turbine A Simulation Study Technical Report IDE0809*. Master's thesis, Halmstad University, Sweden, Feb. 2008.

[9] R. Gasch and J. Twele, *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Springer, Dec. 2011.

[10] D. Bonjour, "Análisis y modelado del sistema de control en generadores doble alimentados utilizados en generadores eólicos."

[11] J. L. Rodríguez Amenedo, J. Burgos Díaz, and S. Arnalte Gómez, *Sistemas Eólicos De Producción De Energía Eléctrica*. España: Rueda, 2003.

[12] J. L. Da Silva, R. G. Oliveira, S. R. Silva, B. Rabelo, W. Hofmann, *et al.*, "A discussion about a start-up procedure of a doubly-fed induction generator system," 2008.

[13] Abdelmalek Boulahia, Khalil Nabti, and Hocine Benalla, "Direct power control for AC/DC/ACConverters in doubly fed induction generators based wind turbine," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 2, pp. 425–432, June 2012.

[14] J. M. Aller, A. Bueno, J. Restrepo, and G. Noriega, "CONTROL DIRECTO DE POTENCIA ACTIVA y REACTIVA MEDIANTE VECTORES ESPACIALES," *Revista de la Facultad de Ingeniería de la UCV*, vol. 21, pp. 81–87, Dec. 2006.

[15] J. M. Aller, *Máquinas Eléctricas Rotativas*. Caracas, Venezuela: Editorial Equinoccio, USB, Sept. 2008.

[16] J. M. Aller, "Tema II: transformación de coordenadas," Sept. 2005.

[17] A. Berzoy, J. Restrepo, J. Aller, A. Bueno, M. Giménez, and V. Guzman, "Nuevo sistema de control directo de potencia de un rectificador trifásico utilizando lógica difusa," (Puebla, México), p. 6, Sept. 2007.

UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DECANATO DE ESTUDIOS PROFESIONALES
COORDINACIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SEGUNDO REPORTE

Estudio de Estabilidad en Máquina Sincrónica

(Proyecto FONACIT No. 201200630)

Nombre de los estudiantes:
Karla Velarde
Walter Muñoz
Nombre del tutor:
Prof. Johnny Rengifo

Sartenejas, 22 de Abril de 2013.

Resumen Ejecutivo

Modelo de la máquina sincrónica

Las ecuaciones de la máquina sincrónica tienen inductancias que varían con la posición del rotor, lo cuál hace muy compleja la solución de las mismas. Es conveniente llevar a cabo una transformación de coordenadas conocida como "Transformación dq0", en la cuál se tienen dos ejes, el eje "d" gira junto al rotor mientras que el eje "q" se encuentra adelantado respecto al eje d en 90 grados, dicha transformación es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} cos\theta & cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -sen\theta & -sen(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -sen(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}$$

Ecuaciones en por unidad, considerando un devanado amortiguador en el eje "d" y dos devanados amortiguadores en el eje "q" [1, 2]:

Ecuaciones de tensión:

$$e_d = p\psi_d - \psi_q\omega_r - R_a i_d$$

$$e_q = p\psi_q + \psi_d\omega_r - R_a i_q$$

$$e_0 = p\psi_0 - R_a i_0$$

$$e_{fd} = p\psi_{fd} + R_{fd} i_{fd}$$

$$0 = p\psi_{1d} + R_{1d} i_{1d}$$

$$0 = p\psi_{1q} + R_{1q} i_{1q}$$

$$0 = p\psi_{2q} + R_{2q} i_{2q}$$

Ecuaciones de flujo:

$$\psi_d = -(L_{ad} + L_l)i_d + L_{ad}i_{fd} + L_{ad}i_{1d}$$

$$\psi_q = -(L_{aq} + L_l)i_q + L_{aq}i_{1q} + L_{aq}i_{2q}$$

$$\psi_0 = -L_0 i_0$$

$$\psi_{fd} = L_{ffd}i_{fd} + L_{f1d}i_{1d} - L_{ad}i_d$$

$$\psi_{1d} = L_{f1d}i_{fd} + L_{11d}i_{1d} - L_{ad}i_d$$

$$\psi_{1q} = L_{11q}i_{1q} + L_{aq}i_{2q} - L_{ad}i_q$$

$$\psi_{2q} = L_{aq}i_{1q} + L_{22q}i_{2q} - L_{ad}i_q$$

Par eléctrico:

$$Te = \psi_d i_q - \psi_q i_d$$

Para el estudio de gran escala es necesario considerar algunas simplificaciones en las ecuaciones de tensión, ésta simplificación es básicamente despreciar los transitorios del estator, es decir $p\psi_d = p\psi_q$=0, estos transitorios decaen muy rápido por lo que es difícil justificar su consideración en el modelo de la máquina. Sin hacer esta simplificación no podríamos despreciar los transitorios de la red, de lo contrario se tendría una inconsistencia en las ecuaciones que representan los diversos elementos del sistema. Considerar los transitorios del estator aumenta el orden de ecuaciones diferenciales que se deben resolver y por tanto limita de forma significativa el tamaño del sistema que se va a modelar. Debido a que estos transitorios son muy rápidos se requiere pasos de integración bastante pequeños incrementando significativamente los requerimientos computacionales. [1]

Otra simplificación que normalmente se hace es despreciar la variación de la velocidad en las ecuaciones de tensión del estator, es decir $\omega_r = 1{,}0\,pu$. No se asume que la velocidad permanece constante sino más bien que los cambios son tan pequeños que no afectan significativamente la tensión en el estator. Ésta simplificación no se hace por sencillez computacional sino porque disminuye el efecto de no considerar el transitorio del estator.

Tomando en consideración las simplificaciones de las ecuaciones del estator, las ecuaciones en por unidad con el tiempo en segundos serían [1]:

$$p\Delta\omega_r = \frac{1}{2H}(T_m - T_e - K_D\Delta\omega_r)$$

$$p\delta = \omega_0 \Delta\omega_r$$

$$p\psi_{fd}=\omega_0 \left[e_{fd} + \frac{(\psi_{ad}-\psi_{fd})R_{fd}}{L_{fd}} \right]$$

$$p\psi_{1d}=\omega_0 \frac{(\psi_{ad}-\psi_{1d})R_{1d}}{L_{1d}}$$

$$p\psi_{1q}=\omega_0 \frac{(\psi_{aq}-\psi_{1q})R_{1q}}{L_{1q}}$$

$$p\psi_{2q}=\omega_0 \frac{(\psi_{aq}-\psi_{2q})R_{2q}}{L_{2q}}$$

$$e_d = -R_a i_d + L_q'' i_q - L_{aqs}''(\frac{\psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\psi_{2q}}{L_{2q}})$$

$$e_q = -R_a i_q - L_d'' i_d + L_{ads}''(\frac{\psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\psi_{1d}}{L_{1d}})$$

Vemos que los enlaces de flujo son variables de estado y que las ecuaciones del estator son algebraicas, las cuales se deben resolver junto a las ecuaciones de la red para obtener su solución en cada paso de integración, las únicas variables que no están definidas son ψ_{ad} y ψ_{aq}

$$\psi_{ad}=\frac{1}{\frac{1}{L_{ads}}+\frac{1}{L_{fd}}+\frac{1}{L_{1d}}}(-i_d + \frac{\psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\psi_{1d}}{L_{1d}})$$

$$\psi_{aq}=\frac{1}{\frac{1}{L_{aqs}}+\frac{1}{L_{1q}}+\frac{1}{L_{2q}}}(-i_q + \frac{\psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\psi_{2q}}{L_{2q}})$$

Para poder resolver las ecuaciones del estator junto a las del sistema se deben llevar al mismo eje de referencia, ya que las ecuaciones expresadas se encuentran en el eje de referencia de la máquina el cuál está desfasado en δ grados respecto a la referencia. Por esto se crean nuevas variables que representan la parte real e imaginaria de la tensión en terminales pero en el eje de referencia común para todos los componentes de la red. [1]

$$E_R=e_d sin\delta + e_q cos\delta$$

$$E_I=e_q sin\delta - e_d cos\delta$$

Excitatrices

La función de la excitatriz es entregar tensión continua, y por tanto corriente, al arrollado de campo de la máquina. Mediante ésta función puede llevar a cabo funciones de control (control de tensión terminal, flujo de potencia reactiva y mejorar la estabilidad del sistema) y de protección (asegurando que no se excedan los límites operativos tanto de la máquina sincrónica como de la excitatriz y otros equipos). [1, 2, 3]

Requerimientos de las Excitatrices:

- ▷ Consideraciones desde el punto de vista del Generador: Básicamente se requiere que la excitatriz supla y ajuste automáticamente la corriente de campo para mantener la tensión en terminales, además debe ser capaz de responder ante perturbaciones transitorias forzando el campo a sus límites operativos, tanto instantáneos como de corta duración. Para garantizar que la excitatriz se aprovecha al máximo la misma debe ser capaz de llevar a la máquina a sus límites seguros tanto en régimen permanente como de corta duración. [1, 2, 3]
- ▷ Consideraciones desde el punto de vista del Sistema de Potencia: La excitatriz debe contribuir a controlar la tensión y mejorar la estabilidad del sistema, debe poder responder rápidamente ante perturbaciones de forma que mejore la estabilidad transitoria y de pequeña señal. [1, 2, 3]

Excitatriz tipo IEEE-ST1A:

Esta excitatriz utiliza tiristores para obtener la tensión de campo a partir de la tensión en terminales. Se puede agregar un estabilizador (PSS) para mejorar la respuesta dinámica utilizando la variación de velocidad como entrada.

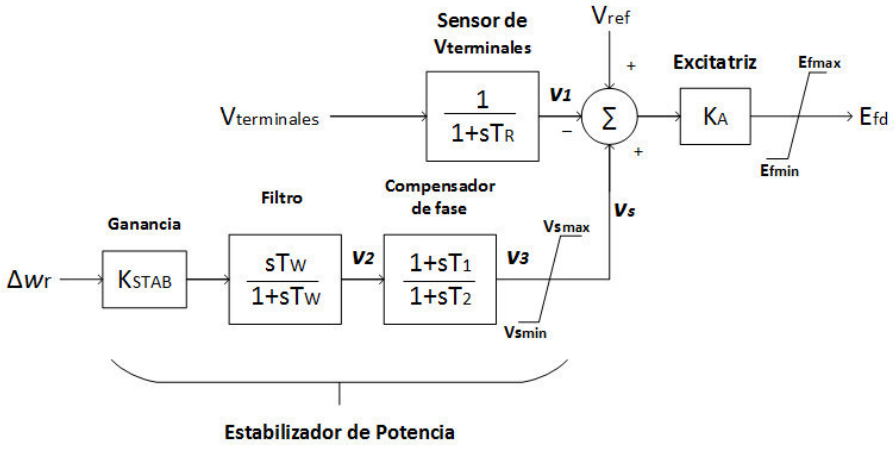


Figura 0.0.1: Excitatriz con tiristores.[1]

Gobernador

En régimen permanente el par eléctrico y mecánico de la máquina son iguales por lo que la derivada de la velocidad es cero y la misma se mantiene constante, al existir un cambio en la potencia que entrega la máquina se crea un desbalance

entre el par eléctrico y mecánico generando un cambio en la velocidad y por tanto en la frecuencia eléctrica de la red. Éste problema se enfrenta utilizando el gobernador de velocidad, el cuál ajusta la potencia mecánica entregada por la turbina al generador de forma que se iguale a la potencia eléctrica y así mantener la frecuencia constante, el gobernador isócrono ajusta la potencia mecánica recibida por el generador de forma que se elimine el error en frecuencia en régimen permanente y se logre mantener una referencia de frecuencia.

Ahora, si tenemos un sistema con varias máquinas interconectadas entre sí todas con gobernadores isócronos empezarían a tratar de estabilizar la frecuencia todas a la vez generándose un conflicto entre ellas, para evitar esto se utilizan gobernadores con regulación, es decir, al haber un cambio en la potencia eléctrica el gobernador cambiará la potencia mecánica hasta que la ecuación de oscilación sea igual a cero, pero no corregirá el error en régimen permanente que existirá en la frecuencia, éste trabajo se deja a algunas máquinas seleccionadas en el sistema que si tendrán gobernador isócrono. [1]

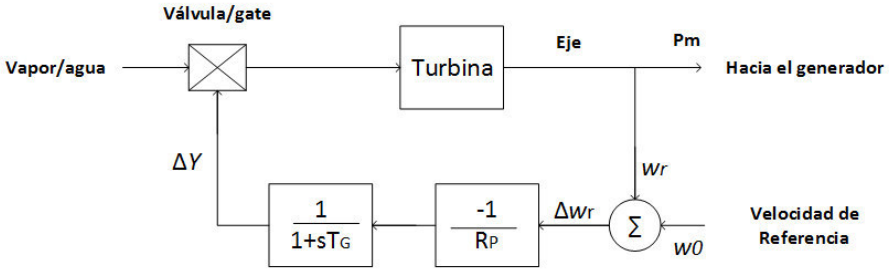


Figura 0.0.2: Gobernador de velocidad.

Estabilidad

A medida que el desarrollo ingenieril de la industria eléctrica aumenta, la interconexión de sistemas resulta como consecuencia inevitable del crecimiento de la misma, es por ello que al hacerse más compleja la red se relevan las asignaciones de los operadores humanos por los controles automáticos, los cuales son capaces de responder con mayor rapidez y en la mayoría de los casos con mayor eficacia aumentando la confiabilidad y la seguridad del sistema mediante el servicio ininterrumpido de las cargas, lo cual implica que estas sean alimentadas continuamente a un voltaje y frecuencia constante permitiendo pequeños margenes de tolerancia, que a su vez aseguran la estabilidad del sistema. Es por ello que la estabilidad se define como la propiedad que posee el sistema de potencia que le permite permanecer en balance operacional bajo condiciones normales de operación y que además permite recuperar un estado de equilibrio tras sufrir alguna perturbación, en otras palabras, si el sistema sufre una alteración y se logra amortiguar la respuesta tal que el sistema restablezca una nueva condición de operación permanente en un periodo finito de tiempo (transitorio), el sistema es estable, y de lo contrario es inestable.[1, 2]

Aunque existen tres tipos diferentes de estabilidad: de ángulo, de voltaje y de frecuencia, el presente estudio abarcara solamente lo que concierne a la estabilidad de ángulo, la cual es la capacidad que poseen las máquinas sincrónicas interconectadas de permanecer en sincronismo después de sufrir una perturbación y depende de la habilidad que se posea de mantener y/o recuperar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina, para que se detenga la aceleración o desacelación de las misma y se mantenga una velocidad constante. [1, 2, 4, 5]

Si un generador temporalmente se acelera, la posición angular de su rotor en comparación al resto se vera incrementada, ocasionando gracias a la diferencia angular que se transfiera parte de la carga de las máquinas más lentas hacia la rápida

, lo cual tiende a reducir la velocidad y en consecuencia la separación angular evitando inestabilidad. Sin embargo, la relación potencia-ángulo no es linear y luego de un cierto limite, la desigualdad angular provocada puede producir que se disminuya la transferencia de potencia ocasionando que el sistema no logre equilibrarse, sino que al contrario la separación angular crezca aun más llevando a la inestabilidad del sistema. Debido a este fenómeno, se establece que la estabilidad angular del sistema depende en si es posible o no, restablecer el equilibrio de los pares luego de que haya una desviación en la posición angular de la máquina. [1, 2, 4, 5]

Sistema de estudio

Se considero el sistema del ejemplo 13.2 del libro “Power System stability and Control (1994)” de Prabha Kundur:

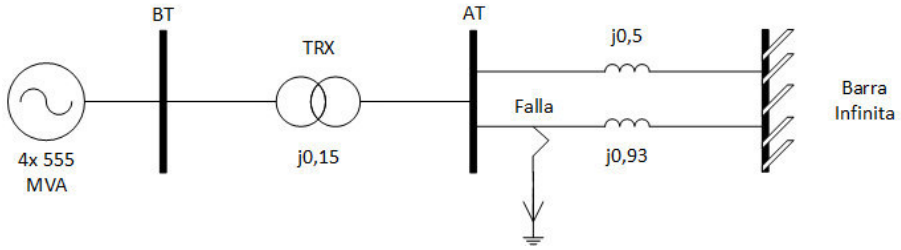


Figura 0.0.3: Sistema de potencia sujeto a estudio.

Donde todas las reactancias se encuentran en pu con una base de 2220 MVA y 24kV.

- ▷ **Objetivo:** Analizar la estabilidad transitoria de ángulo del sistema incluyendo los efectos para tres alternativas del control de excitación del generador, así como también observar la respuesta al implementar o no el gobernador de velocidad. Para ello se simuló una falla en una de las líneas, que luego fue despejada sacándola de servicio.

Parámetros de los generadores:se

$X_d = 1,81\text{pu}$	$X_q = 1,76\text{pu}$	$X'_d = 0,30\text{pu}$	$X'_q = 0,65\text{pu}$
$X''_d = 0,23\text{pu}$	$X''_q = 0,25\text{pu}$	$X_l = 0,15\text{pu}$	$R_a = 0,003\text{pu}$
$T''_{d0} = 8seg$	$T''_{q0} = 1seg$	$T''_{d0} = 0,03seg$	$T''_{q0} = 0,07seg$

$H = 3,5\text{pu}$	$K_D = 0$

Parámetros de saturación:

$A_{sat} = 0,031$	$B_{sat} = 6,93$	$\psi_{T1} = 0,8\text{pu}$	$\psi_{T1} = \infty$

Datos prefalla:

P = 0,9 pu	Q = 0,436 pu
$V_{terminales} = 1pu\angle 28,34°$	$V_{b.infinita} = 0,90081pu\angle 0°$

Parámetros del sistema de excitación con control automático de voltaje (AVR) y sistema estabilizador de potencia (PSS):

Se implemento el modelo IEEE-ST1A,

$K_A = 200$	$T_R = 0,015seg$	$E_{Fmax} = 7$pu	$E_{Fmin} = -6,4pu$	$V_{Smax} = 0,2$pu
$K_{STAB} = 9,5$	$T_W = 1,41seg$	$T_1 = 0,154seg$	$T_2 = 0,033seg$	$V_{Smin} = -0,2$pu

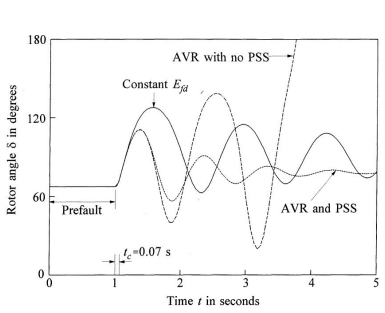
Parámetros del gobernador de velocidad:

$R_P = 0,05$	$T_G = 0,2seg$	$T_{CH} = 0,3$seg

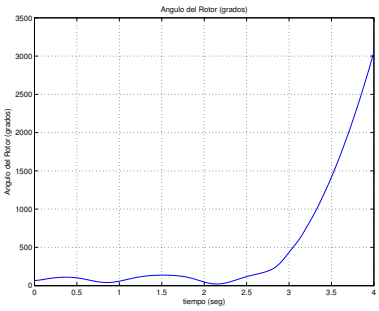
Resultados

▷ Sin gobernador de velocidad:

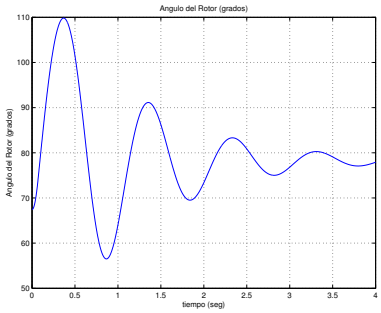
- Respuestas para tiempo de despeje de falla igual a 0.07 seg:



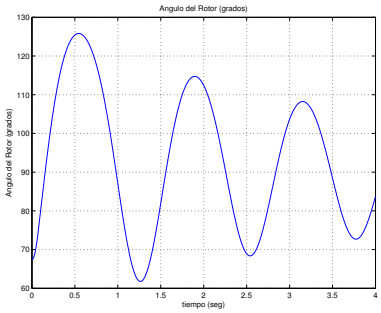
(a) Ángulo del Rotor (Respuesta esperada en [grados].[1]



(b) Ángulo del Rotor con AVR en la máquina en [grados].

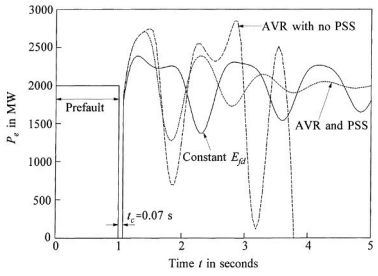


(c) Ángulo del Rotor con AVR y PSS en la máquina en [grados].

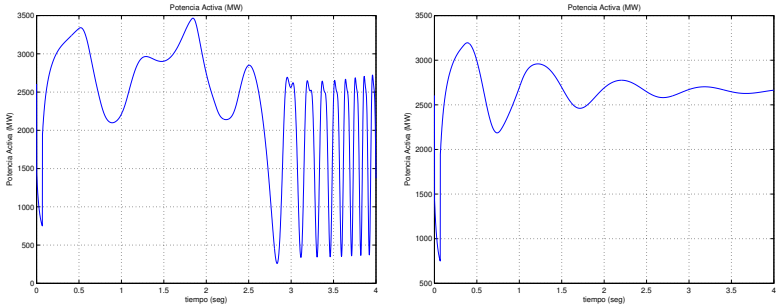


(d) Ángulo del Rotor con el campo constante en la máquina en [grados].

Figura 0.0.4: Simulaciones de la respuesta del Ángulo del Rotor.

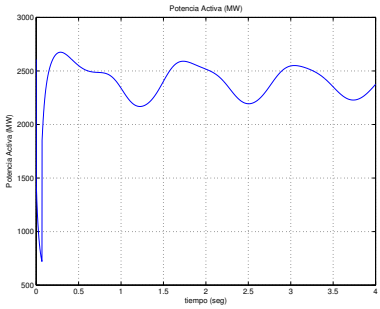


(a) Potencia Activa entregada por la máquina (Respuesta esperada) en [MW].[1]



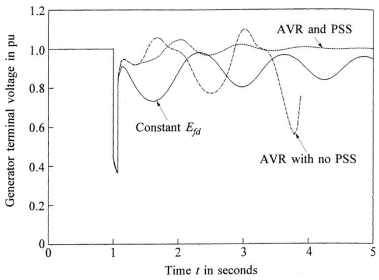
(b) Potencia Activa entregada por la máquina con AVR en [MW].

(c) Potencia Activa entregada por la máquina con AVR y PSS en [MW].

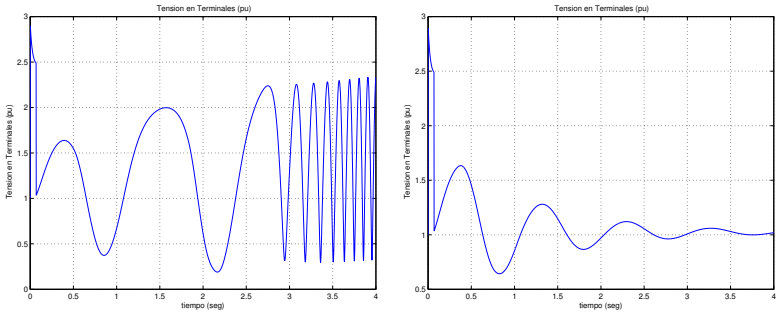


(d) Potencia Activa entregada por la máquina con campo constanteen [MW].

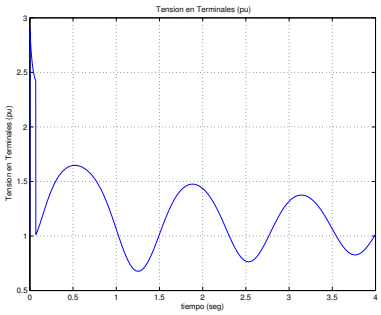
Figura 0.0.5: Simulaciones de la respuesta de la Potencia Activa entregada.



(a) Tensión en terminales de la máquina (Respuesta esperada) en [pu].[1]

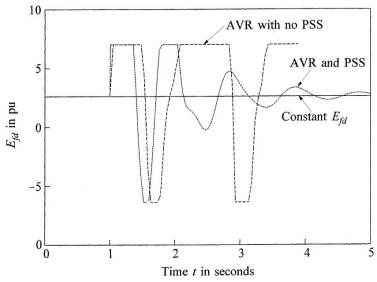


(b) Tensión en terminales con AVR en [pu]. (c) Tensión en terminales con AVR y PSS [pu].

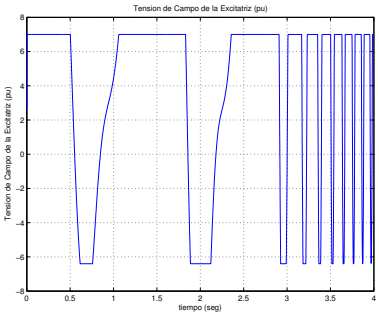


(d) Tensión en terminales con campo constante [pu].

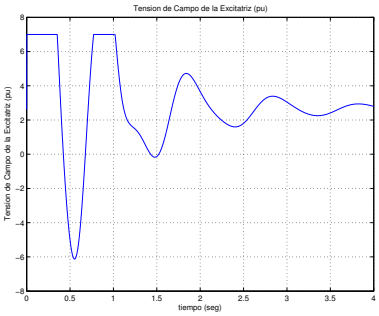
Figura 0.0.6: Simulaciones de la respuesta de la Tensión en terminales de la máquina.



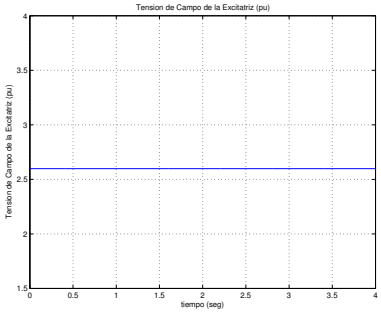
(a) Tensión del campo de la máquina (Respuesta esperada) en [pu].[1]



(b) Tensión del campo con AVR en [pu].



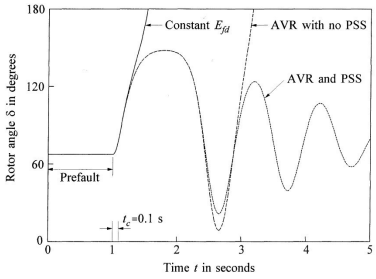
(c) Tensión del campo con AVR y PSS [pu].



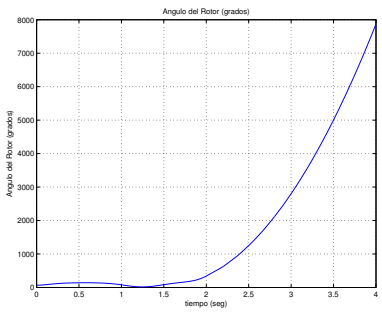
(d) Tensión del campo constante [pu].

Figura 0.0.7: Simulaciones de la respuesta de la Tensión del campo de la máquina.

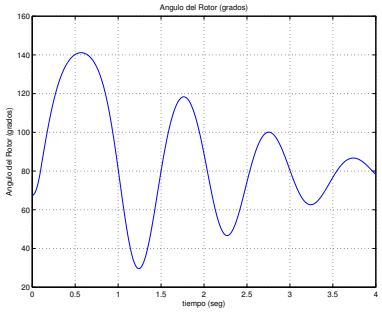
- Respuestas para tiempo de despeje de falla igual a 0.1 seg:



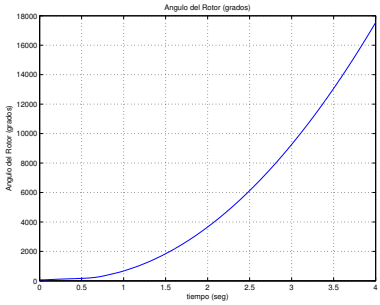
(a) Ángulo del Rotor (Respuesta esperada) en [grados].[1]



(b) Ángulo del Rotor con AVR en la máquina en [grados].



(c) Ángulo del Rotor con AVR y PSS en la máquina en [grados].

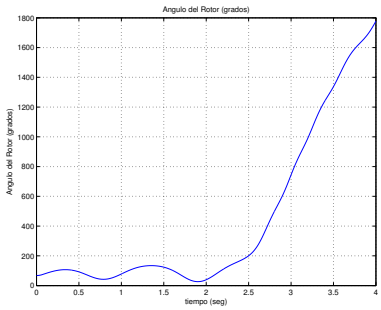


(d) Ángulo del Rotor con el campo constante en la máquina en [grados].

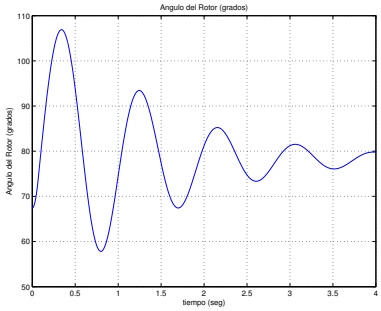
Figura 0.0.8: Simulaciones de la respuesta del Ángulo del Rotor para tiempo de despeje de 0.1seg .

▷ Con gobernador de velocidad:

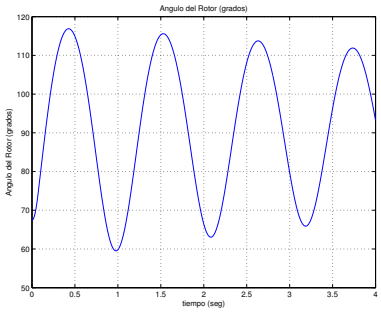
- Respuestas para tiempo de despeje de falla igual a 0.07 seg:



(a) Ángulo del Rotor con AVR en la máquina en [grados].



(b) Ángulo del Rotor con AVR y PSS en la máquina en [grados].



(c) Ángulo del Rotor con el campo constante en la máquina en [grados].

Figura 0.0.9: Simulaciones de la respuesta del Ángulo del Rotor.

Análisis de Resultados

Al revisar las simulaciones, se observa que debido a que en el instante de la falla la potencia transmitida hacia la red se ve reducida, la máquina se acelera, el ángulo aumenta, y de mantenerse la alteración lo suficiente como para causar inestabilidad debido a que se supera el tiempo máximo de despeje, actuarían las protecciones aislando a la máquina. Sin embargo, en nuestro caso la perturbación de la línea es despejada antes de que esto suceda restableciéndose el flujo de potencia e intentando volver al punto de equilibrio mediante una serie de amortiguaciones, que a su vez notamos tienden a la estabilidad o inestabilidad dependiendo del tipo de control de la excitación de la máquina.

Para las simulaciones del generador sin gobernador de velocidad, se observan las diferencias para tres alternativas del control de excitación al ocurrir y despejar la falla:

Con la máquina a tensión constante en su campo el sistema responde con estabilidad transitoria aunque el nivel de amortiguamiento en las oscilaciones sea bastante bajo.

Al colocarle control automático de voltaje (AVR), se reduce significativamente el primer pico del ángulo del rotor debido a su rápida actuación y a la modulación en el campo con altos voltajes de limite, pero aun así las oscilaciones siguientes presentan amortiguamiento negativo provocando que se pierda estabilidad a la tercera oscilación.

Cuando se le agrega un sistema estabilizador de potencia (PSS) al AVR ya existente, se observa que las oscilaciones del ángulo del rotor poseen el mejor amortiguamiento, se soluciona el problema de amortiguamiento negativo y se logra llegar a la estabilidad en menor tiempo debido a que las oscilaciones de potencia ahora son mas suaves.

Al aumentar el tiempo de despeje, se evidencia que el sistema ya ha adquirido una aceleración mayor, lo que implica que existe un crecimiento más alto del ángulo del rotor y en consecuencia resulta más difícil retornar al equilibrio, ya que es necesario contrarrestar mayor área acelerante: ahora para el control de excitación con tensión constante el sistema se vuelve inestable luego de la primera oscilación. Mientras que cuando se usa AVR, aguanta un poco más debido a que se posee mejor amortiguamiento pero igualmente a la segunda oscilación existe perdida de sincronismo. Por ultimo al agregarle el PSS al AVR, es que se consigue amortiguar la respuesta completa como en el caso anterior.

Por otro lado, al agregarle el gobernador de velocidad a la máquina, se observa el mismo patrón de respuesta para los tres tipos de control de excitación pero con aun más amortiguamiento presente en los picos de la señal, es decir que el ángulo del rotor presenta magnitudes menores, lo cual resulta lógico debido a que este control esta asociado a la generación de potencia activa y a la velocidad de giro de la máquina, de modo que en su intento por desacelerarla controlando el par del eje consigue aminorar el ángulo.

De estos resultados, se puede concluir que al usar una excitatriz con AVR y PSS se contribuye a que el sistema sea más propenso a retornar al equilibrio luego de ocurrida una falla, ya que la combinación de la capacidad de los devanados de campo y el uso de señales auxiliares de estabilización (PSS), influye sustancialmente en la respuesta dinámica. Por ello, se considera conveniente el empleo de excitatrices con constantes de tiempo pequeñas, de modo que sean capaces de variar la tensión rápidamente ante situaciones atípicas de funcionamiento.

También se evidencia que el tiempo máximo que puede transcurrir para despejarse la falla sin que se pierda sincronismo corresponde a un ángulo critico tal que el área acelerante de la máquina sea igual al desacelerante, y que mientras más cercano a ese ángulo se encuentre la máquina le costara más retornar al mismo.

Bibliografía

[1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, Jan. 1994.

[2] P. M. Anderson, A.-A. A. Fouad, I. o. E. Engineers, and Electronics, *Power system control and stability*. IEEE Press, 2003.

[3] Luigi Vanfretti, "Sistema de control de excitación y estabilizadores de sistemas de potencia." Rensselaer Polytechnic Institute, Apr. 2007.

[4] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.

[5] Luis Milla Lostaunau, "Estabilidad de los sistemas de potencia," *REVISTA UNMSM*, vol. 10, p. 35, 2002.

MCTI-FONACIT-PEI No 2953 DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA

CONTRATO 201200148

PROYECTO 201200092

ANEXO No. 3C
Flujo de Carga Optimo

REV	FECHA	DESCRIPCION	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	APROBACION FONACIT
A	10/05/13	Emisión Preliminar	Freiber Ramirez	P. De Oliveira	P. De Oliveira	-

Manual para el uso de las herramientas computacionales FLUJO DE CARGA OPTIMO:

En un sistema eléctrico de potencia hacen falta herramientas que permitan a los operadores conocer o estimar su estado, estudiar los modos de operación para obtener un funcionamiento mas económico y también, que le de lineamientos a llevar a cabo en caso de fallas. Todos estos programas realizan cálculos del un sistema en por unidad, así que es trabajo del usuario introducir sus datos de esta manera e interpretarlos de forma debida.

El primero de los programas o herramientas computacionales tiene por nombre Reporte_Sensitividad.m. Este programa recibe los datos de una red, asi como también las configuraciones de las variables de control, y devuelve el calculo de los módulos y ángulos de las tensiones novales. También calcula los flujos de potencia activa, reactiva y aparente por las líneas. Otra salida del programa son los coeficientes de sensibilidad. Ellos establecen relaciones entre las funciones de salida (tensiones en barras PQ, flujos de potencia por las líneas, etc) y las variables de control de las que dispone el operador (Potencias generadas y Tensiones en la barra Slack y en las barras PV).

Entradas del Programa de sensibilidad:

El programa es una función de matlab, que al ser llamado recibe tres datos. Los dos primeros son cadenas de caracteres que tienen información de los datos del sistema. El tercer parámetro simplemente indica si la salida del programa se desea por pantalla, es decir en la línea de comandos de matlab, o si se prefiere en un archivo de salida. En este último caso, los resultados se encontrarán en un archivo llamado fcsalida.dat.

Introducción de los datos del sistema:

Los datos del sistema se introducen en dos archivos, uno que contiene las variables referentes a los nodos o barras de la red y otro con lo referente a las ramas. Los archivos deben tener la extensión .dat, por ejemplo, al archivo de nodos se puede llamas “nodos3.dat” y al de ramas “ramas3.dat” si el sistema es de tres barras. Al hacer el llamado de la función en la línea de comandos se debe colocar solo el nombre del archivo sin la extensión como una cadena de caracteres. Para el ejemplo anterior se introduciría ‘nodos3’ para el archivo de nodos y ‘ramas3’ para el archivo de ramas.

Estructura del archivo de nodos:

El archivo de nodos debe contener una matriz de por lo menos siete columnas y el numero de filas debe corresponder al numero de barras del sistema. Los datos por columna se organizan de la siguiente manera:

1. En la primera columna se debe colocar la numeración de las barras del sistema.
2. En la segunda columna se coloca el tipo de barra. Para una barra slack o swing se coloca 1, para una barra PV se debe colocar 2 y si la

barra es de tipo PQ el numero que corresponde es 3. El sistema solo debe tener una barra Slack.

3. En la tercera columna se especifican las tensiones de las barras PV y Slack. Si la barra es de tipo PQ el programa no toma en cuenta este valor.
4. En la cuarta y quinta columna se introduce la generación total de potencia activa y reactiva respectivamente. Los valores deben introducirse en por unidad de una misma base. Si la barra es tipo Swing, el sistema no toma en cuenta estos valores.
5. En la sexta y séptima columna se introduce la potencia activa y reactiva total en por unidad demandada en el nodo.

Un ejemplo de lo que el archivo de nodos debe contener se muestra a continuación. Este esquema puede usarse como plantilla.

```
% datos de nodos para fdec(nodos.dat)
%caso anderson

%  #  T   Vesp      Pg      Qg      Pc      Qc
   1  1  1.0400   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
   2  2  1.0250   1.6300  0.0000  0.0000  0.0000
   3  2  1.0250   0.9360  0.0000  0.0000  0.0000
   4  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
   5  3  0.0000   0.0000  0.0000  1.2500  0.5000
   6  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.9000  0.3000
   7  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
   8  3  0.0000   0.0000  0.0000  1.0000  0.3500
   9  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
```

Estructura del archivo de ramas:

El archivo debe contener una matriz de por lo menos seis columnas y el numero de filas corresponde al numero de ramas del sistema. Los datos se organizan de la siguiente manera:

1. En la primera columna se debe colocar la numeración de las barras del sistema.
2. En la segunda y tercera columna deben estar los números de los nodos a los extremos de dicha rama. Es indiferente el orden en que se coloquen estos números, si la rama va del nodo i al nodo k da igual que vaya del nodo k al nodo i. Lo que si es importante es que los números de los nodos coincidan con la numeración de nodos dada en el primer archivo. Cuando la rama va de un nodo a tierra, como puede ser el caso cuando se tiene un compensador pasivo, se debe colocar en ambas columnas el mismo numero, correspondiente al único nodo del sistema a la que esta conectada dicha rama.
3. En la cuarta y quinta columna se introducen los parámetros de resistencia y reactancia de cada rama en por unidad respectivamente.
4. En la quinta columna se coloca la admitancia shunt total de la línea. Si la rama es de derivación a tierra, el programa no toma en cuenta este valor.

Un ejemplo de lo que el archivo de ramas debe contener se muestra a continuación. Este esquema puede usarse como plantilla.

```
%datos de ramas(ramas.dat)
%caso anderson
% #   I   K      R          X        B
  1   7   8    0.0085    0.0720    0.149
  2   8   9    0.0119    0.1008    0.209
  3   7   5    0.0320    0.1610    0.306
  4   9   6    0.0390    0.1700    0.358
  5   5   4    0.0100    0.0850    0.176
  6   6   4    0.0170    0.0920    0.158
  7   2   7    0.0000    0.0625    0.000
  8   9   3    0.0000    0.0586    0.000
  9   4   1    0.0000    0.0576    0.000
```

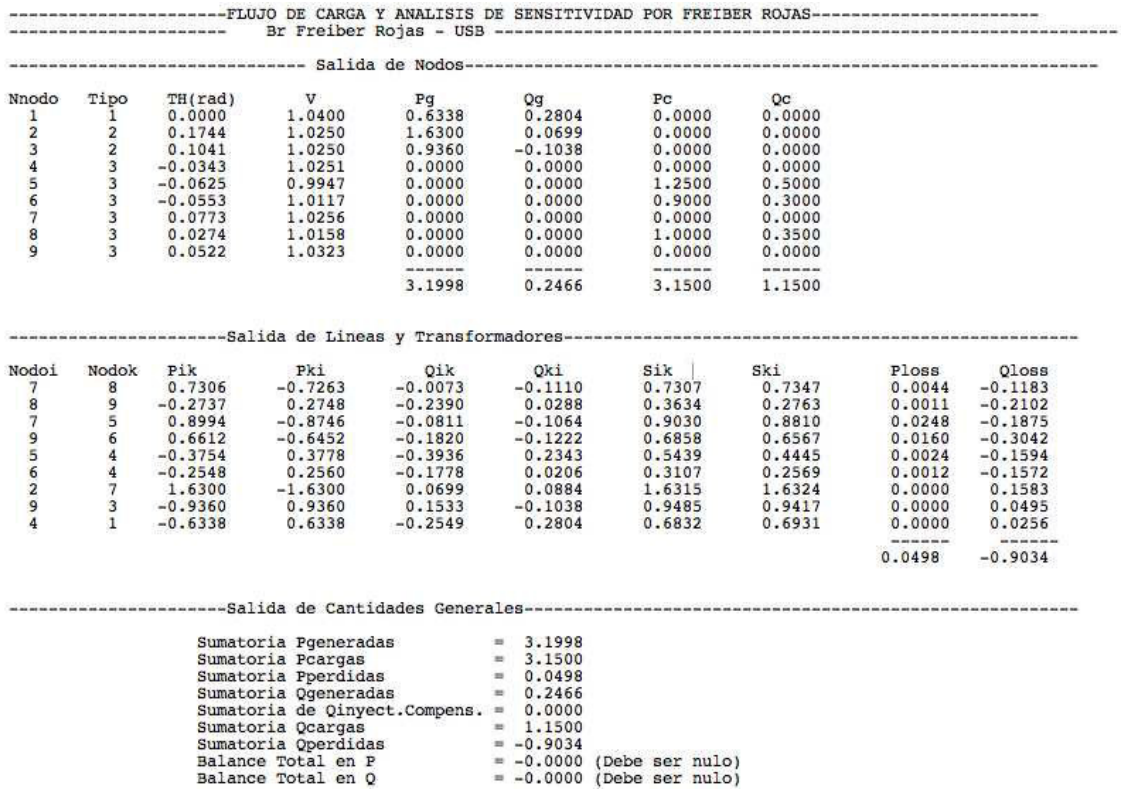
Una vez que el programa reciba los datos de manera correcta devolverá los resultados de flujo de carga y los coeficientes de sensibilidad. Es importante que la estructura del grafo que representa el sistema no presente islas, de lo contrario el programa no convergerá y se deberá estudiar cada isla por separado.

Resultados del programa de flujo de carga y de sensibilidad:

Para explicar cómo el programa estructura la se hará la corrida del sistema descrito en los ejemplos dados anteriormente. La llamada de la función se hace mediante la siguiente instrucción:

```
>>Reporte_Sensitividad ('nodos_and','ramas_and',1);
```

En esta corrida, los archivos se llaman nodos_and.dat y ramas_and.dat. La salida del programa se hará por pantalla. Una vez corrido el programa se obtienen los siguientes resultados:



----------FLUJO DE CARGA Y ANALISIS DE SENSITIVIDAD POR FREIBER ROJAS----------
---------- Br Freiber Rojas - USB ----------

---------- Salida de Nodos----------

Nnodo	Tipo	TH(rad)	V	Pg	Qg	Pc	Qc
1	1	0.0000	1.0400	0.6338	0.2804	0.0000	0.0000
2	2	0.1744	1.0250	1.6300	0.0699	0.0000	0.0000
3	2	0.1041	1.0250	0.9360	-0.1038	0.0000	0.0000
4	3	-0.0343	1.0251	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	3	-0.0625	0.9947	0.0000	0.0000	1.2500	0.5000
6	3	-0.0553	1.0117	0.0000	0.0000	0.9000	0.3000
7	3	0.0773	1.0256	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8	3	0.0274	1.0158	0.0000	0.0000	1.0000	0.3500
9	3	0.0522	1.0323	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				3.1998	0.2466	3.1500	1.1500

----------Salida de Lineas y Transformadores----------

Nodoi	Nodok	Pik	Pki	Qik	Qki	Sik	Ski	Ploss	Qloss
7	8	0.7306	-0.7263	-0.0073	-0.1110	0.7307	0.7347	0.0044	-0.1183
8	9	-0.2737	0.2748	-0.2390	0.0288	0.3634	0.2763	0.0011	-0.2102
7	5	0.8994	-0.8746	-0.0811	-0.1064	0.9030	0.8810	0.0248	-0.1875
9	6	0.6612	-0.6452	-0.1820	-0.1222	0.6858	0.6567	0.0160	-0.3042
5	4	-0.3754	0.3778	-0.3936	0.2343	0.5439	0.4445	0.0024	-0.1594
6	4	-0.2548	0.2560	-0.1778	0.0206	0.3107	0.2569	0.0012	-0.1572
2	7	1.6300	-1.6300	0.0699	0.0884	1.6315	1.6324	0.0000	0.1583
9	3	-0.9360	0.9360	0.1533	-0.1038	0.9485	0.9417	0.0000	0.0495
4	1	-0.6338	0.6338	-0.2549	0.2804	0.6832	0.6931	0.0000	0.0256
								0.0498	-0.9034

----------Salida de Cantidades Generales----------

```
Sumatoria Pgeneradas          =  3.1998
Sumatoria Pcargas             =  3.1500
Sumatoria Pperdidas           =  0.0498
Sumatoria Qgeneradas          =  0.2466
Sumatoria de Qinyect.Compens. =  0.0000
Sumatoria Qcargas             =  1.1500
Sumatoria Qperdidas           = -0.9034
Balance Total en P            = -0.0000 (Debe ser nulo)
Balance Total en Q            = -0.0000 (Debe ser nulo)
```

Figura 1: Resultados del flujo de carga.

Como se puede visualizar en la figura 1, primero se muestran las salidas de los nodos. Aquí se colocan los valores de los ángulos y los módulos de las tensiones en todas las barras. Luego, en las siguientes dos columnas se muestran las potencias activas y reactivas generadas en cada una de las barras. En las ultimas dos columnas se muestran las Potencias activas y reactivas demandadas en las barras.

Lo que se muestra luego son los flujos de potencia activas, reactivas y aparente en cada una de las ramas. Todos los flujos se muestran en ambos sentidos. Finalmente, en las ultimas dos columnas hay un recuento de las potencias de pérdidas en las ramas. Si hay compensadores, también se muestra la potencia reactiva inyectada por cada uno de ellos.

Luego se muestran cantidades generales, como por ejemplo los balances en P y en Q calculados, los cuales deben ser nulos.

La siguiente salida importante es la de los coeficientes de sensibilidad. Dado que el del ejemplo es un sistema de nueve barras, el numero de coeficientes de sensibilidad es importante, es por esto que solo se explicara la forma como los resultados son presentados y se hará un ejemplo corrigiendo una función de salida. Queda como actividad para el lector hacer la corrida del programa y observar todos los coeficientes de sensibilidad.

Primero, los coeficientes se presentan en forma matricial. Las columnas corresponden a las variables de control y las filas a las funciones de salida. En la

salida programa esta claramente especificado que variable de control y que función de salida corresponden a cada coeficiente. Las variables de control se ordenan de la siguiente manera:

1. Las tensión del generador Slack
2. Las tensiones de las barras PV
3. La potencia activa generada en los nodos PV
4. Las potencias activas demandadas en las barras
5. Las potencias reactivas demandadas en las barras

Lo siguiente es como se presentan las funciones de salida. El orden es el siguiente:

1. Potengia activa generada en la barra Slack
2. Potencia reactiva generada en la barra Slack
3. Potencia reactiva de las barras PV
4. Los flujos de potencia activa por las ramas en sentido positivo (Pik)
5. Los flujos de potencia activa por las ramas en sentido inverso (Pki)
6. Los flujos de potencia reactiva por las ramas en sentido positivo (Qik)
7. Los flujos de potencia activa por las ramas en sentido inverso (Qki)
8. Las potencias reactivas inyectadas por los compensadores (si hay)
9. Los flujos de potencia aparente por las ramas en sentido positivo (Sik)
10. Los flujos de potencia aparente por las ramas en sentido positivo (Sik)
11. Los flujos de potencia aparente por las ramas en sentido inverso (Ski)

Así pues, en el resultado del flujo de carga la potencia generada en la barra Slack es de 0.6338pu. Pretendemos reducir este valor a 0.6pu. Corregiremos este valor cambiando la potencia generada en la barra 3, de esta manera, según el resultado del programa se tiene que el coeficiente de sensibilidad correspondiente es:

$$\frac{dPGSlack}{dPG3} = -0.9577$$

luego:

$$\frac{\Delta PGSlack}{\Delta PG3} \approx -0.9577 \Rightarrow \Delta PGSlack = (0.6338 - 0.6) = -0.9577 * \Delta PG3$$

$$\Delta PG3 = -0.0353 \Rightarrow PG3_{nuevo} = 0.9360 + 0.0353 = 0.9713$$

Así, si se ajusta la potencia generada en la barra 3 a 0.9713pu en el archivo de nodos y se corre el programa nuevamente, se tiene que la potencia generada por la barra slack es 0.6001. La diferencia se explica porque hay que recordar que este es un método aproximado y el sistema es no lineal. Esta es la metodología que se debe aplicar si se pretende ajustar funciones de salida usando variables de control.

Programa de Bote de carga mínimo:

Otro programa útil para un operador de un sistema de potencia es el de bote de carga mínimo. Este programa se encarga de informar cuanto y en cuales barras se debe botar carga ante una situación de contingencia, manteniendo limites operacionales definidos y de tal forma que dicha carga sea la menor posible.

Este programa tiene por nombre reporte_FCAC_BOTE_MINIMO.m. Es una función de matlab. Este programa recibe los datos de una red, y devuelve una configuración de las variables de control y de variables de estado que satisface las restricciones de balance de potencias en todas las barras, así como también ciertas restricciones de desigualdad correspondientes a los limites operacionales de los componentes. También especifica si hay que botar carga, cuanto y en que barras debe se debe hacer. Hay que notar que este algoritmo realiza el bote de carga manteniendo el factor de potencia de la carga original.

Entradas del programa de bote de carga mínimo:

Las entradas son las mismas tres del programa de sensibilidad aunque con algunas salvedades en los archivos de nodos y ramas. De la misma manera, se puede seleccionar si se quiere que los resultados sean por pantalla o se guarden en un archivo llamado fcsalida.dat si se introduce 1 o 2 en el tercer parámetro de la función.

Estructura del archivo de nodos:

La forma de cómo pasar el los datos de nodos a la función es idéntica al caso de sensibilidad. Sin embargo, el archivo de nodos para una corrida de bote de carga mínimo requiere agregar cuatro columnas más al archivo de nodos del programa de sensibilidad para tener un total de once columnas. Estas ultimas columnas contienen información de los límites de generación en cada barra. En la octava y novena columna se deben colocar los limites mínimos y máximos de generación de potencia activa en cada barra, respectivamente. En la décima y decimoprimera columna se deben colocar los limites mínimos y máximos de generación de potencia reactiva en cada barra, respectivamente. De esta manera , el archivo de nodos para una rutina de bote de carga mínimo debe tener la siguiente estructura:

```
% datos de nodos para fdec(nodos.dat)
%caso anderson

%  #  T   Vesp      Pg      Qg      Pc      Qc      Pmin   Pmax    Qmin    Qmax
   1  1  1.0400   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000     0      10      -1      1.8
   2  2  1.0250   1.6300  0.0000  0.0000  0.0000     0      10      -1      1.8
   3  2  1.0250   0.9713  0.0000  0.0000  0.0000     0      10      -1      1.8
   4  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000     0       0       0      0
   5  3  0.0000   0.0000  0.0000  1.2500  0.5000     0       0       0      0
   6  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.9000  0.3000     0       0       0      0
   7  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000     0       0       0      0
   8  3  0.0000   0.0000  0.0000  1.0000  0.3500     0       0       0      0
   9  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000     0       0       0      0
```

Es importante que en las barras donde no exista generación la se coloque cero en estas ultimas cuatro columnas, esta es la única forma de que el programa reconozca en cuales barras puede modificar estos parámetros.

Estructura del archivo de ramas:

De la misma manera, La forma de cómo pasar el los datos de las ramas a la función es idéntica al caso de sensibilidad. Sin embargo, el archivo de ramas para una corrida de bote de carga mínimo requiere agregar dos columnas más al archivo de ramas del programa de sensibilidad para tener un total de ocho columnas. Estas ultimas columnas contienen información de los límites de transmisión de cada rama. En la séptima y octava columna se deben colocar los limites máximos de transmisión de potencia activa y aparente respectivamente. De esta manera , el archivo de ramas para una rutina de bote de carga mínimo debe tener la siguiente estructura:

```
%datos de ramas(ramas.dat)
%caso anderson
% #   I   K      R          X        B        Pmax          Smax
  1   7   8    0.0085    0.0720    0.149        0.4           1.2
  2   8   9    0.0119    0.1008    0.209          2             2
  3   7   5    0.0320    0.1610    0.306        1.2           1.2
  4   9   6    0.0390    0.1700    0.358        1.2           1.2
  5   5   4    0.0100    0.0850    0.176        1.2           1.2
  6   6   4    0.0170    0.0920    0.158        1.2           1.2
  7   2   7    0.0000    0.0625    0.000         10            10
  8   9   3    0.0000    0.0586    0.000         10            10
  9   4   1    0.0000    0.0576    0.000         10            10
```

Resultados del programa de flujo de bote de carga mínimo:

En este caso, correremos el mismo caso que para el programa de sensibilidad. Si se observan los resultados para este caso vemos que la generación activa total es de 3.1998pu. y la carga activa total es 3.15pu. Si limitamos la potencia activa de cada generador a 1pu se tendrá que la generación máxima es 3pu y no se podrá satisfacer la demanda de carga activa. Veremos qué solución ofrece el algoritmo de bote de carga mínimo en este caso.

La llamada a la función en Matlab se hace de la siguiente manera:

```
>> reporte_FCAC_BOTE_MINIMO('nodos_and','ramas_and',1);
```

El programa arroja la siguiente salida:

```
----------------------FLUJO DE CARGA OPTIMO POR FREIBER ROJAS----------------------
----------------------    Br Freiber Rojas - USB ------------------------------------------------------------------

------------------------------ Salida de Nodos-------------------------------------------------------------------

Nnodo   Tipo    TH(rad)       V          Pg         Qg          Pc         Qc        PBOTE      QBOTE
  1       1     0.0000     1.0500     1.0000     0.1576      0.0000     0.0000     0.0000     0.0000
  2       2     0.0402     1.0489     1.0000     0.0093      0.0000     0.0000     0.0000     0.0000
  3       2     0.0552     1.0372     1.0000    -0.1994      0.0000     0.0000     0.0000     0.0000
  4       3    -0.0526     1.0428     0.0000     0.0000      0.0000     0.0000     0.0000     0.0000
  5       3    -0.1037     1.0187     0.0000     0.0000      1.2500     0.5000     0.0000     0.0000
  6       3    -0.0804     1.0331     0.0000     0.0000      0.9000     0.3000     0.0546     0.0182
  7       3    -0.0166     1.0500     0.0000     0.0000      0.0000     0.0000     0.0000     0.0000
  8       3    -0.0422     1.0407     0.0000     0.0000      1.0000     0.3500     0.1260     0.0441
  9       3     0.0013     1.0500     0.0000     0.0000      0.0000     0.0000     0.0000     0.0000
                                      ------     ------      ------     ------
                                      3.0000    -0.0325      3.1500     1.1500

----------------------Salida de Lineas y Transformadores-----------------------------------------------------

Nodoi   Nodok    Pik          Pki          Qik          Qki          Sik          Ski          Ploss        Qloss
  7       8     0.4000      -0.3987       0.0113      -0.1631       0.4002       0.4308       0.0013      -0.1518
  8       9    -0.4753       0.4778      -0.1428      -0.0645       0.4963       0.4821       0.0025      -0.2073
  7       5     0.6000      -0.5892      -0.0588      -0.2143       0.6029       0.6270       0.0108      -0.2731
  9       6     0.5222      -0.5126      -0.1915      -0.1548       0.5562       0.5354       0.0096      -0.3463
  5       4    -0.6608       0.6653      -0.2857       0.1375       0.7199       0.6794       0.0046      -0.1482
  6       4    -0.3329       0.3347      -0.1270      -0.0335       0.3563       0.3363       0.0018      -0.1605
  2       7     1.0000      -1.0000       0.0093       0.0475       1.0000       1.0011       0.0000       0.0568
  9       3    -1.0000       1.0000       0.2560      -0.1994       1.0323       1.0197       0.0000       0.0566
  4       1    -1.0000       1.0000      -0.1040       0.1576       1.0054       1.0123       0.0000       0.0535
                                                                                             ------       ------
                                                                                             0.0306      -1.1202

----------------------Salida de Cantidades Generales---------------------------------------------------------

                CARGA A BOTAR TOTAL (fval)    =  0.1806
                Sumatoria Pgeneradas          =  3.0000
                Sumatoria Pcargas             =  3.1500
                Sumatoria Pperdidas           =  0.0306
                Sumatoria Qgeneradas          = -0.0325
                Sumatoria de Qinyect.Compens. =  0.0000
                Sumatoria Qcargas             =  1.1500
                Sumatoria Qperdidas           = -1.1202
                Balance Total en P            = -0.0000 (Debe ser nulo)
                Balance Total en Q            = -0.0000 (Debe ser nulo)
```

Como se puede observar, la salida también es bastante parecida a la salida del programa de sensibilidad. Lo nuevo es que en donde se especifican la salida de los nodos, se agregaron dos columnas correspondientes a la potencia de bote activa y reactiva en cada barra. También, en la salida de cantidades generales se especifica la potencia activa total a botar. Para el caso corrido, se puede observar que el programa ajusto la generación al máximo pero que aun así se debió botar 0.1806pu de potencia activa para respetar las restricciones impuestas al sistema.

Programa de Flujo de carga óptimo:

Otro programa útil para un operador de un sistema de potencia es el de flujo de carga optimo. Este programa se encarga encontrar, dados los costos de generación, el punto de operación más económico para el sistema

Este programa tiene por nombre reporte_FCAC_OPTIMO.m. Es una función de matlab. Este programa recibe los datos de una red, y devuelve una configuración de las variables de control y de variables de estado que satisface las restricciones de balance de potencias en todas las barras, así como también ciertas restricciones de desigualdad correspondientes a los limites operacionales de los componentes. Dicha configuración de variables de estado y de control obedece al punto de operación más económico del sistema

Entradas del programa de bote de carga mínimo:

Las entradas son las mismas tres del programa de sensibilidad y bote de carga mínimo, aunque con algunas salvedades en el archivo de nodos. De la misma manera, se puede seleccionar si se quiere que los resultados sean por pantalla o se guarden en un archivo llamado fcsalida.dat si se introduce 1 o 2 en el tercer parámetro de la función.

Estructura del archivo de nodos:

La forma de cómo pasar el los datos de nodos a la función es idéntica al caso de sensibilidad. Sin embargo, el archivo de nodos para una corrida de bote de carga mínimo requiere agregar tres columnas más al archivo de nodos del programa de bote de carga mínimo para tener un total de catorce columnas. Estas ultimas columnas contienen información de la función de costo de la generación en las barras. La función de costos en función de la potencia generada vendrá dada por un polinomio de segundo grado, y lo que se debe especificar en las columnas doce, trece y catorce del archivo de nodos son los coeficientes ordenados de mayor a menor orden. Es importante que en las barras donde no haya generación los valores de estos coeficientes sean todos cero. De esta manera , el archivo de nodos para una rutina de bote de carga mínimo debe tener la siguiente estructura:

```
% datos de nodos para fdec(nodos.dat)
%caso anderson                                                                    Costo  =  C*P^2+B*P+A

%  #  T   Vesp      Pg      Qg      Pc      Qc      Pmin   Pmax    Qmin    Qmax          C      B      A
   1  1  1.0400   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000      0     10     -10      18         0.01    10     800
   2  2  1.0250   1.6300  0.0000  0.0000  0.0000      0     10     -10      18         0.02    11     400
   3  2  1.0250   0.9713  0.0000  0.0000  0.0000      0     10     -10      18         0.03    12     600
   4  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000      0      0       0       0            0     0       0
   5  3  0.0000   0.0000  0.0000  1.2500  0.5000      0      0       0       0            0     0       0
   6  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.9000  0.3000      0      0       0       0            0     0       0
   7  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000      0      0       0       0            0     0       0
   8  3  0.0000   0.0000  0.0000  1.0000  0.3500      0      0       0       0            0     0       0
   9  3  0.0000   0.0000  0.0000  0.0000  0.0000      0      0       0       0            0     0       0
```

Estructura del archivo de ramas:

El archivo de ramas para una rutina flujo de carga optimo debe tener una estructura idéntica a la del programa de bote de carga mínimo:

```
%datos de ramas(ramas.dat)
%caso anderson
% #   I   K      R          X        B        Pmax          Smax
  1   7   8    0.0085    0.0720    0.149       10            12
  2   8   9    0.0119    0.1008    0.209        10             12
  3   7   5    0.0320    0.1610    0.306         12           12
  4   9   6    0.0390    0.1700    0.358         12           12
  5   5   4    0.0100    0.0850    0.176         12           12
  6   6   4    0.0170    0.0920    0.158         12           12
  7   2   7    0.0000    0.0625    0.000         10            10
  8   9   3    0.0000    0.0586    0.000         10            10
  9   4   1    0.0000    0.0576    0.000         10            10
```

Resultados del programa de flujo de carga óptimo:

En este caso, simplemente se correrá el sistema de los ejemplos dados hasta ahora. La única diferencia es que el programa de flujo de carga optimo controla todas las variables de control para obtener el punto más económico de operación. Este programa también puede ser útil si lo que se pretende es encontrar un punto donde se minimicen las pérdidas de potencia activa. Es fácil ver que esto sucede cuando los generadores tienen todos la misma función de costos.

La llamada a la función en Matlab se hace de la siguiente manera:

```
>> reporte_FCAC_OPTIMO('nodos_and','ramas_and',1);
```

El programa arroja la siguiente salida:

---------- Salida de Nodos----------

Nnodo	Tipo	TH(rad)	V	Pg	Qg	Pc	Qc
1	1	-0.0000	1.0500	3.2421	0.6828	0.0000	0.0000
2	2	-0.4086	1.0440	-0.0000	0.2299	0.0000	0.0000
3	2	-0.3939	1.0267	-0.0000	0.0020	0.0000	0.0000
4	3	-0.1739	1.0280	-0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000
5	3	-0.3202	0.9999	-0.0000	0.0000	1.2500	0.5000
6	3	-0.3021	1.0099	-0.0000	0.0000	0.9000	0.3000
7	3	-0.4086	1.0302	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8	3	-0.4419	1.0162	0.0000	0.0000	1.0000	0.3500
9	3	-0.3939	1.0266	-0.0000	-0.0000	0.0000	0.0000
				3.2421	0.9147	3.1500	1.1500

----------Salida de Lineas y Transformadores----------

Nodoi	Nodok	Pik	Pki	Qik	Qki	Sik	Ski	Ploss	Qloss
7	8	0.5017	-0.4995	0.0706	-0.2080	0.5067	0.5411	0.0022	-0.1374
8	9	-0.5005	0.5034	-0.1420	-0.0515	0.5202	0.5060	0.0029	-0.1935
7	5	-0.5017	0.5124	0.1562	-0.4180	0.5255	0.6613	0.0107	-0.2618
9	6	-0.5034	0.5149	0.0535	-0.3744	0.5062	0.6366	0.0115	-0.3209
5	4	-1.7624	1.7935	-0.0820	0.1650	1.7643	1.8010	0.0311	0.0830
6	4	-1.4149	1.4487	0.0744	-0.0557	1.4169	1.4497	0.0338	0.0187
2	7	0.0000	0.0000	0.2299	-0.2268	0.2299	0.2268	0.0000	0.0030
9	3	0.0000	0.0000	-0.0020	0.0020	0.0020	0.0020	0.0000	0.0000
4	1	-3.2421	3.2421	-0.1093	0.6828	3.2440	3.3132	0.0000	0.5735
								0.0921	-0.2353

----------Salida de Cantidades Generales----------

```
Costo de operacion (fval)     = 1832.5263
Sumatoria Pgeneradas          =  3.2421
Sumatoria Pcargas             =  3.1500
Sumatoria Pperdidas           =  0.0921
Sumatoria Qgeneradas          =  0.9147
Sumatoria de Qinyect.Compens. =  0.0000
Sumatoria Qcargas             =  1.1500
Sumatoria Qperdidas           = -0.2353
Balance Total en P            = -0.0000 (Debe ser nulo)
Balance Total en Q            = -0.0000 (Debe ser nulo)
```

Como se puede observar, la salida también es bastante parecida a la salida del programa de sensibilidad. En este caso, el programa especifica los valores de todas las variables de control y en la salida de cantidades generales se especifica el costo de operación. Para el caso corrido, el costo de operación fue de 1832.52. Las unidades de este costo puede estar en dólares o en cualquier otra moneda, dependiendo de cómo sean especificados los coeficientes de la función de costos. Algo que se debe tener presente cuando se usa el algoritmo de flujo de carga óptimo es que la convergencia esta sujeta a que exista una solución que satisfaga las restricciones de igualdad y desigualdad impuestas por el usuario. Para ello es recomendable hacer primero una corrida de bote de carga mínimo y verificar que existe solución al problema sin tener que botar carga.

ANEXO 4

MCTI-FONACIT-PEI No 2953 DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA

CONTRATO 201200148

PROYECTO 201200092

ANEXO No. 4A
Flujo de Carga TRX secuencia positiva y trifasico

REV	FECHA	DESCRIPCION	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	APROBACION FONACIT
A	10/05/13	Emisión Preliminar	F.Ochoa Y. Hernández V. Castillo	M.Alvarez	P. De Oliveira	-

CONTENIDO

Lista de Figuras ix
Lista de Tablas xi
Resumen xiii
Acrónimos xv
Introdución xvii

1 La Demanda Eléctrica y la Red de Distribución 1

1.1 Conceptos Básicos 2
1.1.1 Demanda de Potencia en una Carga Monofásica 2
1.1.2 Consumo de Energía en una Carga Monofásica 4
1.1.3 Demanda y Energía en Cargas Trifásicas 4
1.2 Demanda como Variable de Control del SDEE 5
1.3 Comportamiento de la Demanda en el Tiempo 6
1.4 Curvas de Carga y Duración 7
1.4.1 Demanda Máxima 8
1.4.2 Demanda Promedio 9
1.5 Factores Característicos de la Demanda 9
1.5.1 Factor de Demanda 10
1.5.2 Factor de Carga y Tiempo Máximo 10
1.5.3 Factor de Pérdida y Tiempo Equivalente 11
1.5.4 Relación entre el Factor de Pérdida y el Factor de Carga 13
1.5.5 Factor de Utilización o Capacidad 13

1.5.6 Factor de Diversidad y Coincidencia 14
1.6 El Problema de la Asignación de Demanda 15
1.6.1 Aplicación de un Factor de Capacidad Global 15
1.6.2 Aplicación de la Relación Suscriptor-Transformador 18

2 Flujo de Carga en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica 21

2.1 Antecedentes 21
2.2 Análisis de SDEE y Tecnología de la Información 23
2.3 Flujo de Carga Balanceado – Secuencia Positiva 25
2.3.1 Preparación de los Datos 25
2.3.2 Inicialización 26
2.3.3 Cálculo de las Corrientes de Rama 27
2.3.4 Cálculos de la Tensión Nodal y la Matriz **TRX** 27
2.3.5 Modelos de Carga para Estudios de Flujo de Carga 28
2.3.6 Convergencia y Cálculos finales 30
2.3.7 Algoritmo del Flujo de Carga de Secuencia Positiva 30
2.3.8 Desempeño Computacional del Método 30
2.3.9 Ejemplos de Aplicación 31
2.3.10 Consideraciones Finales 36
2.4 Flujo de Carga Desbalanceado – Trifásico 36
2.4.1 Preparación de los Datos 37
2.4.2 Inicialización 38
2.4.3 Cálculo de las Corrientes de Rama 39
2.4.4 Actualización de la Tensión Nodal 40
2.4.5 Determinación de la matriz global $\mathbf{TRX_{abc}}$ 41
2.4.6 Convergencia y Cálculos Finales 41
2.4.7 Algoritmo del Flujo de Carga Trifásico Desbalanceado 41
2.4.8 Ejemplos de Aplicación 41
2.4.9 Consideraciones Finales 47
2.5 Flujo de Carga Desbalanceado – Multifilar 47
2.5.1 Modelo de Linea de Distribución Completo 47
2.5.2 Preparación de los Datos 49
2.5.3 Inicialización 49
2.5.4 Cálculo de las Corrientes de Rama 50
2.5.5 Actualización de la Tensión Nodal y Cálculo de la Matriz $\mathbf{TRX_{abcng}}$ 51
2.5.6 Convergencia y Cálculos Finales 53
2.5.7 Algoritmo del Flujo de Carga Multifilar Desbalanceado con Múltiples Puntos de Puesta a Tierra del Neutro 53
2.5.8 Ejemplos de Aplicación 55
2.5.9 Consideraciones Finales 60

3 Estimación de Estado en Sistemas de Distribución 61

3.1 Antecedentes 62
3.2 Estimación de Estado de Sistemas de Distribución 63
3.2.1 Preparación de los Datos 64
3.2.2 Energía Nodal como una Pseudomedida 66
3.2.3 Modelo de Optimización EESD Detallado – Secuencia Positiva 67
3.3 Casos de Estudio 68
3.3.1 Red de Prueba de IEEE 4 Nodos 68
3.3.2 Red de Prueba de IEEE 37 y 123 Nodos 73

4 Lineamientos para el Desarrollo de una Plataforma de Planificación 77

4.1 Introducción 78
4.2 Caracterización del Proceso de Planificación en CORPOELEC 79
4.3 Conceptualización de la Plataforma de Planificación de Sistemas Eléctricos de Distribución 82
4.3.1 ETAPA 1 – Prototipo 82
4.3.2 ETAPA 2 – Desarrollo de Funciones Básicas 87
4.3.3 ETAPA 3 – Desarrollo de Funciones Avanzadas 89
4.3.4 Módulo de Expansión de Mediano-Plazo 91
4.4 Arquitectura de la Plataforma de Planificación 91
4.4.1 Modelo-Vista-Controlador 92
4.4.2 Funcionamiento Modelo MVC 93
4.4.3 Recomendaciones 94
4.5 Selección de Plataforma de Desarrollo 94
4.5.1 Matrices de Decisión 94
4.5.2 Plataforma Recomendada 94
4.5.3 Desarrollo bajo Código Abierto 95
4.5.4 Licencias de Software 96

Referencias 97

Apéndice A: Código Matlab – Flujo de Carga TRX Trifásico y Unifilar 101

Apéndice B: Código Matlab – EESD-TRX Trifásico 105

Apéndice C: Publicación EPSR 109

Apéndice D: Publicación IEEE ANDESCON 111

LISTA DE FIGURAS

1.1	Funciones de Tensión y Corriente de Carga	3
1.2	Representación Fasorial de la Demanda	4
1.3	Variables de Control, Estado, de Red y Salida de un SDEE	5
1.4	Esquema del SDEE como una Red Multipuerto	6
1.5	Comportamiento de la Demanda de una Subestación en el Tiempo	7
1.6	Curva de Potencia Aparente, Activa y Reactiva	8
1.7	Curva de Duración de Potencia Aparente, Activa y Reactiva	8
1.8	Demanda Promedio y Máxima de una Curva de Carga de Potencia Activa	9
1.9	Factor de Demanda Aparente	10
1.10	Definición del Tiempo Máximo	11
1.11	Curva de Pérdidas Totales de Potencia Activa de la Red	12
1.12	Definición del Tiempo Equivalente	13
1.13	Demanda Diversificada	14
1.14	Cálculo de la Demanda en la Subestación sin Condensadores y Generadores	16

1.15	Relación Suscriptor-Transformador	18
2.1	Numeración de Ramas y Nodos en un Circuito de Distribución	25
2.2	Sistema de Distribución Radial con n Cargas Uniformemente Distribuidas	34
2.3	Tiempo Requerido para Convergencia en una Red de n-Nodos	35
2.4	Porcentaje de Caída de Tensión - Sistema de Distribución Ciudad de Caracas	36
2.5	Flujograma del Flujo de Carga Trifásico Desbalanceado	42
2.6	Perfil de Tensión Caso IEEE 37 nodos	45
2.7	Matriz de Conectividad Triangular $\mathbf{T}$ para el caso de prueba IEEE 123-Nodos	46
2.8	Perfil de Tensión para la Red de Prueba IEEE 8500-nodos	46
2.9	Modelo de Línea Trifásico con Neutro y Tierra Equivalente	47
2.10	Red Aérea de 2-Nodos	54
2.11	Disposición General de la Línea de Distribución	54
2.12	Flujograma del Flujo de Carga Multifilar	55
2.13	Red Subterránea de 4 Nodos	58
2.14	Cable Monopolar 12.47kV con Pantalla de Cobre	58
3.1	Estructura General de un Circuito de Distribución Radial	65
3.2	Curva de Carga Agregada	66
3.3	Red de Prueba IEEE 4 Nodos – Modelo de Secuencia Positiva	68
3.4	Red de Prueba IEEE 4 Nodos – Modelo Trifásico Desbalanceado	71
4.1	Subproceso Planificar de CORPOELEC	79
4.2	Esquema Relacional de Unidades de la CORPOELEC	80
4.3	Esquema General de la Plataforma Propuesta	81
4.4	Esquema General de la Plataforma de Planificación – Etapa 1 (Prototipo)	83
4.5	Fragmento del Modelo CIM Wires	84
4.6	Convirtiendo un Objeto CIM en un CIM RDF Data Model	84
4.7	Ejemplo de CIM RFD Shema Definition	85
4.8	Mecanismo de Intercambio de Información XML-EMS/DMS	85
4.9	Prototipo Documento CIM XML	86
4.10	Modelo de Información Común con una Nueva Clase TRXmatrix	87
4.11	Esquema General de la Plataforma de Planificación – Etapa 2	88
4.12	Modelo MVC	92

LISTA DE TABLAS

2.1	Métodos de Flujo de Carga Multifilar	23
2.2	Solución Sistema de Prueba IEEE 4-Nodos – Balanceado	32
2.3	Comparación entre Flujos de Carga TRX, NR y BW/FW	33
2.4	Solución Sistema de Prueba IEEE 4-Nodos – Desbalanceado	44
2.5	Casos de Prueba IEEE - Modelo Balanceado y Desbalanceado	44
2.6	Matriz Global $\mathbf{TRX_{abcng}}$ de la Red de 2-Nodos	57
2.7	Tensiones para la Red Aérea de 2 Nodos	57
2.8	Pérdidas Activas y Reactivas para la Red Aérea de 2 nodos	57
2.9	Corrientes de Rama para la Red Aérea de 2 Nodos	57
2.10	Matriz $\mathbf{A_{ang}} = \mathbf{T_{ang}}^T \mathbf{R_{ang}} \mathbf{T_{ang}}$	59
2.11	Matriz $\mathbf{B_{ang}} = \mathbf{T_{ang}}^T \mathbf{X_{ang}} \mathbf{T_{ang}}$	60
2.12	Red Subterránea de 4 Nodos – Tensiones de Operación	60
2.13	Red Subterránea de 4 Nodos – Corrientes de Rama	60
3.1	Base de Datos del EESD	65
3.2	Red de Prueba IEEE 4-Nodos - Mediciones Promedio	69

3.3	Red de Prueba IEEE 4-Nodos - Resultados Modelo en Secuencia Positiva	70
3.4	Red de Prueba IEEE 4-Nodos - Mediciones Trifásicas	73
3.5	Red de Prueba IEEE 4-Nodos - Resultados Modelo Trifásico	74
3.6	Solución Red de Prueba de IEEE 37 y 123 Nodos	75
4.1	Matriz de Decisión	95
4.2	Libertades del Software Libre	96

RESUMEN

Este trabajo se refiere al desarrollo de un nuevo marco conceptual para el análisis de sistemas de distribución de energía eléctrica, el cual ha sido presentado ante la ilustre Universidad Simón Bolivar como requisito parcial para el ascenso a la categoría de *Profesor Titular*. El trabajo se presenta en cuatro capítulos.

En el primer capítulo se desarrolla una descripción conceptual de la demanda de electricidad en sus dos conceptos básicos: como potencia instantánea y como energía consumida. Se discute la inserción de la demanda de potencia y energía eléctrica como variable de control a tomar en cuenta en la gestión de las redes eléctricas de distribución.

El segundo capítulo presenta una nueva metodología para el análisis de redes de distribución de energía eléctrica en régimen permanente. Se introduce la formulación de un nuevo algoritmo de *flujo de carga* que permite obtener la solución del sistema en tiempo útil explotando convenientemente las nuevas tecnologías de información. El flujo de carga propuesto se desarrolla en tres versiones: balanceado secuencia positiva, trifásico desbalanceado y multifilar.

El tercer capítulo se refiere al desarrollo de un nuevo modelo de *estimación de estado de sistemas eléctricos de distribución* que permite estimar las variables de la red a partir de las lecturas de los dispositivos de protección y los registros históricos de los contadores de energía de los usuarios finales. El estimador se presenta para modelo de red unifilar y trifásico desbalanceado.

Finalmente, el cuarto capítulo se refiere a las consideraciones a tener en cuenta para la implantación de la presente propuesta como una herramienta útil para la toma de decisiones de los operadores y planificadores del sistema eléctrico de distribución en una empresa de servicio eléctrico.

Los contenidos discutidos en este trabajo han sido producto de las actividades de investigación y extensión realizadas por el autor en el período 2008-2012. Estas actividades han sido acreditadas mediante la publicación de un artículo de investigación en una revista internacional arbitrada incluida en el *Science Citation Index* y la publicación de un artículo de investigación en un congreso internacional arbitrado[1]. También como resultado de esta investigación, se ha realizado un anteproyecto para la aplicación de las propuestas desarrolladas en este trabajo en la industria, acreditado por un informe técnico del Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar (INDENE-USB) para la Corporación Eléctrica Nacional de Venezuela (CORPOELEC)[2]. A continuación se especifican los productos de investigación y extensión relacionados con este trabajo de ascenso:

1. Distribution power flow method based on a real quasi-symmetric matrix. De Oliveira-De Jesus, P.M.; Alvarez, M.A.; Yusta, J.M., *Electric Power Systems Research*, vol. 95, February, 2013. p. 148-159, DOI:10.1016/j.epsr.2012.08.011. Revista indexada en el *Science Citation Index*

2. New Formulation for Distribution System State Estimation, Paulo M De Oliveira-De Jesus y Andrés Rojas, aceptado para presentación en IEEE ANDESCON 2012, Nov. 7-9, Cuenca, Ecuador. Congreso indexado en el *INSPEC* y *IEEE Xplore*

3. Anteproyecto para el Desarrollo de Herramienta Computacional para Estudios de Planificación Corto-Mediano Plazo de Sistemas Eléctricos de Distribución. Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar (INDENE-USB). Contrato NCO0909-589 PTS-USB-CORPOELEC, Presupuesto 310.000 Bs., Diciembre de 2010

Parte de los desarrollos presentados por el autor en este trabajo han recibido el apoyo del Ministerio del Poder Popular para la Ciencia y la Tecnología, mediante el otorgamiento de un proyecto individual PEI de 18 meses (2011-2012) denominado "Desarrollo de una Herramienta Computacional en Código Abierto para Estudios del Sistema de Distribución y Transmisión de Venezuela" Proyecto PEI-2012000092, MCTII-FONACIT.

Sartenejas, 4 de febrero de 2013

Prof. Paulo M. De Oliveira-De Jesus

[1]En estos *trabajos de investigación*, el aporte de los coautores ha sido fundamentalmente en la colaboración recibida en el proceso de simulación computacional así como la discusión de los resultados obtenidos, siendo la propuesta metodológica completamente responsabilidad del autor de este trabajo

[2]Este informe técnico corresponde a un *trabajo de extensión* realizado a través de la Fundación Parque Tecnológico Sartenejas de la Universidad Simón Bolívar (PTS-USB) cuyos textos referidos a los lineamientos a seguir para la implantación de una herramienta de esta naturaleza son de la absoluta responsabilidad del autor de este trabajo.

ACRÓNIMOS

CORPOELEC	Corporación Eléctrica Nacional
AMR	Automatic Metering Reading/Lectura Automática de Contadores
BW/FW	Backward/Forward
CIM	Common Information Model/Modelo Común de Información
CPU	Computer Processing Unit/Unidad de Procesamiento Computacional
DMS	Distribution Management System/Sistema de Gestión de Distribución
EESD	Estimación de Estado de Sistemas de Distribución
EMS	Energy Management System/Sistema de Gestión de Energía
EPSR	Electric Power Systems Research, Revista de Elsevier
GIS/SIG	Geographic Information Model/Sistema de Información Geográfica
GSP	Grid Supply Point/Punto de Suministro de la Red
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
INDENE	Instituto de Energía
FONACIT	Fondo Nacional de Ciencia y Tecnología
KCL	Kirchhoff Current Laws/Leyes de Kirchhoff de Corriente
KVL	Kirchhoff Voltage Laws/Leyes de Kirchhoff de Tensión
NR	Newton-Raphson
MPPCTII	Ministerio del Poder Popular para la Ciencia, Tecnología e Innovación
RAM	Random Access Memory/Memoria de Acceso Aleatorio
SCADA	Supervisory Control Acquisition Data System/Sistema de Supervisión y Control
SDEE	Sistema de Distribución de Energía Eléctrica
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia

INTRODUCIÓN

En tiempos recientes hemos observado transformaciones muy significativas en el sector eléctrico tanto en el ámbito local como internacional. El modelo de crecimiento surgido a partir de la revolución industrial se sustentó en el paradigma de la *economía de escala* impulsando un desarrollo humano sin precedentes, donde la electricidad tuvo un rol estelar. La crisis energética de 1973 colocó el modelo de escala en jaque impulsando una ola de liberalización que aún hoy persiste en muchos países. En este contexto, los sistemas de distribución de energía eléctrica pasaron de ser una parte integrante en la corporación verticalmente integrada a ser considerado un negocio de cables. Entonces, la actividad de distribución se ha establecido como un monopolio natural –estatal o privado– sujeto a una regulación estricta que promueva la gestión eficiente de la red, es decir, la calidad del servicio.

El modelo de red de distribución que hemos conocido hasta ahora es un reflejo de la forma en que hemos resuelto el problema del *acceso a la energía*. Nuestras redes de distribución han sido estructuradas a la medida del proceso de transformación de los combustibles fósiles en energía eléctrica. El petróleo y sus derivados son energía empaquetada que puede ser transformada masivamente en puntos geográficos específicos que requieren de grandes sistemas de transmisión y distribución, de naturaleza casi radial. Ejemplo de esta radialidad son las redes de países como Venezuela, Rusia o Canada. En algunos lugares como en Norteamérica o Europa la red de transmisión posee cierto grado de interconexión y complejidad. No obstante, en ambos casos, el sistema de distribución funciona perfectamente por ser una red pasiva, sin generación local, lo que permite transportar bloques impor-

tantes de energía sin mayores dificultades ya que la gestión de los reactivos y el soporte de la tensión es una actividad bien asimilada por las empresas de servicio.

Sin embargo, actualmente existen dos vectores que están impulsando cambios drásticos en lo que hoy llamamos la transformación de la red de distribución en una red inteligente, bajo el emergente paradigma de la *smart grid*. Estos vectores son, en primer lugar, el *cambio climático*, producto de la sobre-utilización de los combustibles fósiles. Esta situación ha convencido a muchos gobiernos del mundo a promover políticas públicas que incentiven la búsqueda de energías alternativas. Este paradigma requiere resolver como llevar esta energía distribuida a los consumidores finales, situación ésta que pasa necesariamente por conectar estas nuevas fuentes a la red de distribución cambiando drásticamente la filosofía de operación prevaleciente durante más de 100 años. El segundo vector que esta impulsando los cambios es la búsqueda de una red más *eficiente y confiable*. Este resultado esta muy ligado a las consecuencias derivadas del cambio climático y el agotamiento de los recursos hidrocarburíferos explotables económicamente con la tecnología disponible hoy en día. Esto hace patente el inexorable camino hacia el encarecimiento de los combustibles fósiles debido a las elevadas inversiones requeridas, lo que ha llevado también a la necesidad de controlar la red de distribución con mayor eficiencia, con el mínimo desperdicio posible y máxima confiabilidad.

Que las presiones del cambio empujen a la red de distribución hacia una gestión inteligente, o *smarter*[1], no quiere decir que el sistema eléctrico no fuera ya de algún modo inteligente. Es menester indicar que el control óptimo de los sistemas de generación y transporte existen desde hace décadas. El punto aquí es que la red de distribución carecía de inteligencia, es decir automatización, y las circunstancias están forzando a un cambio acelerado en el sentido de incorporar elementos que permitan optimizar la red..

Esta realidad hace que la manera en que tradicionalmente se realiza el análisis del sistema de distribución, con modelos simplificados y estándar, ya no sea útil. Durante décadas los analistas de distribución no han tenido que ir mas allá de la aplicación de los modelos de secuencia positiva para la toma de decisiones en las actividades de operación y planificación. No obstante, ir más allá requiere un modelo detallado de la red de modo que se puedan hacer análisis mucho más precisos, siendo el problema principal garantizar la credibilidad y consistencia de los datos lo que constituye un reto que las empresas de servicio eléctrico deben asumir para el futuro.

La masificación de dispositivos automáticos que permitan realizar monitorización efectiva de la red y el advenimiento de sistemas de información geográfica van a permitir controlar los flujos de potencia en la red de distribución de la misma forma que en el pasado lo hicimos con la red de transporte y la generación centralizada, reconociendo que la escala para el control del sistema de distribución es muy superior a las redes de alta tensión.

El análisis moderno de sistemas de distribución debe tomar en cuenta la forma en como se incorporan las fuentes alternativas de energía. Los textos de Jenkins [2] y Willis [3] son una buena muestra del impacto que tienen las fuentes de generación distribuida en la operación y planificación de la red. Incluso, ya Turan Gonen en los años ochenta anticipaba en su libro [4] la importancia de la generación local en el futuro de la distribución de energía eléctrica. Un segundo elemento a con-

siderar es la compatibilidad que debe tener el software que monitoriza y controla el sistema, tomando cuenta que existen distintos tipos de hardware y proveedores de soluciones técnicas. En este caso, el tema de la integración de los sistemas mediante mecanismos que permitan el intercambio de información es crucial. En la íntima década se han realizado esfuerzos para llegar a la normalización de los protocolos de intercambio de datos en el denominado Modelo de Información Común [5]. Sin embargo es con Kersting [6], que se introduce definitivamente el flujo de carga como herramienta fundamental para el diseño, análisis y planificación de los sistemas eléctricos de distribución. Hoy en día, la IEEE posee un subcomité [7] muy activo dedicado a las innovaciones que constantemente se están presentando en el análisis de sistemas eléctricos de distribución.

En Venezuela, es menester citar los textos de Naranjo [8] y Canabal [9] como los manuales fundamentales utilizados por las empresas de servicio para la electrificación en los últimos 50 años. No obstante, a partir de la primera década del siglo XXI, el sistema eléctrico venezolano en su conjunto se encuentra bajo en una profunda crisis, por lo que va a ser necesario recurrir a las nuevas tecnologías para recuperar el sector.

Este trabajo intenta contribuir en este campo de conocimiento mediante el desarrollo de un nuevo marco conceptual para el análisis de sistemas de distribución de energía eléctrica estrechamente ligado a un modelo de datos que haga viable su aplicación en el mundo real.

El libro se organiza en cuatro capítulos. En el primer capítulo se desarrolla una descripción conceptual de la demanda eléctrica que busca precisar los conceptos de potencia y energía requeridos en el análisis posterior de red. Como punto crítico, se define la demanda como variable de control a tomar en cuenta en la gestión de las redes eléctricas de distribución.

En el segundo capítulo se presenta una nueva metodología para el análisis de redes de distribución de energía eléctrica en régimen permanente. Se establece la formulación de un nuevo *flujo de carga* cuya principal característica es utilizar un arreglo de datos conveniente para la solución del sistema en tiempo útil. El flujo de carga propuesto se desarrolla en tres versiones: trifásico balanceado secuencia positiva, trifásico desbalanceado y multifilar.

En el tercer capítulo se presenta una metodología que permite estimar el verdadero estado de la red, utilizando directamente la base de datos comercial de las empresa eléctricas y el comportamiento estadístico de los suscriptores, lo que puede considerarse una herramienta superior a la técnica de flujo de carga. El estimador propuesto está formulado para redes trifásicas balanceadas y desbalanceadas.

Finalmente, el cuarto capítulo se refiere a las consideraciones a tener en cuenta para la implantación de la presente propuesta como una herramienta útil para la toma de decisiones de los operadores y planificadores del sistema eléctrico. En particular, los lineamientos desarrollados en este trabajo tienen como objeto permitir a la operadora venezolana de la red de distribución implantar un plataforma que permita añadir inteligencia al proceso de toma de decisiones de modo que pueda superar con éxito la problemática surgida por décadas de desinversión.

REFERENCIAS

1. A. Carvallo, J. Cooper; The Advanced Smart Grid: Edge Power Driving Sustainability, Artech House, 2011
2. N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac; Embedded Generation, IET, 2000
3. L.Willis, W. Scott; Distributed Power Generation: Planning and Evaluation, CRC, 2001
4. T. Gonen; Electric Power Distribution System Engineering, McGraw-Hill, 1986
5. IEC 61968: Common Information Model (CIM) - Distribution Management
6. W. Kersting; Distribution System Analysis and Modelling, CRC, 2002
7. R. F. Arritt and R. C. Dugan; The IEEE 8500-Node Test Feeder, Proc. of 2010 IEEE PES Transmission and Distribution, New Orleans, April 2010.
8. A. Naranjo; Proyecto del Sistema de Distribución Eléctrico, Equinoccio, 2006
9. C. Canabal; Planificación de Sistemas Eléctricos de Distribución, Esinca, 1984

CAPITULO 1

LA DEMANDA ELÉCTRICA Y LA RED DE DISTRIBUCIÓN

El análisis del sistema de potencia de distribución de energía eléctrica depende de la naturaleza de la carga, caracterizada por su demanda de potencia en un momento dado y el consumo de energía en cierto período de tiempo. La estimación de la demanda tanto en el corto plazo como en el mediano-largo plazo es un factor crucial para la operación y direccionamiento de la red y los centros de producción. La forma mas simple para determinar la demanda y la energía eléctrica consumida es a través de los contadores de energía localizados en cada instalación de propiedad o a través un sistema de medición y supervisión de la red eléctrica denominado SCADA[3] por sus siglas en inglés. A través del SCADA se registran las variables del sistema, tensiones y corrientes, requeridas para su cálculo de las potencias demandadas y energías consumidas por las cargas. No obstante, no siempre es posible medir las variables que permitan realizar la estimación de demanda en cualquier punto de conexión de una carga a la red. En este caso, se hace necesario la utilización de índices estadísticos que nos permitan anticipar el comportamiento de las cargas tanto las actuales como las que se conectaran a la red en el futuro.

En este capítulo, se realizará una discusión de los conceptos fundamentales, así como una descripción de los factores que permitan inferir el comportamiento de la demanda en el tiempo y su relación con la gestión de la red eléctrica.

[3]Supervisory Control And Data Acquisition (Control de Supervisión y Adquisición de Datos)

Copyright © 2013 Universidad Simón Bolívar

Las cargas eléctricas conectadas al sistema pueden clasificarse de la siguiente forma:

- Tipo de Uso
  - Comercial
  - Residencial
  - Industrial
  - Institucional
- Tipo de Conexión
  - Monofásicas - 2 hilos
  - Bifásicas - 2 hilos
  - Trifásicas - 3hilos
  - Trifásicas - 4hilos
- Distribución Espacial
  - Unifomes
  - No Uniformes
  - Concentradas
- Comportamiento en el Tiempo
  - Continuas
  - Intermitentes
  - Estacionales
  - Provisionales

1.1 CONCEPTOS BÁSICOS

A continuación se presentan los indicadores o indices básicos que caracterizan la demanda eléctrica. En lo sucesivo se adopta la siguiente notación: las variables *subrayadas* son números complejos y las variables en **negrita** son vectores o matrices.

1.1.1 Demanda de Potencia en una Carga Monofásica

La *demanda* se define como la potencia eléctrica promediada en un lapso de tiempo que es entregada a un sistema o instalación. La demanda puede ser expresada como potencia activa, P_D (en Watt), potencia reactiva, Q_D (en voltampere reactivos, VAr) o potencia aparente, S_D (en voltampere, VA).

En forma general, en sistemas de corriente alterna, la tensión línea-neutro entre los terminales de la carga $v_{(t)}$ y la corriente de línea $i_{(t)}$ se expresan como funciones del tiempo de naturaleza sinusoidal dependientes de la frecuencia angular w:

$$v_{(t)} = V^{max} sen(wt) \tag{1.1}$$
$$i_{(t)} = I^{max} sen(wt - \varphi_D) \tag{1.2}$$

La Figura 1.1 muestra las formas de onda de tensión y corriente para 1 ciclo donde φ_D es el ángulo del desfase entre la tensión y la corriente, en este caso en atraso. Las medidas r.m.s. de la tensión y la corriente, si se considera un comportamiento sinusoidal, viene dado por:

$$V_D^{med} = \frac{V^{max}}{\sqrt{2}} \qquad I_L^{med} = \frac{I^{max}}{\sqrt{2}} \tag{1.3}$$

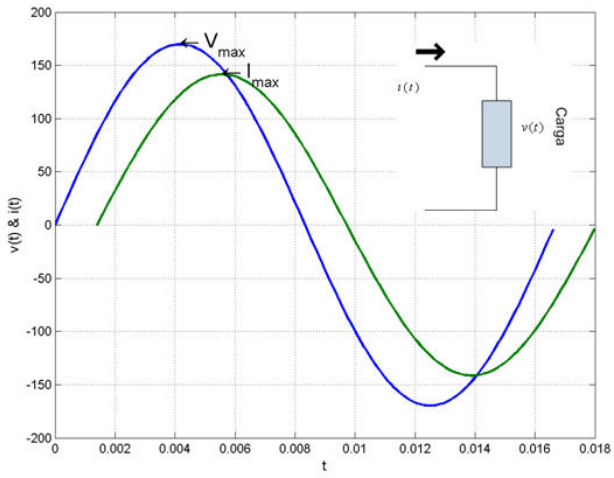


Figura 1.1 Funciones de Tensión y Corriente de Carga

En caso que la forma de onda de la tensión y las corriente no sea sinusoidal, el verdadero valor r.m.s. de cada variable debe ser calculado.

Para cada registro k, las magnitudes de la demanda de potencia activa $P^{calc}_{D(k)}$, reactiva $Q^{calc}_{D(k)}$ y aparente $S^{calc}_{D(k)}$, son dependientes de los registros de tensión línea-neutro $V^{med}_{D(k)}$, corriente $I^{med}_{L(k)}$ y ángulo del factor de potencia de la carga $\varphi^{med}_{D(k)}$:

$$P^{calc}_{D(k)} = V^{med}_{D(k)} \cdot I^{med}_{L(k)} \cdot \cos\varphi^{med}_{D(k)} \tag{1.4}$$

$$Q^{calc}_{D(k)} = V^{med}_{D(k)} \cdot I^{med}_{L(k)} \cdot \sin\varphi^{med}_{D(k)} \tag{1.5}$$

Para conocer el valor de la demanda de potencia se requiere tener varios registros de las variables del sistema durante un período de muestreo T_m previamente establecido. Los valores para estos períodos de muestreo pueden variar entre los 5,10, 15, 30 o 60 minutos. Durante el período T_m deben tomar m muestras simultáneas de los valores r.m.s de la tensión linea-neutro entre terminales $V^{med}_{D(k)}$, la corriente de línea $I^{med}_{L(k)}$ y el ángulo $\theta_{D(k)}$, k=1,...,m. Las muestras se obtienen cada cierto intervalo Δt_m, cumpliéndose que $m\Delta t_m = T_m$, por lo que la frecuencia de muestreo $f_m = \Delta t_m^{-1}$.

El valor de *Demanda de Potencia Activa* P_D para un periodo T_m se obtiene a través de la media aritmética de los n registros:

$$P_D = \frac{1}{m}\sum_{k=1}^{m} P^{calc}_{D(k)} \tag{1.6}$$

El valor de la *Demanda de Potencia Reactiva y Aparente* para un periodo T_m es dado por

$$Q_D = \frac{1}{m}\sum_{k=1}^{m} Q_{D(k)}^{calc} \tag{1.7}$$

$$S_D = \sqrt{P_D^2 + Q_D^2} \tag{1.8}$$

$$\varphi_D = \arccos(\frac{P_D}{S_D}) \tag{1.9}$$

El factor de potencia de la carga es definido por $fp = cos\varphi_D$

La representación de la demanda en números complejos es $\overline{S}_D = P_D + jQ_D = S_D \measuredangle \varphi_D$ y la representación fasorial se muestra en la Figura 1.2

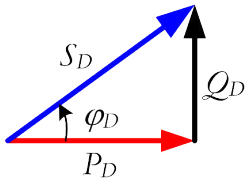


Figura 1.2 Representación Fasorial de la Demanda

1.1.2 Consumo de Energía en una Carga Monofásica

En forma general, para cualquier período de estudio T en horas, con registros cada T_m horas, la energía activa en Wh, la energía reactiva en VArh y la energía aparente en VAh entregada a la carga puede escribirse como:

$$W_D^P = \sum_{j=1}^{m=T/T_m} P_{D(j)} \cdot T_m \tag{1.10}$$

$$W_D^Q = \sum_{j=1}^{m=T/T_m} Q_{D(j)} \cdot T_m \tag{1.11}$$

$$W_D^S = \sum_{j=1}^{m=T/T_m} S_{D(j)} \cdot T_m \tag{1.12}$$

Considerando las potencias como funciones continuas, es decir $T_m \rightarrow dt$, la energía activa, reactiva y aparente entregada a la carga durante un período de tiempo T es:

$$W_D^P = \int_0^T P_D dt \quad W_D^Q = \int_0^T Q_D dt \quad W_D^S = \int_0^T S_D dt \tag{1.13}$$

1.1.3 Demanda y Energía en Cargas Trifásicas

En las Secciones 1.1.1 y 1.1.2 nos hemos referido al calculo de las demandas y energías para el caso en que el sistema se encuentre alimentando una carga monofásica.

Considerando que se alimenten cargas trifásicas se debe distinguir si las cargas se encuentran balanceadas –como lo es el caso de un motor de inducción trifásico– o desbalanceadas ya que cada fase entrega un valor de demanda distinto.

En el caso de cargas trifásicas desbalanceadas, si las corrientes que circulan por fases son distintas entre si, es menester calcular las potencias por fase utilizando las Ecuaciones 1.6, 1.7, 1.8 y 1.9. La potencia total corresponde a la suma de todas las fases conectadas

$$P_D^{TOT} = \sum_{f=a,b,c} P_{Df} = P_{Da} + P_{Db} + P_{Dc} \tag{1.14}$$

$$Q_D^{TOT} = \sum_{f=a,b,c} Q_{Df} = Q_{Da} + Q_{Db} + Q_{Dc} \tag{1.15}$$

$$S_D^{TOT} = \sqrt{(P_D^{TOT})^2 + (Q_D^{TOT})^2} \tag{1.16}$$

del mismo modo, la energía total es:

$$W_D^P = \sum_{f=a,b,c} W_{Df}^P = W_{Da}^P + W_{Db}^P + W_{Dc}^P \tag{1.17}$$

$$W_D^Q = \sum_{f=a,b,c} W_{Df}^Q = W_{Da}^Q + W_{Db}^Q + W_{Dc}^Q \tag{1.18}$$

$$W_D^S = \sum_{f=a,b,c} W_{Df}^S = W_{Da}^S + W_{Db}^S + W_{Dc}^S \tag{1.19}$$

1.2 DEMANDA COMO VARIABLE DE CONTROL DEL SDEE

El SDEE es un sistema dinámico que debe ser controlado permanentemente para mantenerse en equilibrio. Los operadores del sistema deben garantizar, que en determinado instante $t = t_0$, la demanda asociada a todos los nodos de consumo más las pérdidas del sistema deben ser suplidas por la producción bien sea local o centralizada.

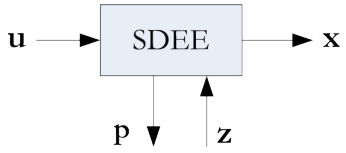


Figura 1.3 Variables de Control, Estado, de Red y Salida de un SDEE

En general el SDEE, tal como se muestra en la Figura 1.3, debe cumplir con restricciones de equilibrio (igualdad) y operacionales (desigualdad). Las Ecuaciones de equilibrio y operacionales en régimen permanente se describen a continuación:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}, t_0) = 0 \tag{1.20}$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}, \mathbf{p}, t_0) \leq 0 \tag{1.21}$$

Las variables de estado **x** son las las tensiones nodales $\overline{V}_i = V_i \angle \theta_i$

Las variables de control **u** son las inyecciones de potencia en cada nodo de la red bien sea por las demanda o la generación local. La inyección de potencia S_i se define como sigue:

$$\overline{S}_i = \overline{S}_{Gi} - \overline{S}_{Di} = S_i \angle \varphi_i \quad (1.22)$$

$$\overline{S}_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di} = S_{Di} \angle \varphi_{Di} \quad (1.23)$$

$$\overline{S}_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi} = S_{Gi} \angle \varphi_{Gi} \quad (1.24)$$

La demanda $\overline{S}_{Di}$ y la generación $\overline{S}_{Gi}$ son valores que deben estimarse previamente a la realización del análisis.

Las variables de red **z** representan los parámetros de las líneas de distribución: resistencias, reactancias y capacitancias de la red.

Las variables de salida **p** corresponde al calculo de nuevas variables a partir de la solución de estado: flujos de potencia por las líneas y pérdidas técnicas.

Las restricciones de igualdad representadas en el sistemas de Ecuaciones **F** se refieren a las leyes de equilibrio electromagnético: Ecuaciones de flujo de potencia y las leyes de Kirchhoff. Las restricciones de desigualdad representadas en el sistemas de Ecuaciones **G** se refieren a los límites operacionales del sistema: capacidad de líneas y transformadores, niveles de tensión admitidos, niveles de pérdidas técnicas admitidos y limites de estabilidad.

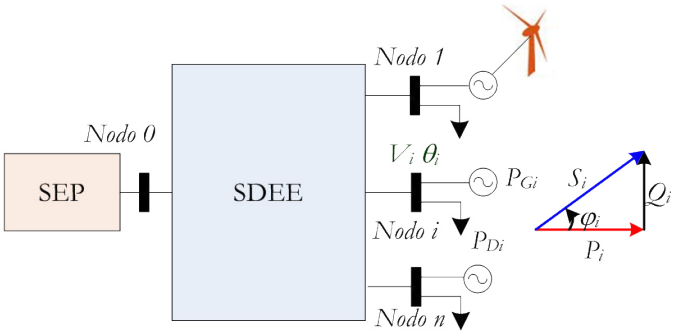


Figura 1.4 Esquema del SDEE como una Red Multipuerto

En la Figura 1.4 se muestra el SDEE como una red multipuerto, donde la demanda conjuntamente con la generación distribuida conforman las variables de control requeridas para el establecimiento de las variables de estado del sistema dentro de los limites operacionales especificados.

1.3 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA EN EL TIEMPO

La demanda no es estática en el tiempo, depende del comportamiento agregado de los consumidores. Los cambios en la demanda se hacen más pronunciados en la medida que nos acercamos de las subestaciones a los puntos de conexión de cada consumidor final. El análisis del comportamiento de la demanda debe considerar varios marcos temporales:

1. Historia: $t < t_0$
2. Tiempo real: t_0.
3. Corto plazo: un mes, un año
4. Mediano Plazo: de 1 a 5 años
5. Largo Plazo: de 5 a 20 años (Horizonte)

La Figura 1.5 muestra el comportamiento histórico y el pronóstico de la demanda de una subestación. Una vez que la demanda ha sido registrada en el tiempo, ésta se convierte en una base de datos histórica. El procesamiento de las series de tiempo permitirá contribuir a la realización de un pronóstico de la demanda futura de modo que se puedan anticipar las inversiones requeridas para mantener la calidad del servicio en el corto y largo plazo.

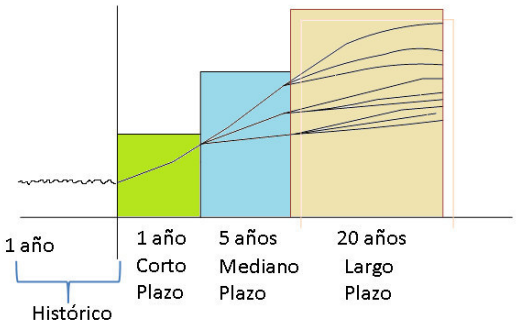


Figura 1.5 Comportamiento de la Demanda de una Subestación en el Tiempo

A continuación nos ocuparemos de la caracterización de la demanda a partir de las series de tiempo de demanda histórica.

1.4 CURVAS DE CARGA Y DURACIÓN

Las curvas de carga son registros históricos de potencia activa, reaccionativa o aparente, totales o por fase representados en un diagrama Potencia vs. Tiempo, tal como se muestra en la Figura 1.6. Las curvas de carga pueden comprender un período de estudio T: por ejemplo, un día laborable típico 24h, un día no laborable típico, una semana, un mes, un año. Cada punto de la curva de demanda corresponde al promedio de los n registros realizados durante el intervalo T_m.

Por ejemplo, si el registro de demanda se realiza con intervalo de medición de T_m=15minutos, la curva de carga para un período de estudio T =24horas tendrá $m = T/T_m$ =96 puntos o registros.

La curva de duración consiste en ordenar los m registros para cada demanda de mayor a menor, tal como se muestra en la Figura 1.7.

En lo sucesivo, las curvas de demanda se denotaran como una función del tiempo.

- $S_D(t) \rightarrow$ Curva de Potencia Aparente

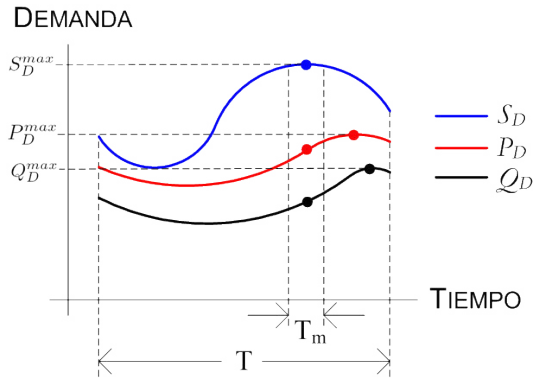


Figura 1.6 Curva de Potencia Aparente, Activa y Reactiva

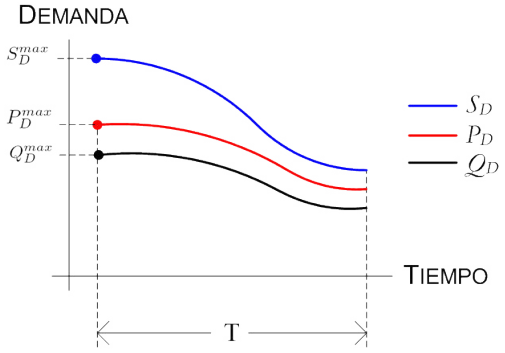


Figura 1.7 Curva de Duración de Potencia Aparente, Activa y Reactiva

- $P_D(t) \rightarrow$ Curva de Potencia Activa
- $Q_D(t) \rightarrow$ Curva de Potencia Reactiva

1.4.1 Demanda Máxima

La *demanda máxima* corresponde al mayor valor de los $m = T/T_m =$ puntos de la curva de carga, por fase o total. Para el caso de demanda máxima de potencia aparente S_D^{max}, dado $S_{Dk} = [S_{D'art1}, \ldots, S_{Dm}]$

$$S_D^{max} = \max\{S_{Dk}\} \qquad \forall k = 1, \ldots, m \tag{1.25}$$

Para el caso de demanda máxima de potencia activa y reactiva P_D^{max}, dado $P_{Dk} = [P_{D1}, \ldots, Q_{Dm}]$ y Q_D^{max}, dado $Q_{Dk} = [Q_{D1}, \ldots, Q_{Dm}]$

$$P_D^{max} = \max\{P_{Dk}\} \qquad \forall k = 1, \ldots, m \tag{1.26}$$

$$Q_D^{max} = \max\{Q_{Dk}\} \qquad \forall k = 1, \ldots, m \tag{1.27}$$

Nótese que de la Figura 1.6 se desprende que los valores máximos registrados en las potencias activa, reactiva y aparente no necesariamente coinciden en el tiempo. No obstante, en la curva de duración (Figura 1.7) la coincidencia de los valores máximos en t=0, no significa que las demandas son coincidentes.

1.4.2 Demanda Promedio

La *demanda promedio* corresponde a la media aritmética de los $n = T/T_m =$ puntos de la curva de carga de potencia activa, reactiva y aparente:

$$S_D^{prom} = \frac{1}{m}\sum_{k=1}^{m=T/T_m} S_{D(k)} \quad P_D^{prom} = \frac{1}{m}\sum_{k=1}^{m=T/T_m} P_{D(k)} \quad Q_D^{prom} = \frac{1}{m}\sum_{k=1}^{m=T/T_m} Q_{D(k)} \tag{1.28}$$

En la Figura 1.8 se muestran las demandas máximas y promedio de una curva de carga de potencia activa.

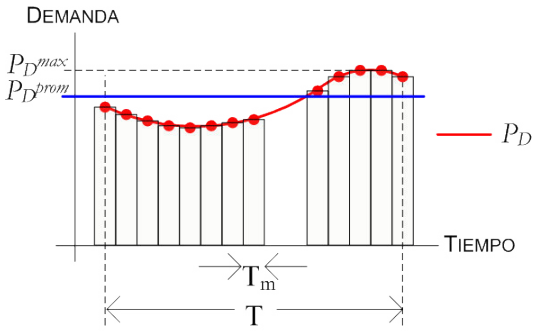


Figura 1.8 Demanda Promedio y Máxima de una Curva de Carga de Potencia Activa

Considerando las curvas de potencia como funciones continuas, es decir $T_m \to dt$, la energía aparente, activa y reactiva entregada a la carga durante un período de tiempo T es:

$$S_D^{prom} = \frac{1}{T}\int_0^T S_D dt \quad P_D^{prom} = \frac{1}{T}\int_0^T P_D dt \quad Q_D^{prom} = \frac{1}{T}\int_0^T Q_D dt \tag{1.29}$$

1.5 FACTORES CARACTERÍSTICOS DE LA DEMANDA

Para los fines de operar y planificar el SDEE, se requiere que el comportamiento de la demanda en el tiempo sea caracterizado a través de una serie de factores y relaciones estadísticas cuyos valores dependen del punto de observación o medición a lo largo de cierto período. Las fluctuaciones en la demanda son radicalmente diferentes si el punto de medición es una subestación de alta tensión, una subestación de distribución, un circuito primario, un transformador de distribución, un circuito secundario o el tablero eléctrico de la casa de cualquier vecino.

A continuación se describen en forma general los factores que caracterizan la demanda, para ser aplicados en cualquier punto de la red eléctrica. Los factores descritos a continuación, son factores que describen el comportamiento de la demanda, como un conjunto, a partir del punto de observación. En este sentido, cada uno de los factores pueden ser determinados en el ámbito nacional, regional o local.

1.5.1 Factor de Demanda

El *Factor de Demanda* es la relación entre la demanda máxima (definida en 1.4.1) y la carga conectada. Este factor normalmente se determina en función de la capacidad del sistema, es decir la potencia nominal aparente, en VA, kVA, etc. El factor de demanda puede calcularse en forma global o por fase.

$$F_D^S \triangleq \frac{S_D^{max}}{CC} \tag{1.30}$$

La carga conectada CC se define como la suma de la capacidad nominal de todo el equipamiento eléctrico conectado al sistema. El hecho de que un equipo este conectado no implica necesariamente que se encuentre demandando potencia. Por esta razón, este factor siempre se encontrará entre los siguientes límites: $0 < F_D^S < 1$, como se observa en la Figura 1.9.

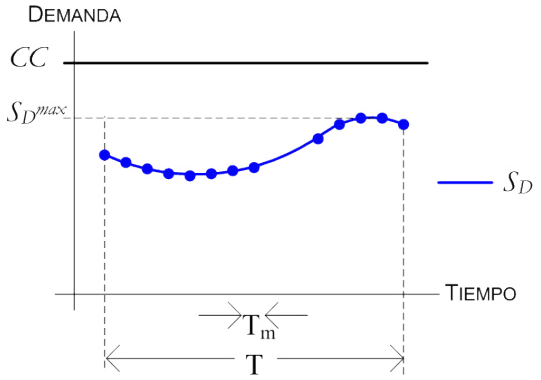


Figura 1.9 Factor de Demanda Aparente

1.5.2 Factor de Carga y Tiempo Máximo

El *Factor de Carga* se define como la relación entre la Demanda Promedio en un período T (definida en 1.4.2) y la Demanda Máxima (definida en 1.4.1) registrada durante ese mismo período T. El factor de carga se puede determinar independientemente para las curvas de potencia activa, reactiva y aparente:

$$F_C^S \triangleq \frac{S_D^{prom}}{S_D^{max}} \qquad F_C^P \triangleq \frac{P_D^{prom}}{P_D^{max}} \qquad F_C^Q \triangleq \frac{Q_D^{prom}}{Q_D^{max}} \tag{1.31}$$

El factor de carga debe cumplir $0 \leq F_C \leq 1$. Los tres factores de carga coincidirán ($F_C^S = F_C^P = F_C^Q$) si y solo si el factor de potencia $cos\varphi_D = \frac{P_D}{S_D}$ se mantiene constante durante el período de estudio T.

El factor de carga F_C^P asociado a las curvas de potencia activa es relevante por cuanto puede expresarse como una función de la energía activa consumida por la carga durante el período de estudio.

$$F_C^P = \frac{\frac{1}{T}\int_0^T P_D dt}{P_D^{max}} = \frac{W_D^P}{T \cdot P_D^{max}} \tag{1.32}$$

En este caso, si los factores de carga de las cargas se encuentran estadísticamente bien caracterizados, es posible obtener los valores de demanda máxima en los transformadores de distribución a partir de la lectura de los contadores de energía de cada usuario, problema éste que abordaremos mas adelante.

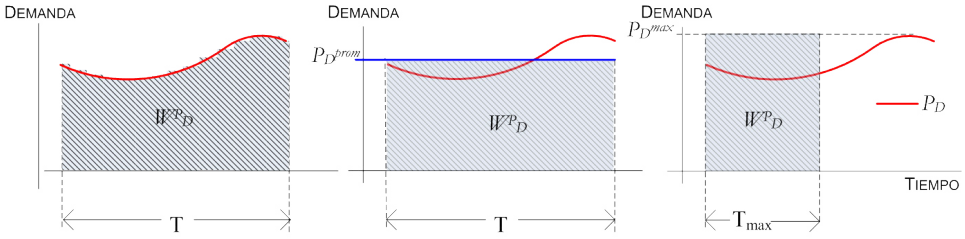


Figura 1.10 Definición del Tiempo Máximo

La energía W_D^P, tal como se muestra en la Figura 1.40, corresponde al área bajo la curva de la potencia activa, cumpliéndose la siguiente relación de equilibrio:

$$W_D^P = \int_0^T P_D dt = P_D^{prom} \cdot T = P_D^{max} \cdot T_{max} \tag{1.33}$$

donde T_{max} es el *Tiempo Máximo*. Este valor es definido como un tiempo equivalente para el cual en condiciones de demanda máxima constante se consume la misma energía W_D^P que en condiciones normales de demanda en fluctuación. Es importante notar que siempre se verifica que $T_{max} \leq T$

Este resultado es relevante, ya que si se conoce estadísticamente el factor de carga y la demanda máxima de los consumidores es posible estimar la energía activa a entregar a través de la siguiente Ecuación:

$$W_D^P = P_D^{max} \cdot F_C^P \cdot T = P_D^{max} \cdot T_{max} \tag{1.34}$$

1.5.3 Factor de Pérdida y Tiempo Equivalente

El *Factor de Pérdida* se define como la relación entre las *pérdidas de potencia activa promedio* en la red ΔP_E^{prom} durante un período T y las *pérdidas máximas* en la red ΔP_E^{max} en ese mismo período. El factor de pérdida se encuentra expresado en función de las pérdidas de potencia activa y se determina a partir de la siguiente expresión:

$$F_P \triangleq \frac{\Delta P_E^{prom}}{\Delta P_E^{max}} \tag{1.35}$$

El factor de pérdida debe cumplir $0 \leq F_P \leq 1$. En general, en una red multipuerto como la mostrada en la Figura 1.4, las pérdidas de potencia aparente, activa y reactiva del sistema se obtienen de la sumatoria de las potencias inyectadas en todos los nodos de la red $i = 0, 1, ..., n$, es decir, para un tiempo t definido:

$$\overline{\Delta S}_E(t) = \sum_{i=0}^{n} \overline{S}_i(t) = \sum_{i=0}^{n} \left[\overline{S}_{Gi}(t) - \overline{S}_{Di}(t)\right] = \Delta P_E(t) + j\Delta Q_E(t) \tag{1.36}$$

El nodo 0 se ha asignado a la subestación de distribución y a partir del nodo 1 hasta n se consideran nodos de carga o de producción local.

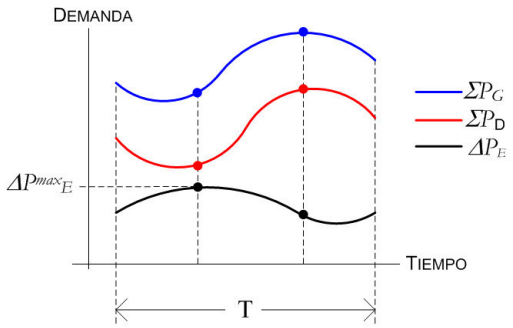


Figura 1.11 Curva de Pérdidas Totales de Potencia Activa de la Red

En este sentido, la curva de pérdidas de potencia activa ΔP_E se obtiene (ver Figura 1.11) directamente de aplicar la siguiente relación entre los registros simultáneos (para cada instante t) de las potencias generadas y demandadas durante el período T:

$$\Delta P_E(t) = \sum_{i=0}^{n} P_{Gi}(t) - \sum_{i=0}^{n} P_{Di}(t) \tag{1.37}$$

En este sentido, de la Figura 1.11 se observa que la curva de pérdidas $\Delta P_E(t)$ corresponde a la diferencia entre las curvas $\sum_{i=0}^{n} P_{Gi}(t)$ y $\sum_{i=0}^{n} P_{Di}(t)$. En este caso las pérdidas promedio de potencia activa se determinan utilizando la definición:

$$\Delta P_E^{prom} = \frac{1}{T}\int_0^T \Delta P_E dt \tag{1.38}$$

Nótese que las pérdidas máximas no necesariamente ocurren en condiciones de máxima generación o demanda. Las pérdidas de potencia activa en el sistema, dependen del cuadrado de las corrientes que circulan por la red y de los valores de las impedancias que se oponen al paso de la corriente. En este caso las curvas de pérdidas son directamente proporcionales al cuadrado de las curvas de carga (en

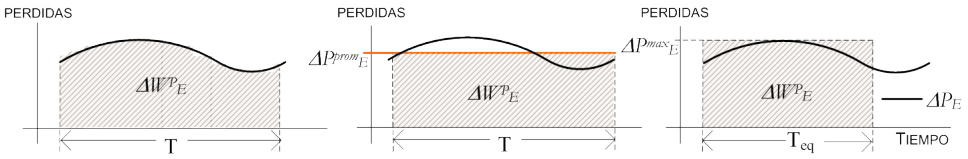


Figura 1.12 Definición del Tiempo Equivalente

potencia aparente), $\Delta P_E \propto S_D^2$, siempre que la tensión se mantenga constante el período de estudio T.

Las pérdidas de energía activa ΔW_E^P, tal como se muestra en la Figura 1.12, corresponden al área bajo la curva de la función de pérdidas de potencia activa ΔP_E, cumpliéndose también la siguiente relación de equilibrio:

$$\Delta W_E^P = \int_0^T \Delta P_E dt = \Delta P_E^{prom} \cdot T = \Delta P_E^{max} \cdot T_{eq} \tag{1.39}$$

donde T_{eq} es el *Tiempo Equivalente*. Este valor es definido como un intervalo de tiempo para el cual en condiciones de perdidas máximas constantes se *pierde*[4] la misma energía que en condiciones normales con la carga fluctuando. Es importante notar que siempre se verifica que $T_{eq} \leq T$

Este resultado es importante por que si se conoce estadísticamente el factor de pérdida y las pérdidas máximas de la red es posible estimar la energía activa que se queda en el camino entre los productores y los consumidores, cuando la medición en todos los nodos de la red no es efectiva. Finalmente, las pérdidas de energía activa se calculan directamente de la siguiente expresión:

$$\Delta W_E^P = \Delta P_E^{max} \cdot F_P \cdot T = \Delta P_E^{max} \cdot T_{eq} \tag{1.40}$$

1.5.4 Relación entre el Factor de Pérdida y el Factor de Carga

Suponiendo que la curva de potencia aparente S_D es conocida y que durante un período T de registro la tensión se considera constante, es posible obtener una relación directa entre el factor de pérdida F_P y el factor de carga asociado a la potencia aparente F_C^S:

$$\begin{cases} F_P = \alpha (F_C^S)^2 + \beta F_C^S \\ \alpha + \beta = 1 \end{cases} \tag{1.41}$$

donde α y β son valores característicos de la demanda. En [1] se incluye una descripción detallada de los valores característicos.

1.5.5 Factor de Utilización o Capacidad

El *factor de utilización o capacidad* es la relación entre la demanda máxima de potencia aparente S_D^{max} en un período T y la *capacidad nominal* del equipo o sistema S_{nom}:

[4]Realmente se transforma en calor por efecto Joule

$$F_U \triangleq \frac{S_D^{max}}{S_{nom}} \tag{1.42}$$

El término *capacidad nominal* se refiere a la capacidad térmica que máxima puede manejar un equipo sin afectar la vida útil esperada. Este factor permite conocer el grado de utilización de los equipos del sistema, conductores y transformadores. Este factor puede ser menor a la unidad (subcargado) o mayor a la unidad (sobrecargado).

1.5.6 Factor de Diversidad y Coincidencia

Supongamos que un nodo i del SDEE alimenta n_d cargas, tal como se muestra en la Figura 1.13.

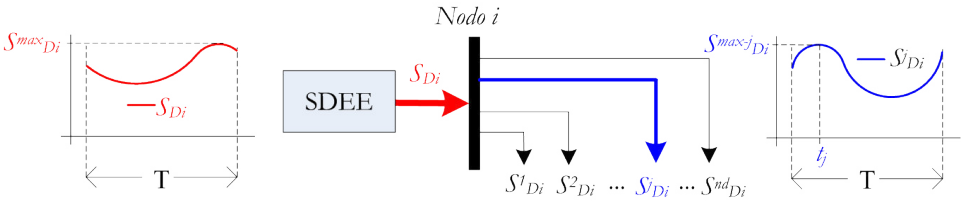


Figura 1.13 Demanda Diversificada

Dadas, n_d curvas de demanda $S_{Di}^j(t)$, cada una de ellas con un valor máximo S_{Di}^{max-j} verificado en el tiempo t_j, la *demanda diversificada* $S_{Di}(t)$ se obtiene de la suma algebraica de todas las curvas de carga $S_{Di}^j(t)$, $j = 1, ..., n_d$:

$$S_{Di}(t) = \sum_{j=1}^{n_d} S_{Di}^j(t) \qquad t\epsilon[0, T] \tag{1.43}$$

El *factor de diversidad* se define como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales $S_{Di}^{max-j}(t)$, $j = 1, ..., n_d$ y la demanda máxima diversificada S_{Di}^{max}:

$$F_{div} \triangleq \frac{\sum_{j=1}^{n_d} S_{Di}^{max-j}}{S_{Di}^{max}} \tag{1.44}$$

El *factor de coincidencia* se define como el inverso del factor de diversidad:

$$F_{coin} \triangleq {F_{div}}^{-1} \tag{1.45}$$

La *diversidad de la demanda* asociado a un nodo o transformador i, se define como un valor de potencia aparente que mide la diferencia entre la suma de todas las demandas individuales y la demanda total diversificada:

$$L \triangleq \sum_{j=1}^{n_d} S_{Di}^{max-j} - S_{Di}^{max} \tag{1.46}$$

1.6 EL PROBLEMA DE LA ASIGNACIÓN DE DEMANDA

El análisis del SDEE a través de la técnica de *flujo de carga*[5] tiene como principal dificultad el conocimiento previo (como dato del problema) de los valores de potencia inyectada en los nodos de la red. A diferencia del sistema de transmisión, el SDEE no dispone de un sistema de monitorización con suficientes puntos de registro que permitan estimar en todo momento el estado del sistema y las potencias inyectadas en los nodos o subestaciones. Por la importancia que revisten las subestaciones en la red de transporte, estas se encuentran provistas de sistemas de registro tanto de las tensiones y corrientes como la potencia y energía de intercambio.

Los nodos de carga del sistema de distribución primario corresponden a los transformadores reductores primario/secundario desprovistos de cualquier esquema de medición local que permitan identificar en todo momento las potencias inyectadas en dichos nodos.

El *problema de asignación de demanda* a los transformadores de distribución (load allocation, en inglés) consiste en indicar para cada nodo i de transformación, los valores de potencia aparente $\overline{S}_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di}$ para todo $t\epsilon[0, T]$. En particular, es de interés conocer los valores de potencia para condiciones de demanda máxima para la realización de los estudios en los que el sistema se encuentra más exigido.

Existen varias metodologías que permiten la asignación de demanda a los nodos de transformación de la red. A continuación se describen dos métodos básicos para determinar la demanda máxima de los nodos de carga para la realización de estudios de flujo de carga, a saber: la aplicación de un factor de capacidad global, aplicación de la relación suscriptor-transformador.

1.6.1 Aplicación de un Factor de Capacidad Global

Este método consiste en obtener un factor de capacidad o utilización global que permita indicar el nivel de carga de todos los transformadores conectados a un circuito primario. Requiere para su cálculo poseer una medida de la potencia aparente en el interruptor principal de cada circuito.

Condiciones requeridas para la aplicación del método:

- El factor de capacidad es global, se asume que todos los transformadores se encuentran cargados por igual.
- El factor de potencia del circuito corresponde al medido en la subestación para condiciones de demanda máxima y se asume igual para todos los nodos de la red
- Asume que la demanda máxima de todos los transformadores ocurre simultáneamente, es decir, el factor de diversidad del circuito es unitario. (F_{div} =1).

La determinación de la potencia asignada a los transformadores debe tener en cuenta la presencia de inyecciones de potencia distintas a la demandada por la carga, como la generación distribuida y los condensadores. En la Figura 1.14

[5]La técnica de flujo de carga se discute en detalle en el capítulo 2

se muestra el diagrama unifilar de un circuito de distribución con registro en el interruptor principal. Se muestra también el diagrama fasorial de los registros de potencia en la subestación con y sin el efecto de las inyecciones de los condensadores y los generadores distribuidos.

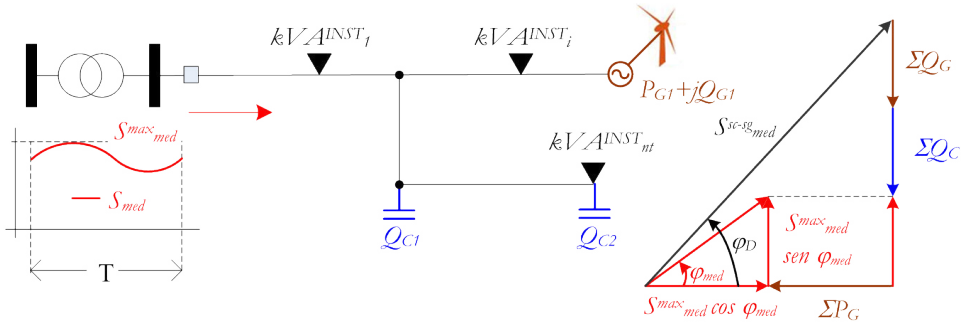


Figura 1.14 Cálculo de la Demanda en la Subestación sin Condensadores y Generadores

A continuación se describe el algoritmo general para la asignación de demanda a los transformadores de distribución utilizando un factor de capacidad global y único para todos los equipos de transformación conectados al circuito.

`Algoritmo de Cálculo del factor de Capacidad Global`:

1. Datos requeridos:
   - Registro del valor máximo de la potencia aparente S_{med} y su correspondiente factor de potencia φ_{med} entregada por la subestación al circuito de estudio. El registro puede ser por fase o la suma de las tres fases.
   - Datos de placa de todos los transformadores conectados al circuito.
2. Sumar la capacidad de todos los n_t transformadores en kVA

$$kVA^{Inst}_{TOT} = \sum_{i=1}^{n_t} kVA^{Inst}_i \tag{1.47}$$

3. Sumar la capacidad de todos los n_c condensadores conectados al circuito.

$$Q_C^{TOT} = \sum_{j=1}^{n_c} Q_{Cj} \tag{1.48}$$

4. Sumar la capacidad de todos los n_g generadores distribuidos conectados al circuito de estudio.

$$P_G^{TOT} = \sum_{j=1}^{n_g} P_{Gj} \qquad Q_G^{TOT} = \sum_{j=1}^{n_g} \pm Q_{Gj} \tag{1.49}$$

   Debe tenerse en cuenta si los generadores están inyectando o absorbiendo reactivos.

5. Eliminar el efecto de los condensadores y la generación distribuida en el registro principal:

$$P_{med}^{s|\vdash s\ominus} = S_{med} \cdot \cos\varphi_{med} + P_G^{TOT} \tag{1.50}$$

$$Q_{med}^{s|\vdash s\ominus} = S_{med} \cdot sen\varphi_{med} \pm Q_G^{TOT} + Q_C^{TOT} \tag{1.51}$$

$$S_{med}^{s|\vdash s\ominus} = \sqrt{(P_{med}^{s|\vdash s\ominus})^2 + (Q_{med}^{s|\vdash s\ominus})^2} \tag{1.52}$$

6. Se calcula el factor de capacidad del circuito:

$$F_{CAP} = \frac{S_{med}^{s|\vdash s\ominus}}{kVA_{TOT}^{Inst}} \tag{1.53}$$

7. Se calcula el factor de potencia medio de la demanda sin el efecto de los condensadores y generadores distribuidos conectados al circuito de estudio.

$$\cos\varphi_D^{s|\vdash s\ominus} = \frac{P_{med}^{s|\vdash s\ominus}}{S_{med}^{s|\vdash s\ominus}} \tag{1.54}$$

8. Se asigna la demanda a todos los nodos de transformación $i = 1, ..., n_t$

$$\overline{S}_{Di}^{max} = F_{CAP} \cdot kVA_i^{Inst} * (\cos\varphi_D^{s|\vdash s\ominus} + jsen\varphi_D^{s|\vdash s\ominus}) \tag{1.55}$$

El algoritmo anterior se puede aplicar en sistemas trifásicos desbalanceados. En este caso se obtiene para cada circuito un factor de capacidad global por fase. Lo importante en este caso, es discriminar las lecturas y las capacidades instaladas por fase.

1.6.1.1 Condiciones mínimas para la validez del método En el mundo real, los transformadores no se encuentran cargados por igual. La validez del método dependerá de la verificación de los factores de capacidad reales de los transformadores en campo mediante un estudio estadístico. En base a una muestra del universo de transformadores existentes en un circuito dado, se puede determinar una media y una desviación estándar de los factores de capacidad individuales seleccionados en la muestra. Si la media calculada coincide con los resultados obtenidos mediante la Ecuación 1.53 y la desviación estándar es baja (digamos un 5%), puede considerarse que la aplicación de este método es adecuada.

1.6.1.2 Ventajas y Desventajas del Método A continuación se enumeran las desventajas y ventajas derivadas de la aplicación de este método.

Desventajas:

- No permite detectar transformadores subcargados o sobrecargados
- Si los valores de dispersión del factor de capacidad aplicado universo de transformadores de un circuito es muy grande (digamos desviaciones estándar superiores al 5%), los análisis de flujo de carga que se realicen a esta red se

realizarán sobre una base irreal, produciendo estados del sistema poco realistas.

- El tratamiento del factor de potencia no distingue entre los distintos tipos de consumidores.

- Requiere de un sistema de registro de tensión máxima en el interruptor principal de cada circuito. Los registros muchas veces se encuentran afectados por cambios no imputables a la dinámica de la demanda conectada al circuito, como por ejemplo, las transferencias de carga en condiciones de emergencia. En este sentido, los analistas de demanda deben dilucidar cual es el valor de demanda máxima real del circuito.

Ventajas

- No requiere información estadística detallada acerca de como están cargados cada unos de los transformadores de la red.

1.6.2 Aplicación de la Relación Suscriptor-Transformador

Este método consiste en obtener la demanda máxima de cada transformador conectado a la red de distribución primaria a partir de las lecturas de energía de los contadores de todos suscriptores conectados servidos por dicho transformador.

La aplicación de este método requiere que el sistema comercial de la empresa de servicio eléctrico realice la vinculación rigurosa de la facturación de los suscriptores con el sistema físico a través de la denominada relación *suscriptor-transformador*, que se ilustra en la Figura 1.15[6].

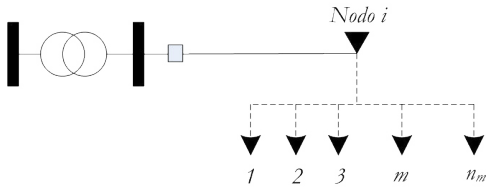


Figura 1.15 Relación Suscriptor-Transformador

El método se describe a continuación: supongamos que el transformador i sirve un total de $m = 1, .., n_m$ suscriptores. Es necesario que la información estadística de los suscriptores asociados al nodo o transformador i se encuentren debidamente estratificados por tipo de uso de la energía: residencial, industrial, comercial, institucional y por nivel de consumo o clase tarifaria. En este sentido, una vez identificados los factores de carga por tipo de uso y clase tarifaria, es posible convertir la energía activa consumida por un suscriptor m en potencia activa máxima P_{Di-m}^{max} mediante la expresión:

[6]Una sofisticación de este método se discute en el capítulo 3, donde se presenta un método de estimación tanto de las demandas como de las tensiones del sistema

$$P_{Di-m}^{max} = \frac{W_{Di-m}^{P}}{F_{Ckj}^{P} \cdot T} \tag{1.56}$$

donde:

F_{Ckj}^{P} es el factor de carga de un suscriptor cuyo uso de la energía es k y se encuentra en la clase tarifaria j

W_{Di-m}^{P} es la energía activa consumida por el consumidor m asociado al nodo del sistema i en un período T. La relación $i-m$ es la vinculación existente entre el suscriptor y el nodo físico de conexión.

La potencia reactiva máxima Q^{max-m} se obtiene a partir de factor de potencia estandarizado para cada estrato de consumo y nivel tarifario:

$$Q_{Di-m}^{max} = P_{Di-m}^{max} \cdot \tan \varphi_{Dkj} \tag{1.57}$$

$$\overline{S}_{Di-m}^{max} = P_{Di-m}^{max} + jQ_{Di-m}^{max} \tag{1.58}$$

Una vez obtenidos las demanda máximas $\overline{S}_{Di}^{max-m}$ de todos los suscriptores conectados al nodo de servicio. La demanda diversificada S_{Di}^{max} se obtiene aplicando los factores de diversidad correspondientes por clase utilizando la Ecuación 1.44: Por ejemplo, si las demandas máximas en todos los suscriptores son coincidentes, la demanda diversificada es:

$$\overline{S}_{Di}^{max} = \sum_{m=1}^{n_m} \overline{S}_{Di-m}^{max} \tag{1.59}$$

Una vez obtenido este resultado, podemos calcular el factor de utilización individual del transformador conectado al nodo i y verificar así su nivel de carga:

$$F_{Ui} = \frac{S_{Di}^{max}}{kVA_{i}^{Inst}} \tag{1.60}$$

1.6.2.1 Condiciones Mínimas para la Validez del Método La aplicación de este método requiere un riguroso levantamiento de la relación suscriptor-transformador y un estudio estadístico detallado del comportamiento de los consumidores con el objeto de determinar los factores de carga de cada tipo de suscriptor y los factores de diversidad al momento de agregar los distintos tipos de suscriptores.

1.6.2.2 Ventajas y Desventajas del Método A continuación se enumeran las ventajas y desventajas derivadas de la aplicación de este método.

Desventajas:

- Se debe incluir una corrección que incluya una estimación de las pérdidas técnicas en el secundario y primario, para que las lecturas a demanda máxima coincidan con los registros del SCADA.
- La existencia de una gran porción de energía suministrada no registrada por el sistema comercial son un factor de inexactitud del método. Las pérdidas

no técnicas (energía suministrada pero no facturada ni registrada) afectan sensiblemente la aplicación del método.

Ventajas:

- Permite detectar transformadores subcargados o sobrecargados
- Cuando las pérdidas no técnicas son elevadas, puede utilizarse este método para identificar y jerarquizar los circuitos con mayor incidencia de hurto de energía con el fin establecer un plan efectivo de reestablecimiento

CAPITULO 2

FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La operación y planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica (SDEE) requieren herramientas de análisis robustas y confiables. En este capítulo, se analizará el flujo de carga de distribución como herramienta avanzada para el análisis de red. Este capítulo se divide en 5 Secciones.

La Sección 2.1, se presentan los antecedentes históricos acerca de la literatura científica referente a los métodos de análisis aplicados a sistemas de distribución. La Sección 2.2, discute como estas metodologías de análisis pueden ser aplicadas en el mundo real tomado en cuenta la necesidad actual de integrar los sistemas información mediante protocolos estandarizados.

La Sección 2.3 presenta una propuesta de flujo de carga para análisis de sistemas de distribución trifásicos balanceados. La Sección 2.4 presenta una propuesta de flujo de carga para análisis de sistemas de distribución trifásicos desbalanceados. La Sección 2.5 discute un flujo de carga multifilar que incluye la solución del sistema de distribución incluyendo el neutro y tierra equivalente además de las tres fases.

2.1 ANTECEDENTES

Varios métodos han sido reportados en la Literatura para el análisis de sistemas eléctricos de distribución en régimen permanente, comúnmente denominados algoritmos de flujo de carga. Básicamente, estos métodos pueden agruparse en dos categorías.

Copyright © 2013 Universidad Simón Bolívar

La primera corresponde a la solución de los sistemas de ecuaciones no lineales mediante el método de Newton que requieren la construcción de la matriz jacobiana. Los métodos basados en jacobiano son generalmente aplicados tanto a redes malladas como radiales y son los métodos utilizados por la mayoría de las plataformas comerciales de análisis de sistemas de potencia.

El otro grupo de contribuciones agrupa una serie de métodos iterativos, donde la inversa del jacobiano no es necesaria. En general, estos procedimientos iterativos son denominados *métodos de barrido* (del inglés Backward/Forward Sweep), cuyo acrónimo BW/FW utilizaremos a lo largo del texto.

La utilización de los procedimientos de barrido han sido considerados como una alternativa a la aplicación de los métodos basados en jacobiano ante problemas de convergencia en redes de distribución radiales en donde se verifican unas relaciones X/R menores a las observadas en los sistemas de transmisión. La efectividad de los métodos de barrido ya ha sido probada mediante varios estudios comparativos con los métodos que requieren la formación del jacobiano [2][3].

Existen varios tipos de análisis de flujo de carga dependiendo del modelo de red aplicado a la red de distribución, a saber:

- Flujo de Carga Unifilar o de Secuencia Positiva
- Flujo de Carga Trifásico
- Flujo de Carga Multifilar

El *Flujo de Carga Unifilar o de Secuencia Positiva* corresponde al análisis del sistema de distribución considerando que la red trifásica se encuentra balanceada mediante la transposición de las líneas y el equilibrio en la demanda en cada una de sus fases. La aplicación del método de Newton para la solución del flujo de carga de secuencia positiva se le atribuye a Tinney en 1958 [4]. Desde entonces, la aplicación de los métodos basados en Newton, como el Newton-Raphson desacoplado [5] ha sido extensa, aplicándose también en la resolución de sistemas distribución radiales de media tensión [6, 7, 8]. Referente a los métodos de barrido es en 1967, cuando Berg [9] publicó lo que puede ser considerado la fuente de todas las variantes de los métodos BW/FW como lo es la aplicación de las leyes de Kirchhoff de tensión y corriente. Posteriormente Kersting [10] propuso en 1974 una metodología de solución basada en la teoría de redes (ladder network theory). Desde entonces, distintas formulaciones para la solución de la red de secuencia positiva se han presentado [11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24].

El *Flujo de Carga Trifásico* corresponde al análisis del sistema de distribución considerando que la red trifásica se encuentra desbalanceada debido a la no transposición de las líneas y al desequilibrio en la demanda en cada una de sus fases. En el análisis trifásico convencional el efecto de la existencia de conductor de neutro y la conductividad del suelo es normalmente incluida en los valores de las impedancias propias y mutuas de la línea trifásica mediante la aplicación de las ecuaciones de Carson [25] y la reducción de Kron [26]. Una amplia discusión acerca de métodos de barrido para redes desbalanceadas ha sido realizada por Eminogulu [27] y El-Hawary [28]. En el análisis trifásico equivalente, las soluciones de tensión y corriente en los caminos de neutro (en caso de existir) y tierra no están explícitamente representados.

El *Flujo de Carga Multifilar* incluye expresamente el comportamiento de las corrientes a través del conductor o neutro del sistema (cuarto hilo) así como el camino de tierra equivalente (quinto hilo). En aplicaciones avanzadas tales como calidad de potencia entregada a los usuarios (power quality), análisis se seguridad, análisis de pérdidas, el conocer las corrientes y tensiones resultantes en el neutro así como la corriente de desbalance drenada a través del suelo natural y caminos metálicos de retorno son sujeto de particular interés. Varias contribuciones se han publicado recientemente para la resolución del flujo de carga en redes de distribución expresamente incluyendo las corrientes y tensiones en el neutro así como las corrientes por tierra. La Tabla 2.1 muestra dichas contribuciones indicando el tipo de algoritmo de solución empleado.

Tabla 2.1 Métodos de Flujo de Carga Multifilar

Referencia	Año	Newton	BW/FW
Meliopoulos [29]	1996	○	
Chen [30]	2001		○
Ciric [31]	2003		○
Monfared[32]	2006	○	
Peralta [33]	2008	○	
Penido [34][35]	2008	○	

En este capítulo abordaremos una propuesta general para la resolución del problema de flujo de carga en tres versiones: unifilar, trifásico y multifilar.

2.2 ANÁLISIS DE SDEE Y TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN

Las metodologías descritas en la Sección 2.1 son valiosas contribuciones que permiten elaborar un análisis adecuado del sistema. Sin embargo, el principal aspecto que enfrentan los analistas es que todo estudio del sistema requiere una base de datos consistente y escalable. En este sentido, la aplicación de una determinada metodología en mundo real necesita tener en cuenta una serie de consideraciones. Algunas de ellas se enumeran a continuación:

1. El modelo del sistema de distribución –incluyendo inyecciones de potencia tanto activa como pasiva así como la topología de la red– debe ser almacenada en bases de datos apropiadas que reflejen el estado de la red en forma creíble y confiable. Estas bases de datos deben estar constituidas por Sistemas de Información Geográfica (SIG) y los datos históricos y en línea de los sistemas de gestión de sistemas de distribución (DMS, del inglés Distribution Management System). El análisis de la red debe ser ejecutado con datos confiables en soportes de memoria con altas tasas de transferencia de datos.

2. El desarrollo de nuevas aplicaciones bajo el paradigma de la red inteligente debe reconocer la implementación de protocolos basados en la estandarización

del intercambio de datos mediante un Modelo de Información (del inglés Common Information Model CIM [36]),

3. Las aplicaciones de análisis de red deben construirse en plataformas orientadas a objeto [37, 38] susceptibles de ser aplicadas en ambientes distribuidos con bases de datos almacendas en la nube [39].

En este contexto, es importante indicar que algunas lineas de investigación recientes se encuentran alineadas con las consideraciones establecidas anteriormente acerca de las propiedades del modelo de datos del sistema eléctrico de distribución. Por ejemplo, en 1991, Aravindhabuba [40] presenta un algoritmo de solución basado en dos matrices interconectadas que reflejan la estructura topológica y constructiva (calibre, aislamiento, etc.) de los circuitos de distribución. Posteriormente en 2003, Teng [22] consolidó esta idea mediante la construcción de una única matriz integrada denominada DLF. Esta matriz expresa un modelo de red completo susceptible de ser utilizado como una base de datos integrada que permita la ejecución de los algoritmos de barrido mediante una única formula. No obstante, ambas propuestas fueron realizadas mediante una formulación simple en secuencia positiva basada en números complejos, requiriéndose una adecuación de las mismas para ser implementadas en condiciones realistas.

En este capítulo se desarrolla un novedoso marco conceptual, para el desarrollo de nuevas aplicaciones para el análisis de sistemas de distribución con distintos modelos: secuencia positiva, trifásico y multifilar. En este sentido, el estado de la red es determinado mediante una formulación basada en una única expresión (en números reales) que permita relacionar las potencias nodales inyectadas con las tensiones de servicio. Para ello se discute la conformación para cada circuito de distribución de una matriz de sistema, denominada **TRX** constituida de una forma conveniente por datos de topología y estructura constructiva a partir del GIS/DMS.

Los elementos de la matriz de sistema **TRX** pueden ser fácilmente intercambiados bajo un protocolo estandarizado como CIM[36][7]. La utilización de una única matriz, con números reales y constantes, en un algoritmo tipo BW/FW permite llegar a las soluciones de red sin requerir del cálculo de la inversa lo que hace que el método sea muy competitivo respecto a los algoritmos de solución basados en Newton-Raphson cuyo fundamento está en la construcción de una matriz jacobiana distinta para cada iteración.

La resultados de este trabajo son importantes para la implementación de herramientas de análisis en tiempo real y para planificación del sistema que permita la obtención de soluciones en forma robusta a partir de mediciones y datos almacenados en las bases de datos.

En la próxima Sección 2.3 se presenta el método de *flujo de carga* en su versión unifilar (trifásico balanceado). En lo sucesivo se adopta la siguiente notación para las tres formulaciones a desarrollar en las Secciones 2.3, 2.4 y 2.5: las variables *subrayadas* son números complejos y las variables en **negrita** son vectores o matrices.

[7]En el capítulo 4 se discute una propuesta para dicha integración

2.3 FLUJO DE CARGA BALANCEADO – SECUENCIA POSITIVA

Esta Sección presenta una propuesta metodología para la formulación de un flujo de carga para sistemas de distribución radial considerando carga y disposición física de las líneas balanceadas. El método está descrito en seis pasos: preparación de los datos, inicialización del método, cálculos de corriente y tensión, construcción de la matriz simétrica o global, representación de la carga y proceso de convergencia.

2.3.1 Preparación de los Datos

Los datos de entrada requeridos por el método son expresados en un arreglo nodo-rama utilizados en la mayoría de las empresas de servicio. Los datos básicos requeridos son: potencias nodales inyectadas y nodos de envío y recibo por rama de impedancia. Los datos deben estar expresados en *por unidad*. Las impedancias de rama son establecidas como $\mathbf{Z}$ correspondiente al vector de impedancias serie de todas las ramas que constituyen un circuito de distribución. Cada impedancia serie esta asociada a una rama o transformador mediante la resistencia y reactancia de secuencia positiva.

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \overline{Z}_{01} & ... & \overline{Z}_{ij} & ... & \overline{Z}_{mn} \end{bmatrix} \tag{2.1}$$

donde,

$$\overline{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad i,j = 1,...,n \quad i \neq j \tag{2.2}$$

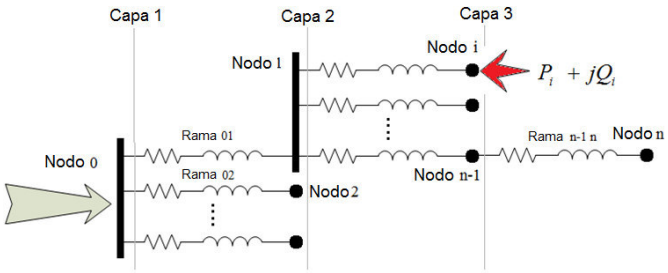


Figura 2.1 Numeración de Ramas y Nodos en un Circuito de Distribución

El algoritmo requiere una forma de numerar los nodos de cada circuito de una forma específica. La Figura 2.1 muestra un circuito radial de una subestación de distribución con $n+1$ nodos, y n ramas. La tensión de referencia se establece en el nodo raíz 0. Las ramas son organizadas de acuerdo a una forma apropiada de numeración cuyos detalles pueden consultarse en [12]. La potencia inyectada en todos los nodos viene dada por el siguiente vector:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} \overline{S}_1 \\ \vdots \\ \overline{S}_i \\ \vdots \\ \overline{S}_n \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} P_1 + jQ_1 \\ \vdots \\ P_i + jQ_i \\ \vdots \\ P_n + jQ_n \end{bmatrix}^T \tag{2.3}$$

donde las inyecciones de potencia activa y reactiva son definidas por las potencias nodales generadas y demandadas como sigue:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \tag{2.4}$$
$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \tag{2.5}$$

Nótese que la inclusión expresa de potencia generada P_{Gi} y Q_{Gi} en cualquier nodo de la red convierte la red de distribución radial de *pasiva* a *activa* permitiendo la incorporación de la generación distribuida lo que implica una gestión de red inteligente de modo que se pueda optimizar el desempeño de la red.

Considerando que la tensión en la subestación es conocida, bien sea porque esté controlada, mediante tap variable en el transformador reductor o por lecturas del sistema SCADA, el método requiere que la tensión en el origen esté especificada de antemano como $\overline{V}_0 = V_{Ref}$ y su valor referencial no cambia en todo el proceso iterativo.

2.3.2 Inicialización

Definimos un vector de referencia, $\mathbf{V_0}$ como:

$$\mathbf{V_0} = \left[\begin{array}{ccccccc} \overline{V}_0 & ... & \overline{V}_0 & ... & \overline{V}_0 \end{array} \right] \tag{2.6}$$

Este vector $\mathbf{V_0}$ es un arreglo de n elementos con todas sus entradas fijadas como tensión de referencia: $\overline{V}_0$. El vector de referencia en la subestación debe ser descompuesto en sus partes imaginarias y real como sigue:

$$\mathbf{V_{x0}} = \left[\begin{array}{ccccccc} V_{x0} & ... & V_{x0} & ... & V_{x0} \end{array} \right] \tag{2.7}$$
$$\mathbf{V_{y0}} = \left[\begin{array}{ccccccc} V_{y0} & ... & V_{y0} & ... & V_{y0} \end{array} \right] \tag{2.8}$$

donde $\overline{V}_0 = V_{x0} + jV_{y0}$

La parte real e imaginaria de la tensión de referencia, $\mathbf{V_{x0}}$ y $\mathbf{V_{y0}}$, pueden ser adquiridos de las medidas a tiempo real o históricas del sistema DMS/SCADA. Alternativamente, puede usarse $V_{x0} = 1$ y $V_{y0} = 0$.

Para empezar el proceso iterativo es necesario fijar un vector de tensión nodal de arranque o inicialización que contenga los valores de tensión para todos los nodos excepto el origen o subestación:

$$\mathbf{V^0} = \left[\begin{array}{ccccccc} \overline{V}_1^0 & ... & \overline{V}_i^0 & ... & \overline{V}_n^0 \end{array} \right] \tag{2.9}$$

Dada esta condición inicial, el vector de tensión nodal de arranque con n elementos $\mathbf{V^0}$ debe ser descompuesto en sus partes real e imaginaria:

$$\mathbf{V_x^0} = \left[\begin{array}{ccccccc} V_{x1}^0 & ... & V_{xi}^0 & ... & V_{xn}^0 \end{array} \right] \tag{2.10}$$
$$\mathbf{V_y^0} = \left[\begin{array}{ccccccc} V_{y1}^0 & ... & V_{yi}^0 & ... & V_{yn}^0 \end{array} \right] \tag{2.11}$$

Los valores iniciales para el arranque pueden ser $V_{xi}^0 = 1$ y $V_{yi}^0 = 0$ para $i = 1, ..., n$, o cualquier otro valor que el analista desee utilizar.

2.3.3 Cálculo de las Corrientes de Rama

Dada una iteración k, la relación entre las corrientes inyectadas $\mathbf{I^k}$ y las corrientes de rama $\mathbf{J^k}$ son obtenidas mediante una matriz triangular $\mathbf{T}$ que permite que se cumplan las Leyes de Kirchhoff de Corriente (KCL) [40, 16]:

$$\mathbf{J^k} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I^k} \tag{2.12}$$

Cada elemento $\overline{I_i^k}$ de $\mathbf{I^k}$ asociado al nodo i es determinado como función de la potencia aparente inyectada $\overline{S_i}$ y su tensión nodal $\overline{V_i^k}$ como se muestra a continuación:

$$\overline{I_i^k} = (\overline{S}_i / \overline{V_i^k})^* \quad i = 1, ..., n \tag{2.13}$$

2.3.4 Cálculos de la Tensión Nodal y la Matriz $\mathbf{TRX}$

Las tensiones nodales $\mathbf{V}$ son actualizadas desde el origen hacia las cargas de acuerdo a las leyes de Kirchhoff de Voltaje (KVL), utilizando las corrientes de rama calculadas previamente, $\mathbf{J}$:

$$\mathbf{V^{k+1}} = \mathbf{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{J^k} \tag{2.14}$$

donde $diag(\mathbf{Z})$ es la matriz diagonal de $\mathbf{Z}$.

La ecuación para actualizar la tensión en cada iteración 2.15 es obtenida mediante la combinación de las Ecuaciones 2.12 y 2.14, como se muestra a continuación:

$$\mathbf{V^{k+1}} = \mathbf{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{J^k} = \mathbf{V_0} + \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I^k} \tag{2.15}$$

La formulación presentada aquí, y que representa una de las contribuciones fundamentales de este trabajo, es sumamente conveniente por cuanto una vez definida la topología de la red a través de la matriz $\mathbf{T}$ y la estructura de las ramas mediante el vector de impedancias $\mathbf{Z}$, es posible obtener una vinculación directa entre las corrientes inyectadas en una iteración k y las tensiones nodales para cada iteración siguiente $k+1$.

Separando la parte real e imaginaria de la Ecuación 2.15 obtenemos:

$$\mathbf{V_x^{k+1}} + j\mathbf{V_y^{k+1}} = \mathbf{V_{x0}} + j\mathbf{V_{y0}} - \mathbf{T}^T \cdot (\mathbf{R} + j\mathbf{X}) \cdot (\mathbf{J_x^k} + j\mathbf{J_y^k}) \tag{2.16}$$

donde,

$$\mathbf{R} = \Re e\{diag(\mathbf{Z})\}; \quad \mathbf{X} = Im\{diag(\mathbf{Z})\} \tag{2.17}$$

$$\mathbf{J_x^k} = \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x^k}; \quad \mathbf{J_y^k} = \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y^k} \tag{2.18}$$

Esta última expresión corresponde al equilibrio de Kirchhoff de tensión para todos los nodos del sistema donde los términos $\mathbf{J_x^k} + j\mathbf{J_y^k}$ corresponden al equilibrio Kirchhoff de corriente. Después de algunas operaciones algebraicas, las partes reales e imaginarias de la Ecuación 2.16 pueden reescribirse como:

$$\mathbf{V_x^{k+1}} = \mathbf{V_{x0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x^k} - \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y^k} \tag{2.19}$$

$$\mathbf{V_y^{k+1}} = \mathbf{V_{y0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x^k} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y^k} \tag{2.20}$$

Ecuaciones 2.19 y 2.20 pueden ser representadas en notación matricial como::

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_x^{k+1}} \\ \mathbf{V_y^{k+1}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{x0}} \\ \mathbf{V_{y0}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I_x^k} \\ \mathbf{I_y^k} \end{bmatrix} \tag{2.21}$$

donde la matriz **TRX** es definida como:

$$\mathbf{TRX} = \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \tag{2.22}$$

Nótese que la matriz **TRX** tiene una estructura simétrica donde sólo las submatrices reales **A** y **B** son susceptibles de ser almacenadas en memoria.

Finalmente, las caídas de tensión porcentuales para todos los nodos del circuito o alimentador de distribución estudiado pueden calcularse directamente mediante la siguiente formulación compacta:

$$\mathbf{VD}\% = 100 \cdot \mathbf{TRX} \cdot \mathbf{I} \tag{2.23}$$

2.3.5 Modelos de Carga para Estudios de Flujo de Carga

Las corrientes inyectadas en los nodos del sistema I_{xi}^k y I_{yi}^k pueden ser calculadas considerando distintos modelos de carga. Hasta ahora se ha considerado el cálculo de las inyecciones de corriente considerando que la potencia inyectada es contante e independiente del valor de tensión nodal, lo que hace necesario recurrir a un método iterativo para obtener la solución de equilibrio. No obstante, la carga puede también ser modelada como una corriente constante o una impedancia constante.

Si las cargas son descritas como *potencia constante*, las soluciones deben ser obtenidas como función de los valores de inyección de potencia (demandas, capacitores controlados y generación distribuida) y las tensiones operacionales:

$$I_{xi}^k = \Re\{\overline{I_i^k}\} = \frac{P_i V_{xi}^k + Q_i V_{yi}^k}{(V_{xi}^k)^2 + (V_{yi}^k)^2} \quad i = 1, ..., n \tag{2.24}$$

$$I_{yi}^k = Im\{\overline{I_i^k}\} = \frac{-Q_i V_{xi}^k + P_i V_{yi}^k}{(V_{xi}^k)^2 + (V_{yi}^k)^2} \quad i = 1, ..., n \tag{2.25}$$

El modelo de carga considerando corriente constante $-\overline{I}_{Loadi}$ es :

$$\overline{I}_i = I_{xi} + jI_{yi} = -\overline{I}_{Loadi} \quad i = 1, ..., n \tag{2.26}$$

Entonces, I_{xi} e I_{yi} son valores conocidos e independientes de las tensiones operacionales cuya solución se obtiene directamente de la aplicación de la Ecuación 2.21. Como resultado, no se requiere de ningún proceso iterativo.

Finalmente, si las cargas del sistema son modeladas como *impedancia constante* $\mathbf{Z_L}$:

$$\mathbf{Z_L} = \begin{bmatrix} \overline{Z}_{L1} \\ \vdots \\ \overline{Z}_{Li} \\ \vdots \\ \overline{Z}_{Ln} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} R_{L1} + jX_{L1} \\ \vdots \\ R_{Li} + jX_{Li} \\ \vdots \\ R_{Ln} + jX_{Ln} \end{bmatrix}^T \tag{2.27}$$

Donde los elementos de la Ecuación 2.27 son las cargas nodales representadas como impedancias. Es decir, el valor de la tensión operacional es directamente proporcional a las corrientes nodales inyectadas. En este caso, la solución también se obtiene de forma directa, siendo innecesario utilizar un método numérico para obtener la solución:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_x} \\ \mathbf{V_y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{x0}} \\ \mathbf{V_{y0}} \end{bmatrix} \cdot \left[\begin{bmatrix} \mathbf{U} & 0 \\ 0 & \mathbf{U} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{-B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{C} & \mathbf{D} \\ \mathbf{-D} & \mathbf{C} \end{bmatrix} \right]^{-1} \tag{2.28}$$

donde podemos definir una extensión de la matriz TRX mediante una nueva matriz **TRXL** expresamente incluyendo las impedancias que modelan la carga:

$$\mathbf{TRXL} = \begin{bmatrix} \mathbf{U} & 0 \\ 0 & \mathbf{U} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{-B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{C} & \mathbf{D} \\ \mathbf{-D} & \mathbf{C} \end{bmatrix} \tag{2.29}$$

donde

$$C_{ii} = \frac{-R_{Li}}{R_{Li}^2 + X_{Li}^2} \quad C_{ij} = 0 \quad U_{ii} = 1 \tag{2.30}$$

$$D_{ii} = \frac{X_{Li}}{R_{Li}^2 + X_{Li}^2} \quad D_{ij} = 0 \quad U_{ij} = 0 \tag{2.31}$$

Entonces, la solución directa es dada por:

$$\mathbf{V} = \mathbf{V_0} \cdot \mathbf{TRXL}^{-1} \tag{2.32}$$

Para cada nodo i, puede obtenerse una representación de la corriente inyectada que incluya los tres tipos de modelo de carga previamente desarrollados. En este caso se definen los factores de participación σ, β, γ así como también el efecto de la capacitancia en derivación de la línea:

$$\overline{I_i^k} = I_{xi}^k + jI_{yi}^k = -\sigma \overline{I}_{Loadi} - \beta \frac{\overline{V_i^k}}{\overline{Z}_{Li}} - \gamma(\overline{S}_i \overline{V_i^k})^* + \overline{V_i^k} \overline{Y}_i \tag{2.33}$$

donde los factores de participación deben cumplir $\sigma + \beta + \gamma = 1$ y $\overline{Y}_i$ es la admitancia en derivación de secuencia positiva.

2.3.6 Convergencia y Cálculos finales

El criterio de convergencia a utilizar puede ser el módulo de la comparación directa entre las tensiones actualizadas y las tensiones previas:

$$|\overline{V}_i^{k+1} - \overline{V}_i^k| \leq \varepsilon \quad i = 1, ..., n \tag{2.34}$$

donde el criterio de convergencia ε es fijado por el analista.

Cuando la convergencia es alcanzada, los corrientes de rama $\mathbf{J}$ y las caídas de tensión porcentual $\mathbf{VD}\%$ con verificadas utilizando las Ecuaciones 2.18 y 2.23, respectivamente. Las pérdidas de potencia aparente, activa y reactiva en las líneas es obtenida como:

$$\Delta\overline{S_E} = \Delta P_E + j\Delta Q_E = \sum_{i=0}^{n} \overline{S}_i = \sum_{i=0}^{n} \overline{V}_i \cdot \overline{I}_i^* \tag{2.35}$$

2.3.7 Algoritmo del Flujo de Carga de Secuencia Positiva

El algoritmo del método de Flujo de Carga de Secuencia Positiva propuesto, considerando las inyecciones como potencia constante se muestra a continuación:

Algoritmo General: Flujo de Carga de Secuencia Positiva

1. PASO 1: Base de Datos:
   Topologia $\mathbf{T}$, Impedancia Serie $\mathbf{Z}$, Potencias Inyectadas $\mathbf{S}$
2. PASO 2: Construir y guardar la matriz $\mathbf{TRX}$
3. PASO 3: k=0 Inicialización $\mathbf{V^0}$
4. PASO 4: Calculo de las corrientes inyectadas $\mathbf{I^k}$
5. PASO 5: Actualización de la tensión nodal $\mathbf{V^{k+1}}$
6. PASO 6: Chequeo de la convergencia $max(|\mathbf{V^{k+1}} - \mathbf{V^k}|) < \varepsilon$
7. Convergió?
   No: $k = k + 1$ Ir al paso 4
   Si: Fin del proceso iterativo.
8. PASO 7: Calculo de las Caídas de Tensión $\mathbf{VD}\%$, pérdidas ΔS_E, ΔP_E, ΔQ_E y corrientes de rama $\mathbf{J}$

2.3.8 Desempeño Computacional del Método

La dimensión de la matrix $\mathbf{TRX}$ para la modelación de secuencia positiva es $2n$x$2n$. Sin embargo, debe indicarse que sólo las submatrices $\mathbf{A} = \mathbf{T^T R T}$ y $\mathbf{B} = \mathbf{T^T X T}$ deben ser almacenadas en memoria.

La matriz $\mathbf{TRX}$ permite el cálculo eficiente de las tensiones en cada iteración. Nótese también que la matriz $\mathbf{T}$ es dispersa, entonces las submatrices $\mathbf{A}$ y $\mathbf{B}$ pueden ser eficientemente recalculadas ante algún cambio de topología utilizando técnicas para el manejo de matrices dispersas. Por ejemplo, para un alimentador típico de 1000 nodos, la matriz global requerirá unos 2.7MB de memoria utilizando números con doble precisión. No obstante, debe decirse que el tamaño de la matriz global crece en forma exponencial respecto al numero de nodos del sistema.

Debe indicarse también que las submatrices **A** y**B** son equivalentes a las matrices DLF desarrolladas previamente por [40] y [22] en sus formulaciones originales para el método de barrido. La principal diferencia estriba en que las matrices DLF se construyen con números complejos y en esta propuesta, la matriz **TRX** esta completamente formada con números reales.

2.3.9 Ejemplos de Aplicación

A continuación se presentan cuatro ejemplos, que ilustran la aplicación del método de flujo de carga discutido en esta Sección:

1. Red IEEE 4 nodos [41]
2. Redes del Estudio comparativo realizado por Eminoglu [27]
3. Red radial genérica de 1000 a 3000 nodos
4. Red de Distribución de CORPOELEC, Distrito Capital

El código fuente en Matlab se encuentra detallado en el Apéndice A

EJEMPLO 2.1 Sistema de Prueba IEEE 4-Nodos

La metodología propuesta ha sido aplicada en el caso de prueba de 4 nodos de la IEEE. El modelo de datos de este caso de prueba puede ser consultado en detalle en [41]. Todas las simulaciones fueron realizadas considerando un modelo de red de secuencia positiva (unifilar) con transformador reductor 12.47 a 4.16kV bajo la conexión estrella-estrella.

El flujo de carga de secuencia positiva es resuelto asumiendo las siguientes bases: $V_{Base}^{Alta} = 12.47$kV para la red de media tensión, $V_{base}^{Baja} = 4.16$kV para la red de baja tensión. La base de potencia del sistema es $S_{base} = 6MVA$. Las bases de impedancia calculadas son $Z_{base}^{Alta} = 25.92$ ohms y Z_{base}^{Baja} =2.8843 ohms.

El vector de impedancias de secuencia positiva para los tres tramos de linea **Z** han sido calculados como:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} 0.0045 + j0.0092 & 0.0100 + j0.0600 & 0.0502 + j0.1029 \end{bmatrix}$$

La matrix de incidencia **T** es dada por

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Las submatrices **A** y **B** son calculadas utilizando la Ecuación 2.22:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0.0092 & 0.0092 & 0.0092 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.0692 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.1721 \end{bmatrix}$$

La matrix global **TRX** es obtenida de la Ecuación 2.22:

$$\mathbf{TRX} = \left[\begin{array}{ccc|ccc} 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 & -0.0092 & -0.0092 & -0.0092 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 & -0.0092 & -0.0692 & -0.0692 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 & -0.0092 & -0.0692 & -0.1721 \\ \hline 0.0092 & 0.0092 & 0.0092 & 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.0692 & 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.1721 & 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 \end{array}\right]$$

La Ecuación 2.21 es resuelta iterativamente asumiendo perfil plano de tensiones en la inicialización del algoritmo. La carga en el nodo 3 se asume como potencia constante.

$$\mathbf{S} = \left[\begin{array}{ccc} 0.000 & 0.000 & (-0.9000 - j0.4358) \end{array}\right]$$

Convergencia es alcanzada en la iteración 13, para $\varepsilon = 10^{-7}$. La Tabla 2.2 muestra la solución para el caso de secuencia positiva (demanda balanceada). Las pérdidas calculadas son 555.3kW y 1476.1kVAr.

Tabla 2.2 Solución Sistema de Prueba IEEE 4-Nodos – Balanceado

	Modulo (kV)	Modulo (pu)	Angulo (°)
Node 0	12.47	1.0000	+0.0000
Node 1	12.34	0.9893	-0.3498
Node 2	3.91	0.9399	-3.5897
Node 3	3.44	0.8268	-8.8198

El sistema ejemplo esta altamente cargado ya que las corrientes en la red de 4.16kV se encuentran en el orden de los 1000A, circulando a través de conductores de fase calibre 336,400 26/7 cuya corriente nominal es 530A. Por esta razón, en este ejemplo particular la caída de tensión es 18%.

■ EJEMPLO 2.2 Análisis Comparativo - Convergencia

La metodología de flujo de carga de secuencia positiva desarrollada en esta Sección ha sido aplicada en tres sistemas de prueba: 12-nodos [42], 33-nodos [43] y 69-nodos [44]). Estos sistemas de prueba son los mismos que utilizó Eminoglu [27] en un extenso análisis comparativo de algoritmos de barrido publicados hasta 2006.

La metodología propuesta ha sido comparada desde el punto de vista de eficacia y robustez con dos métodos alternativos: Primero, se compara con el método de barrido estándar (BW/FW) presentado en [40, 22] y, en segundo lugar se realiza la comparación con el Newton-Raphson (NR) codificado en el Matpower [45].

Las tres metodologías se han comparado bajo una misma plataforma, un Macbook Intel Core 2 Duo T8300@2.4GHz con 2GB RAM bajo sistema operativo OSX Leopard 10.5.5: Los algoritmos están codificados en Matlab [46].

La convergencia y la robustez de los algoritmos es analizada a través del numero de iteraciones requeridas para alcanzar la solución. El criterio de parada es 10^{-7}. Los resultados son presentados en la Tabla 2.3

Tabla 2.3 Comparación entre Flujos de Carga TRX, NR y BW/FW

Iteraciones requeridas para alcanzar solución

	12-nodos	33-nodos	69-nodos
BW/FW [22]	5	6	7
NR (Matpower) [45]	4	4	4
Metodo Propuesto TRX	5	6	7

Los resultados muestran que el método Newton Raphson (NR) tiene una mejor convergencia respecto a los métodos de barrido. Estos resultados confirman las conclusiones reportadas por Eminoglu en su estudio comparativo [27]. Sin embargo, el análisis comparativo de Eminoglu solo reporta el numero de iteraciones requeridas para alcanzar la convergencia y no el tiempo requerido. De manera que la comparación sea más efectiva se requiere una estudio que involucre sistemas de mayor escala. En el siguiente ejemplo se realiza una comparación desde el punto de vista del tiempo computacional requerido para lograr convergencia.

■ EJEMPLO 2.3 Análisis Comparativo - Tiempo CPU

Con el fin de estudiar la respuesta del método propuesto desde el punto de vista del tiempo CPU para alcanzar convergencia, se ha utilizado una red genérica de gran tamaño comparando los resultados obtenidos con la aplicación de dos métodos alternativos: el BW/FW [40, 22] y el Newton-Raphson de MatPower [45]. Las condiciones de comparación son las mismas a las utilizadas en el ejemplo anterior.

El caso de estudio es una red de distribución en 12.47kV de naturaleza radial con una carga de 4000kW (factor de potencia unitario) uniformemente distribuida a lo largo de L=1 milla. Cada rama es estructurada con 3 conductores 336,400 26/7 ACSR (Linnet) sin neutro, por lo que la impedancia de secuencia positiva será la misma en cada uno de los tramos:

$$\overline{Z} = ... = \overline{Z}_{n-1n} = \frac{R + jX}{n} = \frac{0.4556 + j1.0838}{n}\Omega$$

Para ilustrar el impacto del numero de nodos en el tiempo CPU requerido por cada algoritmo. la linea de distribución ha sido dividida en n ramas tal

como se muestra en la Figura 2.2 y la carga ha sido fraccionada en n demandas equivalentes.

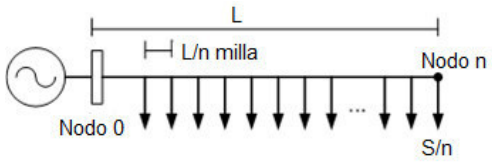


Figura 2.2 Sistema de Distribución Radial con n Cargas Uniformemente Distribuidas

Es bien conocido, que las solución para la caída porcentual de tensión para un sistema uniformemente distribuido viene dado por la siguiente expresión [1]:

$$VD\% = \frac{V_0 - V_n}{V_0} \times 100 \simeq \frac{1}{2}\frac{S}{V_0^2}(R\cos\varphi_n + X\sin\varphi_n) \times 100 \qquad (2.36)$$

Fijando V_0=12.47kV, S=4000kVA, con factor de potencia igual a 1, R y X igual a 0.45 ohms y 1.08 ohms, la caída de tensión esperada se encuentra en el orden de $VD\%$ =0.6%. Entonces, si $V_0 = 1$, la solución esperada es V_n es 0.9940pu valor correspondiente al nodo final del sistema.

De forma que podamos verificar esta solución, la solución exacta es obtenida variando el numero de nodos de n=1000 a 3000. Como es de esperarse, en todos los casos. la tensión de solución es V_n=0.99398pu=12.3949kV, con un ángulo θ_n=-0.016 radianes.

Entonces, la red de n-nodos ha sido resuelta utilizando el método propuesto y los dos métodos alternativos (NR, Back/Forward Sweep). El tiempo CPU requerido por cada algoritmo es mostrado en la Figura 2.3. Es importante resaltar que el tiempo requerido para la carga y salida de datos no es incluida en el contador temporal. En otras palabras, las rutinas de reordenación y calculo de matrices de admitancia nodal no esta incluido. La comparación solamente se realiza utilizando el tiempo requerido para resolver el proceso iterativo.

Actualmente, esta situación es realista ya que bajo los DMS modernos, un programa centinela puede mantener almacenados permanentemente en memoria todos los datos requeridos para la realización del estudio de flujo de carga de modo que puedan ser fácilmente intercambiables en un ambiente estandarizado y distribuido como el proporcionado por la normativa CIM [47].

Bajo estas consideraciones y para este caso especifico, es mostrado que el método propuesto es altamente competitivo, obteniéndose tiempos similares a los reportados por el NR. El método propuesto esta basado únicamente en multiplicar y sumar números previamente alojados en memoria de acceso (RAM), mientras que el método NR requiere invertir la matriz jacobiana, que es distinta en cada iteración mediante una factorización tipo LU y manejo de la dispersidad. En este sentido, la matriz **TRX** no requiere ser actualizada en cada iteración, como si lo requiere el método NR, haciendo que la metodología propuesta sea altamente competitiva en casos de gran tamaño.

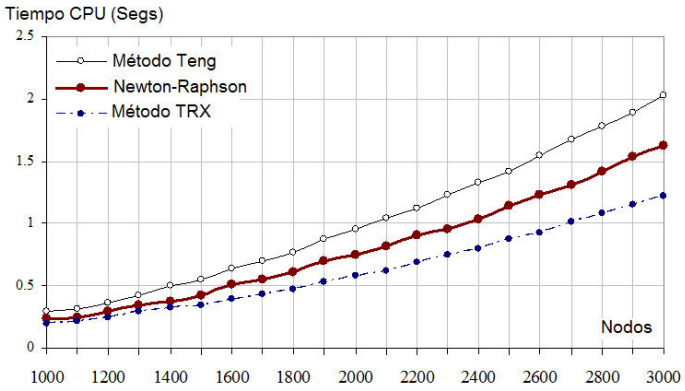


Figura 2.3 Tiempo Requerido para Convergencia en una Red de n-Nodos

---

■ EJEMPLO 2.4 Aplicación a Gran Escala

Finalmente, el ultimo ejemplo se ha dedicado a la aplicación del método propuesto a una red real de gran tamaño. En este caso se ha elegido utilizar la red de distribución de la empresa de servicio eléctrico venezolana CORPOELEC para atender en la región capital (Ciudad de Caracas) un total de 1,3 millones de suscriptores.

La topología de la red y las condiciones de demanda han sido tomadas de los registros históricos almacenados en la base de datos del DMS/SCADA correspondiente al 13 de diciembre de 2010. Los datos topológicos han sido traducidos de una base de datos que contienen los circuitos de la red en formato PTI PSSU V.9.

El sistema de estudio consiste en 75 subestaciones (12.47kV y 5kV) con 488 circuitos primarios y 49032 nodos de interconexión donde 9707 de ellos son transformadores. La capacidad total de transformación distribuida a lo largo de la red es 3800MVA y la demanda máxima diversificada fue de 1979MVA, registrada a las 15:00 horas.

Se ha construido una matriz **TRX** para cada uno de los 488 circuitos primarios utilizando el modelo de secuencia positiva descrito en esta Sección y su ubicación geográfica ha sido corregida utilizando Sistema de Información Geográfica de la empresa. La asignación de demanda a cada transformador se ha realizado en conformidad con los métodos desarrollados en el capítulo 2.

El tiempo requerido para almacenar en RAM la información estructural y topológica de toda la red es 3.15 segundos. Sin embargo el tiempo requerido para determinar el estado de la red a lo largo de los 49032 nodos es apenas 0.6 segundos. El tiempo obtenido es significativamente bajo ya que el tamaño de cada circuito es pequeño entre 50 a 350 nodos, y la solución de cada uno los 488 circuitos se obtiene en un tiempo sumamente bajo. En este caso, la solución pudiera ser aun más rápida utilizando alguna técnica de proce-

samiento paralelo. El requerimiento de memoria para almacenar los modelos de red correspondientes toda la red de Caracas, por medio de la submatrices **A** y **B**, es solo 9MB.

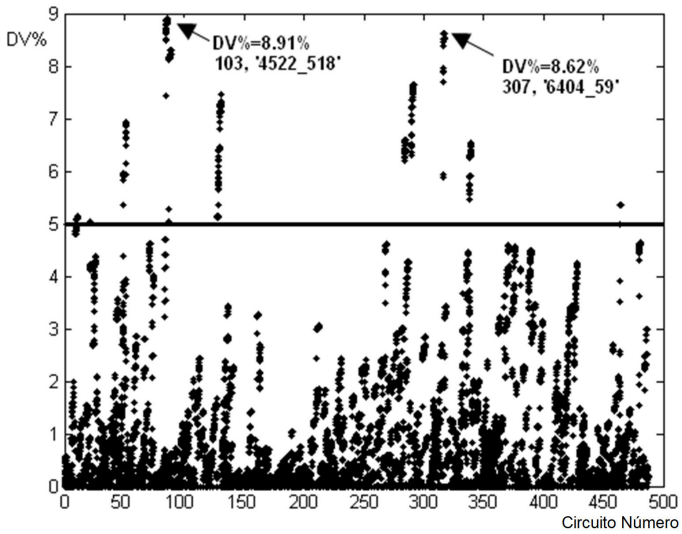


Figura 2.4 Porcentaje de Caída de Tensión - Sistema de Distribución Ciudad de Caracas

La Figura 2.4 muestra la solución de caída de tensión para todos los nodos de la red. El peor resultado es reportado en el circuito 103, nodo $4522 - 518$, $VD\%$ =8.91%. Globalmente, solo 2.82% del universo de los nodos del sistema no cumple con los limites operacionales establecidos según diseño (5%). La herramienta permite de una forma general conocer que variables del sistema están infringiendo los limites especificados, proporcionando información de alto valor a los gestores del sistema.

2.3.10 Consideraciones Finales

La propuesta desarrollada en esta Sección 2.3, se convierte de esta forma en una herramienta valiosa para el análisis de sistemas de distribución, siempre que se pueda modelar como impedancia serie y admitancia derivación en cada uno de los nodos del sistema.

Los esfuerzos de investigación a realizar en el futuro deben estar enfocados en comparar este tipo de formulación con otras formulaciones novedosas basadas en variaciones del Newton Raphson como por ejemplo el método desacoplado [7] y los métodos de barrido basados en la formulación explícita de la formula bi-cuadrática [27].

2.4 FLUJO DE CARGA DESBALANCEADO – TRIFÁSICO

En esta Sección se discute la extensión de la metodología propuesta en la Sección 2.3 para el caso de redes de distribución trifásicas desbalanceadas.

El procedimiento de flujo de carga es descrito en detalle en seis pasos: preparación de los datos, inicialización del algoritmo, cálculos de corriente y tensión, calculo de la matriz **TRX** y proceso de convergencia. La modelación presentada incluye las admitancias en derivación y las demandas son consideradas como potencia constante.

2.4.1 Preparación de los Datos

Los datos de entrada son expresados como información rama-nodo trifásica en por unidad. Los datos básicos requeridos son: potencias inyectadas en los nodos de carga por fase, topología de la red por rama y por fase, matriz de impedancias trifásica para cada tramo de linea. Estas impedancias deben ser suministradas como una matriz rectangular $3n \times 3$, donde n es el numero de ramas o líneas $\mathbf{Z_{abc}}$

$$\mathbf{Z_{abc}} = \left[\begin{array}{cccccc} \mathbf{Z_{abc}^{01}} & ... & \mathbf{Z_{abc}^{ij}} & ... & \mathbf{Z_{abc}^{(n-1)n}} \end{array} \right] \tag{2.37}$$

donde $\mathbf{Z_{abc}^{ij}}$ es la matriz serie primitiva resultante de la reducción de Kron correspondiente a la rama ij:

$$\mathbf{Z_{abc}^{ij}} = \left[\begin{array}{ccc} \overline{Z}_{aa}^{ij} & \overline{Z}_{ab}^{ij} & \overline{Z}_{ac}^{ij} \\ \overline{Z}_{ba}^{ij} & \overline{Z}_{bb}^{ij} & \overline{Z}_{bc}^{ij} \\ \overline{Z}_{ca}^{ij} & \overline{Z}_{cb}^{ij} & \overline{Z}_{cc}^{ij} \end{array} \right] \tag{2.38}$$

Admitancias en derivación son modeladas como matrices rectangulares $3n \times 3$ $\mathbf{Y_{abc}}$, donde n es el numero de ramas.

$$\mathbf{Y_{abc}} = \left[\begin{array}{cccccc} \mathbf{Y_{abc}^{01}} & ... & \mathbf{Y_{abc}^{ij}} & ... & \mathbf{Y_{abc}^{(n-1)n}} \end{array} \right] \tag{2.39}$$

$$\mathbf{Y_{abc}^{ij}} = \left[\begin{array}{ccc} \overline{Y}_{aa}^{ij} & \overline{Y}_{ab}^{ij} & \overline{Y}_{ac}^{ij} \\ \overline{Y}_{ba}^{ij} & \overline{Y}_{bb}^{ij} & \overline{Y}_{bc}^{ij} \\ \overline{Y}_{ca}^{ij} & \overline{Y}_{cb}^{ij} & \overline{Y}_{cc}^{ij} \end{array} \right] = j \left[\begin{array}{ccc} B_{aa}^{ij} & B_{ab}^{ij} & B_{ac}^{ij} \\ B_{ba}^{ij} & B_{bb}^{ij} & B_{bc}^{ij} \\ B_{ca}^{ij} & B_{cb}^{ij} & B_{cc}^{ij} \end{array} \right] \tag{2.40}$$

donde $\mathbf{Y_{abc}^{ij}}$ es la matriz de admitancias primitiva correspondiente a la rama ij, B_{aa}^{ij} es la susceptancia propia asociada a la fase a de la rama ij.

Los detalles de como se calculan las matrices primitivas $\mathbf{Y_{abc}^{ij}}$ y $\mathbf{Z_{abc}^{ij}}$ pueden consultarse en el texto de W. Kersting [26]

Tal como se indicó en la Sección 2.3.1 la numeración de los nodos debe hacerse de forma apropiada, por capas tal como se muestra en la Figura 2.1. Bajo el procedimiento trifásico las cargas nodales deben ser introducidas por fase, por lo que el vector de potencias aparentes $\mathbf{S}$ es definido como:

$$\mathbf{S_{abc}} = \left[\begin{array}{c} \overline{S}_{p-1} \\ \vdots \\ \overline{S}_{p-i} \\ \vdots \\ \overline{S}_{p-n} \end{array} \right]^T = \left[\begin{array}{c} P_{p-1} + jQ_{p-1} \\ \vdots \\ P_{p-i} + jQ_{p-i} \\ \vdots \\ P_{p-n} + jQ_{p-n} \end{array} \right]^T \qquad p = a, b, c \tag{2.41}$$

donde la potencia activa y reactiva en cualquier nodo i pueden ser especificadas en consumo y generación por fase:

$$P_{p-i} = P_{Gp-i} - P_{Dp-i} \quad p = a,b,c \quad i = 1,...,n \tag{2.42}$$
$$Q_{p-i} = Q_{Gp-i} - Q_{Dp-i} \quad p = a,b,c \quad i = 1,...,n \tag{2.43}$$

2.4.2 Inicialización

El método requiere un vector de tensión de inicialización para todos los nodos y fases. Para el caso del nodo raíz 0 (subestación) se debe fijar una tensión de referencia V_{Ref} cuyo valor no cambia durante todo el proceso iterativo.

Los valores de referencia pueden ser directamente tomados de medidas históricas, en línea o simplemente asumir dicha tensión como 1.0 pu. En este sentido, podemos definir el vector de referencia $\mathbf{V_{abc0}}$ como un arreglo $6 \times n$ como sigue:

$$\mathbf{V_{abc0}} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{abc-x0}} \\ \mathbf{V_{abc-y0}} \end{bmatrix} \tag{2.44}$$

donde,

$$\mathbf{V_{abc-x0}} = \begin{bmatrix} V_{a-x0}V_{b-x0}V_{c-x0}...V_{a-x0}V_{b-x0}V_{c-x0} \end{bmatrix} \tag{2.45}$$
$$\mathbf{V_{abc-y0}} = \begin{bmatrix} V_{a-y0}V_{b-y0}V_{c-y0}...V_{a-y0}V_{b-y0}V_{c-y0} \end{bmatrix} \tag{2.46}$$

donde $V_{a-x0} = V_{Ref}$,$V_{a-y0} = 0$, $V_{b-x0} = \Re e\{V_{Ref} \cdot \alpha^2\}$, $V_{b-y0} = Im\{V_{Ref} \cdot \alpha^2\}$, $V_{c-x0} = \Re e\{V_{ref} \cdot \alpha\}$, $V_{c-y0} = Im\{V_{ref} \cdot \alpha\}$ y $\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

Inicialización trifásica: dada una condición inicial (iteración $k = 0$), definimos un vector de tensión de arranque cuya dimensión es $6 \times n$, $\mathbf{V^0_{abc}}$ que puede ser descompuesto en sus partes real e imaginaria como sigue:

$$\mathbf{V^{k=0}_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathbf{V^0_{abc-x}} \\ \mathbf{V^0_{abc-y}} \end{bmatrix} \tag{2.47}$$

donde,

$$\mathbf{V^0_{abc-x}} = \begin{bmatrix} V^0_{a-x1}V^0_{b-x1}V^0_{c-x1}...V^0_{a-xn}V^0_{b-xn}V^0_{c-xn} \end{bmatrix} \tag{2.48}$$

$$\mathbf{V^0_{abc-y}} = \begin{bmatrix} V^0_{a-y1}V^0_{b-y1}V^0_{c-y1}...V^0_{a-yn}V^0_{b-yn}V^0_{c-yn} \end{bmatrix} \tag{2.49}$$

En el caso general, un vector de arranque plano puede ser utilizado ($V_{init} = 1.0pu$) a fin de iniciar el proceso iterativo:

$$V^0_{a-xi} = V_{init} \quad i = 1,...,n \tag{2.50}$$
$$V^0_{a-yi} = 0 \quad i = 1,...,n \tag{2.51}$$
$$V^0_{b-xi} = \Re e\{V_{init} \cdot \alpha^2\} \quad i = 1,...,n \tag{2.52}$$
$$V^0_{b-yi} = Im\{V_{init} \cdot \alpha^2\} \quad i = 1,...,n \tag{2.53}$$
$$V^0_{c-xi} = \Re e\{V_{init} \cdot \alpha\} \quad i = 1,...,n \tag{2.54}$$
$$V^0_{c-yi} = Im\{V_{init} \cdot \alpha\} \quad i = 1,...,n \tag{2.55}$$

donde $\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

2.4.3 Cálculo de las Corrientes de Rama

Dada cierta iteración k, la inyección de corrientes por nodo y por fase $\mathbf{I^k_{abc}}$ puede definirse como un vector de $6 \times n$ elementos descompuesto en sus partes real e imaginaria como sigue:

$$\mathbf{I^k_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathbf{I^k_{abc-x}} \\ \mathbf{I^k_{abc-y}} \end{bmatrix} \tag{2.56}$$

donde,

$$\mathbf{I^k_{abc-x}} = \begin{bmatrix} I^k_{a-x1} I^k_{b-x1} I^k_{c-x1} ... I^k_{a-xn} I^k_{b-xn} I^k_{c-xn} \end{bmatrix} \tag{2.57}$$

$$\mathbf{I^k_{abc-y}} = \begin{bmatrix} I^k_{a-y1} I^k_{b-y1} I^k_{c-y1} ... I^k_{a-yn} I^k_{b-yn} I^k_{c-yn} \end{bmatrix} \tag{2.58}$$

Corrientes inyectadas por fase y por nodo I^k_{p-xi} y I^k_{p-yi} para $i = 1, ..., n$, $p = a, b, c$ son expresadas como función de las potencias contantes inyectadas (cargas, condensadores y generación distribuida) y las tensiones de operación:

$$\overline{I^k_{p-i}} = I^k_{p-xi} + jI^k_{p-yi} = \frac{\overline{S}^*_{p-i}}{V^k_{p-xi} - jV^k_{p-yi}} - \sum_{p=a,b,c} \overline{Y}^{ij}_{pp} \cdot \overline{V}^k_{p-i} \tag{2.59}$$

Entonces,

$$I^k_{p-xi} = \Re e\{\overline{I}_{p-i}\} = \frac{P_{p-i}V^k_{p-xi} + Q_{p-i}V^k_{p-yi}}{(V^k_{p-xi})^2 + (V^k_{p-yi})^2} + \sum_{p=a,b,c} B^{ij}_{pp} V^k_{p-xi} \tag{2.60}$$

$$I^k_{p-yi} = Im\{\overline{I}_{p-i}\} = \frac{-Q_{p-i}V^k_{p-xi} + P_{p-i}V^k_{p-yi}}{(V^k_{p-xi})^2 + (V^k_{p-yi})^2} - \sum_{p=a,b,c} B^{ij}_{pp} V^k_{p-yi} \tag{2.61}$$

donde $p = a, b, c \quad i = 1, ..., n$

$\overline{Y}^{ij}_{pp}$ es elemento correspondiente a la admitancia serie pp de la rama ij de la matriz de admitancias en derivación primitiva $\mathbf{Y^{ij}_{abc}}$

$$\overline{Y}^{ij}_{pp} = 0 + jB^{ij}_{pp} \quad p = a, b, c \quad j = 1, ..., n \tag{2.62}$$

Cálculo de las corrientes de rama trifásicas: la relación entre las corrientes inyectadas y las corrientes de rama viene dada por las leyes de Kirchhoff de corriente (KCL), mediante una matriz triangular trifásica $\mathbf{T_{abc}}$ como sigue:

$$\mathbf{J^k_{abc-x}} = -\mathbf{T_{abc}} \cdot \mathbf{I^k_{abc-x}} \tag{2.63}$$

$$\mathbf{J^k_{abc-y}} = -\mathbf{T_{abc}} \cdot \mathbf{I^k_{abc-y}} \tag{2.64}$$

2.4.4 Actualización de la Tensión Nodal

La tensión nodal por fase y por nodo debe ser actualizada desde al origen hacia las cargas de acuerdo a las leyes de tensión de Kirchhoff (KVL), utilizando las corrientes de rama calculadas previamente:

$$\begin{aligned} & \mathbf{V}^{\mathbf{k+1}}_{\mathbf{abc-x}} + j\mathbf{V}^{\mathbf{k+1}}_{\mathbf{abc-y}} = \mathbf{V}_{\mathbf{abc-x0}} + j\mathbf{V}_{\mathbf{abc-y0}} \\ - \quad & \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}} \cdot (\mathbf{R}_{\mathbf{abc}} + j\mathbf{X}_{\mathbf{abc}}) \cdot (\mathbf{J}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-x}} + j\mathbf{J}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-y}}) \end{aligned} \tag{2.65}$$

donde $\mathbf{J}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-x}} + j\mathbf{J}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-y}}$. Después de aplicar algunas relaciones algebraicas, la parte real e imaginaria de la Ecuación 2.65 puede expresarse como sigue:

$$\begin{aligned} & \mathbf{V}^{\mathbf{k+1}}_{\mathbf{abc-x}} = \mathbf{V}_{\mathbf{abc-x0}} + \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}} \cdot (\mathbf{R}_{\mathbf{abc}}) \cdot \mathbf{T}_{\mathbf{abc}} \cdot \mathbf{I}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-x}} \\ - \quad & \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}} \cdot (\mathbf{X}_{\mathbf{abc}}) \cdot \mathbf{T}_{\mathbf{abc}} \cdot \mathbf{I}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-y}} \end{aligned} \tag{2.66}$$

$$\begin{aligned} & \mathbf{V}^{\mathbf{k+1}}_{\mathbf{abc-y}} = \mathbf{V}_{\mathbf{abc-y0}} + \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}} \cdot (\mathbf{X}_{\mathbf{abc}}) \cdot \mathbf{T}_{\mathbf{abc}} \cdot \mathbf{I}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-x}} \\ + \quad & \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}} \cdot (\mathbf{R}_{\mathbf{abc}}) \cdot \mathbf{T}_{\mathbf{abc}} \cdot \mathbf{I}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-y}} \end{aligned} \tag{2.67}$$

donde $\mathbf{R}_{\mathbf{abc}}$ y $\mathbf{X}_{\mathbf{abc}}$ poseen un arreglo diagonal particular como sigue:

$$\mathbf{R}_{\mathbf{abc}} = \left[\begin{array}{ccc|c|ccc|c} R^{01}_{aa} & R^{01}_{ab} & R^{01}_{ac} & ... & 0 & 0 & 0 & ... \\ R^{01}_{ba} & R^{01}_{bb} & R^{01}_{bc} & ... & 0 & 0 & 0 & ... \\ R^{01}_{ca} & R^{01}_{cb} & R^{01}_{cc} & ... & 0 & 0 & 0 & ... \\ \hline ... & ... & ... & ... & ... & ... & ... & ... \\ \hline 0 & 0 & 0 & ... & R^{ij}_{aa} & R^{ij}_{ab} & R^{ij}_{ac} & ... \\ 0 & 0 & 0 & ... & R^{ij}_{ba} & R^{ij}_{bb} & R^{ij}_{bc} & ... \\ 0 & 0 & 0 & ... & R^{ij}_{ca} & R^{ij}_{cb} & R^{ij}_{cc} & ... \\ \hline ... & ... & ... & ... & ... & ... & ... & ... \end{array}\right] \tag{2.68}$$

$$\mathbf{X}_{\mathbf{abc}} = \left[\begin{array}{ccc|c|ccc|c} X^{01}_{aa} & X^{01}_{ab} & X^{01}_{ac} & ... & 0 & 0 & 0 & ... \\ X^{01}_{ba} & X^{01}_{bb} & X^{01}_{bc} & ... & 0 & 0 & 0 & ... \\ X^{01}_{ca} & X^{01}_{cb} & X^{01}_{cc} & ... & 0 & 0 & 0 & ... \\ \hline ... & ... & ... & ... & ... & ... & ... & ... \\ \hline 0 & 0 & 0 & ... & X^{ij}_{aa} & X^{ij}_{ab} & X^{ij}_{ac} & ... \\ 0 & 0 & 0 & ... & X^{ij}_{ba} & X^{ij}_{bb} & X^{ij}_{bc} & ... \\ 0 & 0 & 0 & ... & X^{ij}_{ca} & X^{ij}_{cb} & X^{ij}_{cc} & ... \\ \hline ... & ... & ... & ... & ... & ... & ... & ... \end{array}\right] \tag{2.69}$$

Ecuaciones 2.66 y 2.67 son expresadas en forma matricial como sigue:

$$\begin{aligned} & \begin{bmatrix} \mathbf{V}^{\mathbf{k+1}}_{\mathbf{abc-x}} \\ \mathbf{V}^{\mathbf{k+1}}_{\mathbf{abc-y}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{\mathbf{abc-x0}} \\ \mathbf{V}_{\mathbf{abc-y0}} \end{bmatrix} \\ + \quad & \begin{bmatrix} \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}}\mathbf{R}_{\mathbf{abc}}\mathbf{T}_{\mathbf{abc}} & -\mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}}\mathbf{X}_{\mathbf{abc}}\mathbf{T}_{\mathbf{abc}} \\ \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}}\mathbf{X}_{\mathbf{abc}}\mathbf{T}_{\mathbf{abc}} & \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}}\mathbf{R}_{\mathbf{abc}}\mathbf{T}_{\mathbf{abc}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-x}} \\ \mathbf{I}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc-y}} \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{2.70}$$

entonces, la Ecuación 2.71 puede reescribirse en forma compacta como:

$$\mathbf{V}^{\mathbf{k+1}}_{\mathbf{abc}} = \mathbf{V_{abc0}} + \mathbf{TRX_{abc}} \cdot \mathbf{I}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc}} \tag{2.71}$$

donde $\mathbf{V}^{\mathbf{k+1}}_{\mathbf{abc}}$, $\mathbf{V_{abc0}}$ y $\cdot\mathbf{I}^{\mathbf{k}}_{\mathbf{abc}}$ posee una dimensión $(6n \times 1)$.

2.4.5 Determinación de la matriz global $\mathbf{TRX_{abc}}$

La matriz global del sistema $\mathbf{TRX_{abc}}$ posee una dimensión $(6n) \times (6n)$:

$$\mathbf{TRX_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}}\mathbf{R_{abc}}\mathbf{T_{abc}} & -\mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}}\mathbf{X_{abc}}\mathbf{T_{abc}} \\ \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}}\mathbf{X_{abc}}\mathbf{T_{abc}} & \mathbf{T}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{abc}}\mathbf{R_{abc}}\mathbf{T_{abc}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A_{abc}} & -\mathbf{B_{abc}} \\ \mathbf{B_{abc}} & \mathbf{A_{abc}} \end{bmatrix} \tag{2.72}$$

Nótese que la matriz $\mathbf{TRX_{abc}}$ –como la matriz global de secuencia positiva discutida en la Sección 2.3– posee también una estructura casi-simétrica donde solamente las submatrices $\mathbf{A_{abc}}$ y $\mathbf{B_{abc}}$ deben ser almacenadas en memoria.

2.4.6 Convergencia y Cálculos Finales

Las tensiones nodales recientemente actualizadas deben ser comparadas con las tensiones obtenidas previamente a fin de chequear la convergencia del método como sigue:

$$|\overline{V}^{k+1}_{p-i} - \overline{V}^{k}_{p-i}| \leq \varepsilon \quad i = 1, ..., n \quad p = a, b, c \tag{2.73}$$

Cuando la convergencia es alcanzada, los cálculos finales de corriente de rama $\mathbf{J_{abc}}$ pueden ser verificados utilizando las Ecuaciones 2.63 y 2.64. Las caídas de tensión $\mathbf{VD\%_{abc}}$ son calculadas utilizando la siguiente expresión:

$$\mathbf{VD\%_{abc}} = 100 \cdot \mathbf{TRX_{abc}} \cdot \mathbf{I_{abc}} \tag{2.74}$$

Las pérdidas en todas las ramas son calculadas utilizando la siguiente expresión:

$$\Delta\overline{S_E} = \Delta P_E + j\Delta Q_E = \sum_{j=0}^{n} (\overline{S}_{a-j} + \overline{S}_{b-j} + \overline{S}_{c-j}) \tag{2.75}$$

$$\Delta\overline{S_E} = \sum_{j=0}^{n} (\overline{V}_{a-j} \cdot \overline{I}^{*}_{a-j} + \overline{V}_{b-j} \cdot \overline{I}^{*}_{b-j} + \overline{V}_{c-j} \cdot \overline{I}^{*}_{c-j}) \tag{2.76}$$

2.4.7 Algoritmo del Flujo de Carga Trifásico Desbalanceado

El flujograma del algoritmo general para el método de flujo de carga trifásico desbalanceado se muestra en detalle en la Figura 2.5.

2.4.8 Ejemplos de Aplicación

A continuación se presentan cuatro ejemplos, que ilustran la aplicación del método de flujo de carga discutido en esta Sección:

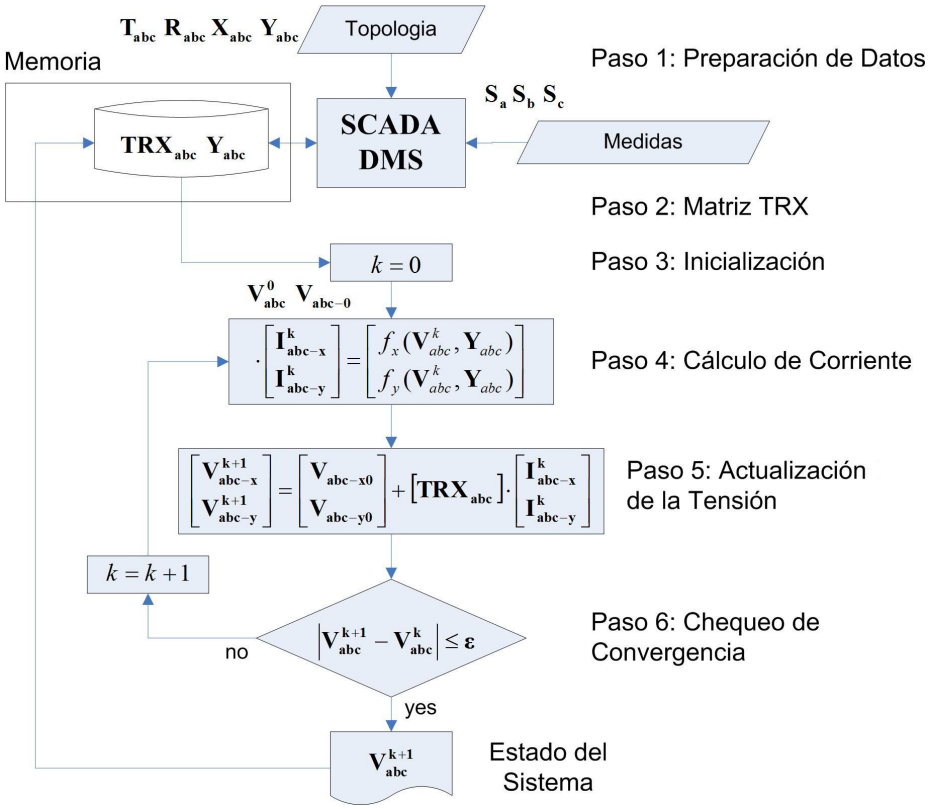


Figura 2.5 Flujograma del Flujo de Carga Trifásico Desbalanceado

1. Red IEEE 4 nodos [41]
2. Red IEEE 37 nodos[48],
3. Red IEEE 123 nodos[49],
4. Red IEEE 8500 nodos [50]

El código fuente en Matlab se encuentra contenido íntegramente en el Apéndice A

■ EJEMPLO 2.5 Sistemas de Prueba IEEE

RED IEEE 4 NODOS [41]

El modelo de datos de este caso de prueba puede ser consultado en detalle en [41]. Todas las simulaciones fueron realizadas considerando un modelo trifásico desbalanceado de 3 hilos (3 fases) con transformador reductor 12.47 a 4.16kV bajo la conexión estrella-estrella.

El flujo de carga trifásico es resuelto asumiendo las siguientes bases: $V_{Base}^{Alta} = 12.47/\sqrt{3}$kV para la red de media tensión, $V_{base}^{Baja} = 4.16/\sqrt{3}$kV para la red de baja tensión. La base de potencia del sistema es $S_{base} = 2MVA$.

Las bases de impedancia calculadas son $Z_{base}^{Alta} = 25.92$ ohms y Z_{base}^{Baja} =2.8843 ohms.

Las impedancias primitivas de rama son agrupadas por tramo en una matriz rectangular 12×3 $\mathbf{Z_{abc}}$

$$\mathbf{Z_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z_{abc}^{01}} & \mathbf{Z_{abc}^{12}} & \mathbf{Z_{abc}^{23}} \end{bmatrix}$$

donde

$$\mathbf{Z_{abc}^{01}} = \begin{bmatrix} 0.0067 + 0.0158i & 0.0023 + 0.0073i & 0.0022 + 0.0056i \\ 0.0023 + 0.0073i & 0.0068 + 0.0153i & 0.0023 + 0.0062i \\ 0.0022 + 0.0056i & 0.0023 + 0.0062i & 0.0067 + 0.0156i \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Z_{abc}^{12}} = \begin{bmatrix} 0.0100 + 0.0600i & 0 & 0 \\ 0 & 0.0100 + 0.0600i & 0 \\ 0 & 0 & 0.0100 + 0.0600i \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Z_{abc}^{23}} = \begin{bmatrix} 0.0752 + 0.1772i & 0.0256 + 0.0825i & 0.0252 + 0.0633i \\ 0.0256 + 0.0825i & 0.0767 + 0.1723i & 0.0260 + 0.0696i \\ 0.0252 + 0.0633i & 0.0260 + 0.0696i & 0.0759 + 0.1751i \end{bmatrix}$$

La matrix de conectividad $\mathbf{T_{abc}}$ es dada por:

$$\mathbf{T_{abc}} = \left[\begin{array}{ccc|ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array}\right]$$

las matrices $\mathbf{A_{abc}}$ y $\mathbf{B_{abc}}$ son calculadas como:

$$\mathbf{A_{abc}} = \begin{bmatrix} 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 \\ 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 \\ 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0919 & 0.0279 & 0.0275 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 & 0.0279 & 0.0935 & 0.0283 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 & 0.0275 & 0.0283 & 0.0926 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B_{abc}} = \begin{bmatrix} 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 \\ 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 \\ 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 & 0.2530 & 0.0898 & 0.0689 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 & 0.0898 & 0.2476 & 0.0758 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 & 0.0689 & 0.0758 & 0.2507 \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.71 es resuelta asumiendo que el vector de arranque es un vector plano. La demanda en el nodo 3 es desbalanceada y modelada como potencia constante:

$$\mathbf{S_3} = \begin{bmatrix} -0.6375 - j0.3951 & -0.9000 - j0.4359 & -1.1875 - j0.3903 \end{bmatrix}$$

Asumiendo como criteria de convergencia $\varepsilon = 10^{-7}$, la solución es obtenida en la iteración 15.

Tabla 2.4 Solución Sistema de Prueba IEEE 4-Nodos – Desbalanceado

		TRX Method		BW/FW [41]	
		Modulo	Angulo (°)	Modulo	Angulo (°)
Phase a	kV	2.173	-4.1292	2.175	-4.1
Phase b	kV	1.927	-126.8014	1.930	-126.8
Phase c	kV	1.830	102.8155	1.833	102.8

La Tabla 2.4 muestra la solución para las condiciones de red y carga desbalanceada. Las pérdidas en este caso son 661.36kW y 1770.6kVAr. Es importante notar que durante la operación desbalanceada las diferencias en las perdidas obtenidas es alrededor de 16% (106kW) respecto al modelo de operación balanceada.

RED IEEE 37 NODOS [48], 123 NODOS [49] Y 8500 NODOS [50]

La metodología propuesta ha sido aplicada a las redes de IEEE de 37, 123 y 8500 nodos. A modo de comparación se ha realizado el estudio de flujo de carga utilizando el modelo de secuencia positiva desarrollado en la Sección 2.3 y el modelo trifásico desarrollado en esta Sección. El criterio de parada es fijado en $\varepsilon = 10^{-7}$.

Tabla 2.5 Casos de Prueba IEEE - Modelo Balanceado y Desbalanceado

	# Iter. 3-f Desb.	# Iter.s 1-f Bal.	ΔP_E (kW) 3-f Desb.	ΔP_E (kW) 1-f Bal.	$\mathbf{TRX_{abc}}$ kBytes	**TRX** kBytes
IEEE4 [41]	15	13	661	555	0.628	0.261
IEEE37 [48]	3	6	70	52	40.8	3.5
IEEE123 [49]	12	7	204	102	265.9	36.9
IEEE8500 [50]	6	-	1150	-	38056	-

La Tabla 2.5 muestra en forma global los resultados de la metodología presentada en este trabajo en cada uno de los casos de estudio. Se reporta el numero de iteraciones requeridas para alcanzar convergencia, las pérdidas del sistema y los requerimientos de memoria para almacenar la matriz global del

sistema[8]. Nótese que el requerimiento de almacenamiento posee una relación exponencial respecto al número de nodos.

La Figura 2.6 se muestra el perfil de tensión por fase obtenida para el caso IEEE 37 nodos.

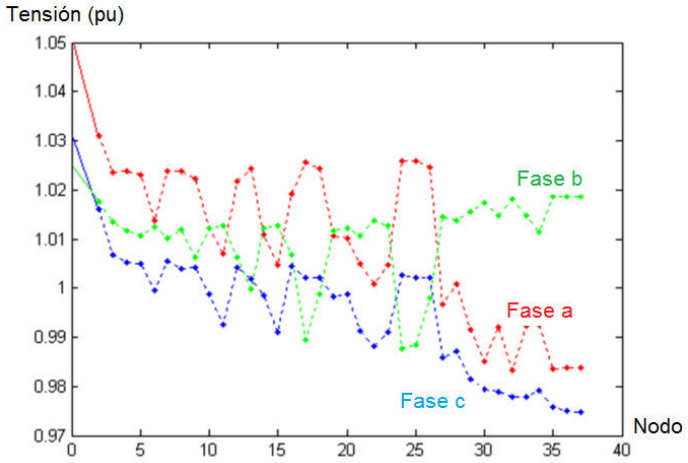


Figura 2.6 Perfil de Tensión Caso IEEE 37 nodos

La Figura 2.7 muestra la matriz de conectividad $\mathbf{T}$, cuya dimensión es 122×122, correspondiente a la red IEEE de 123 nodos considerando modelo de red trifásico con carga balanceada. Nótese que la estructura de $\mathbf{T}$ es dispersa, es decir posee muchos elementos nulos. En este caso, el tiempo requerido para calcular las matrices $\mathbf{A_{abc}}$ y $\mathbf{B_{abc}}$ puede ser mejorado utilizando técnicas para el manejo de matrices dispersas.

La red de prueba de IEEE 8500 nodos ha sido presentada recientemente en 2010 por el *PES Distribution System Analysis Subcommittee* cuyos detalles se encuentran en [50]. Su introducción tiene como objetivo presentar una red de prueba lo suficientemente grande para realizar las simulaciones a los nuevos desarrollos en sistemas de distribución bajo el paradigma de la red inteligente (smart grid). La red consiste en un único circuito de 2516 nodos de media tensión (12.47kV) y 5690 nodos en baja tensión (120-240V) recorriendo 170km con diferentes configuraciones de línea. La demanda máxima medida en el interruptor principal es 10.4MVA. La red posee compensación reactiva en el orden de 3.9mvar.

La aplicación del método demuestra que la construcción de las matrices $\mathbf{A_{abc}}$ y $\mathbf{B_{abc}}$ requieren casi 40MB de memoria RAM y el tiempo de acceso se encuentran alrededor de 0.4 segundos. La solución del sistema se alcanza en 6 iteraciones y 1.7 segundos. Este tiempo es significativamente bajo tomado en cuenta que el flujo de carga ha sido resuelto utilizando un interpretador como plataforma computacional como lo es el Matlab sin ninguna rutina de

[8]Realmente el valor reportado corresponde al requerimiento para almacenar las submatrices $\mathbf{A_{abc}}$ y $\mathbf{B_{abc}}$

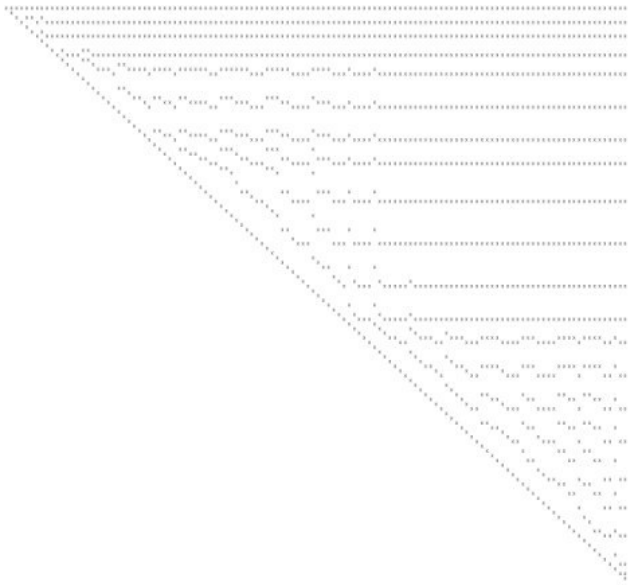


Figura 2.7 Matriz de Conectividad Triangular **T** para el caso de prueba IEEE 123-Nodos

cálculo objeto de compilación. En el caso que se compilen las rutinas de cálculo, los tiempos de respuesta podrían ser menores. La Figura 2.8 muestra el perfil de tensión por nodo y por fase, considerando que la carga se encuentra balanceada.

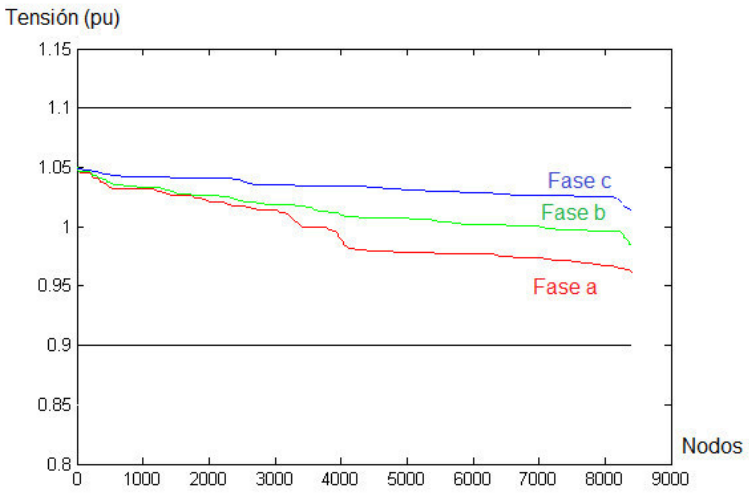


Figura 2.8 Perfil de Tensión para la Red de Prueba IEEE 8500-nodos

2.4.9 Consideraciones Finales

En esta Sección se ha presentado una formulación compacta para la solución de sistemas de distribución cuyo modelo de red es trifásico con carga desbalanceada. La propuesta es susceptible de ser aplicada en redes con operación radial. Se han presentado unos ejemplos que demuestran la idoneidad del método para la realización de análisis de red.

2.5 FLUJO DE CARGA DESBALANCEADO – MULTIFILAR

2.5.1 Modelo de Linea de Distribución Completo

En las Secciones 2.3 y 2.4 se han presentado dos métodos para la solución del problema de flujo de carga en sistemas de distribución de energía eléctrica utilizando el modelo de línea de distribución simplificado con carga balanceada (secuencia positiva) y el modelo de línea trifásico con carga desbalanceada.

En ambos análisis, los métodos se basan en simplificaciones en el modelo de línea de distribución realizadas a través de las Ecuaciones de Carson[25] –a fin de incluir el efecto de las corrientes de retorno por tierra– y también a través la reducción de Kron que permite incluir el efecto del acoplamiento de los cables de neutro en las impedancias propias y mutuas del la matriz de impedancia primitiva.

En particular, es de interés del analista conocer la solución del sistema determinar, además de las tensiones y corrientes que circulan por las fases, los desplazamientos de neutro y la distribución de la corriente de desbalance entre los caminos de neutro y tierra.

El estudio del sistema de distribución requiere entonces de un modelo exacto de manera que se puedan identificar todos los acoplamientos tanto inductivos como capacitivos existentes entre los conductores energizados y los que no lo están.

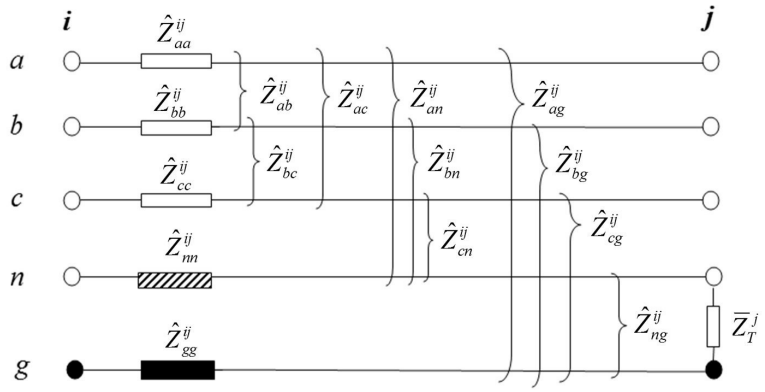


Figura 2.9 Modelo de Línea Trifásico con Neutro y Tierra Equivalente

En la Figura 2.9 muestra un esquema de una Sección de línea de distribución (modelo de línea corta Γ, impedancia serie entre los nodos i y j y admitancia en derivación en el nodo j) incluyendo una descripción detallada de las tres fases, el

neutro y un conductor equivalente de tierra que emula el comportamiento del suelo natural.

En este caso, la matriz primitiva correspondiente al tramo de línea ij se extiende a una matriz 5×5 $\widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{ij}}_{\mathbf{abcng}}$ dada por la siguiente expresión:

$$\widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{ij}}_{\mathbf{abcng}} = \begin{bmatrix} \widehat{Z}^{ij}_{aa} & \widehat{Z}^{ij}_{ab} & \widehat{Z}^{ij}_{ac} & \widehat{Z}^{ij}_{an} & \widehat{Z}^{ij}_{ag} \\ \widehat{Z}^{ij}_{ba} & \widehat{Z}^{ij}_{bb} & \widehat{Z}^{ij}_{bc} & \widehat{Z}^{ij}_{bn} & \widehat{Z}^{ij}_{bg} \\ \widehat{Z}^{ij}_{ca} & \widehat{Z}^{ij}_{cb} & \widehat{Z}^{ij}_{cc} & \widehat{Z}^{ij}_{cn} & \widehat{Z}^{ij}_{cg} \\ \widehat{Z}^{ij}_{na} & \widehat{Z}^{ij}_{nb} & \widehat{Z}^{ij}_{nc} & \widehat{Z}^{ij}_{nn} & \widehat{Z}^{ij}_{ng} \\ \widehat{Z}^{ij}_{ga} & \widehat{Z}^{ij}_{gb} & \widehat{Z}^{ij}_{gc} & \widehat{Z}^{ij}_{gn} & \widehat{Z}^{ij}_{gg} \end{bmatrix} \tag{2.77}$$

donde las impedancias propias y mutuas entre fase y neutro vienen dadas por [31]:

$$\widehat{Z}^{ij}_{qq} = r_q + j4\pi 10^{-4} f\xi \ln(\frac{1}{GMR_q}) \quad q = a, b, c, n \tag{2.78}$$

$$\widehat{Z}^{ij}_{ql} = j4\pi 10^{-4} f\xi \ln(\frac{1}{D_{ql}}) \quad q, l = a, b, c, n \tag{2.79}$$

y donde las impedancias propias y mutuas entre fases, neutro y tierra vienen dadas por:

$$\begin{aligned} \widehat{Z}^{ij}_{gg} \quad = \quad & \pi^2 10^{-4} f\xi - j0.0386 \cdot 8\pi 10^{-4} f\xi + \\ & j4\pi 10^{-4} f\xi \ln(\frac{2}{5.6198 \cdot 10^{-3}}) \end{aligned} \tag{2.80}$$

$$\widehat{Z}^{ij}_{qg} = j2\pi 10^{-4} f\xi \ln(\frac{h_q}{\sqrt{\frac{\rho_{ij}}{f}}}) \quad q = a, b, c, n \tag{2.81}$$

donde;

GMR_q Radio Medio Geométrico del conductor q en pies
r_q AC resistencia del conductor q en $\frac{\Omega}{milla}$
ξ Constante igual a 1.609 si $\widehat{Z}^{ij}_{ql}$ y $\widehat{Z}^{ij}_{ql}$ están dadas en $\frac{\Omega}{milla}$
D_{ql} Distancia entre conductor q y l en pies
h_q Distancia entre conductor q y tierra en pies
f Frecuencia en Hz
Z^j_T Resistencia del electrodo de puesta a tierra en el nodo j en Ω
ρ_{ij} Resistividad del suelo en la Sección de línea ij en Ωm

La resistencia de los electrodos de puesta a tierra localizados en los puntos de transformación viene dado por [51]:

$$\overline{Z}^j_T = \frac{\rho_{ij}}{2\pi L}(\ln \frac{4L}{a_{rod}} - 1) \tag{2.82}$$

donde, L es la longitud de las jabalinas o barras de puesta a tierra en metros y a_{rod} es el radio de la barra de tierra en pulgadas. Típicamente las empresas de servicio eléctrico utilizan barras de tierra de 10 pies y 5/8 pulgadas, entonces la

resistencia de puesta a tierra puede ser aproximada de acuerdo al IEEE Std. 142-1991 [51] [51] a: $\overline{Z}_T^j \approx \rho_{ij}/3.35$. Por ejemplo, para una resistividad $\rho = 100\Omega - m$, la resistencia de puesta a tierra se encuentra en el orden de $\overline{Z}_T^j \approx 30\Omega$

La matriz de impedancia primitiva para las admitancias en derivación viene expresada como:

$\widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{ij}}_{\mathbf{abcng}} = j\mathbf{B}^{\mathbf{ij}}_{\mathbf{abcng}} = jw\mathbf{C}^{\mathbf{ij}}_{\mathbf{abcng}}$ donde $w = 2\pi f$ es la frecuencia angular y la matriz de capacitancias primitiva.

$$\widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{ij}}_{\mathbf{abcng}} = \begin{bmatrix} \widehat{Y}^{ij}_{aa} & \widehat{Y}^{ij}_{ab} & \widehat{Y}^{ij}_{ac} & \widehat{Y}^{ij}_{an} & 0 \\ \widehat{Y}^{ij}_{ba} & \widehat{Y}^{ij}_{bb} & \widehat{Y}^{ij}_{bc} & \widehat{Y}^{ij}_{bn} & 0 \\ \widehat{Y}^{ij}_{ca} & \widehat{Y}^{ij}_{cb} & \widehat{Y}^{ij}_{cc} & \widehat{Y}^{ij}_{cn} & 0 \\ \widehat{Y}^{ij}_{na} & \widehat{Y}^{ij}_{nb} & \widehat{Y}^{ij}_{nc} & \widehat{Y}^{ij}_{nn} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{2.83}$$

2.5.2 Preparación de los Datos

Los datos de entrada son expresados como información rama-nodo en por unidad. La información básica requerida para la aplicación del método es: las potencias inyectadas en los nodos de carga por fase, topología de la red por rama y por fase y la matriz de impedancia primitiva. Estas impedancias deben ser suministradas como una matriz rectangular $5n_l \times 5$, donde n_l es el numero de ramas o líneas $\mathbf{Z}_{\mathbf{abcng}}$:

$$\mathbf{Z}_{\mathbf{abcng}} = \begin{bmatrix} \widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{01}}_{\mathbf{abcng}} & \ldots & \widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{ij}}_{\mathbf{abcng}} & \ldots & \widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{(n_l-1)n_l}}_{\mathbf{abcng}} \end{bmatrix} \tag{2.84}$$

Tal como se indicó en la Sección 2.3.1 la numeración de los nodos debe hacerse de forma apropiada, por capas tal como se muestra en la Figura 2.1. Bajo el procedimiento trifásico las cargas nodales deben ser introducidas por fase, por lo que el vector de potencias aparentes $\mathbf{S}_{\mathbf{abc}}$:

$$\mathbf{S}_{\mathbf{abc}} = \begin{bmatrix} \overline{S}_{p-1} \\ \vdots \\ \overline{S}_{p-j} \\ \vdots \\ \overline{S}_{p-n_l} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{p-1} + jQ_{p-1} \\ \vdots \\ P_{p-j} + jQ_{p-j} \\ \vdots \\ P_{p-n} + jQ_{p-n_l} \end{bmatrix} \tag{2.85}$$

donde las potencias activas y reactivas inyectadas, bien sea como generación o demanda en un nodo j viene definido por:

$$P_{p-j} = P_{Gp-j} - P_{Dp-j} \quad p = a, b, c \tag{2.86}$$

$$Q_{p-j} = Q_{Gp-j} - Q_{Dp-j} \quad p = a, b, c \tag{2.87}$$

2.5.3 Inicialización

Dada una condición inicial ($k = 0$), la tensión nodal de arranque se establece como un vector de $5 \times n_l$ elementos $\mathbf{V^0}$ que puede ser descompuesta en su parte real e imaginaria:

$$\mathbf{V_x^0} = \left[\begin{array}{cccccc} V^0_{a-x1} & ... & V^0_{a-xn_l} & V^0_{b-xn_l} & ... & V^0_{g-xn_l} \end{array} \right] \quad (2.88)$$

$$\mathbf{V_y^0} = \left[\begin{array}{cccccc} V^0_{a-y1} & ... & V^0_{a-yn_l} & V^0_{b-yn_l} & ... & V^0_{g-yn_l} \end{array} \right] \quad (2.89)$$

En general, el arranque puede realizarse con un perfil de tensión plano, asumiendo que todos los nodos j son:

$$V^0_{a-xj} = V_{ref} \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.90)$$
$$V^0_{a-yj} = 0 \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.91)$$
$$V^0_{b-xj} = \Re e\{V_{ref} \cdot \alpha^2\} \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.92)$$
$$V^0_{b-yj} = Im\{V_{ref} \cdot \alpha^2\} \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.93)$$
$$V^0_{c-xj} = \Re e\{V_{ref} \cdot \alpha\} \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.94)$$
$$V^0_{c-yj} = Im\{V_{ref} \cdot \alpha\} \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.95)$$
$$V^0_{n-xj} = 0 \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.96)$$
$$V^0_{n-yj} = 0 \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.97)$$
$$V^0_{g-xj} = 0 \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.98)$$
$$V^0_{g-yj} = 0 \quad j = 1, ..., n_l \quad (2.99)$$

donde $\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

El valor de la tensión residual en el neutro (V^0_{n-xj} y V^0_{n-yj}) dependerá de la filosofía con la que se realiza la puesta a tierra del neutro de los transformadores de distribución. Sin embargo en este caso, será suficiente para el arranque fijar las tensiones residuales en 0.

Adicionalmente, la tensión en el origen (nodo 0) se considera un parámetro conocido y utilizado como referencia a lo largo de todo el proceso iterativo. Su valor puede ser tomado directamente de las medidas vía SCADA o DMS como sigue:

$$\mathbf{V_0} = [\mathbf{V_{x0}} \quad \mathbf{V_{y0}}] \quad (2.100)$$

Los valores de referencia en el origen también pueden fijarse como un perfil plano.

2.5.4 Cálculo de las Corrientes de Rama

Dada una iteración k, la relación entre las corrientes inyectadas $\mathbf{I^k}$ y las corrientes de rama $\mathbf{J^k}$ son obtenidas mediante una matriz triangular $\mathbf{T_{abcng}}$ que permite que se cumplan las Leyes de Kirchhoff de Corriente (KCL) [40, 16]:

Cada corriente inyectada de fase $\overline{I}^k_{p-j} \quad p = a, b, c$ de $\mathbf{I^k}$ asociada al nodo j es determinada como función de la potencia inyectada $\overline{S}_{p-j}$ y su valor de tensión $\overline{V}^k_{p-j}$ como se muestra a continuación:

$$\overline{I}^k_{p-j} = -\frac{\overline{S}^*_{p-j}}{\overline{V}^{k*}_{p-j}} + \sum_{r=a,b,c,n,g} \overline{Y}^{ij}_{pp} \cdot \overline{V}^k_{r-j} \quad (2.101)$$

donde $\overline{Y}_{pp}^{ij}$ es un elemento pp de la matriz primitiva de admitancias en derivación para la Sección ij. La corriente de desbalance o retorno obtenida por la suma fasorial de las tres corrientes inyectadas de fase $(\overline{I}_{a-j}^{k} + \overline{I}_{b-j}^{k} + \overline{I}_{c-j}^{k})$ bifurcándose en el divisor de corriente producido por las impedancias de neutro y tierra.

2.5.5 Actualización de la Tensión Nodal y Cálculo de la Matriz $\mathbf{TRX_{abcng}}$

La tensión nodal por fase y por nodo $\mathbf{V^{k+1}}$ debe ser actualizada desde al origen hacia las cargas de acuerdo a las leyes de tensión de Kirchhoff (KVL), utilizando las corrientes de rama calculadas previamente:

$$\mathbf{V_x^{k+1}} + j\mathbf{V_y^{k+1}} = \mathbf{V_x^0} + j\mathbf{V_y^0} + \mathbf{T_{abcng}}^T \cdot (\mathbf{R} + j\mathbf{X}) \cdot (\mathbf{J_x^k} + j\mathbf{J_y^k}) \tag{2.102}$$

donde,

$$\begin{aligned} \mathbf{R} &= \Re e\{\mathbf{D_{Z_{abcng}}}\} && (2.103)\\ \mathbf{X} &= Im\{\mathbf{D_{Z_{abcng}}}\} && (2.104)\\ \mathbf{J_x} &= \mathbf{T_{abcng}} \cdot \mathbf{I_x} && (2.105)\\ \mathbf{J_y} &= \mathbf{T_{abcng}} \cdot \mathbf{I_y} && (2.106) \end{aligned}$$

donde $\mathbf{D_{Z_{abcng}}}$ es la matriz diagonal de $\mathbf{Z_{abcng}}$

$$\mathbf{D_{Z_{abcng}}} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z_{abcng}^{01}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{Z_{abcng}^{ij}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots \end{bmatrix} \tag{2.107}$$

donde;

$$\begin{aligned} \mathbf{A_{abcng}} &= \mathbf{T_{abcng}}^T \mathbf{R_{abcng}} \mathbf{T_{abcng}} && (2.108)\\ \mathbf{B_{abcng}} &= \mathbf{T_{abcng}}^T \mathbf{X_{abcng}} \mathbf{T_{abcng}} && (2.109) \end{aligned}$$

Las corrientes de rama en todas las fases, neutro y tierra vienen expresadas por:

$$\begin{aligned} \mathbf{J_x} &= \mathbf{T_{abcng}} \cdot \mathbf{I_x} && (2.110)\\ \mathbf{J_y} &= \mathbf{T_{abcng}} \cdot \mathbf{I_y} && (2.111) \end{aligned}$$

La Ecuación (2.102) puede ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_x^{k+1}} \\ \mathbf{V_y^{k+1}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{x0}} \\ \mathbf{V_{y0}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{A_{abcng}} & -\mathbf{B_{abcng}} \\ \mathbf{B_{abcng}} & \mathbf{A_{abcng}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I_x^k} \\ \mathbf{I_y^k} \end{bmatrix} \tag{2.112}$$

y mediante una expresión más compacta:

$$\mathbf{V} = \mathbf{V_0} + \mathbf{TRX_{abcng}} \cdot \mathbf{I} \tag{2.113}$$

La dimensión de la matriz $\mathbf{TRX_{abcng}}$ es $10n_l \times 10n_l$. La matriz $\mathbf{TRX_{abcng}}$ no es dispersa ya que todos sus elementos son no nulos. Sin embargo posee una estructura casi simétrica en la que solo es necesario almacenar las submatrices $\mathbf{A_{abcng}}$ y $\mathbf{B_{abcng}}$

En cada iteración las caídas de tensión son actualizadas por fase $\mathbf{\Delta V} = \mathbf{V_0} - \mathbf{V}$ mediante la multiplicación de $\mathbf{TRX_{abcng}}$ y el vector de corrientes inyectadas $\mathbf{I}$.

Los elelementos de $\mathbf{I}$ vienen expresados como

$$I^k_{p-xj} = \frac{P_{p-j}V^k_{p-xj} + Q_{p-j}V^k_{p-yj}}{(V^k_{p-xj})^2 + (V^k_{p-yj})^2} + \sum_{r=a,b,c,n,g} B^{ij}_{pr} V^k_{r-yj} \tag{2.114}$$

$$I^k_{p-yj} = \frac{-Q_{p-j}V^k_{p-xj} + P_{p-j}V^k_{p-yj}}{(V^k_{p-xj})^2 + (V^k_{p-yj})^2} - \sum_{r=a,b,c,n,g} B^{ij}_{pr} V^k_{k-xj} \tag{2.115}$$

donde $p = a, b, c \quad j = 1, ..., n_l$

$$I^k_{n-xj} = \Re e\{-\overline{w}^j_n(\sum_{p=a,b,c} \overline{I}^k_{p-j}) + \widehat{Y}^{ij}_{nn}\overline{V}^k_{n-j}\} \tag{2.116}$$

$$I^k_{n-yj} = Im\{-\overline{w}^j_n(\sum_{p=a,b,c} \overline{I}^k_{p-j}) + \widehat{Y}^{ij}_{nn}\overline{V}^k_{n-j}\} \tag{2.117}$$

$$I^k_{g-yj} = \Re e\{-\overline{w}^j_g(\overline{I}^k_{a-j} + \overline{I}^k_{b-j} + \overline{I}^k_{c-j})\} \tag{2.118}$$

$$I^k_{g-yj} = Im\{-\overline{w}^j_g(\overline{I}^k_{a-j} + \overline{I}^k_{b-j} + \overline{I}^k_{c-j})\} \tag{2.119}$$

donde $\widehat{Y}^{ij}_{pp}$ son los elementos pp y nn de la matriz de admitancia primitiva $\widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{ij}}$:

$$\widehat{Y}^{ij}_{pp} = 0 + jB^{ij}_{pp} \quad p = a, b, c \quad j = 1, ..., n_l \tag{2.120}$$

$$\widehat{Y}^{ij}_{nn} = jB^{ij}_{nn} \tag{2.121}$$

donde el divisor de corriente se define con los siguientes parámetros:

$$\overline{w}^j_n = \frac{\widehat{Z}^{ij}_{gg} + \overline{Z}^j_T}{\widehat{Z}^{ij}_{gg} + \overline{Z}^j_T + \widehat{Z}^{ij}_{nn}} \tag{2.122}$$

$$\overline{w}^j_g = \frac{\widehat{Z}^{ij}_{nn}}{\widehat{Z}^{ij}_{gg} + \overline{Z}^j_T + \widehat{Z}^{ij}_{nn}} \tag{2.123}$$

Finalmente, el sistema puede ser puesto a tierra efectivamente o aisladamente en cualquier nodo j. Si el neutro es puesto a tierra sólidamente, la tensión de neutro debe ser igual a cero. Si el neutro es puesto a tierra mediante una impedancia, la tensión de neutro se determina mediante la siguiente expresión:

$$V^k_{n-xj} = \Re e\{\overline{Z}^j_T \cdot I^k_{g-xj}\} \quad j = 1, ..., n_l \tag{2.124}$$

$$V_{n-yj}^{k} = Im\{\overline{Z}_{T}^{j} \cdot I_{g-xj}^{k}\} \quad j = 1, ..., n_l \tag{2.125}$$

$$V_{g-xj}^{k} = V_{g-xj}^{k} = 0 \quad j = 1, ..., n_l \tag{2.126}$$

En cambio, si el neutro es aislado, no se requieren ecuaciones adicionales por cuanto la tensión de neutro es determinada a partir de la expresión (2.113).

2.5.6 Convergencia y Cálculos Finales

Las tensiones nodales recientemente actualizadas deben ser comparadas con las tensiones obtenidas previamente a fin de chequear la convergencia del método como sigue:

$$\varepsilon \leq |\overline{V}_{p-j}^{k+1} - \overline{V}_{p-j}^{k}| \quad j = 1, ..., n_l \quad p = a, b, c \tag{2.127}$$

Cuando la convergencia es alcanzada, las perdidas totales del sistema con calculadas como:

$$\Delta\overline{S} = \sum_{j=0}^{n_l} \sum_{p=a,b,c} \overline{V}_{p-j} \cdot \overline{I}_{p-j}^{*} \tag{2.128}$$

y las corrientes de neutro y tierra son:

$$\mathbf{J} = \mathbf{J_x} + j\mathbf{J_y} \tag{2.129}$$

donde

$$\mathbf{J_x} = \mathbf{T_{abcng}} \cdot \mathbf{I_x} \tag{2.130}$$

$$\mathbf{J_y} = \mathbf{T_{abcng}} \cdot \mathbf{I_y} \tag{2.131}$$

2.5.7 Algoritmo del Flujo de Carga Multifilar Desbalanceado con Múltiples Puntos de Puesta a Tierra del Neutro

El flujograma del algoritmo general para el método de flujo de carga trifásico desbalanceado se muestra en la Figura 2.12 y en detalle a continuación:

Algoritmo General: Flujo de Carga Multifilar

- PASO 1 Base de datos
  Topología $\mathbf{T_{abcng}}$, Impedancias serie $\mathbf{Z_{abcng}}$, Admitancias en derivación $\mathbf{Y_{abcng}}$, Registros $\mathbf{S_{abc}}$
- PASO 2 Construir y almacenar la matriz $\mathbf{TRX_{abcng}}$
- PASO 3 k=0 Inicialización $\mathbf{V^0}$
- PASO 4 Inicio del proceso iterativo
  Calculo de las corrientes inyectadas $\mathbf{I^k}$
- PASO 5 Actualización de la tensión $\mathbf{V^{k+1}}$

- PASO 6 Está el neutro puesto a tierra en el nodo j?
  No: Ir al PASO 7
  SI: Fijar las tensiones de neutro $\overline{V}_n^k = \overline{Z}_T^j \cdot \overline{w}_g^j \cdot \overline{I}_{g-j}^k$ Ir al PASO 7
- PASO 7 Tensión de Tierra: $V_{g-yj}^k = V_{g-xj}^k = 0$
- PASO 8 Convergencia $|\mathbf{V^{k+1}} - \mathbf{V^k}|$
  Converge?
  No: $k = k + 1$ Ir al PASO 4
  Si: Fin del proceso iterativo
- PASO 9 Calcular Caídas de tensión, pérdidas y corrientes por las ramas

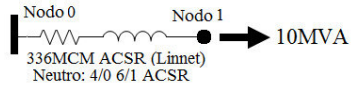


Figura 2.10 Red Aérea de 2-Nodos

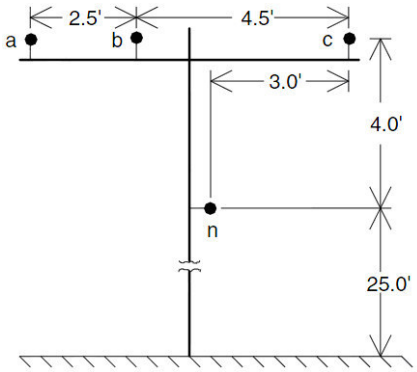


Figura 2.11 Disposición General de la Línea de Distribución

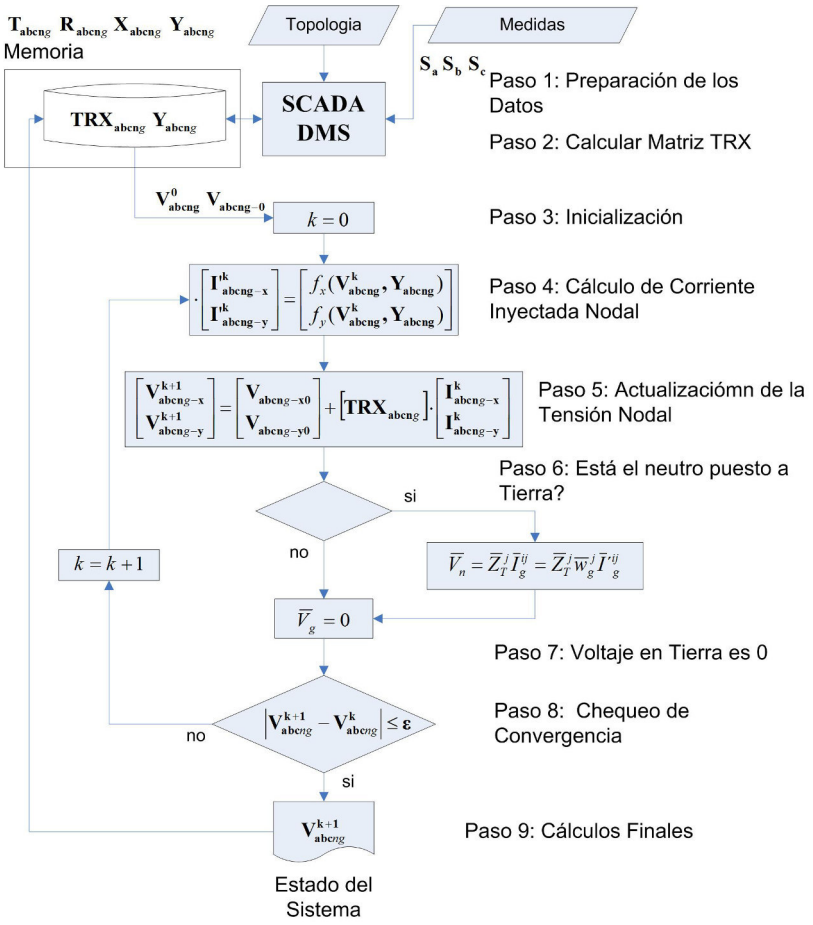


Figura 2.12 Flujograma del Flujo de Carga Multifilar

2.5.8 Ejemplos de Aplicación

A continuación se presentan dos ejemplos, que ilustran la aplicación del método de flujo de carga discutido en esta Sección:

1. Red Aérea de 2 nodos

2. Red Subterránea de 4 nodos

EJEMPLO 2.6 Red Aérea de 2 nodos

Con el objeto de ilustrar la aplicación del flujo de carga multifilar desarrollado en esta Sección 2.5, se utiliza una red a aérea de 2 nodos, tal como se muestra en la Figura 2.10.

Una línea trifásica operando en 12.47kV cuya disposición se observa en la Figura 2.11. La longitud de la línea es 1 milla. Los conductores de fase son 336,400 26/7 ACSR (Linnet), y el conductor de neutro es 4/0 6/1 ACSR.

Los datos técnicos de los conductores se indican a continuación:

- 336,400 26/7 ACSR: GMR = 0.0244 pies, Resistencia 0.306 Ω/milla.
- 4/0 6/1 ACSR: GMR = 0.00814 pies, Resistencia = 0.5920 Ω/milla.

La demanda en el nodo 1, por fase es: 2.33 MVA en la fase a, 3.33MW en la fase b y 4.33MVA en la fase c con factor de potencia $\cos\varphi = 0.8$ (atraso) en todas las fases. La resistividad del suelo es 100 Ω-m.

Las impedancias del sistema son en Ω:

$$\mathbf{R_{abcng}} = \begin{bmatrix} .3060 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & .3060 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & .3060 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & .5920 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 3.1416 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{X_{abcng}} = \begin{bmatrix} .4506 & -.1112 & -.2361 & -.2103 & .1888 \\ -.1112 & .4506 & -.1825 & -.1762 & .1888 \\ -.2361 & -.1825 & .4506 & -.1953 & .1888 \\ -.2103 & -.1762 & -.1953 & .5838 & .1798 \\ .1888 & 0.1888 & .1888 & .1798 & 7.0332 \end{bmatrix}$$

La matriz de topología es:

$$\mathbf{T_{abcng}} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

La potencia total inyectada en el nodo de recibo (1) es MVA
$\mathbf{S} = -8 - 6j$
y por fase en MVA:

$$\begin{aligned} \mathbf{S_a} &= -1.8667 - j1.4000 \\ \mathbf{S_b} &= -2.6667 - j2.0000 \\ \mathbf{S_c} &= -3.4667 + j2.6000 \end{aligned}$$

La resistencia de puesta a tierra del neutro se asume en:
$Z_T^1 = 30.0\Omega @ \rho = 100\Omega - m$
La matriz $\mathbf{TRX_{abcng}}$ calculada en Ω se muestra en la Tabla 2.6:
Como el número de barra n=1, entonces los factores $\overline{w}_1^1 = 0.9796 - j0.0127$ y $\overline{w}_g^1 = 0.0204 + j0.0127$
Las tensiones resultantes en pu se muestran en la Tabla 2.7:

Tabla 2.6 Matriz Global $\mathbf{TRX_{abcng}}$ de la Red de 2-Nodos

0.3060	0	0	0.0068	0.0061	-0.4506	0.1112	0.2361	0.1908	-0.0175
0	0.3060	0	0.0057	0.0061	0.1112	-0.4506	0.1825	0.1599	-0.0175
0	0	0.3060	0.0063	0.0061	0.2361	0.1825	-0.4506	0.1772	-0.0175
0	0	0	0.5183	0.0058	0.2103	0.1762	0.1953	-0.5489	-0.0166
0	0	0	-0.0058	0.5183	-0.1888	-0.1888	-0.1888	-0.1631	-0.5489
0.4506	-0.1112	-0.2361	-0.1908	0.0175	0.3060	0	0	0.0068	0.0061
-0.1112	0.4506	-0.1825	-0.1599	0.0175	0	0.3060	0	0.0057	0.0061
-0.2361	-0.1825	0.4506	-0.1772	0.0175	0	0	0.3060	0.0063	0.0061
-0.2103	-0.1762	-0.1953	0.5489	0.0166	0	0	0	0.5183	0.0058
0.1888	0.1888	0.1888	0.1631	0.5489	0	0	0	-0.0058	0.5183

Tabla 2.7 Tensiones para la Red Aérea de 2 Nodos

$\overline{V}^{1}_{a-2}$ (p.u.)	$0.9390\angle -001.38^{o}$
$\overline{V}^{1}_{b-2}$ (p.u.)	$0.9639\angle -121.26^{o}$
$\overline{V}^{1}_{c-2}$ (p.u.)	$0.9730\angle +118.90^{o}$
$\overline{V}^{1}_{n-2}$ (p.u.)	$0.0267\angle +144.74^{o}$
$\overline{V}^{1}_{g-2}$ (p.u.)	0

Tabla 2.8 Pérdidas Activas y Reactivas para la Red Aérea de 2 nodos

$\Sigma\Delta P$ (kW)	234.26
$\Sigma\Delta Q$ (kvar)	468.62

Las pérdidas activas en kW y reactivas y kvar resultantes se muestran en la Tabla 2.8:

Las corrientes de rama resultantes en amperios se muestran en la Tabla 2.9:

Tabla 2.9 Corrientes de Rama para la Red Aérea de 2 Nodos

$\lvert\overline{J}^{01}_{a}\rvert$	$\lvert\overline{J}^{01}_{b}\rvert$	$\lvert\overline{J}^{01}_{c}\rvert$	$\lvert\overline{J}^{01}_{n}\rvert$	$\lvert\overline{J}^{01}_{g}\rvert$
640.98	480.34	333.09	261.41	6.41

EJEMPLO 2.7 Red Subterránea de 4 nodos

El segundo ejemplo utilizado para ilustrar la metodología propuesta corresponde a un sistema de 4 nodos del tipo subterráneo monofásico en 12.47kV en corriente alterna cuya topología se muestra en la Figura 2.13. La longitud de todas las secciones o tramos de línea es 1 milla.

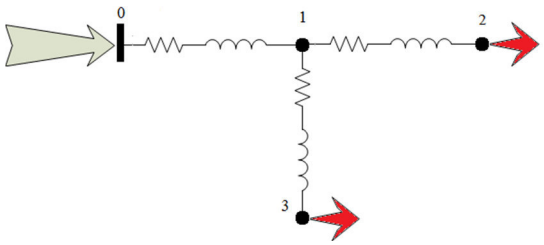


Figura 2.13 Red Subterránea de 4 Nodos

La disposición general del cable se muestra en la Figura 2.14. El cable monopolar consiste en una fase central cubierta con una capa delgada o película semiconductiva a la cual esta sujeta el material aislante. El aislante se encuentra recubierto de una capa semiconductiva. La pantalla es una cinta de cobre aplicada de forma helicoidal alrededor del aislamiento. Una chaqueta aislante recubre la pantalla.

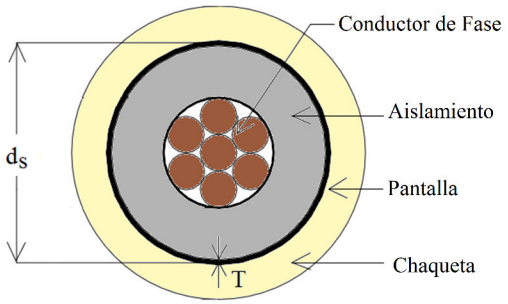


Figura 2.14 Cable Monopolar 12.47kV con Pantalla de Cobre

La fase esta constituida por un conductor 1/0 AA, 220-milímetros de aislamiento con la pantalla puesta a tierra en ambos extremos del cable. Los parámetros del cable son: diámetro exterior de la pantalla $d_s = 0.88$ pulgadas, espesor de la pantalla $T = 5$ mils, resistencia del cable de potencia $r_a = 0.97$ ohm/milla, Radio Medio Geométrico $GMR_a = 0.0111$ pies.

Estos datos han sido tomados de Kersting [26]. La demanda en los nodos 1, 2 y 3 es 400kW, con $\cos\varphi = 0.8$ en atraso.

Las matrices de impedancia y admitancia primitivas $\mathbf{Z}^{\mathbf{ij}}_{\mathbf{ang}}$ y $\mathbf{Y}^{\mathbf{ij}}_{\mathbf{ang}}$ son:

$$\mathbf{Z^{ij}_{ang}} = \begin{bmatrix} 0.97 + j0.5461 & j0.4018 & -j0.0329 \\ j0.4018 & 4.2895 + j0.4018 & -j0.0329 \\ -j0.0329 & -j0.0329 & 3.1416 + j7.0332 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Y^{ij}_{ang}} = \begin{bmatrix} j8.9318x10^{-5} & 0 & 0 \\ 0 & j2.6012x10^{-5} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Como el sistema es modelado como simple fase, neutro y tierra la matriz de topología es definida mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{T_{abcng}} = \left[\begin{array}{ccc|ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array}\right]$$

Utilizando 2.108, la matriz $\mathbf{TRX_{ang}}$ está conformada por $\mathbf{A_{ang}}$ y $\mathbf{B_{ang}}$, las cuales se muestran en las Tablas 2.10 y 2.12, respectivamente.

Tabla 2.10 Matriz $\mathbf{A_{ang}} = \mathbf{T_{ang}}^T \mathbf{R_{ang}} \mathbf{T_{ang}}$

0.0351	0.0258	-0.0021	0.0351	0.0258	-0.0021	0.0351	0.0258	-0.0021
0.0258	0.0258	-0.0023	0.0258	0.0258	-0.0023	0.0258	0.0258	-0.0023
-0.0021	-0.0023	0.4523	-0.0021	-0.0023	0.4523	-0.0021	-0.0023	0.4523
0.0351	0.0258	-0.0021	0.0702	0.0517	-0.0042	0.0351	0.0258	-0.0021
0.0258	0.0258	-0.0023	0.0517	0.0517	-0.0046	0.0258	0.0258	-0.0023
-0.0021	-0.0023	0.4523	-0.0042	-0.0046	0.9046	-0.0021	-0.0023	0.4523
0.0351	0.0258	-0.0021	0.0351	0.0258	-0.0021	0.0702	0.0517	-0.0042
0.0258	0.0258	-0.0023	0.0258	0.0258	-0.0023	0.0517	0.0517	-0.0046
-0.0021	-0.0023	0.4523	-0.0021	-0.0023	0.4523	-0.0042	-0.0046	0.9046

Las tensiones de referencia en el nodo 0 y las tensiones de inicio en los nodos 1, 2 y 3 son:

$$\mathbf{V_0} = \mathbf{V_1^0} = \mathbf{V_2^0} = \mathbf{V_3^0} = \begin{bmatrix} 1\angle 0 \\ 1\angle 0^o \\ 0 \end{bmatrix}$$

Resolviendo la Ecuación 2.126, la solución es alcanzada en la iteración 4 considerando un criterio de parada de $\varepsilon = 10^{-4}$ cuyos resultados se muestran en la Tabla 2.12. Los resultados son presentados en pu y grados (°).

Las corrientes de rama por fase, neutro y tierra equivalente en amperios son:

Tabla 2.11 Matriz $\mathbf{B_{ang}} = \mathbf{T_{ang}}^T \mathbf{X_{ang}} \mathbf{T_{ang}}$

0.0624	0	0	0.0624	0	0	0.0624	0	0
0	0.2758	0	0	0.2758	0	0	0.2758	0
0	0	0.2020	0	0	0.2020	0	0	0.2020
0.0624	0	0	0.1248	0	0	0.0624	0	0
0	0.2758	0	0	0.5517	0	0	0.2758	0
0	0	0.2020	0	0	0.4041	0	0	0.2020
0.0624	0	0	0.0624	0	0	0.1248	0	0
0	0.2758	0	0	0.2758	0	0	0.5517	0
0	0	0.2020	0	0	0.2020	0	0	0.4041

Tabla 2.12 Red Subterránea de 4 Nodos – Tensiones de Operación

	V_1	θ_1	V_2	θ_2	V_3	θ_3
Fase a	0.9734	∡0.75	0.9644	∡1,0057	0.9644	∡ 1.0057
Neutro n	0.0336	∡138,00	0.0339	∡ 138.25	0.0339	∡ 138.25
Tierra g	0	∡0	0	∡ 0	0	∡ 0

Tabla 2.13 Red Subterránea de 4 Nodos – Corrientes de Rama

	Fase a	Neutro	Tierra
$\lvert\overline{J}^{01}\rvert$ (A)	215.36	199.00	24.31
$\lvert\overline{J}^{12}\rvert$ (A)	72.01	63.98	8.12
$\lvert\overline{J}^{13}\rvert$ (A)	72.01	63.98	8.12

2.5.9 Consideraciones Finales

En esta Sección se ha presentado una formulación compacta para la solución de sistemas de distribución cuyo modelo de red es trifásico multifilar con carga desbalanceada. La propuesta es susceptible de ser aplicada en redes con operación radial donde el valor del método se establece en el conocimiento de como se distribuyen las corrientes de carga entre los caminos metálicos de retorno y el suelo natural. Se han presentado dos ejemplos que demuestran la idoneidad del método para la realización de análisis de red.

Esta contribución abre el camino para determinar la distribución de corrientes, ya no en régimen permanente sino durante condiciones de cortocircuito. Particular interés tendrá conocer como se distribuye el máximo alza de potencial en sistemas distribución con múltiples puntos de puesta a tierra del neutro.

CAPITULO 3

ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las técnicas de *Estimación de Estado en Sistemas de Distribución, (EESD)*[9] permiten aproximar la magnitud de las variables del sistema de potencia ajustando las ecuaciones de flujo de carga, a las mediciones y registros históricos de dichas variables que han sido de alguna forma almacenados en memoria de los sistemas de monitorización y control. Este ajuste se realiza mediante la *minimización* del error existente entre las medidas y el calculo del valor exacto según el modelo de red, por lo que se hace necesario utilizar técnicas de optimización matemática que permitan precisar o filtrar aquellas medidas o parámetros del sistema de modo que se puedan estimar dichas variables con una alta credibilidad.

En este sentido, las técnicas de estimación de estado son pertinentes en el análisis de redes de distribución ya que su aplicación mejora significativamente la visión que pueda tener el analista de red de la realidad (el estado de la red), haciendo que las limitaciones de las técnicas de flujo de carga, como por ejemplo conocer a ciencia cierta el valor de todas las inyecciones de potencia, puedan ser superadas.

En este capítulo se presenta una nueva formulación para la EESD, mediante la utilización expresa de las ecuaciones desarrolladas en el capítulo anterior, que permiten obtener una relación directa entre el estado del sistema y las corrientes inyectadas a través de una matriz global con coeficientes constantes, denominada

[9]En inglés System State Estimation, SSE

Copyright © 2013 Universidad Simón Bolívar

TRX, que representa una base de datos completa del sistema: topología y estructura.

El capítulo se divide en tres secciones. La Sección 3.1 se refiere a los antecedentes del problema de estimación de estado aplicado a sistemas de distribución de energía eléctrica. La Sección 3.2 esta dedicada a presentar el modelo de estimación de estado propuesto por el autor. Finalmente la Sección 3.3 muestra algunos ejemplos de la aplicación del modelo propuesto

3.1 ANTECEDENTES

Las contribuciones fundamentales en la aplicación de técnicas de estimación de estado se hicieron en el MIT[10] a principios de los años setenta, cuando Schweppe postuló la primera formulación aplicada a las ecuaciones que caracterizan el sistema de potencia, [52, 53, 54]. La formulación básica esta basada en el ajuste entre las medidas del sistema y las curvas o ecuaciones características del sistema de potencia, utilizando para ello la técnica de *mínimos cuadrados ponderados*[11]. En estas primeras contribuciones se utilizó el método de Newton para resolver el problema de optimización. Desde entonces, una gran cantidad de aportes se han realizado en el tema principalmente en el desarrollo de algoritmos de estimación de estado que corren en línea en los centros de control de sistemas de transmisión.

La operación y control de la red de distribución tiene particularidades que hacen difícil aplicar directamente los algoritmos desarrollados en transmisión. La principal diferencia estriba en que en los sistemas de distribución las potencias inyectadas en los nodos de la red primaria, potencia activa y reactiva, generada o demandada, son variables sin monitorización, es decir, son inyecciones de potencia cuya magnitud es a priori desconocida (ver discusión acerca de la asignación de demanda realizada en la Sección 1.6).

Esta situación ha comenzado a cambiar rápidamente mediante la extensiva instalación de dispositivos automatizados[12] como por ejemplo, la monitorización de interruptores y reconectadores, instalación de compensación reactiva y reguladores de tensión. Adicionalmente, las mediciones de los suscriptores conectados a la red secundaria o red de baja tensión comienza también a realizarse de forma automatizada[13], recolectando información de potencia y energía útil para la aplicación de técnicas de estimación de estado. En décadas pasadas, la inexistencia de dispositivos para medir, transmitir y almacenar información de la red hizo que la red de distribución fuera *no observable* por definición, por lo que las aplicación de técnicas de estimación de estado no estaban del todo justificadas. La aplicación amplia de sistemas SCADA y el mejoramiento permanente en los sistemas de facturación mediante esquemas tarifarios diferenciados hacen posible la aplicación en mundo real de los procedimientos de estimación de estado.

[10] Massachusetts Institute of Technology
[11] En inglés conocido como Weighted Least Squares, WLS
[12] Del inglés, Distribution Automation Systems DAS
[13] La utilización de sistemas de medición remota o Automatic Meter Reading AMR, comienza a hacerse estándar en muchos países

Las primeras aplicaciones de EESD fueron realizadas con modelos de secuencia positiva por Wu [55] y posteriormente por Roytelman [56]. Una formulación completa fue propuesta por Teng [57] en 1995, utilizando un modelo trifásico completo y el método de Newton como algoritmo de solución. Baran [58, 59], presenta una formulación completa utilizando mediciones de corriente de rama en lugar de las potencias inyectadas, tradicionalmente utilizadas en sistemas de transmisión.

3.2 ESTIMACIÓN DE ESTADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo con Monticelli [60], la estimación de estado del sistema basada en el método de mínimos cuadrados ponderados puede formularse matemáticamente mediante el siguiente problema de optimización:

$$\text{Minimizar} \quad f(\mathbf{x}) = \frac{1}{2}\left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x})\right)^T \mathbf{W}\left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x})\right) \tag{3.1}$$

$$\text{sujeto a :}$$

$$g(\mathbf{x}) = 0 \tag{3.2}$$

$$m(\mathbf{x}) \leq 0 \tag{3.3}$$

donde $\mathbf{z}$ es el vector de medidas, $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ es el vector de variables calculadas en función de las variables de estado del sistema $\mathbf{x}$, y $\mathbf{g}$ y $\mathbf{m}$ son vectores que presentan restricciones de igualdad y desigualdad relacionados con los equilibrios de potencia de la red y los límites operacionales. La diferencia entre el vector de medidas $\mathbf{z}$ y los valores calculados $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ conforme al modelo matemático adoptado constituye el error o residuo $r_i = z_i - h_i(x)$, cuya ponderación es realizada mediante un peso específico. El objetivo del problema de optimización es minimizar la suma de los errores medios cuadraticos ponderados.

La matriz diagonal $\mathbf{W}$ contiene los pesos correspondientes a la ponderación de cada residuo Si las mediciones son obtenidas de un sistema SCADA, se utilizan como pesos el inverso de las varianzas de los errores de los equipos de medición asociados.

El modelo de optimización propuesto en este trabajo se aplica a redes de distribución operadas de forma radial con inyecciones de potencia en forma de generación o consumo. La formulación básica se establece a continuación:

$$\min \quad \tfrac{1}{2}\left(\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{x_0}, \mathbf{p}, \mathbf{q})\right)^T \mathbf{W}\left(\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{x_0}, \mathbf{p}, \mathbf{q})\right) \tag{3.4}$$

$$\text{s.t.}$$

$$\mathbf{x} = \mathbf{x_0} + \mathbf{TRX} \cdot \mathbf{I} \tag{3.5}$$

$$I_k = f_i(x_k, p_k, q_k) \quad \forall I_k \in \mathbf{I} \tag{3.6}$$

$$H_i = h_i(\mathbf{x}, \mathbf{x_0}, \mathbf{p}, \mathbf{q}, \mathbf{I}, \mathbf{T}) \quad \forall H_i \in \mathbf{H} \tag{3.7}$$

El objetivo es obtener el punto de operación de la red que minimice los errores medios cuadráticos ponderados de las variables medidas $\mathbf{z}$ respecto a los valores calculados que deben tener esas variables objeto de medición $\mathbf{H}$.

La novedad presentada en este trabajo se refiere a la inclusión de una nueva formulación para las restricciones de equilibrio. En vez de utilizar las ecuaciones clásicas de flujo de potencia bien sea en su formulación polar o cartesiana [54], la nueva ecuación de equilibrio propuesta relaciona directamente el conjunto de variables de estado del sistema $\mathbf{x}, \mathbf{x_0}$ y el vector con todas las corrientes inyectadas en los nodos de la red $\mathbf{I}$ a través de una matriz de impedancias constantes denominada $\mathbf{TRX}$, que ha sido desarrollada extensivamente en el capítulo 2 y que representa la estructura y la topología de toda la red.

En este caso, $\mathbf{x}$ corresponde al conjunto de todas las tensiones nodales y sus respectivos ángulos, excepto el nodo 0 o de referencia. $\mathbf{x_0}$ corresponde efectivamente a la tensión y ángulo en el nodo de referencia. La inclusión de la Ecuación 3.5 constituye la contribución fundamental del presente trabajo respecto a formulaciones previas de estimación de estado expresamente desarrollados para sistemas de distribución de energía eléctrica.

En este problema, el conjunto de medidas puede incluir las siguientes variables: inyecciones de potencia en los nodos del sistema, flujos de potencia o corriente por las ramas, y tensiones medidas en las subestaciones, reconectadores, bancos de condensadores y generadores distribuidos conectados a lo largo de la red. Las medidas de potencia pueden ser obtenidas directamente como un registro del sistema SCADA o indirectamente, como una *pseudomedida* a partir de la energía facturada al conjunto de los usuarios conectados a un nodo dado. En este caso, se requiere una técnica de asignación de demanda que permita estimar el valor de las potencias a partir del conocimiento estadístico de las curvas de carga agregadas en cada nodo durante un período de tiempo dado, típicamente 24 horas.

Las incógnitas del problema son el estado del sistema, representado en todas las tensiones del sistema ($\mathbf{x}$ y $\mathbf{x_0}$) y las inyecciones de potencia distintas de cero, es decir aquellos nodos donde efectivamente existen inyecciones de potencia activa y/o reactiva $p_k \in \mathbf{p}$ y $q_k \in \mathbf{q}$. Los nodos de interconexión no poseen inyecciones de potencia, por lo que se puede aseverar que $p_k = 0$, $q_k = 0$.

Las corrientes inyectadas $I_i \in \mathbf{I}$ son función de sus respectivas potencias inyectadas y sus tensiones operacionales $\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{q}$.

Los elementos de $H_i \in \mathbf{H}$ se calculan a partir de las variables desconocidas $\mathbf{x}, \mathbf{x_0}, \mathbf{p}, \mathbf{q}$ de modo que puedan ser directamente comparados son los valores medidos disponibles. Si las corrientes de rama son utilizadas como medidas, algunos cálculos adicionales son requeridos mediante la aplicación de la matriz de conectividad $\mathbf{T}$ que relaciona directamente las corrientes nodales inyectadas con las corrientes que fluyen por las ramas, cumpliendo estrictamente con las leyes de Kirchhoff de corriente.

3.2.1 Preparación de los Datos

El método se aplica a un circuito o alimentador radial de distribución con $n + 1$ nodos de interconexión tal como se muestra en la Figura 3.1 y n ramas. El sistema de distribución tiene un único punto de interconexión con la subestación u origen[14].

[14]También denominado Grid Supply Point, GSP por sus siglas en inglés

El método requiere que la numeración de los nodos se realice en forma conveniente de acuerdo al esquema que se discute en detalle en [12].

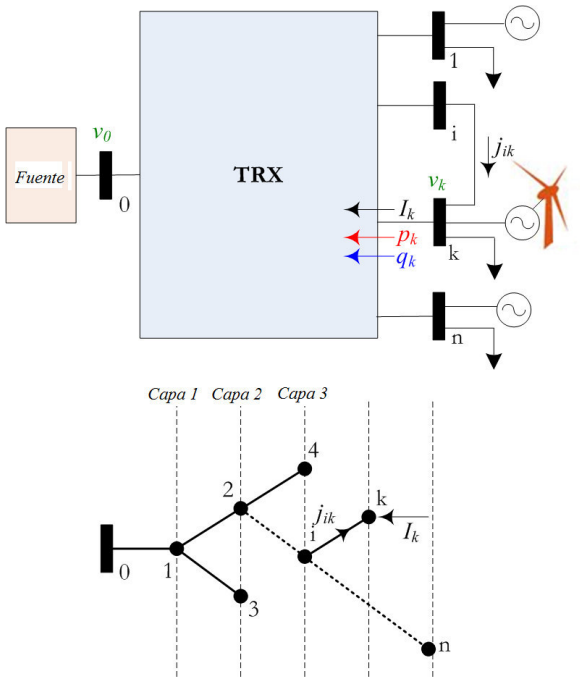


Figura 3.1 Estructura General de un Circuito de Distribución Radial

Es importante indicar que dado este esquema de numeración, la relación entre las corrientes nodales inyectadas **I** y las corrientes de rama **J** pueden establecerse a través de una matriz de conectividad triangular **T** [40, 16] como sigue:

$$\mathbf{J} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I} \tag{3.8}$$

Los datos básicos requeridos para plantear el problema de optimización se indican en la Tabla 3.1

Tabla 3.1 Base de Datos del EESD

Datos	Descripción
TRX	Matriz global de impedancia de red
$\mathbf{v_m}$	Medidas de tensión (módulo)
$\mathbf{j_m}$	Medidas de corrientes de rama (módulo)
$\mathbf{p_m}$	Medida indirecta de potencia activa inyectada
$\mathbf{q_m}$	Medida indirecta de potencia reactiva inyectada

La modelación de la red de distribución solo requiere la especificación de la matriz **TRX**. Dos tipos de medidas son permitidas. En primer lugar, las medidas

directas de tensión $v_{mk} \in \mathbf{v_m}$, corrientes $j_{mik} \in \mathbf{j_m}$ y potencias activas y reactivas directamente medidas $p_{mk} \in \mathbf{p_m}$, $q_{mk} \in \mathbf{q_m}$. Todos estos datos pueden ser adquiridos vía SCADA con sus respectivos pesos. En segundo lugar, las inyecciones de potencia pueden ser estimadas indirectamente (pseudomedidas) $p_{mk} \in \mathbf{p_m}$, $q_{mk} \in \mathbf{q_m}$ a partir de registros históricos.

3.2.2 Energía Nodal como una Pseudomedida

Sea especificado un punto de operación, el modelo requiere establecer una estimación de la inyección de potencia en los nodos de carga o generación. En algunos casos, estos valores pueden ser obtenidos directamente desde equipamiento de media tensión que es sujeto de monitorización (reconectadores, bancos de condensadores y generación distribuida). No obstante, la mayoría de las cargas no son objeto de monitorización alguna por lo que es necesario hacer una estimación de dichas potencias inyectadas, que en este caso se consideran pseudomedidas.

Un forma de hacer esta estimación de potencias inyectadas es a través de la aplicación de una curva de carga típica, construida a partir de la basa de datos históricos y una campaña de caracterización de los usuarios de la red, como por ejemplo la mostrada en la Figura 3.2.

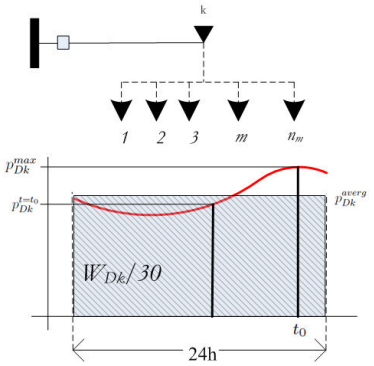


Figura 3.2 Curva de Carga Agregada

Si la energía activa consumida W_{Dk} durante un intervalo de facturación, por ejemplo un mes, es conocida, entonces la potencia activa inyectada en $t = t_0$ es expresada como:

$$p_{mk}^{t=t_0} = -\frac{W_{Dk}}{30 \cdot 24 \cdot L_{Fk}^{t=t_0}} \tag{3.9}$$

donde, el factor de asignación de demanda es:

$$L_{Fk}^{t=t_0} = \frac{p_{Dk}^{averg}}{p_{Dk}^{t=t_0}} \tag{3.10}$$

Un caso particular corresponde a la potencia activa inyectada en condiciones de máxima demanda:

$$p_{mk}^{max} = -\frac{W_{Dk}}{30 \cdot 24 \cdot L_{Fk}} \tag{3.11}$$

donde, el factor de asignación corresponde en esta caso al *factor de carga* dado por:

$$L_{Fk} = \frac{p_{Dk}^{averg}}{p_{Dk}^{max}} \tag{3.12}$$

El punto crucial aquí es determinar las medias y las varianzas de los factores de asignación $L_{Fk}^{t=t_0}$ determinando a partir del proceso de agregación de curvas de carga desde los registros históricos.

La inyección de potencia reactiva $q_{mk}^{t=t_0}$ dependerá de la información disponible del comportamiento de la curva factor de potencia $\varphi_{Dk}^{t=t_0}$ con su respectiva varianza.

$$q_{mk}^{t=t_0} = p_{mk}^{t=t_0} \cdot \tan \varphi_{Dk}^{t=t_0} \tag{3.13}$$

3.2.3 Modelo de Optimización EESD Detallado – Secuencia Positiva

A continuación se presenta la formulación detallada del problema de optimización para estudios de EESD.

Vamos a definir: el vector de estado como $\mathbf{x} = [\mathbf{V_x}; \mathbf{V_y}]$, $\mathbf{x_0} = [\mathbf{V_{x0}}; \mathbf{V_{y0}}]$ y $\mathbf{I} = [\mathbf{I_x}; \mathbf{I_y}]$ representados en forma rectangular. El vector de medidas y el vector de variables calculadas son definidos como: $\mathbf{z} = [\mathbf{v}_m; \mathbf{j}_m; \mathbf{p_m}; \mathbf{q_m}]$ y $\mathbf{H} = [\mathbf{v}; \mathbf{j}; \mathbf{p}; \mathbf{q}]$, respectivamente.

El modelo detallado se escribe como:

$$\min \frac{1}{2} \left(\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{x_0}, \mathbf{p}, \mathbf{q})\right)^T \mathbf{W} \left(\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{x_0}, \mathbf{p}, \mathbf{q})\right) \tag{3.14}$$

sujeto a:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_x} \\ \mathbf{V_y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{x0}} \\ \mathbf{V_{y0}} \end{bmatrix} + [\mathbf{TRX}] \begin{bmatrix} \mathbf{I_x} \\ \mathbf{I_y} \end{bmatrix} \tag{3.15}$$

donde, las corrientes inyectadas $\mathbf{I_x}$ y $\mathbf{I_y}$ son:

$$I_{xk} = f_k(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{q}) = \frac{p_k V_{xk} + q_k V_{yk}}{(V_{xk})^2 + (V_{yk})^2} \quad k = 1, ..., n \tag{3.16}$$

$$I_{yk} = f_k(\mathbf{x}, \mathbf{p}, \mathbf{q}) = \frac{-q_k V_{xk} + p_k V_{yk}}{(V_{xk})^2 + (V_{yk})^2} \quad k = 1, ..., n \tag{3.17}$$

Si k es un nodo de interconexión, no existe inyección de potencia $p_k = 0$ y $q_k = 0$

Finalmente, los elementos calculados de $\mathbf{H}$ con las tensiones nodales $\mathbf{v}$ y corrientes de rama $\mathbf{J}$ son determinados por:

$$v_k = \sqrt{V_{xk}^2 + V_{yk}^2} \quad k = 0, ..., n \tag{3.18}$$

$$\mathbf{J_x} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x}, \mathbf{J_y} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y} \quad j_{ik} = \sqrt{j_{xik}^2 + j_{yik}^2} \quad \forall ik \tag{3.19}$$

3.3 CASOS DE ESTUDIO

Con el objeto de ilustrar y evaluar la aplicación de la técnica de EESD propuesta, se han utilizado los casos de estudio de la IEEE de 4, 37 115 nodos. El código fuente del estimador de estado en Matlab se encuentra contenido íntegramente en el Apéndice B

3.3.1 Red de Prueba de IEEE 4 Nodos

La formulación propuesta ha sido implementada en la red de prueba de IEEE de cuatro nodos. El caso de estudio posee varias configuraciones de operación. En particular, este ejemplo se utilizará el caso de 4 hilos con transformador reductor 6MVA 12.47/4.16kV conectado estrella-estrella puesto a tierra en ambos niveles de tensión. Para la resolución del problema de optimización se han utilizado dos plataformas de solución. En primer lugar, mediante el método de Newton proporcionado por la herramienta Solver, complemento de Microsoft Excel. En segundo lugar, se ha utilizado la herramienta *Fmincon* de la plataforma Matlab[46].

La resolución se ha desarrollado el modelo de 4 nodos se secuencia positiva y trifásico desbalanceado.

EJEMPLO 3.1 Modelo de EESD de Secuencia Positiva

La Figura 3.1 muestra el modelo de secuencia positiva de la red de prueba IEEE 4 Nodos.

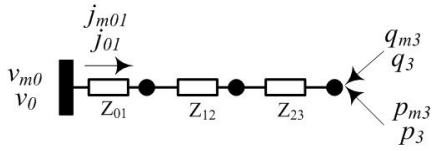


Figura 3.3 Red de Prueba IEEE 4 Nodos – Modelo de Secuencia Positiva

El sistema de bases es el siguiente: $V_{Base}^{Alta} = 12.47$kV para la red de media tensión, $V_{Base}^{Baja} = 4.16$kV para la red de baja tensión. La base de potencia del sistema es $S_{base} = 6MVA$. Las bases de impedancia calculadas son $Z_{Base}^{Alta} = 25.92$ ohms y $Z_{Base}^{Baja} = 2.8843$ ohms. Las impedancias de secuencia positiva en pu son: $\overline{Z}_{01} = 0.0045 + j0.0092$, $\overline{Z}_{12} = 0.0100 + j0.0600$, $\overline{Z}_{23} = 0.0502 + j0.1029$. De acuerdo a la metodología descrita en la Sección 2.3 la matriz global **TRX** para el caso IEEE 4 nodos en secuencia positiva es:

$$\mathbf{TRX} = \left[\begin{array}{cccccc} 0.45 & 0.45 & 0.45 & -0.92 & -0.92 & -0.92 \\ 0.45 & 1.45 & 1.45 & -0.92 & -6.92 & -6.92 \\ 0.45 & 1.45 & 6.47 & -0.92 & -6.92 & -17.21 \\ \hline 0.92 & 0.92 & 0.92 & 0.45 & 0.45 & 0.45 \\ 0.92 & 6.92 & 6.92 & 0.45 & 1.45 & 1.45 \\ 0.92 & 6.92 & 17.21 & 0.45 & 1.45 & 6.47 \end{array}\right] \times 10^{-2}$$

La Tabla 3.2 muestra las medidas, las varianzas de los dispositivos de medición así como los pesos utilizados para construir el modelo de optimización.

Tabla 3.2 Red de Prueba IEEE 4-Nodos - Mediciones Promedio

Variable	Caso A	Caso B	σ^2	Tipo
v_{m0}	1,0000pu	1,0000pu	0,0001	Tensión en la subestación (modulo)
j_{m01}	1,2100pu	1,2100pu	0,0010	Corriente en la subestación(modulo)
p_{m3}	-0,9000pu	-0,8500pu	0,1000	Potencia activa inyectada en el nodo 3
q_{m3}	-0,4359pu	-0,3900pu	0,0100	Potencia reactiva inyectada en el nodo 3

En este estudio se han utilizado dos tipos de medidas, el Caso A en donde las medidas coinciden con la solución exacta del flujo de carga y un Caso B donde las medidas en la demanda poseen errores significativos respecto a la solución real del sistema

Dos medidas han sido tomadas en la barra principal de la subestación directamente del sistema de supervisión SCADA en condiciones de máxima demanda, el modulo de tensión promedio[15] v_{m0}, y el modulo de la corriente de rama promedioj_{m01}. Las medidas en el lado de la carga son: la potencia activa máxima promedio en el nodo 3 p_{m3} y la potencia reactiva máxima promedio en el nodo 3 q_{m3}.

La formulación del problema de optimización se describe en detalle a continuación:

$$\min \frac{1}{2} \begin{bmatrix} v_{m0}-v_0 \\ j_{m01}-j_{01} \\ p_{m3}-p_3 \\ q_{m3}-q_3 \end{bmatrix}^T diag \begin{pmatrix} 10^4 \\ 10^3 \\ 10^1 \\ 10^2 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} v_{m0}-v_0 \\ j_{m01}-j_{01} \\ p_{m3}-p_3 \\ q_{m3}-q_3 \end{bmatrix}$$

sujeto a

$$\begin{bmatrix} V_{x1} \\ V_{x2} \\ V_{x3} \\ V_{y1} \\ V_{y2} \\ V_{y3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{x0} \\ V_{x0} \\ V_{x0} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + [\mathbf{TRX}] \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ I_{x3} \\ 0 \\ 0 \\ I_{y3} \end{bmatrix}$$

donde

$$I_{x3} = \frac{p_3 V_{x3} + q_3 V_{y3}}{(V_{x3})^2 + (V_{y3})^2}; \quad I_{y3} = \frac{-q_3 V_{x3} + p_k V_{y3}}{(V_{x3})^2 + (V_{y3})^2}$$
$$j_{01} = \sqrt{I_{x3}^2 + I_{y3}^2}; \quad v_0 = \sqrt{V_{x0}^2 + V_{y0}^2}$$

[15]En este caso, para realizar el estudio de secuencia positiva es necesario tomar del SCADA unas medidas que promedien el comportamiento de las variables en las tres fases.

El problema de optimización es sobre-determinado ya que tiene nueve (9) variables desconocidas compuestas por siete (7) variables de estado V_{x0}, V_{x1}, V_{x2}, V_{x3}, V_{y1}, V_{y2}, V_{y3} y dos (2) potencias inyectadas p_3, q_3 que deben ser estimadas. El numero de restricciones del problema son seis (6) correspondientes a la dimensión de la matriz **TRX**. El ángulo de la subestación es tomado como referencia al asumir que la parte imaginaria de la tensión en la subestación es nula: $V_{y0} = 0$.

Los resultados se muestran en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3 Red de Prueba IEEE 4-Nodos - Resultados Modelo en Secuencia Positiva

Variable	Unidad	Caso A	Caso B
v_0,(v_{m0})	pu	1.0000,(1.0000)	0.9999,(1.0000)
v_1	pu	0.9893	0.9894
v_2	pu	0.9398	0.9424
v_3	pu	0.8268	0.8331
θ_0	°	0.0000	0.0000
θ_1	°	-0.3500	-0.3747
θ_2	°	-3.5918	-3.7306
θ_3	°	-8.8256	-9.2626
j_{01},(j_{m01})	pu	1.2100,(1.2100)	1.2094,(1.2100)
p_3,(p_{m3})	pu	-0.9004,(-0.9000)	-0.9270,(-0.8500)
q_3,(q_{m3})	pu	-0.4359,(-0.4359)	-0.3949,(-0.3900)
Residuo	pu	9.74E-07	0.0311

Como es de esperar, en los resultados obtenidos observamos que el caso A ajusta perfectamente con un residuo muy pequeño ya que no existen diferencias significativas entre los valores medidos y los valores calculados. En el caso B, se observa que los valores estimados en la demanda de potencia activa fueron corregidos de 0.85 a 0,92 cuando el valor correcto es sabido que es 0.9. Sin embargo, nótese que las tensiones y ángulos del sistema se encuentran muy ajustados a los valores reales, revelando que la técnica permite estimar el estado con mucha exactitud a pesar de errores en la medida de las potencias inyectadas.

■ EJEMPLO 3.2 Modelo de EESD Trifásico Desbalanceado

La Figura 3.4 muestra el modelo trifásico desbalanceado de la red de prueba IEEE 4 Nodos.

Para la aplicación del método en el caso trifásico, el siguiente sistema de bases es utilizado. $V_{Base}^{Alta} = 12.47/\sqrt{3}$kV para la red de media tensión, $V_{Base}^{Baja} = 4.16/\sqrt{3}$kV para la red de baja tension. La base de potencia es $S_{Base} = 2MVA$. Las impedancias base calculadas son $Z_{Base}^{Alta} = 25.92$ ohms y Z_{Base}^{Baja} =2.8843 ohms. De acuerdo a la metodología descrita en la Sección 2.4 la matriz global $\mathbf{TRX_{abc}}$ para el caso IEEE 4 nodos es:.

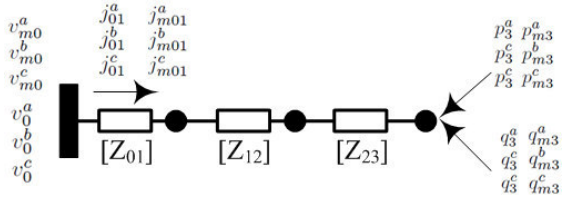


Figura 3.4 Red de Prueba IEEE 4 Nodos – Modelo Trifásico Desbalanceado

$$\mathbf{TRX_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathbf{A_{abc}} & -\mathbf{B_{abc}} \\ \mathbf{B_{abc}} & \mathbf{A_{abc}} \end{bmatrix}$$

Donde,

$$\mathbf{A_{abc}} = \begin{bmatrix} 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 \\ 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 \\ 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0919 & 0.0279 & 0.0275 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 & 0.0279 & 0.0935 & 0.0283 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 & 0.0275 & 0.0283 & 0.0926 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B_{abc}} = \begin{bmatrix} 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 \\ 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 \\ 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 & 0.2530 & 0.0898 & 0.0689 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 & 0.0898 & 0.2476 & 0.0758 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 & 0.0689 & 0.0758 & 0.2507 \end{bmatrix}$$

El modelo de optimización detallado se describe a continuación:

$$\min \frac{1}{2} \begin{bmatrix} v^a_{m0} - v^a_0 \\ v^b_{m0} - v^b_0 \\ v^c_{m0} - v^c_0 \\ j^a_{m01} - j^a_{01} \\ j^b_{m01} - j^b_{01} \\ j^c_{m01} - j^c_{01} \\ p^a_{m3} - p^a_3 \\ p^b_{m3} - p^c_3 \\ p^c_{m3} - p^c_3 \\ q^a_{m3} - q^a_3 \\ q^b_{m3} - q^c_3 \\ q^c_{m3} - q^c_3 \end{bmatrix}^T diag \begin{pmatrix} 10^4 \\ 10^4 \\ 10^4 \\ 10^3 \\ 10^3 \\ 10^3 \\ 10^1 \\ 10^1 \\ 10^1 \\ 10^2 \\ 10^2 \\ 10^2 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} v^a_{m0} - v^a_0 \\ v^b_{m0} - v^b_0 \\ v^c_{m0} - v^c_0 \\ j^a_{m01} - j^a_{01} \\ j^b_{m01} - j^b_{01} \\ j^c_{m01} - j^c_{01} \\ p^a_{m3} - p^a_3 \\ p^b_{m3} - p^c_3 \\ p^c_{m3} - p^c_3 \\ q^a_{m3} - q^a_3 \\ q^b_{m3} - q^c_3 \\ q^c_{m3} - q^c_3 \end{bmatrix}$$

sujeto a

$$\begin{bmatrix} V^a_{x1} \\ V^b_{x1} \\ V^c_{x1} \\ V^a_{x2} \\ V^b_{x2} \\ V^c_{x2} \\ V^a_{x3} \\ V^b_{x3} \\ V^c_{x3} \\ V^a_{y1} \\ V^b_{y1} \\ V^c_{y1} \\ V^a_{y2} \\ V^b_{y2} \\ V^c_{y2} \\ V^a_{y3} \\ V^b_{y3} \\ V^c_{y3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^a_{x0} \\ V^b_{x0} \\ V^c_{x0} \\ V^a_{x0} \\ V^b_{x0} \\ V^c_{x0} \\ V^a_{x0} \\ V^b_{x0} \\ V^c_{x0} \\ 0 \\ V^b_{y0} \\ V^c_{y0} \\ 0 \\ V^b_{y0} \\ V^c_{y0} \\ 0 \\ V^b_{y0} \\ V^c_{y0} \end{bmatrix} + [\mathbf{TRX_{abc}}] \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ I^a_{x3} \\ 0 \\ 0 \\ I^b_{x3} \\ 0 \\ 0 \\ I^c_{x3} \\ 0 \\ 0 \\ I^a_{y3} \\ 0 \\ 0 \\ I^b_{y3} \\ 0 \\ 0 \\ I^c_{y3} \end{bmatrix}$$

donde

$$I^a_{x3} = \frac{p^a_3 V^a_{x3} + q^a_3 V^a_{y3}}{(V^a_{x3})^2 + (V^a_{y3})^2}; \quad I^a_{y3} = \frac{-q^a_3 V^a_{x3} + p^a_k V^a_{y3}}{(V^a_{x3})^2 + (V^a_{y3})^2}$$

$$I^b_{x3} = \frac{p^b_3 V^b_{x3} + q^b_3 V^b_{y3}}{(V^b_{x3})^2 + (V^b_{y3})^2}; \quad I^b_{y3} = \frac{-q^b_3 V^b_{x3} + p^b_k V^b_{y3}}{(V^b_{x3})^2 + (V^b_{y3})^2}$$

$$I^c_{x3} = \frac{p^c_3 V^c_{x3} + q^c_3 V^c_{y3}}{(V^c_{x3})^2 + (V^c_{y3})^2}; \quad I^c_{y3} = \frac{-q^c_3 V^c_{x3} + p^c_k V^c_{y3}}{(V^c_{x3})^2 + (V^c_{y3})^2}$$

$$j^a_{01} = \sqrt{(I^a_{x3})^2 + (I^a_{y3})^2}; \quad v^a_0 = \sqrt{(V^a_{x0})^2 + (V^a_{y0})^2}$$

$$j^b_{01} = \sqrt{(I^b_{x3})^2 + (I^b_{y3})^2}; \quad v^b_0 = \sqrt{(V^b_{x0})^2 + (V^b_{y0})^2}$$

$$j^c_{01} = \sqrt{(I^c_{x3})^2 + (I^c_{y3})^2}; \quad v^c_0 = \sqrt{(V^c_{x0})^2 + (V^c_{y0})^2}$$

El problema de optimización es sobre-determinado ya que tiene veintisiete (27) variables desconocidas: veintiún (21) son variables de estado y dos (6) son potencias inyectadas que deben ser estimadas. El numero de restricciones del problema son diez y ocho (18) correspondientes a la dimensión de la matriz **TRX**, es decir $3x2xn = 18$. El ángulo de la subestación es tomado como referencia al asumir que la parte imaginaria de la tensión en la subestación es nula: $V^a_{y0} = 0$.

La Tabla 3.4 muestra las medidas, las varianzas de los dispositivos de medición así como los pesos utilizados para construir el modelo de optimización. En este estudio se han utilizado dos tipos de medidas, el Caso A en donde las medidas coinciden con la solución exacta del flujo de carga y un Caso B donde las medidas en la demanda poseen errores significativos respecto a la solución real del sistema.

Tabla 3.4 Red de Prueba IEEE 4-Nodos - Mediciones Trifásicas

Variable	Caso A	Caso B	σ^2	Tipo
v_{m0}^{a}	1,0000pu	1,0000pu	0,0001	Voltage Phase a (mod)
v_{m0}^{b}	1,0000pu	1,0000pu	0,0001	Voltage Phase b (mod)
v_{m0}^{c}	1,0000pu	1,0000pu	0,0001	Voltage Phase c (mod)
j_{m01}^{a}	1.2524pu	1,2100pu	0,0010	Current Phase a (mod)
j_{m01}^{b}	1.1652pu	1,2100pu	0,0010	Current Phase b (mod)
j_{m01}^{c}	1.2124pu	1,2100pu	0,0010	Current Phase c (mod)
p_{m3}^{a}	-0,9000pu	-0,8500pu	0,1000	Real power Phase a
p_{m3}^{b}	-0,9000pu	-0,8500pu	0,1000	Real power Phase b
p_{m3}^{c}	-0,9000pu	-0,8500pu	0,1000	Real power Phase c
q_{m3}^{a}	-0,4359pu	-0,3900pu	0,0100	Reactive power Phase a
q_{m3}^{b}	-0,4359pu	-0,3900pu	0,0100	Reactive power Phase b
q_{m3}^{c}	-0,4359pu	-0,3900pu	0,0100	Reactive power Phase c

Los resultados se muestran en la Tabla 3.5.

Como es de esperar, en los resultados obtenidos observamos que el caso A ajusta perfectamente con un residuo muy pequeño ya que no existen diferencias significativas entre los valores medidos y los valores calculados. En el caso B, se observa que los valores estimados en la demanda de potencia activa fueron corregidos en la fase a de 0.85 a 0,89 cuando el valor correcto es sabido que es 0.9 en las tres fases. En la fase b, la corrección fue de 0.85 a 0,95 y en la fase c, la corrección fue de 0.85 a 0,92. No obstante, las diferencias entre las tensiones calculadas y las reales son bastante pequeñas.

3.3.2 Red de Prueba de IEEE 37 y 123 Nodos

La metodología propuesta ha sido aplicada también a redes de prueba de mayor tamaño como lo son la red IEEE 37-Nodos[48] y la red 123-Nodos [49].

La solución del problema de optimización se ha obtenido utilizando el algoritmo de punto interior contenido en la herramienta Fmincon de Matlab[46] con criterio de convergencia o parada de $\varepsilon = 10^{-5}$ para $f(x), g(x)$ y x respectivamente.

De modo que los métodos puedan ser comparados apropiadamente, se ha introducido un error de naturaleza aleatoria a la solución conocida de ambos sistemas. En este sentido, el vector de medidas $\mathbf{z}$ es fijado como:

$$\mathbf{z} = \mathbf{z_0}(1 + \psi)$$

donde $\mathbf{z_0}$ contiene las potencias inyectadas y su correspondiente solución de estado cuyos valores son las reportadas en cada caso por [48, 49].

Tabla 3.5 Red de Prueba IEEE 4-Nodos - Resultados Modelo Trifásico

Variable	Unidad	Caso A	Caso B
v_0^a,(v_{m0}^a)	pu	1.0000,(1.0000)	0.9999,(1.0000)
v_0^b,(v_{m0}^b)	pu	1.0000,(1.0000)	0.9999,(1.0000)
v_0^c,(v_{m0}^c)	pu	1.0000,(1.0000)	0.9999,(1.0000)
v_1^a	pu	0.9871	0.9878
v_1^b	pu	0.9917	0.9909
v_1^c	pu	0.9891	0.9895
v_2^a	pu	0.9357	0.9406
v_2^b	pu	0.9445	0.9444
v_2^c	pu	0.9392	0.9420
v_3^a	pu	0.7982	0.8116
v_3^b	pu	0.8581	0.8524
v_3^c	pu	0.8245	0.8352
θ_0^a	°	0.0000	0.0000
θ_0^b	°	-120.0000	-120.0000
θ_0^c	°	120.0000	120.0000
θ_1^a	°	-0.3389	-0.3291
θ_1^b	°	-120.3439	-120.3809
θ_1^c	°	119.6289	119.5860
θ_2^a	°	-3.6933	-3.6848
θ_2^b	°	-123.4754	-123.7561
θ_2^c	°	116.3959	116.2505
θ_3^a	°	-9.0789	-8.8077
θ_3^b	°	-128.3232	-129.1785
θ_3^c	°	110.8513	110.2090
j_{01}^a,(j_{m01}^a)	pu	1.2524,(1.25236)	1.2096,(1.2100)
j_{01}^b,(j_{m01}^b)	pu	1.1653,(1.16524)	1.2092,(1.2100)
j_{01}^c,(j_{m01}^c)	pu	1.2124,(1.2124)	1.2094,(1.2100)
p_3^a,(p_{m3}^a)	pu	-0.8997,(-0.9000)	-0.8995,(-0.8500)
p_3^b,(p_{m3}^b)	pu	-0.8999,(-0.9000)	-0.9514,(-0.8500)
p_3^c,(p_{m3}^c)	pu	-0.8999,(-0.9000)	-0.9298,(-0.8500)
q_3^a,(q_{m3}^a)	pu	-0.4359,(-0.4359)	-0.3933,(-0.3900)
q_3^b,(q_{m3}^b)	pu	-0.4359,(-0.4359)	-0.3967,(-0.3900)
q_3^c,(q_{m3}^c)	pu	-0.4359,(-0.4359)	-0.3946,(-0.3900)
Residuo	pu	1.34044E-06	0.1000

El factor de desviación asignado para las medidas ψ es un número aleatorio generado mediante una distribución gaussiana, contenido entre -0.1 y 0.1, por lo que el error máximo en la medida es de 10%.

■ EJEMPLO 3.3 Modelo de EESD Red de 37 y 123 Nodos

La solución del estudio en las redes de prueba de 37 y 123 nodos [48, 49], aplicando en ambos casos $\psi = 10\%$, se muestra en la Tabla 3.6

Tabla 3.6 Solución Red de Prueba de IEEE 37 y 123 Nodos

Red de Prueba	# It.	# CPU (seg)	Tamaño de $\mathbf{TRX_{abc}}$ Bytes
IEEE37 [48]	2	71	40,813
IEEE123 [49]	4	218	265,963

CAPITULO 4

LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE UNA PLATAFORMA DE PLANIFICACIÓN

En los últimos tiempos se ha observado un incremento considerable en la oferta comercial de software de análisis de sistemas de distribución de energía eléctrica (SDEE). Si bien, tales herramientas constituyen una alternativa robusta y eficiente para realizar estudios de la red en el corto y muy corto plazo, la complejidad derivada de la arquitectura cerrada del software comercial impide a los ingenieros de distribución solucionar muchos problemas debido a las especificidades de cada empresa de servicio, como por ejemplo la forma en como se accede a los datos. Para solventar esta situación, muchas empresas de distribución, en búsqueda de la eficiencia, han optado por reforzar los análisis realizados por las herramientas comerciales mediante el desarrollo de programas propios ajustados a la realidad técnico-económica de la empresa. Surge entonces, la necesidad de desarrollar nuevos sistemas de análisis con una estructura abierta (código abierto) a fines de integrar efectivamente los procesos atendiendo los siguientes criterios:

- Código Modular Efectivamente Documentado
- Programación Orientada a Objeto
- Aplicación Web Multiplataforma
- Intercambio de Información bajo un Standard abierto: Modelo de Información Común CIM como lo dispone la norma IEC61968 [36]
- Control de versiones mediante un esquema colaborativo

Copyright © 2013 Universidad Simón Bolívar

En este trabajo se desarrollan los lineamientos para la implantación de una plataforma digital para estudios de planificación de sistemas eléctricos que permita la inclusión de nuevas técnicas de análisis –como las presentadas en los capítulos 2 y 3– en forma modular, eliminando la dependencia tecnológica y económica respecto a las soluciones de software cerrado o propietario.

La herramienta propuesta es una aplicación de Ingeniería Asistida por Computadora orientada a la análisis de sistemas de eléctricos de distribución con la finalidad de ofrecer al operador o planificador de la red los insumos necesarios para el desarrollo y evaluación de proyectos de planificación tanto en el corto como en e largo plazo. La plataforma propuesta persigue además integrar los procesos y aplicaciones que se utilizan actualmente, de modo que se elimine la redundancia de datos y los pasos de exportación-importación de los mismos, evitando así la corrupción de estos y garantizando la calidad de la información disponible para el análisis del planificador. El desarrollo de aplicaciones en forma modular y distribuída en fuente abierta permitirá la adaptación y expansión de la plataforma ante las exigencias que el planificador tenga que enfrentar en el futuro.

Este capítulo se organiza de mediante cinco secciones. La Sección 4.1 presenta la introducción del tema. La Sección 4.2 presenta la caracterización del proceso planificar en la empresa CORPOELEC, operadora del sistema eléctrico de distribución del Distrito Capital, Caracas, Venezuela. La conceptualización de la plataforma de análisis se discute en detalle en la Sección 4.3. La Sección 4.4 propone la arquitectura de la herramienta de planificación. Finalmente. la Sección 4.5 se discute y se recomienda que plataforma de desarrollo computacional es el más conveniente para la construcción de una herramienta de planificación.

4.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo principal que se persigue en el desarrollo de una plataforma digital es alcanzar la automatización en el proceso de análisis del sistema de distribución en lo que concierne al acceso a los datos, multiplicidad de opciones de análisis técnico-económico, y el registro histórico de dichos análisis. El desarrollo de la plataforma permite lograr los siguientes objetivos:

1. Acceso inmediato y fiable a la información requerida para el proceso
2. Desarrollo de herramientas técnicas especificas en código abierto en forma modular, garantizando sostenibilidad y escalabilidad de la solución tecnológica.
3. Manejo de información técnica a gran escala integrando los distintos sistemas existentes
4. Eliminar dependencias en cuanto a plataformas de código cerrado o propietario
5. Determinación del Estado actual del Proceso de Planificación de Red
6. Análisis detallado de sistemas de interpretación e interconexión de bases de datos existentes.

7. Identificación de Puntos Críticos y Barreras en cada una de las etapas del proceso
8. Identificación de Necesidades y Planes de Expansión (Horizonte)
9. Definición de la estructura general (arquitectura).
10. Definición y diseño conceptual de la estructura, funciones y salidas de cada uno de los módulos de análisis.
11. Definición de las herramientas y soportes computacionales con capacidad de procesamiento para realizar estudios a gran escala, con tiempos de respuesta aceptables. Factibilidad de implementación sobre Internet.
12. Establecer los criterios a seguir para la transferencia de conocimiento y adiestramiento requerido por plataforma tecnológica una vez que entre en operación.
13. Definir alcance y número total de módulos de análisis a desarrollar durante las etapas previstas para la ejecución del proyecto.

4.2 CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN EN CORPOELEC

Como resultado de un proceso de levantamiento información en la Unidad de Planificación de la empresa CORPOELEC Distrito Capital, la Figura 4.1, muestra el diagrama de flujo del proceso *planificar*.

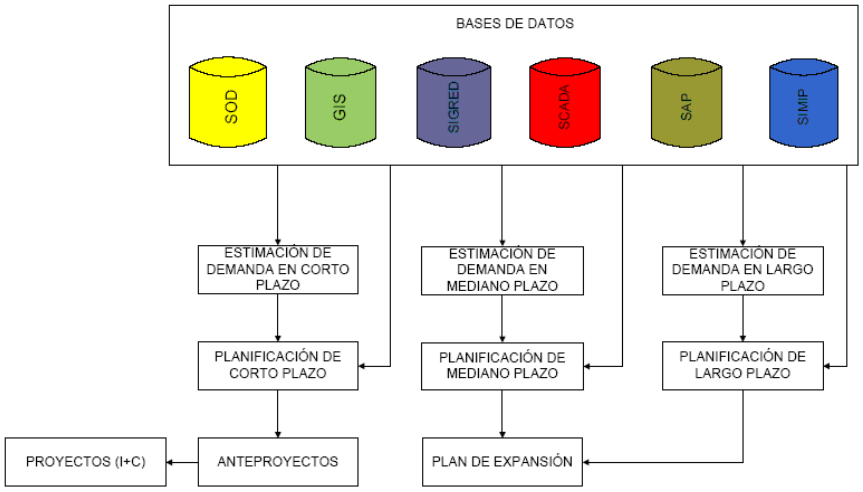


Figura 4.1 Subproceso Planificar de CORPOELEC

Nótese la existencia de distintas fuentes de información que culminan con dos productos visibles; los anteproyectos asociados a adecuaciones de corto plazo y la publicación del Plan de Expansión.

La Figura 4.2 muestra el esquema relacional de la Unidad de Planificación de Distribución respecto a otras unidades de planificación (transmisión, generación, estratégica), proyectos, normas, construcción e información.

Levantamiento del Proceso de Planificación puede resumirse de la siguiente forma:

Fortalezas:

- Proceso de Planificación de Distribución Integrado.

Barreras:

- Limitación en el Acceso a los Datos.
- Herramientas de Análisis Limitadas

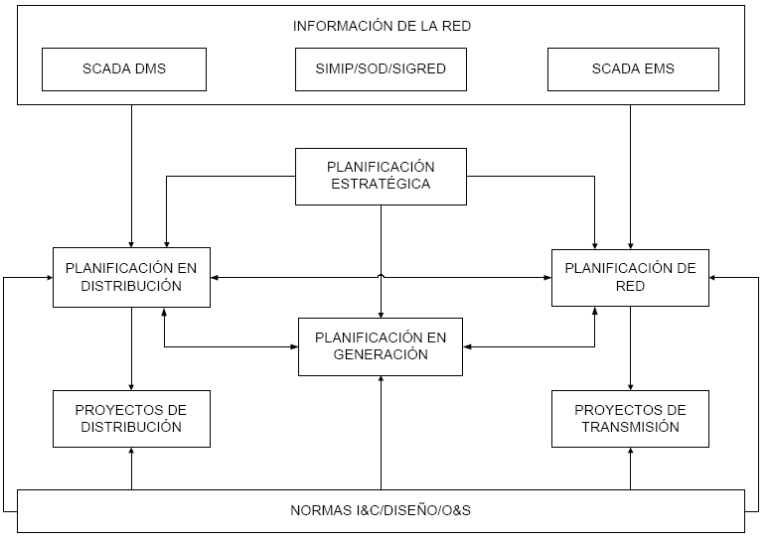


Figura 4.2 Esquema Relacional de Unidades de la CORPOELEC

Necesidades:

- Implementación de una Plataforma de Análisis de SED en Código Abierto.
- Creación de la Bases de Datos de Planificación.
- Intercambio de Información en base a un modelo de datos común.
- Determinación de Indices de Desempeño del proceso de planificación de SED.

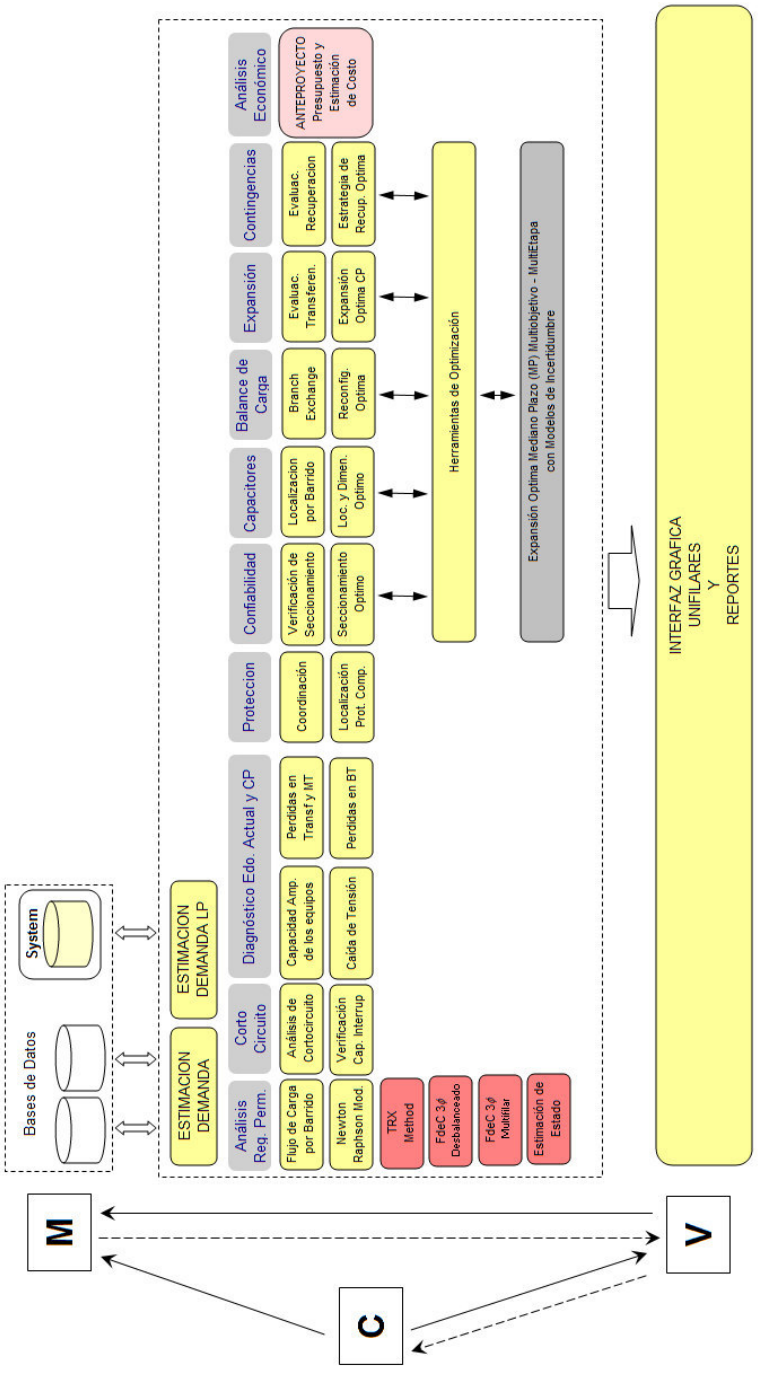


Figura 4.3 Esquema General de la Plataforma Propuesta

4.3 CONCEPTUALIZACIÓN DE LA PLATAFORMA DE PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Como primer lineamiento debe indicarse que la herramienta debe desarrollarse en una plataforma en código abierto que permita el desarrollo del sistema de forma modular mediante aplicaciones descentralizadas. El sistema consta de tres tipos de módulos:

1. Módulos para el Intercambio de Datos con las Bases de Datos Existentes (Modelo, M)

2. Módulos Controladores o de Proceso (Controlador, C)

3. Módulos de Visión o Interfaz con el Usuario (Vista, V)

En la Figura 4.3 se muestra un esquema general de los módulos requeridos por la herramienta en condiciones de máxima expansión.

Nótese que los métodos de análisis desarrollados en los capítulos 2 y 3 de este trabajo, se encuentran expresamente incluidos en la plataforma de planificación.

Cada módulo desarrollado es una herramienta stand-alone. En este sentido cada modulo de análisis tendrá una estructura modular de modo que su modificación y/o adecuación sea facilitada para las tareas de programación y extensión futuras.

El código fuente de cada módulo de análisis debe ser apropiadamente documentado en cada uno de sus sub-módulos y procesos. Es imperativo la elaboración de un Manual de Usuario del Software, que incluya los métodos de cálculo utilizados en cada uno de los módulos.

Se han visualizado en tres Etapas para la implantación de un proyecto de este tipo:

- Etapa 1 – Implementación del Prototipo

- Etapa 2 – Implementación de Funciones Básicas

- Etapa 3 – Implementación de Funciones Avanzadas

A continuación se describe cada etapa en detalle:

4.3.1 ETAPA 1 – Prototipo

El prototipo consiste en la implantación de una plataforma simplificada donde solamente se cuenta con un flujo de carga estándar como controlador básico para el análisis en régimen permanente. Los datos son intercambiados a través de un modelo común con las bases de datos existentes. Los resultados del módulo de cálculo permite realizar diagnósticos de red como capacidad amperimétrica, caídas de tensión y estudios de pérdidas en líneas y transformadores. Los resultados se visualizan a través de librerías gráficas y de reporte. El diagrama simplificado del prototipo propuesto se muestra en la Figura 4.4.

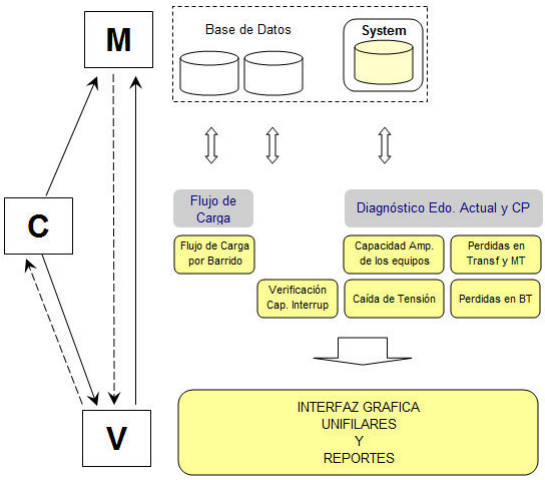


Figura 4.4 Esquema General de la Plataforma de Planificación – Etapa 1 (Prototipo)

4.3.1.1 Módulos de Acceso a Bases de Datos Externas y Creación de Base de Datos de Planificación. Actualmente, la empresa CORPOELEC en su unidad de Sistemas de Planificación en Distribución, emplea un software denominado ASP[61], el cual tiene como funciones principales realizar un análisis mediante las técnicas de Flujo de Carga y Cortocircuito. La información relacionada con la topología y consumos de potencia del Sistema de Potencia se encuentra contenida en un archivo con extensión .DAT. Una vez que se ejecuta el Flujo de Carga, el esquema de presentación de resultados se rige por el formato PTI-PSS, el cual con ordenamiento en columnas expone las magnitudes de variables eléctricas como tensión y corrientes pertenecientes al SDEE.

Formatos de presentación de datos como PTI-PSS, PSAT, UCTE, son no estándar pertenecientes a plataformas de software propietario. La nueva tendencia en esquemas de presentación e intercambio de información se expresa de forma general en escritura XML. El lenguaje XML, presenta de manera global las siguientes características:

- Es de fácil escritura y entendimiento
- Permite intercambio de información entre diferentes programas
- Es un lenguaje de escritura para software libre o abierto

El arreglo, procesamiento e intercambio de datos entre diversos programas resulta complejo y poco eficiente, a razón de sus inconmensurables volúmenes y diversos intermediarios responsables de la actualización de la información concerniente al Sistema Eléctrico de Potencia.

El formato XML para presentación de datos relativos al SDEE, se fundamenta bajo esquemas de estructuración de información tales como Open Data Model (ODM)[38] y Common Information Model (CIM)[36]. El modelo CIM especifica una semántica común para los elementos que integran el SEP y sus interrelaciones.

El ordenamiento y jerarquización de los elementos que conforman el SDEE se basan en el Unified Modeling Language (UML). Por otro lado, como consecuencia del gran volumen de datos, el modelo CIM, se encuentra dividido en tres paquetes, que se describen a continuación:

Core: central y coordinador del intercambio de datos

Wire: contiene información acerca de los elementos que conforman la red de transmisión y distribución.

Topology: contiene información acerca de la conectividad de los equipos en el sistema. El modelo CIM fue diseñado para almacenar toda la información relativa al SEP a nivel de Sistemas SCADA EMS. En las Figuras 4.5 y 4.6 se exponen de manera visual, el esquema de designación de datos empleando UML y su proceso de conversión al modelo Resource Description Framework (RDF).

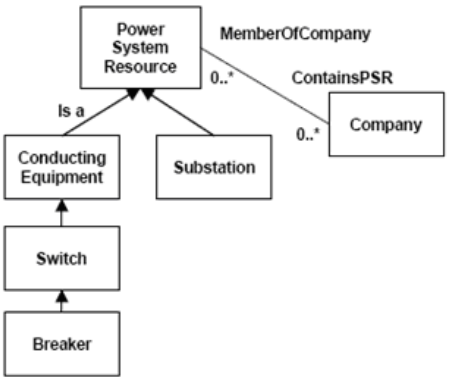


Figura 4.5 Fragmento del Modelo CIM Wires

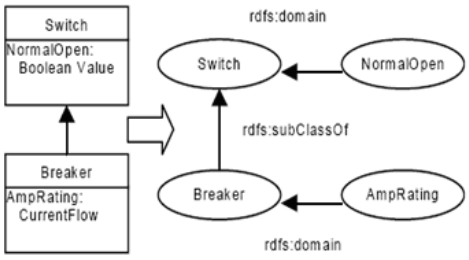


Figura 4.6 Convirtiendo un Objeto CIM en un CIM RDF Data Model

El modelo CIM, a nivel de manejo de datos, se construye en base a los fundamentos dictados en el RDF, lo que se conoce como CIM/RDF, el cual de manera estructurada (organización jerárquica) y haciendo uso del lenguaje XML, denota la topología del SDEE. La información topológica, incluye a los elementos de generación, transmisión, protección, distribución, e inclusive información acerca de las configuraciones geométricas de los circuitos. De manera general el esquema CIM/RDF se emplea para describir los elementos del SEP. En la Figura 4.7 se

muestra un ejemplo de codificación en CIM/RDF, de un sector del sistema de distribución.

```
<rdfs:Class rdf:ID="Switch">
   <rdfs:label>Switch</rdfs:label>
   <rdfs:subClassOf
rdf:resource="#ConductingEquipment"/>
</rdfs:Class>

<rdfs:Class rdf:ID="Breaker">
   <rdfs:label>Breaker</rdfs:label>
   <rdfs:subClassOf rdf:resource="#Switch"/>
</rdfs:Class>

 <rdf:Property rdf:ID="Switch.NormalOpen">
   <rdfs:label>NormalOpen</rdfs:label>
   <rdfs:domain resource="#Switch"/>
   <rdfs:range rdf:resource="#Boolean"/>
</rdf:Property>

<rdf:Property rdf:ID="Breaker.AmpRating">
   <rdfs:label>AmpRating</rdfs:label>
   <rdfs:domain resource="#Breaker"/>
   <rdfs:range rdf:resource="#Real"/>
</rdf:Property>
```

Figura 4.7 Ejemplo de CIM RFD Shema Definition

Como formato de presentación de datos para el modelo CIM, se especifica una codificación directa en XML, la cual proviene del esquema organizativo CIM/RDF. De forma concatenada el modelo CIM posee el esquema de funcionamiento mostrado en la Figura 4.8.

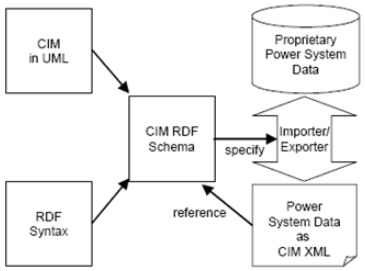


Figura 4.8 Mecanismo de Intercambio de Información XML-EMS/DMS

En la Figura 4.9 se muestra un documento escrito en el lenguaje XML (proveniente de CIM/XML), correspondiente a una subestación denominada *East*, propiedad de la compañía *BPA*, la cual contiene un interruptor normalmente abierto en uno de sus circuitos, y que además fue fabricado por la empresa *Admirable Electric*. El elemento *Breaker*, contiene un identificador único (ID), un código de localización dentro del SDEE, el nombre del fabricante y el estado de operación. Los elementos *Substation* y *Company*; se describen el campos separados

En este sentido, se sugiere la inclusión de una nueva clase denominada *TRXmatrix* como se indica en la Figura 4.10, que permite con un único arreglo condensar toda la información de la red en el contexto de un modelo de información común bajo estándar.

El Modelo de Información Común (CIM) es descrito en detalle en la norma 61970-301 [62] para sistemas de energía EMS y por la IEC61968 [36] para el caso

```
<cim:Substation ID="ID1"
cim:PowerSystemResourceName="East">
     <cim:MemberOfCompany resource="#ID3">
     <cim:Contain>
       <cim:Breaker ID="ID2"
         cim:PowerSystemResourceName="11023"
         cim:Manufacturer="Admirable Electric"
         cim:NormalOpen="true"/>
     </cim:Contain>
</cim:Substation>
<cim:Company ID="ID3" CompanyName="BPA" >
     <cim:CompanyDescription>
       This is a government organization
     </cim:CompanyDescription>
</cim:Company>
```

Figura 4.9 Prototipo Documento CIM XML

de los sistemas de gestión de energía de distribución. El modelo del sistema requiere de al menos dos sistemas: *wires*(transformadores, lineas e interruptores) y *topology* referente a la conectividad. Algunos esfuerzos han sido realizados para incluir extensiones en el CIM que incluyan detalles acerca de la modelación del sistema radial, como por ejemplo Wang [47]. Básicamente, estas extensiones son modificaciones en la estructura del paquete *wires*.

En este sentido, al incluir un nueva nueva clase *TRXmatrix* cada circuito de distribución puede estar representado por un modelo de intercambio de datos CIM RDF. El archivo XML (y su esquema) permitiría un intercambio de información conveniente para estudios tanto en linea como fuera de linea del sistema.

4.3.1.2 Base de Datos para Planificación de Distribución Características de la base de datos de Planificación:

- Parámetros de sistema (topología, elementos, etc.)
- Circuitos normalizados
- Estadísticas
- Planes previos (Históricos)

La estructura de análisis preliminar para un prototipo se encuentra constituida por las herramientas de flujo de carga que permiten realizar el diagnóstico general de la red en cuanto a su estado actual y corto plazo. Los parámetros objeto de análisis son los correspondientes al estudio de la caída de tensión, capacidad amperimétrica de los alimentadores en condiciones normales y de emergencia y perdidas técnicas en MT y transformadores.

El diagnóstico del sistema para la condición actual mediante un (1) módulo independiente de flujo de carga: Flujo de carga de barrido. El diagnóstico (flujo de carga) del sistema se puede realizar en varias modalidades:

- Puntual: por circuito
- Por subestación
- Por grupo de subestaciones
- Global

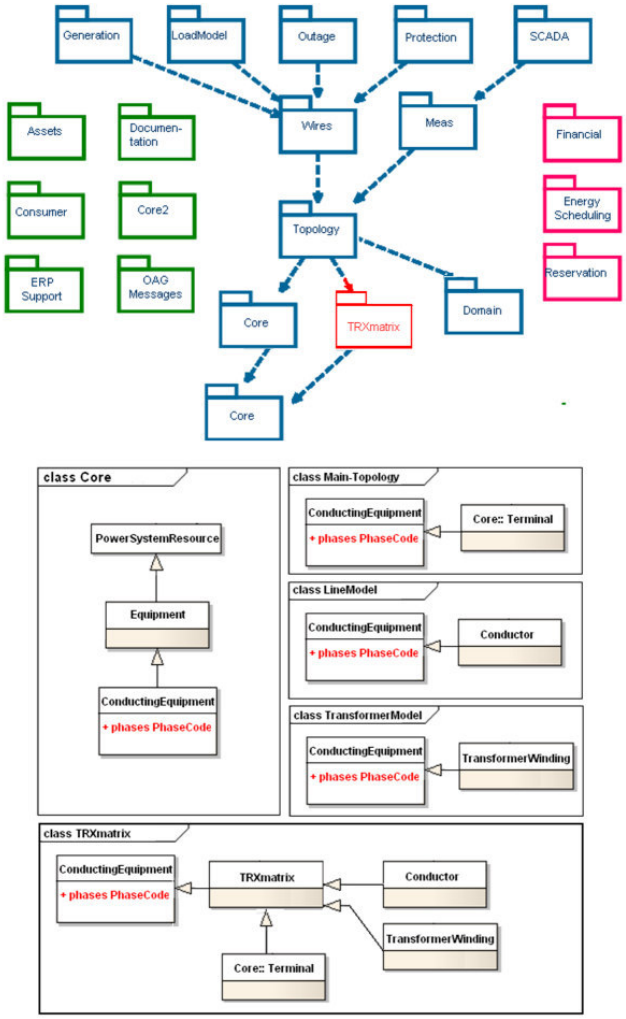


Figura 4.10 Modelo de Información Común con una Nueva Clase TRXmatrix

Productos del modulo de análisis preliminar: calculo de pérdidas en MT y transformadores, flujo de potencia aparente por las líneas y perfil de caída de tensión. Calculo del VDI (voltage deviation index). Código de colores: condiciones normal, emergencia y 2/3 cap. emergencia.

4.3.2 ETAPA 2 – Desarrollo de Funciones Básicas

En la fase 2, se añaden nuevas funciones básicas al Prototipo desarrollado en la Fase 1. tal como se muestra en la Figura 4.11.

4.3.2.1 Modulo de Análisis de Estimación de Demanda en Subestaciones. Este módulo consiste en una rutina de procesamiento de datos históricos proveniente de las mediciones del SCADA en las subestaciones. Esto permitirá determinar los

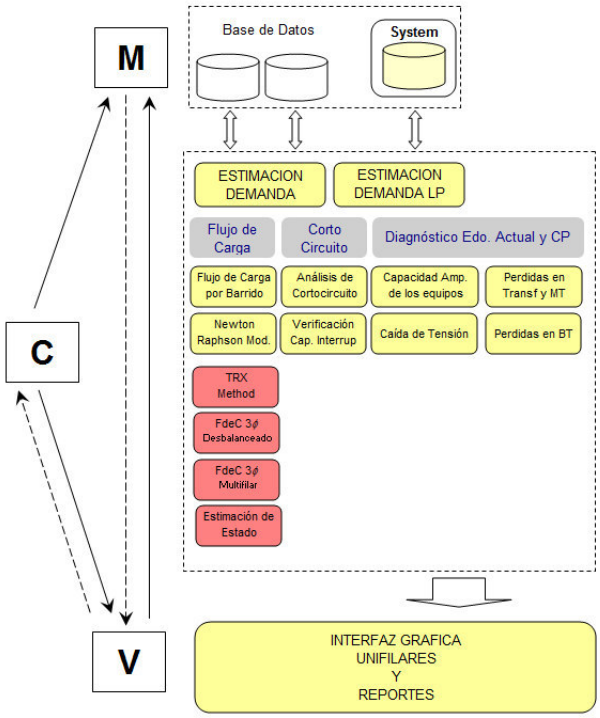


Figura 4.11 Esquema General de la Plataforma de Planificación – Etapa 2

indicadores del sistema, desarrollados en el capítulo 1. Este modulo también permitirá estimar errores de lectura así como filtrar alteraciones estructurales en la recopilación de los datos del circuito. Se tendrá en cuenta el efecto de los bancos de condensadores conectados en las celdas de media tensión en subestaciones. Los datos filtrados permiten mejorar las estimaciones previstas para el crecimiento de la demanda en el corto plazo. La estimación de demanda corto plazo (5 años) mediante el método Winters[63]. También se realizará la revisión de otros métodos de previsión como los modelos ARIMA, modelos revisados Holt-Winters[63] en múltiples temporadas o métodos basados en Análisis de Componentes Principales (PCA). Módulo de Estimación de Demanda a partir del SIG.

Este modulo realizará una proyección de la demanda estimada en los puntos de transformación en circuitos MT a partir de las lecturas de los contadores y estratificación de los consumidores con el fin de realizar un ajuste de los factores de utilización empleados en los estudios de corto plazo[16].

La estructura de análisis básico se encuentra constituida por las herramientas de flujo de carga y cortocircuito que permiten realizar el diagnóstico general de la red en cuanto a su estado actual y corto plazo. Los parámetros objeto de análisis son los correspondientes al estudio de la caída de tensión, capacidad amperimétrica

[16]Información detallada acerca de las técnicas de asignación de demanda pueden consultarse en la Sección 1.6

de los alimentadores en condiciones normales y de emergencia y perdidas técnicas en MT y transformadores. También se verificará la capacidad de interrupción de los equipos de seccionamiento.

4.3.2.2 Modulo de Análisis en Régimen Permanente. El diagnóstico del sistema para la condición actual y con crecimiento se realizará en la primera etapa mediante de tres (3) módulos independientes: Flujo de carga TRX unifilar, trifásico, y multifilar, y un módulo de estimación de estado, cuyo marco teórico-conceptual se ha desarrollado en los capítulos 2 y 3 de este trabajo.

En general, los análisis en régimen permanente se podrán analizar circuitos MT, BT y en conjunto. En general se podrá realizar en tres (3) modalidades:

- S/E orientado a partir de las demandas máximas medidas en cada circuito
- Por subestación
- Hibrido

El diagnóstico (flujo de carga y estimación de estado) del sistema se puede realizar en varias modalidades:

- Puntual: por circuito
- Por subestación
- Por grupo de subestaciones
- Global

Productos del modulo de análisis preliminar: calculo de pérdidas en MT y transformadores, flujo de potencia aparente por las líneas y perfil de caída de tensión. Calculo del VDI (voltage deviation index). Código de colores: condiciones normal, emergencia y 2/3 cap. emergencia.

4.3.3 ETAPA 3 – Desarrollo de Funciones Avanzadas

Los módulos de análisis avanzado se muestran en detalle en la Figura 4.3. La estructura de análisis avanzado se encuentra constituida por las herramientas de coordinación de protecciones, localización de protección complementaria, análisis de confiabilidad, compensación reactiva, balance de carga, expansión y resolución de contingencias. Estos módulos permiten realizar la evaluación de las alternativas de expansión y/o mejoras de la red desde el punto de vista técnico-económico.

4.3.3.1 Módulos de Protecciones Este módulo permitirá a los analistas realizar estudios de coordinación de los circuitos primarios de una manera fácil y eficiente, proporcionando herramientas tales como el cálculo y despliegue en pantalla del tiempo de diferencia entre curvas adyacentes. Estará totalmente integrado al resto del programa, trabajando en el mismo ambiente de la interfaz gráfica de visualización de los circuitos e interactuando con el módulo de cálculo de corrientes de cortocircuito. Debe poseer librerías con los modelos de dispositivos de protección

de sobrecorriente utilizados por CORPOELEC y facilidades para que los usuarios puedan agregar nuevos modelos a la librería. El diagrama unifilar deberá ser mostrado automáticamente en el coordinograma. Los dispositivos de protección se podrán ajustar de manera gráfica en la curva de coordinación. Este módulo debe sugerir la implementación de nuevos reconectadores, seccionalizadores y fusibles en los ramales de manera que el costo de los nuevos equipos sea compensado por la reducción en el costo de fallas.

4.3.3.2 Módulos de confiabilidad Este módulo debe permitir la verificación del seccionamiento en base en las normas de la empresa. Deberá también permitir el calculo de los indices de confiabilidad TTIK, FMIK. Evaluación del costo de fallas del circuito, usando el esquema actual de seccionamiento del circuito y sus interconexiones a los circuitos asociados. Aplicación de reconectadores y seccionadores automáticos.

El estudio se puede realizar:

- Puntual: por circuito
- Por subestación
- Por grupo de subestaciones
- Global

4.3.3.3 Módulos de Compensación Reactiva .

Estudios de localización y selección de Condensadores en circuitos MT. Criterios: Nivel de tensión, perdidas de energía y potencia. Análisis económico de recuperación de costos de inversión. Capacitores fijos u horarios. Se debe desarrollar un modulo de localización de condensadores por tensión y/o reducción de pérdidas de energía y potencia utilizando el método del barrido (solución de n-1 flujos de carga). También se incluirá un algoritmo selección y localización óptima de condensadores utilizando técnicas de programación matemática.

4.3.3.4 Módulos de Balance de Carga y Reconfiguración de circuitos El balance de carga y reconfiguración del circuito por pérdidas y perfil de tensión se realiza para las condiciones actuales y con crecimiento de la demanda. El estudio se puede realizar:

- Puntual: por circuito
- Por subestación
- Por grupo de subestaciones
- Global

Se debe incluir un modulo de reconfiguración óptima de redes mediante técnica de optimización a definir. Los criterios de optimización son mínimo costo de pérdida, mínimo costo de fiabilidad y mínima caída de tensión.

4.3.3.5 Módulos de Expansión del Sistema Corto-Plazo. Evaluación de transferencias de carga e inversiones de corto-plazo en interconexión entre circuitos para condiciones futuras (con crecimiento).

El estudio se puede realizar:

- Puntual: por circuito
- Por subestación
- Por grupo de subestaciones
- Global

Técnicas de expansión de redes disponibles: -Transferencia manual de circuitos -Expansión Óptima de Redes en Corto Plazo. Criterios: Inversión, costo de pérdidas y costo de fiabilidad. Revisión del criterio de potencia firme en subestaciones.

4.3.3.6 Módulos de Análisis de Contingencias Evaluación del impacto de las fallas en los circuitos. Estimación del grado de recuperación de los circuitos MT.

El estudio se puede realizar:

- Puntual: por circuito
- Por subestación
- Por grupo de subestaciones
- Global

Se realizara un análisis eficiente de recuperación de circuitos y racionamiento. También se incluirá un algoritmo de recuperación de circuitos y racionamiento a definir en base a criterios de optimización.

4.3.4 Módulo de Expansión de Mediano-Plazo

Este modulo desarrolla un modelo para la expansión eficiente del sistema de distribución primario considerando varias etapas temporales y múltiples criterios de decisión. La selección del mejor plan de expansión (selección eficiente de rutas y calibres de conductor para alimentadores primarios) se establece por etapa en base a cuatro (4) criterios u objetivos: Inversión en infraestructura, costo económico de pérdidas, costo energía esperada no suministrada y valoración del riesgo en base a la incertidumbre en futuras inyecciones de potencia.

Las soluciones eficientes (soluciones de compromiso o soluciones de Pareto) serán valoradas por el planificador (agente de decisión) mediante un sistema de ayuda a la decisión basado en la robustez de las soluciones factibles y la ponderación del riesgo asociado.

4.4 ARQUITECTURA DE LA PLATAFORMA DE PLANIFICACIÓN

La ingeniería de software provee de herramientas muy útiles, basadas en las mejores prácticas de la industria para hacer de un proyecto de software algo tangible y

ponderable. En tal sentido, una de las áreas donde esta disciplina tiene recorrido un buen trecho es en los patrones de diseño de aplicaciones.

Los patrones de diseño no son una idea exclusiva de la Ingeniería de Software, de hecho la idea fue tomada de los antecedentes ya por los años 1979 cuando el arquitecto Christopher Alexander[64] proponía al mundo patrones de diseños para construcciones de calidad. Sin embargo no fue sino hasta la década de los 90 cuando en el mundo de la informática irrumpieron Erich Gamma, Richard Helm, Ralph Johnson y John Vlissides recopilando 23 patrones de diseño de software [65].

La función de los patrones de diseño son:

- Estandarizar el diseño de aplicaciones
- Formalizar un vocabulario común entre diseñadores de software
- Crear una biblioteca de elementos reusables para el diseño de programas
- Condensar el conocimiento existente para los nuevos diseñadores de software Sin embargo, no son reglas fijas sino patrones que pueden (y generalmente deben) adaptarse a las necesidades de software que se está diseñando y posteriormente construirá

4.4.1 Modelo-Vista-Controlador

Para el diseño de la aplicación hemos considerado que una arquitectura adecuada es el patrón de diseño Modelo-Vista-Controlador (o MVC) mostrado en la Figura 4.12.

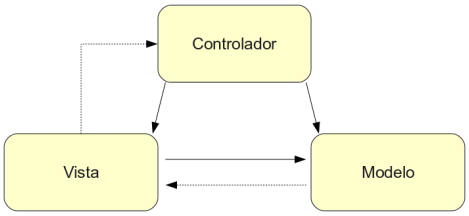


Figura 4.12 Modelo MVC

Este patrón se compone de tres capas o niveles que permiten separar los ámbitos de trabajo de la aplicación. El nivel superior es la Vista, la misma es la interfaz de usuario en donde se realizan las interacciones con el operador del programa. Es la cara visible del software, donde se presionan botones, se seleccionan elementos de un menú, se llenan cajas de texto, y se presentan los resultados mediante las representaciones adecuadas. En cuanto al Modelo, el mismo se encarga de gestionar todas las interacciones y validaciones con las fuentes de datos. Usualmente este proceso se delega en paquetes conocidos como Mapeadores Objeto-Relacionales (o ORM por sus siglas en inglés) que proveen un nivel de acceso de alto nivel convirtiendo las interacciones con las bases de datos en algo más acorde con la programación orientada a objetos y liberando la definición de los datos de la implementación (gestor de bases de datos seleccionado). Por último entre la capa

de las Vistas y los Modelos se encuentra la capa de los Controladores, estos se encargan de las funciones inherentes a la lógica del programa, negociar las solicitudes de acciones de las vistas y gestionar los datos en los modelos.

Existen una multitud de entornos de desarrollo que implementan este patrón, por lo que apoyarse en el mismo no es solamente un a opción de diseño sino que existen herramientas que tiene innumerables casos de éxito y experiencia ganada en ese campo. Por nombrar algunos de estos entornos listaremos los más importantes:

- Java Swing
- GTK+
- Qt
- ASP.NET MVC
- Struts
- Symphony Framework
- Django
- Pylons
- Ruby on Rails

Así mismo, esta segmentación de funciones permite mejorar el rendimiento a la hora de hacer mantenimiento a la aplicación o el control de cambios solicitados. Ello debido a que si la interfaz de usuario requiere cambios por lo general involucra solamente cambios en el diseño de la capa correspondiente a las Vistas. Análogamente si existe una reorganización de la estructura de los datos o una implementación en un nuevo gestor de bases de datos esto deberá afectar casi de forma exclusiva a la capa al modelo. De igual manera una nueva opción dentro del programa debe corresponder a la incorporación de un controlador adecuado que gestione esta nueva funcionalidad.

4.4.2 Funcionamiento Modelo MVC

A modo de ilustración detallaremos el funcionamiento del patrón Modelo-Vista-Controlador con un ejemplo. Al abrir la aplicación el usuario tiene contacto con la interfaz, en la misma este hace una acción o solicitud, que podemos ilustrar mediante un click en la pantalla, un menú desplegable, u otra acción. La interfaz es la capa correspondiente a la Vista.

La Vista envía un mensaje a un elemento de la capa Controlador que escucha la solicitud. En la solicitud se le indica al controlador no solo la acción sino el contexto en que se hizo, con lo cual identifica con precisión el requerimiento realizado. Si corresponde, el controlador se encargará de enviar una señal a la capa Modelo para solicitar los datos requeridos para la operación que activada por el usuario.

La capa Modelo gestiona los datos en forma de una abstracción de su implementación física, es decir, que toma los datos de donde corresponda sin que el resto

de la aplicación deba preocuparse por ello. Esto significa que se encarga de interactuar con los gestores de bases de datos necesarios y convierte las secuencias de instrucciones de consultas en estructuras de datos equivalentes dentro del lenguaje de programación. Una vez tomados los datos el modelo envía una señal con los mismos al controlador, que se encarga de gestionar la respuesta recibida para entregarla a la vista luego de los cálculos y ejecución de los algoritmos necesarios para su presentación.

Luego el controlador envía una señal a la vista para que el interfaz presente el resultado al usuario. Finalmente la vista gestiona lo concerniente a la interfaz que ha de mostrar los datos al usuario. La Vista, es bueno decirlo, no contiene elementos de programación más allá de lo concerniente a la presentación de los datos, muchas veces es implantada como un sistema de plantillas las cuales reciben los datos del controlador y simplemente se muestran basados en una lógica simple de bucles para llenado de datos y condiciones para mostrar o no algún mensaje o elemento gráfico al usuario.

4.4.3 Recomendaciones

Se determinó que a efectos de esta aplicación el patrón de diseño Modelo-Vista-Controlador favorece no solamente a la construcción del software, sino a la comprensión de los especialistas en otras áreas no relacionadas con las ciencias computacionales de cómo está estructurado el programa. Ello redundará en una mejor comprensión de la aplicación y así poder tener idea de donde se realizan avances en el transcurso de la programación de la solución.

4.5 SELECCIÓN DE PLATAFORMA DE DESARROLLO

La selección de la plataforma de desarrollo se ha realizado considerando aquellas plataformas (en código cerrado o abierto) que permitan la construcción de la herramienta bajo los criterios expresados en este documento de lineamientos.

4.5.1 Matrices de Decisión

En la Tabla 4.1 se presentan los resultados del estudio matricial de ponderación cualitativa de 11 criterios de selección. Para ello se ha evaluado con puntuaciones de cero a cinco a las distintas plataformas, cero será considerado el valor menos conveniente para la evaluación y cinco la mayor puntuación.

4.5.2 Plataforma Recomendada

La recomendación en cuanto a plataforma para el desarrollo de la aplicación, en base al análisis anterior por la puntuación alcanzada es *Python* y sus herramientas asociadas.

Tabla 4.1 Matriz de Decisión

Criterio	C/C++	Java	PHP	Python	Ruby	.NET
Medición según Tiobe	5	5	4	2	0	3
Interfaces Usuario	3	5	2	5	4	5
Interoperatividad OS	2	4	3	5	5	1
Neutralidad y Estándares	5	3	2	4	2	3
Plataformas MVC	1	4	3	5	5	1
Dinamismo	2	3	4	5	5	3
Entornos de Desarrollo	5	5	3	4	4	3
Documentación-Soporte	5	5	4	5	4	5
Componentes-Escalabilidad	5	3	4	5	4	3
Métricas-Rendimiento	3	4	3	4	3	4
Puntaje total	36	41	32	44	35	32

4.5.3 Desarrollo bajo Código Abierto

Código abierto es el término con el que se conoce al software distribuido y desarrollado libremente. El desarrollo en código abierto tiene una serie de requisitos, denominado el decálogo del software abierto:

1. Libre redistribución.
2. Código fuente: el código fuente debe estar incluido u obtenerse libremente.
3. Trabajos derivados: la redistribución de modificaciones debe estar permitida.
4. Integridad del código fuente del autor: las licencias pueden requerir que las modificaciones sean redistribuidas sólo como parches.
5. Sin discriminación de personas o grupos: nadie puede dejarse fuera.
6. Sin discriminación de áreas de iniciativa: los usuarios comerciales no pueden ser excluidos.
7. Distribución de la licencia: deben aplicarse los mismos derechos a todo el que reciba el programa
8. La licencia no debe ser específica de un producto: el programa no puede licenciarse solo como parte de una distribución mayor.
9. La licencia no debe restringir otro software: la licencia no puede obligar a que algún otro software que sea distribuido con el software abierto deba también ser de código abierto.
10. La licencia debe ser tecnológicamente neutral: no debe requerirse la aceptación de la licencia por medio de un acceso por clic de ratón o de otra forma específica del medio de soporte del software.

Este decálogo es compatible con las cuatro libertades del software libre:

Tabla 4.2 Libertades del Software Libre

Libertad	Descripción
0	libertad de usar el programa, con cualquier propósito
1	libertad de estudiar cómo funciona el programa y modificarlo
2	libertad de distribuir copias del programa
3	libertad de mejorar el programa y hacer públicas esas mejoras

Las libertades 1 y 3 requieren acceso al código fuente porque estudiar y modificar software sin su código fuente es muy poco viable.

4.5.4 Licencias de Software

El software se puede clasificar en base a la licencia que se aplique para su uso y distribución, en tal sentido las licencias podemos separarlas entre privativas, abiertas y de dominio público, y dentro de estas últimas las diferentes versiones dependiendo del grado de libertad que otorgan. Licencias Privativas También conocidas como software cerrado, poseen como característica que los propietarios establecen los derechos de uso, distribución, redistribución, copia, modificación, cesión y en general cualquier estimación sobre actividades asociadas al programa. Este tipo de licencias, por lo general, restringen cada uno de los términos listados anteriormente mientras que a su vez limitan fuertemente la responsabilidad derivada de fallos en el programa. Licencias Abiertas Las licencias de abiertas parten del principio de las cuatro libertades del software libre, libertad de uso, de introspección, de distribución y de modificación, sin embargo al crearse una licencia algunas condiciones pueden variar. En tal sentido surgieron las siguientes derivaciones:

1. Licencias de Software Abierto Permisivas: se permite la creación de obras derivadas sin que exista obligación de protección de la licencia original.
2. Licencias de Software Abierto Robustas: se aplican algunas restricciones sobre las obras derivadas
   (a) Licencias de Software Abierto Robustas Fuertes: Contienen una cláusula que las modificaciones y obras derivadas se deben licenciar bajo los mismos términos de la licencia del programa original.
   (b) Licencias de Software Abierto Robustas Débiles: Al igual que las anteriores el trabajo derivado debe licenciarse bajo los mismos términos de la licencia original, sin embargo los trabajos derivados que se pueden realizar a partir de él pueden ser licenciados bajo otras condiciones distintas
3. Dominio Público: Este tipo de licencias es equivalente a la ausencia de licencia. Permite el uso, la copia, modificación o redistribución con o sin fines de lucro.

REFERENCIAS

[1] T. Gonen, Electric Power Distribution System Engineering, first ed. McGraw-Hill Book Company, New York, 1986

[2] L.R.Araujo, D.R.R. Penido, S.Carneiro, J.L.R.Pereira and P.A.N. Garcia, A Comparative Study on the Performance of TCIM Full Newton versus Backward-Forward Power Flow Methods for Large Distribution Systems, IEEE Power Syst. Conf. and Expo., (Nov. (1)), (2006), 522-526

[3] L. R. Araujo, D. R. R. Penido, S. Carneiro Jr., J. L. R. Pereira and P. A. N. Garcia, Comparisons Between the Three-Phase Current Injection Method and the Forward/Backward Sweep Method, International Journal of Electrical Power & Energy Systems,32 (7), (2010), 825-833.

[4] W2. F. Tinney and C. E. Hart, Power Flow Solution by Newton's Method, IEEE Trans. on Power Apparat. and Syst., PAS-86, (Nov.(11)), (1967), 1449-1460,

[5] B. Stott and O. Alsac, "Fast decoupled load flow," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* Vol. PAS-93, No. 3, pp. 859-869, 1974

[6] H. Chiang, and Hsiao, A decoupled load flow method for distribution power networks: algorithms, analysis and convergence study, Electr. Power & Energy Syst., 13, (3), (1991), 130-138

[7] R. D. Zimmerman and H. D. Chiang, Fast decoupled power flow for unbalanced radial distribution systems, IEEE Trans. on Power Syst., 10, (4),(1995), 2045-2052

[8] F. Zhang and C. Cheng, A modified newton method for radial distribution system power flow analysis, IEEE Trans. on Power Syst., 12, (1), (1997), 389-397

Copyright © 2013 Universidad Simón Bolívar

[9] R. Berg, E.S. Hawkins, and W.W. Pleines, "Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Volume PAS-86, No. 4, pp.415-421, Apr 1967

[10] W. H. Kersting and D. L. Mendive, "An application of ladder network theory to the solution of three phase radial load flow problem," *in Proc. IEEE PES Winter Meeting*, 1976, New York, paper A76044-8 (IEEE, New York, 1976).

[11] R.D. Hoestenbach, "Load Flow Analysis of Electrical Distribution Systems Using the Digital Computer," *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume IA-12, No. 2, pp. 152 - 160, March 1976

[12] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, and G.X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, No. 2, pp.753-762, 1988.

[13] S. Ghosh and D. Das, "Method for load-flow solution of radial distribution networks," *IEE Proc. Generat. Transm. Distrib.*, Vol. 146, No. 6, pp. 641-648, 1996.

[14] Y Fukuyama, Y Nakanishi, H-D Chiang "Fast distribution power flow using multi-processors," *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 18, No. 5, pp. 331-337, 1996

[15] D. Thukaram, H.M.W.Banda, and J. Jerome, "A robust three-phase power flow algorithm for radial distribution systems," *Electric Power Systems Research*, Vol. 50, No. 3, pp. 227-236, 1999.

[16] S. Jovanovic and F. Milicevic, "Triangular distribution load flow," *IEEE Power Engineering Review*, pp. 60-62, 2000.

[17] D. Rajicic, R. Taleski, "Two novel methods for radial and weakly meshed network analysis," *Electric Power Systems Research*, Vol. 48, No.2, pp. 79-87, Dec. 1998

[18] Aravindhabuba, P., Ganapathy, S., and Nayar, K. R., "A novel technique for the analysis of radial distribution systems," *Electric Power Systems Research*, Vol. 23, No. 3, pp. 167-171, 2001.

[19] Y. Zhu and K. Tomsovic, "Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, No. 3, pp. 822-827, 2002.

[20] J. Liu, M.M.A. Salama and R.R. Mansour, "An efficient power flow algorithm for distribution systems with polynomial load," *Int. J. Elect. Eng. Educat.*, Vol. 39, No. 4, pp. 371-386, 2002.

[21] M. Afsari, S. P. Singh G. S. Raju G. K. Rao "A Fast Power Flow Solution of Radial Distribution Networks," *Electric Power Components and Systems*, 30:1065-1074, 2002

[22] J.H. Teng,"A direct approach for distribution system load flow solutions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, No. 3, pp. 882-887, 2003.

[23] G.W. Chang, S.Y. Chu and H.L. Wang "An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 2, pp.882-884, May 2007

[24] K, Prasad, N.C. Sahoo, A. Chaturvedi and R. Ranjan. "A simple approach for branch current computation in load flow analysis of radial distribution systems," *Int. J. Elect. Eng. Educat.* Vol. 44 No. 1 pp. 49-63, Jan. 2007

[25] J.R.Carson, Wave propagation in overhead wires with ground return, *Bell System Tech.J.*,1927.

[26] W. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, 2nd. Edition, CRC Press, 2001

[27] U. Eminoglu and M.H. Hocaoglu, Distribution Systems Forward/Backward Sweep-based Power Flow Algorithms: A Review and Comparison Study Electr. Power Compon. and Syst., 37 (1) (2009) 91-110

[28] M. F. AlHajri and M. E. El-Hawary, "Exploiting the Radial Distribution Structure in Developing a Fast and Flexible Radial Power Flow for Unbalanced Three-Phase Networks", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 25, No.1, pp. 378-389, January 2010.

[29] A.P. Sakis Meliopoulos and F. Zhang, Multiphase Power Flow and State Estimation for Power Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Systems, 11 (2), (1996), 939-946

[30] T. H. Chen and W. C. Yang, Analysis of multi-grounded four-wire distribution systems considering the neutral grounding, IEEE Trans. Power Delivery 16,2001

[31] R.M. Ciric, A. Padilha-Feltrin and L.F. Ochoa "Power Flow in Four-Wire Distribution Networks,IEEE Transactions on Power Systems 18 (4),1283-1290, (2003)

[32] M. Monfared, A.M. Daryani and M. Abedi, Three Phase Asymmetrical Load Flow for Four-Wire Distribution Networks, Power Systems Conference and Exposition,(2006), 1899-1903

[33] J.A. Peralta,F. de Leon and J. Mahseredjian, Unbalanced multiphase load-flow using a positive-sequence load-flow program, IEEE Transactions on Power Systems, 23 (2), (2008), 469-476

[34] D. R. R. Penido, L. R. Araujo and S. Carneiro Three-phase power flow based on four-conductor current injection method for unbalanced distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems,23 (2) pp. 494-503, (2008)

[35] D. R. R. Penido, L. R. Araujo, J. L. R. Pereira, P. A. N. Garcia, and J. Carneiro, "Four wire Newton-Raphson power flow based on the current injection method", in proc. 2004 IEEE Power Engineering Society Power systems conference and exposition, vol. 1, pp. 239-242.

[36] IEC 61968: Common Information Model (CIM) - Distribution Management

[37] A. Losi and M. Russo, Object-oriented load flow for radial and weakly meshed distribution networks, IEEE Trans. on Power Syst., 18, (Nov. (4)), (2003), 1265-1274

[38] F. Milano, M. Zhou, and H. Guan Ji, Open model for exchanging power system data, IEEE Power & Energy Soc. Gen. Meet., July 2009. PES09. pp.1-7 26-30

[39] M. Kleinberg,K. Miu, K.and C. Nwankpa, A Study of Distribution Power Flow Analysis Using Physically Distributed Processors, IEEE Power Syst. Conf. and Expo., Nov. 2006, 518-521

[40] P. Aravindhabuba, ,S. Ganapathy, and K.R. Nayar, A novel technique for the analysis of radial distribution systems, Electr. Power Syst. Res., 23, (3) (2001), 167-171

[41] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 4 Node Test Feeder, 2006

[42] D. Das,H.S. Nagi and D.P. Kothari, Novel method for solving radial distribution networks,IEE Proc. Generat. Transm. Distrib., 141, (4), (1994), 291-298

[43] M.E. Baran and F.F. Wu, Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system, IEEE Trans. on Power Deliv., 4, (1), (1989), 735-742

[44] M.E. Baran and F.F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing, IEEE Trans. on Power Deliv., 4,(2), (1989), 1401-1407

[45] MATPOWER 3.2, Cornell University, [Online]. Available: http://www.pserc.cornell.edu/matpower

[46] Mathworks, Matlab 7.2 User's manual 2006

[47] X. Wang, N. N. Schulz, and S. Neumann, CIM extensions to electrical distribution and CIM XML for the IEEE radial test feeders, IEEE Trans. on Power Sys., 18, (Aug.(3)), (2003), 1021-1028

[48] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 37 Node Test Feeder, 2004

[49] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 123 Node Test Feeder, 2004

[50] R. F. Arritt and R. C. Dugan, The IEEE 8500-Node Test Feeder, Proc. of 2010 IEEE PES Transmission and Distribution, New Orleans, April 2010.

[51] IEEE 142 - 1991: Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems

[52] Schweppe, F.C.; Wildes, J. Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **1970**, *PAS-89, No. 1*, 120-125.

[53] Schweppe, F.C.; Wildes, J. Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **1970**, *PAS-89, No. 1*, 125-130.

[54] Schweppe, F.C.; Wildes, J. Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **1970**, *PAS-89, No. 1*, 130-135.

[55] Wu, F.F.; Neyer, A.F. Asicronous Distributed State Estimation for Power Distribution Systems *in Proc. 10th PSCC* **1990**,

[56] Roytelman, I.; Shahidehpour, S.M.; State Estimation for Electric Distribution Systemos in Quasi Real Time Conditions *IEEE Transactions on Power Delivery* **1993**, *4, (8)*, 2009-2015.

[57] Lu, C.N.; Teng, J.H.; Liu, W.H.E. Distribution System State Estimation *IEEE Transactions on Power Systems* **1995**, *10, (1)*, 229-240.

[58] Baran, M.E.; Kelley, A.W. State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems *IEEE Transactions on Power Systems* **1994**, *9, (3)*, 1601-1609.

[59] Baran, M.E.; Kelley, A.W. A Branch-Current-Based State Estimation Method for Distribution Systems *IEEE Transactions on Power Systems* **1995**, *10, (1)*, 483-491.

[60] Monticelli, A. A State Estimation In Electric Power Systems A Generalized Approach *Kluwer Academic Publishers Group* **1999**

[61] A. Naranjo; Proyecto del Sistema de Distribución Eléctrico, Equinoccio, 2006

[62] IEC 61970-301: Common Information Model (CIM) - Energy Management, Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 301: Common information model (CIM) base, 2006

[63] D. N. Gujarati, D. C. Porter; Econometría, Mc Graw Hill, 5ta Edición, 2010

[64] C. Alexander, A Pattern Language , Oxford University Press, 19779

[65] E. Gamma, R. Helm, R. Johnson, J. Vlissides; Design Patterns: Elements of Reusable Object-Oriented Software, Addison Wesley, 1995

APÉNDICE A

CÓDIGO MATLAB – FLUJO DE CARGA TRX TRIFÁSICO Y UNIFILAR

A continuación se incluye el código básico en Matlab para el el Flujo de Carga balanceado y trifásico para redes eléctricas de distribución:

```
\%Basic Load Flow%%%%%
\%n-bus load flow
clear all
starttime=cputime;
disp([' ************************************************************'])
disp([' *  DISTRIBUTION LOAD FLOW                                   *'])
disp([' *  QUASI-SYMMETRIC TRX METHOD                               *'])
disp([' *  E-mail: pdeoliveira@usb.ve                               *'])
disp([' ************************************************************'])
\% Examples
\% Choose one of the three examples:
\%ieee_case4_database;load('ieee4.mat','Vabc','P','Q',
'TRXabc','Voabc','nl','ldat','bdat','Tg','Tabc','T',
'Va','Vo','TRX');disp('IEEE4')
\%ieee_case37_database;load('ieee37.mat','Vabc','P','Q',
'TRXabc','Voabc','nl','ldat','bdat','Tg','Tabc','T','Va',
'Vo','TRX'); disp('IEEE37')
\%ieee_case123_database;load('ieee123.mat','Vabc','P','Q',
'TRXabc','Voabc','nl','ldat','bdat','Tg','Tabc','T','Va',
'Vo','TRX');disp('IEEE123')
\%____________________Three Phase_____________________
\%  System Data Description:
\%  Vabc:    Voltage Initialization (pu)
\%  Vabco:   Voltage of Reference Bus (Slack) (pu)
```


Copyright © 2013 Universidad Simón Bolívar

```
\%  TRXabc:  Three phase TRX matrix accordin our proposal (pu)
\%  P: Injected Active Power (pu)
\%  Q: Injected Reactive Power (pu)
\%  Tabc: Three phase triangular matrix
\%  nl: number of buses
\%--------------------Single Phase-----------------------
\%  System Data Description:
\%  Va:    Voltage Initialization (pu)
\%  Vo:   Voltage of Reference Bus (Slack) (pu)
\%  TRX:  single phase TRX matrix accordin our proposal (pu)
\%  bdat: Injected Active Power (pu)
\%  ldat: line reactances (pu)
\%  T: Triangular matrix
\%  nl: number of buses
\% --------------------------Three Phase TRX Load Flow-----------

starttime=cputime;
delta1=1;miter=1;
while max(abs(delta1))> econv
   miter=miter+1; %counter
if miter==itermax
   disp(['Do Not Converge!'])
   break
end
    for j=1:nl*3
I(j)=(-P(j)*Vabc(j)-Q(j)*Vabc(j+nl*3))/(Vabc(j)^2+Vabc(j+nl*3)^2);
I(j+nl*3)=(Q(j)*Vabc(j)-P(j)*Vabc(j+nl*3))/(Vabc(j)^2+Vabc(j+nl*3)^2);
end
Vabcx=Voabc-TRXabc*I';
delta1=Vabc-Vabcx;
\%Stop Criteria: Voltage MISMATCH
Vabc=Vabcx;
end\%end while
elapsedtime=cputime-starttime;

\%-----------------------------------------------------------------
\% Three Phase Nodal Voltages Calculation
 iter=1;
for k=1:3:3*(nl)
 Vfa(iter)=(Vabc(k)^2+Vabc(k+3*nl)^2)^.5;
 aVfa(iter)=(180/pi)*angle(complex(Vabc(k),Vabc(k+3*nl)));
 iter=iter+1;
end
 iter=1;
for k=2:3:3*(nl)
 Vfb(iter)=(Vabc(k)^2+Vabc(k+3*nl)^2)^.5;
  aVfb(iter)=(180/pi)*angle(complex(Vabc(k),Vabc(k+3*nl)));
 iter=iter+1;
end
iter=1;
for k=3:3:3*(nl)
    Vfc(iter)=(Vabc(k)^2+Vabc(k+3*nl)^2)^.5;
    aVfc(iter)=(180/pi)*angle(complex(Vabc(k),Vabc(k+3*nl)));
 iter=iter+1;
end

\%--------------------------Single Phase TRX Load Flow-----------
starttime2=cputime;
delta2=1;
kiter=1;
econv=0.00000010;\%Convergence Criteria
itermax=2000;\%Max Number Iterations
while max(abs(delta2))> econv
    kiter=kiter+1;
for j=1:nl
Ia2(j)=((-bdat(j+1,6)+bdat(j+1,4))*Va(j)-(bdat(j+1,7)-bdat(j+1,5))*Va(j+nl))/(Va(j)^2+Va(j+nl)^2);
Ia2(j+nl)=((bdat(j+1,7)-bdat(j+1,5))*Va(j)-(bdat(j+1,6)-bdat(j+1,4))*Va(j+nl))/(Va(j)^2+Va(j+nl)^2);
end
Va2=Vo+TRX*Ia2';
delta2=Va-Va2;\%Stop Criteria: Voltage MISMATCH
Va=Va2;
end\%end while
elapsedtime2=cputime-starttime2;
```

```
\%--------------------------------------------------------------------------
\% FINAL CALCULATIONS - Loss Study
DemandP=sum(bdat(:,6)*Sbase); \%Total Active Power Load
DemandQ=sum(bdat(:,7)*Sbase); \%Total Reactive Power Load
for k=1:3*nl
    for i=1:3*nl
        T0(k,i)=0;
    end
end
Demand=sum(Vabc.*I')*Sbase/3;
Tglobal= vertcat(horzcat(Tabc,T0),horzcat(T0,Tabc));
J12ax= Tglobal(1,:)*I';
J12bx= Tglobal(2,:)*I';
J12cx= Tglobal(3,:)*I';
J12ay= Tglobal(1+3*nl,:)*I';
J12by= Tglobal(2+3*nl,:)*I';
J12cy= Tglobal(3+3*nl,:)*I';
VX=[complex(Voabc(1),Voabc(1+3*nl)) complex(Voabc(2),Voabc(2+3*nl)) complex(Voabc(3),Voabc(3+3*nl))];
J12=[complex(J12ax,J12ay) complex(J12bx,J12by) complex(J12cx,J12cy)];
GenerP=real(sum(VX.*conj(J12)))*Sbase/3;
LossP=(GenerP-DemandP)*1000;\%Loss in kW
GenerQ=imag(sum(VX.*conj(J12)))*Sbase/3;
LossQ=(GenerQ-DemandQ)*1000;\%Loss in kvar

\% Single Phase TRX Power Flow - Final Report Calculations
DemandP=sum(bdat(:,6)*Sbase); \%Total Active Power Load in MW
DemandQ=sum(bdat(:,7)*Sbase); \%Total Reactive Power Load in mvar
DemandS=Sbase*(DemandP^2+DemandQ^2)^.5; \%Total Apparent Power Load
DemandPF=DemandP/DemandS; \%Global Load Power Factor
for k=1:nl
    for i=1:nl
        TOX(k,i)=0;
    end
end
Tg= vertcat(horzcat(T,TOX),horzcat(TOX,T)); \%Extended T matrix
J=Tg*Ia2'; \%Branch currents
for k=1:nl
Jline(k)=complex(J(k),J(k+nl)); \%Aparant Branch Currents (pu)
Vnode(k)=complex(Va(k),Va(k+nl)); \%Nodal Voltages (pu)
end
v=abs(Vnode); \%Nodal Voltage Abs Value (pu)
theta=angle(Vnode); \%Nodal Voltage Angle (radians)
Sij=Vnode.*conj(Jline); \%Apparent line flows (pu)
absSij=abs(Sij)*Sbase; \%Absolute Apparent line flows (MVA)

\%Loss Calculations
Rg= vertcat(horzcat(diag(ldat(:,4)),TOX),horzcat(TOX,diag(ldat(:,4))));
Xg= vertcat(horzcat(diag(ldat(:,5)),TOX),horzcat(TOX,diag(ldat(:,5))));
DPR=sum(Rg*(abs(J).^2))*Sbase; \%Active Power Line Loses (kW)
DPX=sum(Xg*(abs(J).^2))*Sbase; \%Reactive Power Line Loses (kVAr)
DPZ=Sbase*(DPR^2+DPX^2)^.5; \%Apparent Power Line Loses (kVA)

\%Source Calculations
SourceP=DemandP+DPR; \%Source Active Power (kVA)
SourceQ=DemandQ+DPX; \%Source Reactive Power (kVA)
SourceS=(SourceP^2+SourceQ^2)^.5; \%Source Apparent Power (kVA)
SourcePF=SourceP/SourceS; \%Source Power Factor
DPRp=DPR*100/SourceP; \%Porcentage Active Line Losses
DPXp=DPX*100/SourceQ; \%Porcentage Reactive Line Losses
DPZp=DPZ*100/SourceS; \%Porcentage Apparent Line Losses
for k=1:nl
Y(k)=k+1;
vmax(k)=1.1;
vmin(k)=0.9;
v0(k)=0;
end
%figure(1)
plot(Y,Vfa,'r.:',Y,Vfb,'g.:',Y,Vfc,'b.:' ) \%Plot Absolute Voltage Solution
save('trx.mat','TRX');
save('trxabc.mat','TRXabc');
```

APÉNDICE B

CÓDIGO MATLAB – EESD-TRX TRIFÁSICO

A continuación se incluye el código básico en Matlab (Fmincon) para el estimador de estado trifásico para redes eléctricas de distribución:

```
\%-------------------------------------------------------------
\%Distribution System State Estimator Version 1.0 (c)2012
\%This program has been developed by Paulo M. De Oliveira
\%in MATLAB
\%E-mail: pdeoliveira@cantv.net
\%August 2012
\%-------------------------------------------------------------
clear all
global z W TRXabc  P Q Tabc n vm0a Aeq beq J jm01a jm01b jm01c
\%load Case
\%caseieee123
caseieee37
\% DSSE Data
\%number of nodes
\n=length(TRXabc)/6;
\%Power Measurements
z(1,1)=vm0a;
z(2,1)=vm0a;
z(3,1)=vm0a;
z(4,1)=jm01a;
z(5,1)=jm01b;
z(6,1)=jm01c;
for k=1:3*n
    z(k+6,1)=P(k);
    z(k+3*n+6,1)=Q(k);
end
nz=length(z);
kkk=1;
alpha=(kkk-1)/100;
```


Copyright © 2013 Universidad Simón Bolívar

```
rnd=rand(nz,1) .* sign(rand(nz,1) - 0.5)*alpha;
z=z.*(ones(nz,1)+rnd);\%measurement error
z(1,1)=vm0a;
z(2,1)=vm0a;
z(3,1)=vm0a;
W(1)=10000;
W(2)=10000;
W(3)=10000;
W(4)=1000;
W(5)=1000;
W(6)=1000;
for k=7:3*n+6
    W(k)=100;
end
for k=3*n+7:3*2*n+6
    W(k)=10;
end
VV=[vm0a];
x0=vertcat(VV,Vabc,P,Q);
A=[];
b=[];
Aeq=zeros(12*n+1,12*n+1);
beq=zeros(12*n+1,1);
S=vertcat(P,Q);
for k=1:6*n
    if S(k)==0
        Aeq(k+6*n+1,k+6*n+1)=1;
    end
    beq(k,1)=0;
end
lb=[];
ub=[];
tic
options=optimset('algorithm','interior-point','Display','iter',
'MaxIter',50000,'MaxFunEvals',2500000,
'TolFun',1e-5,'TolCon',1e-5,'TolX',1e-5);
[x,fval,exitflag]=fmincon('wlsfGenTRX',x0,A,b,Aeq,beq,lb,ub,'TRXGenC',options);
exitflag
time=toc

function [c,ceq] = mycon(x)
global TRXabc
global I
global n
global vm0a
for k=1:3*2*n
Vxy(k,1)=x(k+1);
end
for k=1:n
Vxy0(3*k-1-1,1)=vm0a;
Vxy0(3*k-1,1)=-0.5*vm0a;
Vxy0(3*k+1-1,1)=-0.5*vm0a;
end
for k=1:n
Vxy0(3*n+3*k-1-1,1)=0;
Vxy0(3*n+3*k-1,1)=sin(4*pi/3)*vm0a;
Vxy0(3*n+3*k+1-1,1)=-sin(4*pi/3)*vm0a;
end
ceq=Vxy-Vxy0-TRXabc*I;
c=[];

function f = myfun(x)
\%Real Injected current
for k=1:n*3
I(k,1)=(x(6*n+1+k)*x(1+k)+x(9*n+1+k)*x(1+3*n+k))/(x(1+k)^2+x(3*n+k+1)^2);
I(k+n*3,1)=(-x(9*n+1+k)*x(1+k)+x(6*n+1+k)*x(3*n+k+1))/(x(1+k)^2+x(3*n+k+1)^2);
end
for k=1:n*3
Ic(k,1)=complex(I(k,1),I(k+n*3,1));
end
J=Tabc*Ic;
\%absolute voltage at substation
h(1,1)=x(1);
```

```
h(2,1)=x(1);
h(3,1)=x(1);
\%absolute branch current at substation
h(4,1)=jm01a;
h(5,1)=jm01b;
h(6,1)=jm01c;
\%real injected power
for k=1:3*n
h(6+k,1)=x(6*n+1+k);
h(3*n+6+k)=x(9*n+1+k);
end
\%WLS objective
f=.5*(z-h)'*diag(W)*(z-h);
```

APÉNDICE C
PUBLICACIÓN EPSR

Copyright © 2013 Universidad Simón Bolívar

Electric Power Systems Research 95 (2013) 148–159

Contents lists available at SciVerse ScienceDirect

Electric Power Systems Research

journal homepage: www.elsevier.com/locate/epsr

Distribution power flow method based on a real quasi-symmetric matrix☆

P.M. De Oliveira-De Jesus[a,*], M.A. Alvarez[a], J.M. Yusta[b]

[a] Energy Institute and Department of Conversion and Energy Delivery, Simon Bolivar University, Caracas, Venezuela
[b] Department of Electrical Engineering, University of Zaragoza, Spain

ARTICLE INFO

Article history:
Received 21 December 2011
Received in revised form 18 August 2012
Accepted 21 August 2012
Available online 4 October 2012

Keywords:
Distribution systems
Load flow
Power flow
Smart grid

ABSTRACT

This paper presents a new load flow formulation to solve active and passive electric distribution networks. The fundamental idea discussed here is how to obtain the power flow solution by using the elements of a unique quasi-symmetric matrix called TRX in the iterative process. The method is formulated for single-phase balanced and three-phase unbalanced radially operated networks. It works with real variables as opposed to complex variables used in previous backward/forward sweep algorithms discussed in literature. The proposed TRX matrix constitutes a complete database by including information of network topology structure as well as branch impedances of the distribution feeder. Data arrangement is suitable to be exchanged under standard Common Information Model (CIM) under Distribution Management Systems (DMS) environment allowing an efficient computation of the state of the system for on-line and off-line study applications. The proposed methodology was applied on a group of IEEE test systems and a real distribution system of 49,000 nodes.

© 2012 Elsevier B.V. All rights reserved.

1. Introduction

Several methods have been reported in literature to solve electric distribution systems. Basically these methods can be divided into two categories. The first one corresponds to Jacobian-based formulations where power flow solution is reached through mathematical procedures like Newton [1]. Jabobian-based methods are generally applied to meshed and radial networks [2–4]. The other group of contributions collects a number of iterative-based procedures, where no Jacobian inverse is required. In general, these iterative procedures are denominated backward–forward (BW/FW) sweep methods. The effectiveness of the backward–forward sweep algorithm has already been proven by comparing it to the traditional Newton-based methods [5,6]. Recent research shows BW/FW sweep method is slow down under heavy-load conditions [7].

Several new algorithms and methods have been proposed to analyze unbalanced three phase distribution systems. In the majority of the cases, the neutral wire and the ground effect is usually merged into phase conductor using Kron's reduction and Carson Equations [8]. A comprehensive discussion about existing unbalanced power flow procedures can be found in [9,10]. In addition, advanced multiphase power flow methods – including neutrals and ground – have been proposed to analyze the distribution system in detail without any matrix reduction technique [11–17]. However, the main drawback for the application of detailed methods in real-world is related to the integrity of the network database in most of utilities. New trends on distribution network optimization (in operation and planning) are forcing to utilities to gather detailed static and dynamic information about the distribution system structure [18,19].

All contributions mentioned above are valuable tools to perform power distribution analysis and most of them should be updated taking into account new considerations about the appropriateness of the calculation methodologies in real world. Some of these new considerations are:

1. The distribution system model – including passive and active power injections as well as topology and branch structure – must be stored in appropriate databases reflecting the most credible state of the network by using large-scale databases shared by Geographic Information Systems (GIS) and Distribution Management Systems (DMS). In this sense, power flow analysis must be performed using the most realistic data (present and historical) stored in memory or media with faster transfer rates.

Abbreviations: SCADA, Supervisory Control Acquisition Data System; DMS, Distribution Management System; KCL, Kirchhoff Current Laws; KVL, Kirchhoff Voltage Laws; NR, Newton–Raphson; RAM, random access memory; GIS, Geographic Information Model; CIM, Common Information Model.

☆ This work was supported by Venezuelan MCTII-FONACIT PEI Project 2012000092.

* Corresponding author at: Energy Institute and Department of Conversion and Energy Delivery, Simon Bolivar University, Postal Address 89000, Caracas, Venezuela. Tel.: +58 4265153327; fax: +58 2129063959.
E-mail address: pdeoliveira@usb.ve (P.M. De Oliveira-De Jesus).
URL: http://http://prof.usb.ve/pdeoliveira (P.M. De Oliveira-De Jesus).

0378-7796/$ – see front matter © 2012 Elsevier B.V. All rights reserved.
http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2012.08.011

2. The development of new applications in the smart grid paradigm must recognize standardized data exchange protocols (as CIM [20]), preferably object oriented [21,22] and able to be applied with distributed processing and grid computing with databases in the cloud [23].

In this context, it is important to stress that some recent developments are aligned with the considerations depicted above about the appropriateness of the system data model. For instance, in [24], it is presented a model based upon two matrices reflecting topology and branch impedance structure. These matrices can be expressed as a complete data model by merging the classic back/forward sweep steps into one unique state-of-the-system calculation formula. Later [25] followed this idea in order to build so-called direct DLF matrices reflecting both topology and branch structure. In both cases all calculations are presented using complex variables.

This paper discusses an improvement of the BW/FW sweep procedure originally written in complex form in order to get the state of the system using topology and branch matrices based on real numbers stored in the DMS/GIS database. The new formulation is based upon a quasi-symmetric **TRX** matrix suitable to be stored in memory in the context of a DMS environment. The **TRX** matrix is formed by real numbers with three fundamental elements: the triangular matrix **T** that relates injected currents with branch currents according to Kirchhoff laws, and the set of resistance **R** and reactance **X** of the distribution network lines. The elements of the **TRX** matrix could be easily exchanged under a standardized protocol as CIM avoiding to build a network model for each power flow simulation.

This contribution is meaningful under real-time distribution system assessment because a robust solution is reached using present system measurements and present network topology arrangement stored in random access memory.

The proposed methodology for balanced and unbalanced approach has been applied in the well-known IEEE 4-node test network for illustration purposes [26]. The method has been also applied to IEEE 37 [27], 123 [28] and 8500 node system [19].

In order to evaluate the performance of the proposed method, a comparison study was performed using a Newton–Raphson solver [38] and a standard BW/FW sweep algorithm [24] by using the same test systems used by Eminoglu and Hocaoglu [9] in their comprehensive comparative study about BW/FW sweep methods. These three test systems are: a 12-node [29], 33-node [30] and 69-node [31] networks. Additionally, a convergence study is performed using a uniformly loaded distribution network from 1000 to 3000 nodes.

Finally, the method was applied under real-world conditions in a large-scale distribution system operated by Venezuelan utility CORPOELEC serving 4 million people in Caracas City. Studied network comprises 75 substations with 488 12.47 kV and 5 kV-feeders, 49.032 nodes and serving 9707 load transformers.

This paper is organized as follows: Section 2 presents the proposed single-phase model for balanced distribution systems. Section 3 addresses the methodology for three-phase unbalanced distribution systems. A discussion about implementation of developed database under CIM standard is provided in Section 4. Case studies are shown in Section 5. Conclusions are drawn in Section 6. Nomenclature is provided in Appendix A.

2. The proposed power flow method: single-phase balanced approach

This section presents the proposed methodology considering single-line balanced distribution systems (positive sequence). The method is described in six steps: data preparation, method initialization, current and voltage calculations, single-phase quasi-symmetric matrix building, load representation and convergence process. In the following, overlined entries are complex numbers and bold entries are vectors or matrices.

2.1. Data setup

The input data of this algorithm is given by three-phase per-unit node-branch oriented information used by most utilities. Basic data required is: injected powers and sending and receiving nodes of a given line impedance. The branch impedances are stated as **Z** corresponding to a vector of series line impedance or transformer, positive sequence resistance and reactance for each branch.

$$\mathbf{Z} = \left[\overline{Z}_{01} \quad \cdots \quad \overline{Z}_{ij} \quad \cdots \quad \overline{Z}_{mn}\right] \tag{1}$$

where

$$\overline{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad i,j = 1,\ldots,n \quad i \neq j \tag{2}$$

For simplicity, shunt admittances are not considered in the balanced approach but included in the unbalanced formulation discussed in Section 3. Fig. 1 shows a radial distribution network with $n+1$ nodes, and n branches and a single voltage source at the root node 0. Branches are organized according to an appropriate

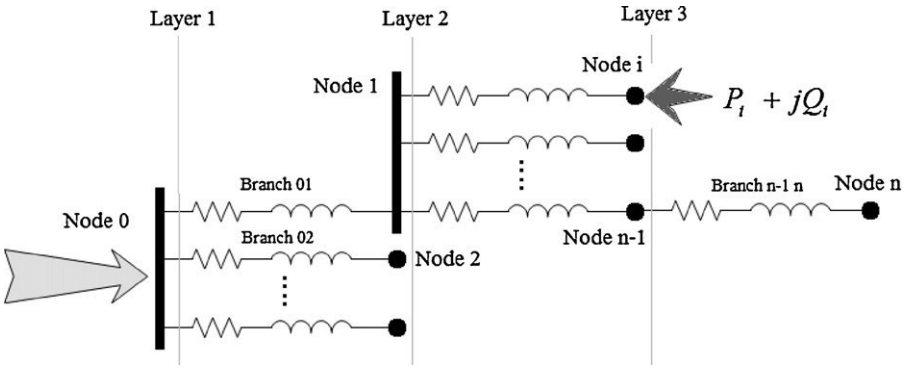


Fig. 1. The branch and node numbering of a radial distribution network.

numbering scheme (list), which details can be found in [32]. Bus data is given by:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} \overline{S}_1 \\ \vdots \\ \overline{S}_i \\ \vdots \\ \overline{S}_n \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} P_1 + jQ_1 \\ \vdots \\ P_i + jQ_i \\ \vdots \\ P_n + jQ_n \end{bmatrix}^T \quad (3)$$

where net active and reactive powers injections are defined by generated and demanded powers as:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (4)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (5)$$

Note that inclusion of generated powers turns the network from passive to active allowing the presence of distributed generation injections leading to a smarter grid control and optimization.

The numbering of branches in one layer begins only after all the branches in the previous layer have been numbered. Considering that initial voltages are known. The method requires that voltage at substation must be defined as $\overline{V}_0 = V_{Ref}$ and it does not change in the iterative process.

2.2. Method initialization

Let us define the substation or reference bus vector $\mathbf{V}_0$ as:

$$\mathrm{V_0} = \begin{bmatrix} \overline{V}_0 & \cdots & \overline{V}_0 & \cdots & \overline{V}_0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

The substation vector $\mathbf{V}_0$ is a n-elements array with all entries set as reference bus: $\overline{V}_0$. The substation vector must be decomposed into real and imaginary parts as follows:

$$\mathrm{V_{x0}} = \begin{bmatrix} V_{x0} & \cdots & V_{x0} & \cdots & V_{x0} \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$\mathrm{V_{y0}} = \begin{bmatrix} V_{y0} & \cdots & V_{y0} & \cdots & V_{y0} \end{bmatrix} \quad (8)$$

where $\overline{V}_0 = V_{x0} + jV_{y0}$

Real and imaginary parts of substation voltages, $\mathbf{V}_{x0}$ and $\mathbf{V}_{y0}$, can be acquired from measurements of the Supervisory Control Acquisition Data System (SCADA). Alternatively, it can be used $V_{x0} = 1$ pu and $V_{y0} = 0$ radians.

In order to begin the iterative process it is required an initial voltage vector containing all nodes except the reference is given by:

$$\mathrm{V^0} = \begin{bmatrix} \overline{V}_1^0 & \cdots & \overline{V}_i^0 & \cdots & \overline{V}_n^0 \end{bmatrix} \quad (9)$$

Given an initial condition, the nodal voltage n-elements vector $\mathbf{V}^0$ must be decomposed into real and imaginary parts:

$$\mathrm{V_x^0} = \begin{bmatrix} V_{x1}^0 & \cdots & V_{xi}^0 & \cdots & V_{xn}^0 \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\mathrm{V_y^0} = \begin{bmatrix} V_{y1}^0 & \cdots & V_{yi}^0 & \cdots & V_{yn}^0 \end{bmatrix} \quad (11)$$

Initial nodal voltages could be assigned as $V_{xi}^0 = 1$ and $V_{yi}^0 = 0$ for $i = 1, \ldots, n$.

2.3. Current calculations

At given iteration k, the relationship between injected currents $\mathbf{I}^k$ and branch currents $\mathbf{J}^k$ is set through an upper triangular matrix $\mathbf{T}$ accomplishing the Kirchhoff Current Laws (KCL) [24,33] as follows.

$$\mathrm{J^k} = -\mathbf{T} \cdot \mathrm{I^k} \quad (12)$$

Each element $\overline{I_i^k}$ of $\mathbf{I}^k$ associated to node i is calculated as function of injected powers $\overline{S_i}$ and its voltage profile $\overline{V_i^k}$ as shown below:

$$\overline{I_i^k} = \left(\frac{\overline{S}_i}{\overline{V_i^k}} \right)^* \quad i = 1, \ldots, n \quad (13)$$

2.4. Voltage calculations and quasi-symmetric matrix building

The nodal voltage vector $\mathbf{V}$ is updated from the origin to loads according the Kirchhoff Voltage Laws (KVL), using previously calculated branch currents vector $\mathbf{J}$:

$$\mathrm{V^{k+1}} = \mathrm{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathrm{J^k} \quad (14)$$

where $diag(\mathbf{Z})$ is the diagonal matrix of vector $\mathbf{Z}$.

Updated voltage Eq. (15) is obtained by merging Eqs. (12) and (14).

$$\mathrm{V^{k+1}} = \mathrm{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathrm{J^k} = \mathrm{V_0} + \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I^k} \quad (15)$$

The formulation presented here is convenient once defined $\mathbf{T}$ and $\mathbf{Z}$ entries, it is possible to get a direct link between nodal power injections at iteration k and nodal voltages required by next iteration $k+1$. Separating real and imaginary parts of Eq. (15):

$$\mathrm{V_x^{k+1}} + j\mathrm{V_y^{k+1}} = \mathrm{V_{x0}} + j\mathrm{V_{y0}} - \mathbf{T}^T \cdot (\mathbf{R} + j\mathbf{X}) \cdot (\mathrm{J_x^k} + j\mathrm{J_y^k}) \quad (16)$$

where

$$\mathbf{R} = \Re e\{diag(\mathbf{Z})\}; \quad \mathbf{X} = Im\{diag(\mathbf{Z})\} \quad (17)$$

$$\mathrm{J_x^k} = \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_x^k}; \quad \mathrm{J_y^k} = \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_y^k} \quad (18)$$

This expression corresponds to Kirchhoff Voltage Laws (KVL) through all nodes and, where $\mathrm{J_x^k} + j\mathrm{J_y^k}$ term corresponds to all nodal Kirchhoff Current Laws (KCL). After some algebra, real and imaginary parts of Eq. (16) can be rewritten as:

$$\mathrm{V_x^{k+1}} = \mathrm{V_{x0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_x^k} - \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_y^k} \quad (19)$$

$$\mathrm{V_y^{k+1}} = \mathrm{V_{y0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_x^k} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_y^k} \quad (20)$$

Eqs. (19) and (20) are settled in matricial form as:

$$\begin{bmatrix} \mathrm{V_x^{k+1}} \\ \mathrm{V_y^{k+1}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathrm{V_{x0}} \\ \mathrm{V_{y0}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathrm{I_x^k} \\ \mathrm{I_y^k} \end{bmatrix} \quad (21)$$

where the proposed **TRX** matrix is given by:

$$\mathbf{TRX} = \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \quad (22)$$

It must be noted **TRX** matrix has a quasi-symmetric structure where only **A** and **B** real matrices must be stored in memory.

Finally, all nodal percentage voltage drops are addressed by:

$$\mathrm{VD\%} = 100 \cdot \mathbf{TRX} \cdot \mathbf{I} \quad (23)$$

2.5. Load representation for distribution power flow studies

Injected currents I_{xi}^k and I_{yi}^k can be calculated considering loads as constant current, constant power or constant impedance.

If loads are modeled as constant power, solutions are given as function of present nodal power injections (demands, controlled capacitors or distributed generators) and operational voltages:

$$I_{xi}^k = \Re\{\overline{I_i^k}\} = \frac{P_i V_{xi}^k + Q_i V_{yi}^k}{(V_{xi}^k)^2 + (V_{yi}^k)^2} \quad i = 1, \ldots, n \quad (24)$$

$$I_{yi}^{k} = Im\{\overline{I_i^k}\} = \frac{-Q_i V_{xi}^k + P_i V_{yi}^k}{(V_{xi}^k)^2 + (V_{yi}^k)^2} \quad i = 1, \ldots, n \tag{25}$$

If loads are considered as constant load current sinks $-\bar{I}_{Loadi}$:

$$\bar{I}_i = I_{xi} + jI_{yi} = -\bar{I}_{Loadi} \quad i = 1, \ldots, n \tag{26}$$

Then, I_{xi} and I_{yi} are known and solution is directly obtained using Eq. (21). No iterative process is required.

Finally, if system loads are regarded as a constant impedance model, the $\mathbf{Z}_L$ vector filled with impedances load is defined, as shown in Eq. (27):

$$\mathrm{Z_L} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{L1} \\ \vdots \\ \bar{Z}_{Li} \\ \vdots \\ \bar{Z}_{Ln} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} R_{L1} + jX_{L1} \\ \vdots \\ R_{Li} + jX_{Li} \\ \vdots \\ R_{Ln} + jX_{Ln} \end{bmatrix}^T \tag{27}$$

In this case, solution is directly obtained without any iterative process by using Eq. (28):

$$\begin{bmatrix} \mathrm{V_x} \\ \mathrm{V_y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathrm{V_{xo}} \\ \mathrm{V_{yo}} \end{bmatrix} \cdot \left[\begin{bmatrix} \mathbf{U} & 0 \\ 0 & \mathbf{U} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{C} & \mathbf{D} \\ -\mathbf{D} & \mathbf{C} \end{bmatrix} \right]^{-1} \tag{28}$$

where we can define an extended **TRXL** matrix by including loads as constant impedances.

$$\mathbf{TRXL} = \begin{bmatrix} \mathbf{U} & 0 \\ 0 & \mathbf{U} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{C} & \mathbf{D} \\ -\mathbf{D} & \mathbf{C} \end{bmatrix} \tag{29}$$

where

$$C_{ii} = \frac{-R_{Li}}{R_{Li}^2 + X_{Li}^2} \quad C_{ij} = 0 \;\; U_{ii} = 1 \tag{30}$$

$$D_{ii} = \frac{X_{Li}}{R_{Li}^2 + X_{Li}^2} \quad D_{ij} = 0 \;\; U_{ij} = 0 \tag{31}$$

Then, direct solution for loads modeled as constant impedances can be written as:

$$\mathbf{V} = \mathrm{V_0} \cdot \mathbf{TRXL}^{-1} \tag{32}$$

A complete load modeling equation required by the method at each node i, including shared constant current, impedance and power as well as shunt impedance of distribution feeding line is addressed in Eq. (33) as follows.

$$\overline{I_i^k} = I_{xi}^k + jI_{yi}^k = -\sigma \bar{I}_{Loadi} - \beta \frac{\overline{V_i^k}}{\overline{Z}_{Li}} - \gamma(\bar{S}_i \overline{V_i^k})^* + \overline{V_i^k} \overline{Y}_i \tag{33}$$

where $\sigma + \beta + \gamma = 1$ and $\overline{Y}_i$ is the sequence positive distribution line admittance.

2.6. Convergence check-in and final calculations

Recent updated voltages are compared with previous voltages in all nodes in order to perform convergence check in.

$$|\overline{V}_i^{k+1} - \overline{V}_i^k| \le \varepsilon \quad i = 1, \ldots, n \tag{34}$$

When convergence is reached, current flows **J** and percentage voltage drops **VD%** are verified using Eqs. (12) and (23), respectively. Power losses are given by:

$$\Delta\overline{S_E} = \Delta P_E + j\Delta Q_E = \sum_{i=0}^{n} \overline{S}_i = \sum_{i=0}^{n} \overline{V}_i \cdot \bar{I}_i^* \tag{35}$$

2.7. Algorithm summary

The general algorithm flowchart of the proposed method considering loads as constant powers is resumed as follows:

General Algorithm: Single-Phase Distribution Power Flow

1. STEP 1: Setup Data Base: Topology **T**, Series Impedances **Z**, Measurements **S**
2. STEP 2: Build and Store **TRX** matrix
3. STEP 3: k=0 Voltage Initialization $\mathbf{V}^0$
4. STEP 4: Nodal Currents Calculation $\mathbf{I}^k$
5. STEP 5: Voltage UPDATE $\mathbf{V}^{k+1}$
6. STEP 6: Check convergence $max(|\mathbf{V}^{k+1} - \mathbf{V}^k|) < \varepsilon$
7. Did Converge?
   No: $k = k+1$ Go to Step 4
   Yes: End of iterative process
8. Compute Voltage drops **VD%**, power losses ΔS_E, ΔP_E, ΔQ_E and branch currents **J**

2.8. Computational performance assessment

The dimension of the **TRX** matrix for single phase modeling (balanced systems) is $2n \times 2n$. However, it must be pointed out that only $\mathbf{A} = \mathbf{T}^T\mathbf{RT}$ and $\mathbf{B} = \mathbf{T}^T\mathbf{XT}$ matrices should be allocated in memory.

Quasi-symmetry of **TRX** matrix constitutes and advantage in order to efficiently compute voltages at each iteration. It must be noted that **T** matrix is sparse, then **A** and **B** entries can be efficiently calculated at a given change of topology. For a typical 1000-node distribution feeder, proposed global matrix will require 2.7 MB using double-precision numbers.

It must be stressed that proposed **A** and **B** matrices are equivalent in some way to global complex matrices as DLF proposed by [24] and later by [25] in their original BW/FW sweep formulations. The main difference between previous contributions and this proposal is stated as follows: global matrices as DLF are built with complex variables arranged under an asymmetric structure. On the other hand, the proposed **TRX** matrix is entirely formed with real numbers with a quasi-symmetric structure suitable to be exploited for better computational performance.

3. The proposed power flow method: three-phase unbalanced approach

This section presents the extension of the proposed methodology in Section 2. The power flow procedure is described for three-phase unbalanced distribution systems. The method is formulated in six steps: data preparation, initialization, current and voltage calculations, quasisymmetric matrix calculation, and convergence process. The proposed formulation is given including three phase line shunt-admittances and loads are modelled as constant power.

3.1. Data preparation

The input data is given by three-phase per-unit node-branch oriented information. The basic data required is: three-phase injected powers and sending and receiving nodes of a given line impedance. The branch impedances are given as a rectangular $3nx3$ phase impedance matrix $\mathbf{Z}_{abc}$

$$\mathrm{Z_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathrm{Z_{abc}^{01}} & \cdots & \mathrm{Z_{abc}^{ij}} & \cdots & \mathrm{Z_{abc}^{(n-1)n}} \end{bmatrix} \tag{36}$$

where Z^{ij}_{abc} is the Kron's reduced series 3-phase matrix impedance corresponding to *ij* line section:

$$Z^{ij}_{abc} = \begin{bmatrix} \overline{Z}^{ij}_{aa} & \overline{Z}^{ij}_{ab} & \overline{Z}^{ij}_{ac} \\ \overline{Z}^{ij}_{ba} & \overline{Z}^{ij}_{bb} & \overline{Z}^{ij}_{bc} \\ \overline{Z}^{ij}_{ca} & \overline{Z}^{ij}_{cb} & \overline{Z}^{ij}_{cc} \end{bmatrix} \tag{37}$$

Shunt admittances are modelled by a rectangular 3*nx*3 matrix $\mathbf{Y}_{abc}$

$$Y_{abc} = \begin{bmatrix} Y^{01}_{abc} & \cdots & Y^{ij}_{abc} & \cdots & Y^{(n-1)n}_{abc} \end{bmatrix} \tag{38}$$

$$Y^{ij}_{abc} = \begin{bmatrix} \overline{Y}^{ij}_{aa} & \overline{Y}^{ij}_{ab} & \overline{Y}^{ij}_{ac} \\ \overline{Y}^{ij}_{ba} & \overline{Y}^{ij}_{bb} & \overline{Y}^{ij}_{bc} \\ \overline{Y}^{ij}_{ca} & \overline{Y}^{ij}_{cb} & \overline{Y}^{ij}_{cc} \end{bmatrix} = j \begin{bmatrix} B^{ij}_{aa} & B^{ij}_{ab} & B^{ij}_{ac} \\ B^{ij}_{ba} & B^{ij}_{bb} & B^{ij}_{bc} \\ B^{ij}_{ca} & B^{ij}_{cb} & B^{ij}_{cc} \end{bmatrix} \tag{39}$$

where Y^{ij}_{abc} is the 3-phase matrix admittance corresponding to *ij* line section. B^{ij}_{aa} is the susceptance associated to phase *a* at section line *ij*.

Calculation details of Y^{ij}_{abc} and Z^{ij}_{abc} can be consulted in [34]

Branches are organized according to an appropriate numbering scheme (list) discussed in Section 2. Under the unbalanced approach, nodal power injection vector **S** is given per node and per phase.

$$S_{abc} = \begin{bmatrix} \overline{S}_{p-1} \\ \vdots \\ \overline{S}_{p-i} \\ \vdots \\ \overline{S}_{p-n} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} P_{p-1} + jQ_{p-1} \\ \vdots \\ P_{p-i} + jQ_{p-i} \\ \vdots \\ P_{p-n} + jQ_{p-n} \end{bmatrix}^T \quad p = a, b, c \tag{40}$$

where active and reactive net phase powers are given at given node *i* by generated and demanded powers:

$$P_{p-i} = P_{Gp-i} - P_{Dp-i} \quad p = a, b, c \quad i = 1, \ldots, n \tag{41}$$

$$Q_{p-i} = Q_{Gp-i} - Q_{Dp-i} \quad p = a, b, c \quad i = 1, \ldots, n \tag{42}$$

3.2. Initialization

Three phase voltage initialization at substation is set as a reference V_{Ref} and does not change in the iterative process. All reference values could be taken from measurements at substation or simply assumed as 1.0 pu. Let us define the substation or reference node 6*xn* vector $\mathbf{V}_{abc0}$

$$V_{abc0} = \begin{bmatrix} V_{abc-x0} \\ V_{abc-y0} \end{bmatrix} \tag{43}$$

where

$$V_{abc-x0} = \begin{bmatrix} V_{a-x0} & V_{b-x0} & V_{c-x0} & \cdots & V_{a-x0} & V_{b-x0} & V_{c-x0} \end{bmatrix} \tag{44}$$

$$V_{abc-y0} = \begin{bmatrix} V_{a-y0} & V_{b-y0} & V_{c-y0} & \cdots & V_{a-y0} & V_{b-y0} & V_{c-y0} \end{bmatrix} \tag{45}$$

where $V_{a-x0} = V_{Ref}, V_{a-y0} = 0$, $V_{b-x0} = \Re e\{V_{Ref} \cdot \alpha^2\}$, $V_{b-y0} = Im\{V_{Ref} \cdot \alpha^2\}$, $V_{c-x0} = \Re e\{V_{ref} \cdot \alpha\}$, $V_{c-y0} = Im\{V_{ref} \cdot \alpha\}$ and $\alpha = e^{j(2\pi/3)}$

Three phase initialization approach: given an initial condition ($k = 0$), the phase voltage 6*xn*-elements vector V^{0}_{abc} is decomposed into real and imaginary parts:

$$V^{k=0}_{abc} = \begin{bmatrix} V^{0}_{abc-x} \\ V^{0}_{abc-y} \end{bmatrix} \tag{46}$$

where

$$V^{0}_{abc-x} = \begin{bmatrix} V^0_{a-x1} & V^0_{b-x1} & V^0_{c-x1} & \cdots & V^0_{a-xn} & V^0_{b-xn} & V^0_{c-xn} \end{bmatrix} \tag{47}$$

$$V^{0}_{abc-y} = \begin{bmatrix} V^0_{a-y1} & V^0_{b-y1} & V^0_{c-y1} & \cdots & V^0_{a-yn} & V^0_{b-yn} & V^0_{c-yn} \end{bmatrix} \tag{48}$$

In the general case, flat initial voltages ($V_{init} = 1.0$ pu) could be used for each node *i* in order to begin the iterative process:

$$V^0_{a-xi} = V_{init} \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{a-yi} = 0 \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{b-xi} = \Re e\{V_{init} \cdot \alpha^2\} \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{b-yi} = Im\{V_{init} \cdot \alpha^2\} \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{c-xi} = \Re e\{V_{init} \cdot \alpha\} \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{c-yi} = Im\{V_{init} \cdot \alpha\} \quad i = 1, \ldots, n$$

where $\alpha = e^{j(2\pi/3)}$

3.3. Current calculations

At given iteration *k*, current injections can be defined as 6*xn*-elements vector I^{k}_{abc} and it can be decomposed into real and imaginary parts as follows:

$$I^{k}_{abc} = \begin{bmatrix} I^{k}_{abc-x} \\ I^{k}_{abc-y} \end{bmatrix} \tag{49}$$

where

$$I^{k}_{abc-x} = \begin{bmatrix} I^k_{a-x1} & I^k_{b-x1} & I^k_{c-x1} & \cdots & I^k_{a-xn} & I^k_{b-xn} & I^k_{c-xn} \end{bmatrix} \tag{50}$$

$$I^{k}_{abc-y} = \begin{bmatrix} I^k_{a-y1} & I^k_{b-y1} & I^k_{c-y1} & \cdots & I^k_{a-yn} & I^k_{b-yn} & I^k_{c-yn} \end{bmatrix} \tag{51}$$

Three phase injected currents I^k_{p-xi} and I^k_{p-yi} for $i = 1, \ldots, n$, $p = a, b, c$ are given as function of present three phase power injections (demands, capacitors or distributed generators) and three phase operational voltages:

$$\overline{I^k_{p-i}} = I^k_{p-xi} + jI^k_{p-yi} = \frac{\overline{S}^*_{p-i}}{V^k_{p-xi} - jV^k_{p-yi}} - \sum_{p=a,b,c} \overline{Y}^{ij}_{pp} \cdot \overline{V}^k_{p-i} \tag{52}$$

Hence,

$$I^k_{p-xi} = \Re e\{\bar{I}_{p-i}\} = \frac{P_{p-i}V^k_{p-xi} + Q_{p-i}V^k_{p-yi}}{(V^k_{p-xi})^2 + (V^k_{p-yi})^2} + \sum_{p=a,b,c} B^{ij}_{pp} V^k_{p-xi} \tag{53}$$

$$I^k_{p-yi} = Im\{\bar{I}_{p-i}\} = \frac{-Q_{p-i}V^k_{p-xi} + P_{p-i}V^k_{p-yi}}{(V^k_{p-xi})^2 + (V^k_{p-yi})^2} - \sum_{p=a,b,c} B^{ij}_{pp} V^k_{p-yi} \tag{54}$$

where $p = a, b, c$ $i = 1, \ldots, n$

$\overline{Y}^{ij}_{pp}$ is the *pp* element at branch *ij* of susceptance Y^{ij}_{abc} matrix

$$\overline{Y}^{ij}_{pp} = 0 + jB^{ij}_{pp} \quad p = a, b, c \quad j = 1, \ldots, n \tag{55}$$

Three phase branch currents calculation: the relationship between injected currents and branch currents is set through an

upper triangular matrix $\mathbf{T}_{abc}$ accomplishing the Kirchhoff Current Laws (KCL) as follows.

$$J^{k}_{abc-x} = -T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-x} \tag{56}$$

$$J^{k}_{abc-y} = -T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-y} \tag{57}$$

3.4. Voltage update

Nodal voltage vector is updated from the origin to loads according the Kirchhoff Voltage Laws (KVL), using previously calculated branch currents vector.

$$V^{k+1}_{abc-x} + jV^{k+1}_{abc-y} = V_{abc-x0} + jV_{abc-y0} - T^{T}_{abc} \cdot (R_{abc} + jX_{abc}) \cdot (J^{k}_{abc-x} + jJ^{k}_{abc-y}) \tag{58}$$

where $R_{abc} = \Re e\{diag(Z_{abc})\}$ and $\mathbf{X}_{abc} = Im\{diag(\mathbf{Z}_{abc})\}$

This expression correspond to Kirchhoff Voltage Laws (KVL) through all nodes and, where $J^{k}_{abc-x} + jJ^{k}_{abc-y}$ term corresponds to all nodal Kirchhoff Current Laws (KCL). After some algebra, real and imaginary parts of Eq. (58) can be rewritten as:

$$V^{k+1}_{abc-x} = V_{abc-x0} + T^{T}_{abc} \cdot (R_{abc}) \cdot T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-x} - T^{T}_{abc} \cdot (X_{abc}) \cdot T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-y} \tag{59}$$

$$V^{k+1}_{abc-y} = V_{abc-y0} + T^{T}_{abc} \cdot (X_{abc}) \cdot T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-x} + T^{T}_{abc} \cdot (R_{abc}) \cdot T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-y} \tag{60}$$

where $\mathbf{R}_{abc}$ is arranged in a diagonal form as follows:

$$\mathbf{R_{abc}} = \left[\begin{array}{ccc|c|ccc|c} R^{01}_{aa} & R^{01}_{ab} & R^{01}_{ac} & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots \\ R^{01}_{ba} & R^{01}_{bb} & R^{01}_{bc} & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots \\ R^{01}_{ca} & R^{01}_{cb} & R^{01}_{cc} & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots \\ \hline \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \hline 0 & 0 & 0 & \dots & R^{ij}_{aa} & R^{ij}_{ab} & R^{ij}_{ac} & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & R^{ij}_{ba} & R^{ij}_{bb} & R^{ij}_{bc} & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & R^{ij}_{ca} & R^{ij}_{cb} & R^{ij}_{cc} & \dots \\ \hline \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \end{array}\right] \tag{61}$$

Eqs. (59) and (60) are settled in matricial form as:

$$\begin{bmatrix} V^{k+1}_{abc-x} \\ V^{k+1}_{abc-y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{abc-x0} \\ V_{abc-y0} \end{bmatrix} \tag{62}$$

$$+ \begin{bmatrix} T^{T}_{abc} R_{abc} T_{abc} & -T^{T}_{abc} X_{abc} T_{abc} \\ T^{T}_{abc} X_{abc} T_{abc} & T^{T}_{abc} R_{abc} T_{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^{k}_{abc-x} \\ I^{k}_{abc-y} \end{bmatrix} \tag{62}$$

then Eq. (63) shows a compact voltage drop formula.

$$V^{k+1}_{abc} = V_{abc0} + TRX_{abc} \cdot I^{k}_{abc} \tag{63}$$

where V^{k+1}_{abc}, $\mathbf{V}_{abc0}$ and $\cdot I^{k}_{abc}$ are $(6n \times 1)$ vectors.

3.5. The $\mathbf{TRX}_{abc}$ quasisymmetric matrix

The proposed database matrix is given by a $(6n) \times (6n)$ array:

$$TRX_{abc} = \begin{bmatrix} T^{T}_{abc} R_{abc} T_{abc} & -T^{T}_{abc} X_{abc} T_{abc} \\ T^{T}_{abc} X_{abc} T_{abc} & T^{T}_{abc} R_{abc} T_{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{abc} & -B_{abc} \\ B_{abc} & A_{abc} \end{bmatrix} \tag{64}$$

It must be noted $\mathbf{TRX}_{abc}$ matrix – like **TRX** matrix discussed in Section 2 – has a quasi-symmetric structure where only $\mathbf{A}_{abc}$ and $\mathbf{B}_{abc}$ real matrices should stored in memory. The dimension of the $\mathbf{TRX}_{abc}$ matrix for unbalanced systems is $6n \times 6n$.

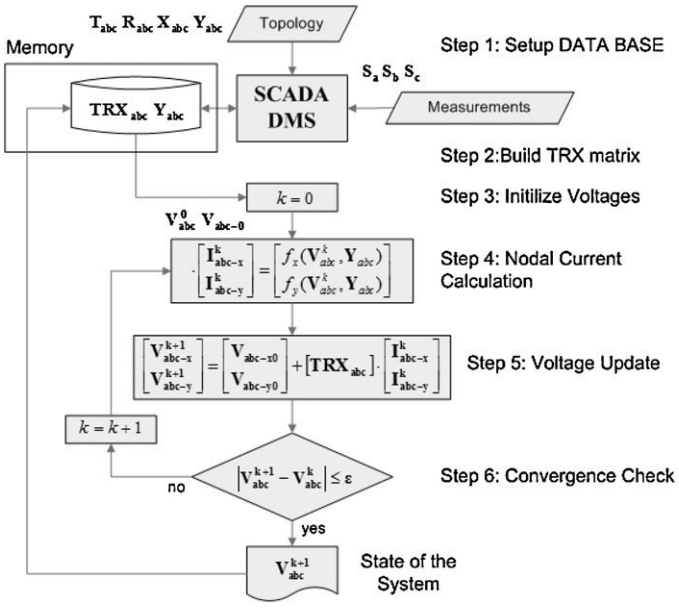


Fig. 2. The unbalanced distribution power flow method flowchart.

3.6. Convergence check-in and final calculations

The recent updated voltages are compared with previous voltages in all nodes in order to perform convergence check in.

$$|\overline{V}^{k+1}_{p-i} - \overline{V}^{k}_{p-i}| \le \varepsilon \quad i = 1, \dots, n \quad p = a, b, c \tag{65}$$

When convergence is reached, current flows $\mathbf{J}_{abc}$ are verified using Eq. (49). All nodal percentage voltage drops $\mathbf{VD\%}_{abc}$ are calculated using:

$$VD\%_{abc} = 100 \cdot TRX_{abc} \cdot I_{abc} \tag{66}$$

Power losses in all branches are calculated as:

$$\Delta\overline{S_E} = \Delta P_E + j\Delta Q_E = \sum_{j=0}^{n} (\overline{S}_{a-j} + \overline{S}_{b-j} + \overline{S}_{c-j})$$

$$= \sum_{j=0}^{n} (\overline{V}_{a-j} \cdot \overline{I}^{*}_{a-j} + \overline{V}_{b-j} \cdot \overline{I}^{*}_{b-j} + \overline{V}_{c-j} \cdot \overline{I}^{*}_{c-j}) \tag{67}$$

3.7. Algorithm summary

The general algorithm flowchart is depicted in Fig. 2.

4. Implementation under CIM standard

The Common Information Model (CIM) is described on detail in the IEC 61970-301 [35] for Energy Management Systems and IEC61968 series of standard for Distribution Management Systems [20]. System modeling requires at least two packages: wires (transformers, lines and switches) and topology. Some efforts have been made to include CIM extensions to electrical distribution for radial test feeders [36]. Basically these extensions are based on new classes on wire packages. This paper shows that electric distribution model could be reduced to only one package with a new class denominated *TRXmatrix* as seen in Fig. 3.

In this sense, each distribution feeder could be represented by a CIM RDF Model exchange format useful for power system analysis, as discussed in this paper, or by define optimization models

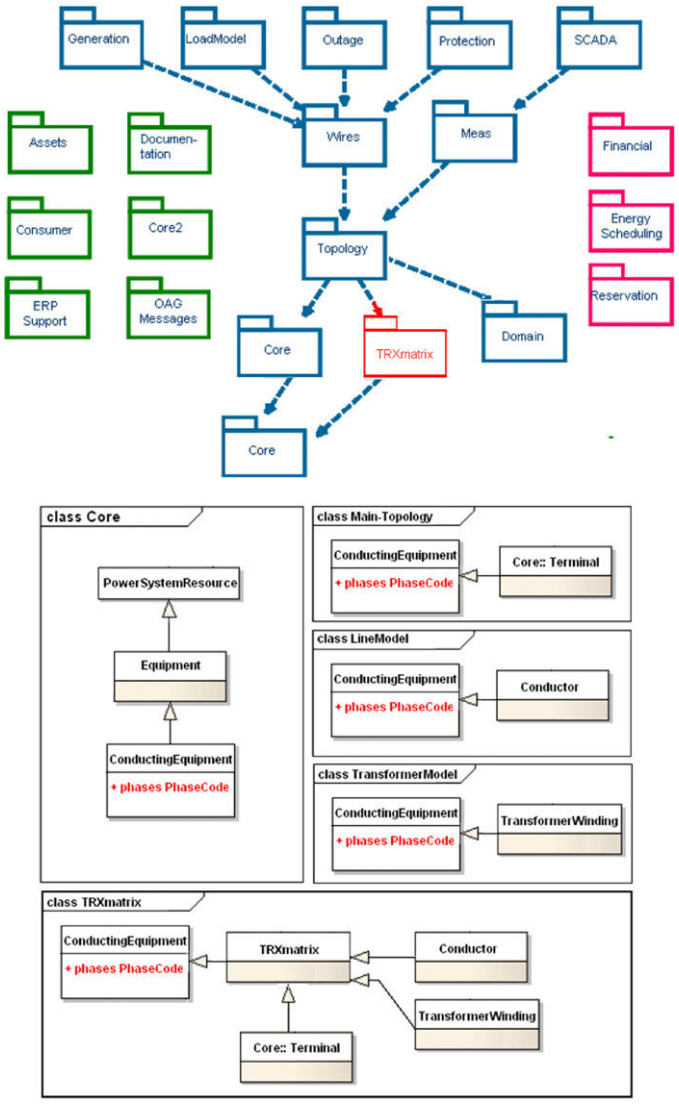


Fig. 3. The standard CIM packages including a new class TRX matrix.

under the smart grid paradigm, i.e., smart state-estimation, reactive power control, etc. The script in XML schema of these entries under a standardized data exchange model as CIM should be object of additional study.

5. Testing

In order to illustrate and evaluate the proposed method, a series of application and comparison studies were performed into following test systems:

- The IEEE 4, 37, 123 and 8500 node systems.
- Eminoglu's comparative study
- Comparative study using a uniformly distributed test system from 1000 to 3000 nodes.
- Caracas City Medium Voltage 49,000-node System

A Macbook Intel Core 2 Duo T8300@2.4 GHz with 2 GB RAM under OSX Leopard 10.5.5 has been used for all simulations. All algorithm implementations were coded in Matlab [37] and could be requested to authors.

Table 1
Solution IEEE 4-node test system—single-phase balanced load [26].

	Mod. (kV)	Mod. (pu)	Angle (°)
Node 0	12.47	1.0000	+0.0000
Node 1	12.34	0.9893	−0.3498
Node 2	3.91	0.9399	−3.5897
Node 3	3.44	0.8268	−8.8198

5.1. IEEE 4-node test system

Proposed methodology has been applied in the well-known *IEEE 4-node test network* network for illustration purposes. The distribution model is detailed in [26]. All simulations considered four-wire configuration and a step-down transformer 6 MVA 12.47/4.16 kV under wye–wye connection. In this example, it was applied in detail the single-phase power flow formulation for balanced loads discussed in Section 2 and the three-phase power flow formulation for unbalanced loads discussed in Section 3.

5.1.1. Single-phase—balanced load

The single phase power flow is solved assuming a system voltage bases $V_{Base}^{High} = 12.47\,\text{kV}$ for the medium voltage network, $V_{base}^{Low} = 4.16\,\text{kV}$ for the low-voltage network. Power system base is $S_{base} = 6\,\text{MVA}$. Impedance bases are $Z_{base}^{High} = 25.92\,\Omega$ and $Z_{base}^{Low} = 2.8843\,\Omega$.

The positive impedance sequence matrix of the IEEE 4-node test system **Z** is given by:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} 0.0045 + j0.0092 & 0.0100 + j0.0600 & 0.0502 + j0.1029 \end{bmatrix} \tag{68}$$

The upper triangular matrix **T** is given by:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{69}$$

and the **A** and **B** matrices are:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0.0092 & 0.0092 & 0.0092 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.0692 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.1721 \end{bmatrix} \tag{70}$$

Then the **TRX** matrix is defined as

$$\mathbf{TRX} = \left[\begin{array}{ccc|ccc} 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 & -0.0092 & -0.0092 & -0.0092 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 & -0.0092 & -0.0692 & -0.0692 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 & -0.0092 & -0.0692 & -0.1721 \\ \hline 0.0092 & 0.0092 & 0.0092 & 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.0692 & 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.1721 & 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 \end{array}\right] \tag{71}$$

Eq. (21) is iteratively solved assuming flat initial voltages at all nodes. Load at node 3 is regarded as constant power:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} 0.000 & 0.000 & (-0.9000 - j0.4358) \end{bmatrix} \tag{72}$$

Convergence is reached at iteration 13, $\varepsilon = 10^{-7}$. Table 1 shows the solution for the balanced case. Losses at balanced case are 555.3 kW and 1476.1 kVAr.

Note that losses are quite high due to the IEEE 4 node test system under wye–wye transformer connection has high currents at 4.16 kV side. Around 1000 A is circulating through the

336,400 26/7 phase conductors which nominal currents are settled around 530 A. For this reason, percentage voltage drop is 18%.

5.1.2. Three-phase—unbalanced load

The three-phase unbalanced power flow is solved assuming a system voltage bases $V_{base}^{High} = 12.47/\sqrt{3}$ kV for the medium voltage network, $V_{base}^{Low} = 4.16/\sqrt{3}$ kV for the low-voltage network. Power system base is S_{base} = 2 MVA. Impedance bases are $Z_{base}^{High} = 25.92\ \Omega$ and $Z_{base}^{Low} = 2.8843\ \Omega$.

Branch impedances are given as a rectangular 12×3 phase impedance matrix $\mathbf{Z}_{abc}$

$$\mathrm{Z_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathrm{Z_{abc}^{01}} & \mathrm{Z_{abc}^{12}} & \mathrm{Z_{abc}^{23}} \end{bmatrix} \tag{73}$$

where

$$\mathrm{Z_{abc}^{01}} = \begin{bmatrix} 0.0067 + 0.0158i & 0.0023 + 0.0073i & 0.0022 + 0.0056i \\ 0.0023 + 0.0073i & 0.0068 + 0.0153i & 0.0023 + 0.0062i \\ 0.0022 + 0.0056i & 0.0023 + 0.0062i & 0.0067 + 0.0156i \end{bmatrix} \tag{74}$$

$$\mathrm{Z_{abc}^{12}} = \begin{bmatrix} 0.0100 + 0.0600i & 0 & 0 \\ 0 & 0.0100 + 0.0600i & 0 \\ 0 & 0 & 0.0100 + 0.0600i \end{bmatrix} \tag{75}$$

$$\mathrm{Z_{abc}^{23}} = \begin{bmatrix} 0.0752 + 0.1772i & 0.0256 + 0.0825i & 0.0252 + 0.0633i \\ 0.0256 + 0.0825i & 0.0767 + 0.1723i & 0.0260 + 0.0696i \\ 0.0252 + 0.0633i & 0.0260 + 0.0696i & 0.0759 + 0.1751i \end{bmatrix} \tag{76}$$

The upper triangular matrix $\mathbf{T}_{abc}$ is given by:

$$\mathbf{T_{abc}} = \left[\begin{array}{ccc|ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array}\right] \tag{77}$$

and the A_{abc} and B_{abc} matrices are:

$$\mathrm{A_{abc}} = \begin{bmatrix} 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 \\ 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 \\ 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0919 & 0.0279 & 0.0275 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 & 0.0279 & 0.0935 & 0.0283 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 & 0.0275 & 0.0283 & 0.0926 \end{bmatrix} \tag{78}$$

$$\mathrm{B_{abc}} = \begin{bmatrix} 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 \\ 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 \\ 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 & 0.2530 & 0.0898 & 0.0689 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 & 0.0898 & 0.2476 & 0.0758 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 & 0.0689 & 0.0758 & 0.2507 \end{bmatrix} \tag{79}$$

Table 2
Solution IEEE 4-node test system at Node 3—three-phase unbalanced load [26].

	TRX method		It. ladder [26]	
	Mod.	Angle (°)	Mod.	Angle (°)
Phase a (kV)	2.173	−4.1292	2.175	−4.1
Phase b (kV)	1.927	−126.8014	1.930	−126.8
Phase c (kV)	1.830	102.8155	1.833	102.8

Eq. (63) is iteratively solved assuming flat initial voltages at all nodes. The unbalanced load at node 3 is regarded as constant power:

$$\mathrm{S_3} = \begin{bmatrix} -0.6375 - j0.3951 & -0.9000 - j0.4359 & -1.1875 - j0.3903 \end{bmatrix} \tag{80}$$

Assuming $\varepsilon = 10^{-7}$, solution is reached at 15 iteration.

Table 2 shows the solution for the unbalanced load conditions. Losses at this case are 661.36 kW and 1770.6 kVAr. Note that under unbalanced load operation, active power loss deviation is about 16% (106 kW) respect to balanced load operation. As a conclusive remark, it must be said that under discussed approach any three-phase distribution system can be described by the quasi-symmetric matrix **TRX**.

5.2. The IEEE test networks

The proposed methodology has been applied to IEEE 37 [27], 123 [28] and 8500 node system [19]. Single-phase equivalent and three-phase formulations were applied. In all cases convergence criteria is set $\varepsilon = 10^{-7}$.

Table 3 shows overall performance to reach the solution in each test case, system losses and TRX matrix size in bytes. Note that power losses considering unbalanced load operation does not match with expected losses when loads are balanced. As a result it is shown TRX matrix size has an exponential behavior respect to number of nodes.

Fig. 4 shows voltage profile solution for the IEEE 37 node test case.

Fig. 5 shows the triangular upper matrix **T**, size 122×122, corresponding to IEEE 123 node test case considering balanced load. It must be noted that **T** structure is sparse. In this sense, **A** and **B** matrices should be calculated using sparsity in order to improve computation time.

Table 3
Solution IEEE test systems—balanced and unbalanced load.

	#Iterations 3-Ph Unb.	#Iterations 1-Ph Bal.	ΔP_E (kW) 3-Ph Unb.	ΔP_E (kW) 1-Ph Bal.	$\mathbf{TRX}_{abc}$ Bytes	**TRX** Bytes
IEEE4 [26]	15	13	661	555	628	261
IEEE37 [27]	3	6	70	52	40,813	3504
IEEE123 [28]	12	7	204	102	265,963	36,911
IEEE8500 [19]	6	–	1150	–	38,056,060	–

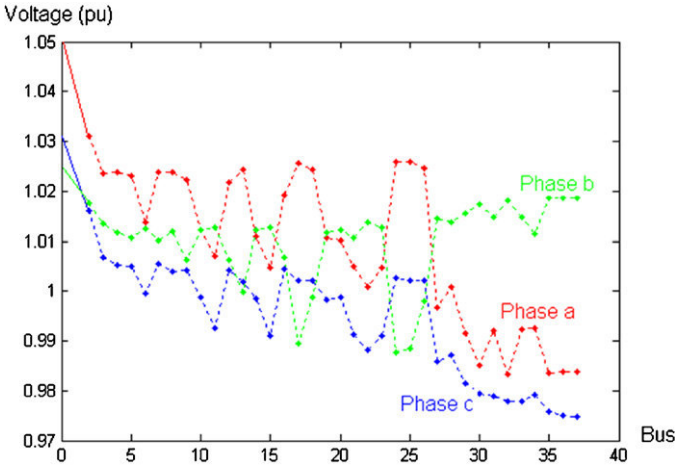


Fig. 4. Voltage profile solution for the IEEE 37 node test case.

The IEEE 8500 node test case [19] (balanced case) has 2516 medium-voltage nodes and 5690 low-voltage nodes with 2354 load nodes along 170 km with different line configurations. Peak demand at main feeder is 10.4 MVA. 3.9 mvar compensation is applied. System database matrices $\mathbf{A}_{abc}$ and $\mathbf{B}_{abc}$ require almost 40 MB RAM memory and I/O access time is 0.4 s.

Three-phase load flow solution is reached in 6 iterations and 1.7 s. This time is significantly low, considering load flow is solved in Matlab Suite (a non-complied platform) using a Core 2 Duo T8300@2.4 GHz with 2 GB RAM computer. If solver routines are compiled, a faster solution could be reached. Single-phase load flow

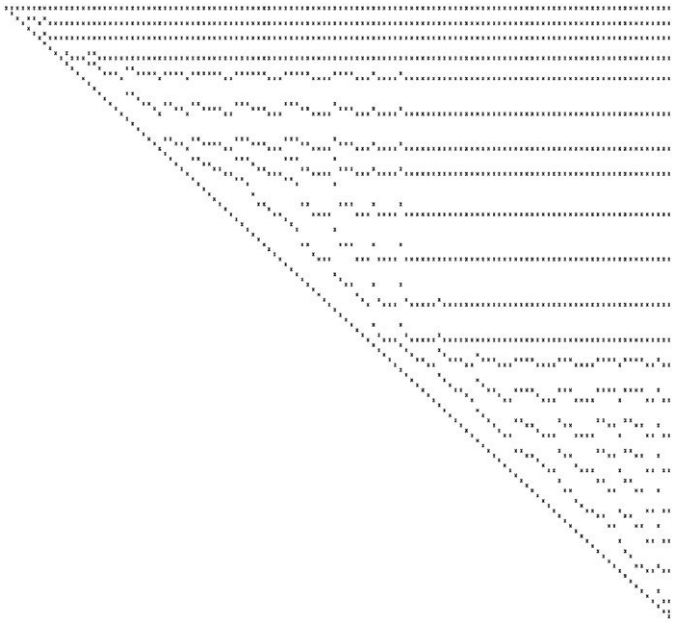


Fig. 5. Triangular upper matrix **T** for the IEEE 123 node test case.

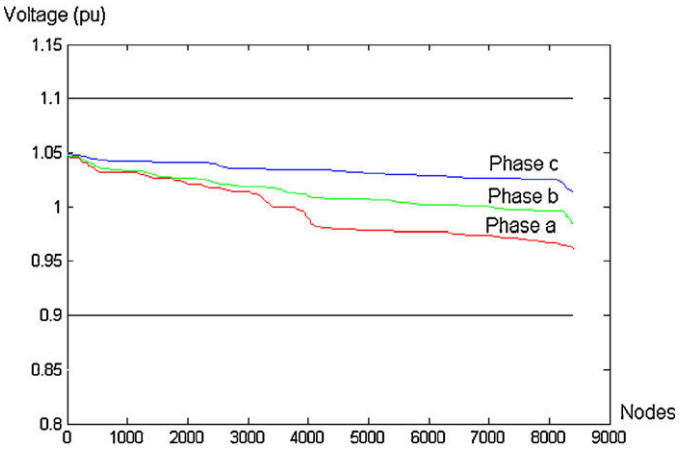


Fig. 6. Voltage profile for the IEEE 8500 node test case.

Table 4
Comparison between proposed method, standard BW/FW sweep and NR power flow.

	Number of iterations		
	12-node	33-node	69-node
Complex back/forward sweep [25]	5	6	7
NR (Matpower) [38]	4	4	4
Proposed method	5	6	7

solution is not provided since IEEE 8500 node test case [19] does not include positive sequence line data.

Fig. 6 shows the voltage profile of IEEE 8500 node test case from higher to lower values.

5.3. Eminoglu's comparative analysis

The proposed methodology was also applied in three (3) distribution test networks: 12-node [29], 33-node [30] and 69-node [31]). Test systems are the same used by Eminoglu [9] in his comprehensive analysis about BW/FW sweep algorithms and used here for comparative purposes.

As previous implementations, performance and robustness of the method was assessed under Matlab platform and compared with two alternative methods. First, the standard BW/FW sweep power flow approach presented in [24,25] and, second the Matpower's Newton–Raphson solver [38]. The BW/FW sweep method has been coded with complex variables using the theoretical basis presented in Section 2. The Matpower–NR solver is based on a standard Newton's method [1] using a full Jacobian, updated at each iteration. Its performance is good even on very large-scale test cases, since the algorithms and implementation take advantage of Matlab's built-in sparse matrix handling. Convergence and robustness of the proposed algorithm is analyzed through the number of iterations needed to reach a solution. The results are presented in Table 4.

It is shown that Newton–Raphson (NR) method has better convergence behavior (lower number of iterations) than proposed

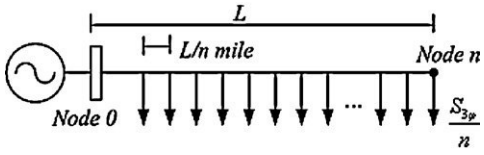


Fig. 7. The n-node radial distribution network.

method and the standard BW/FW sweep. The results confirm the conclusions reported by Eminoglu in a broad comparative convergence analysis with several BW/FW sweep based methods respect to Newton-based methods [9]. However, comparative results reported in [9] do not include CPU performance due to methods were applied to a small test systems. In order to test our proposal under CPU performance view, a large-scale analysis is discussed in next section.

5.4. Comparative analysis—uniformly loaded feeder

The proposed method has also applied in a large-scale test network and its performance compared with the BW/FW sweep [24,25] and the Matpower's Newton–Raphson [38]. Same computer conditions than previous comparison analysis are used. The test case is a 12.47 kV n-node radial distribution network with a load of 4000 kW uniformly distributed through $L = 1$ mile. Each branch is 336,400 26/7 ACSR (Linnet) conductors with impedance given in ohms:

$$\overline{Z} = \cdots = \overline{Z}_{n-1n} = \frac{R + jX}{n} = \frac{0.4556 + j1.0838}{n}\,\Omega \tag{81}$$

To illustrate the impact of the number of nodes in the CPU time required by each power flow method, line section depicted in Fig. 7 has been divided in n branches connected in radial form and total load has been fractionated in n nodal loads.

It is well known that percentage voltage drop solution for uniform distributed balanced distribution systems is given by [39]:

$$VD\% = \frac{V_0 - V_n}{V_0} \times 100 \simeq \frac{1}{2}\frac{S}{V_0^2}(R\cos\varphi_n + X\sin\varphi_n) \times 100 \tag{82}$$

Using a $V_0 = 12.47$ kV, $S = 4000$ kVA, with power factor is equal to 1, R and X equal to 0.45 ohms and 1.08 ohms, expected percentage voltage drop should be **VD**% = 0.6%. Then, if $V_0 = 1$, solution is V_n is 0.9940 pu. In order to verify this solution, the exact power flow solution is obtained using NR for $n = 1000$–3000: at the end of the feeder. In all cases, voltage solution converges to $V_n = 0.99398$ pu = 12.3949 kV, and angle $\theta_n = -0.016$ radians.

Then the n-node network has been solved using the proposed method and two alternative methods (NR, back/forward sweep) varying n parameter from 1000 to 3000 nodes. As shown above, all simulations lead to the same solution.

The computer processing unit (CPU) time, i.e., time required by each method to achieve convergence, is depicted in Fig. 8. As I/O data exchange time is not included in this comparison, it must be said that reordering routine time required by BW/FW sweep methods are not included. In fact, NR method does not require any kind of reordering routine. Actually, these assumptions become realistic because under DMS environment, a sentinel program should maintain all data matrices in memory with the most realistic branch and topology structure able to be exchanged between different platforms through CIM standard [36].

Under these assumptions and under this specific test case (n from 1000 to 3000 nodes), it is shown that BW/FW sweep algorithms and NR have similar convergence times. The proposed method is based on summation and multiplication of real numbers previously allocated in memory being highly competitive respect to NR with LU factorization and sparse handling. The **TRX** matrix does not require update at each iteration like Jacobian in Full NR method. The result presented is not absolute but it gives us an idea of the competitiveness of the implementation of BW/FW sweep methods under modern DMS systems. Nevertheless, it must be pointed out that improved NR solution, related to sparse matrix handling in distribution systems might improve overall performance under Matlab platform. Further analysis must be done in the future to compare proposed methods under highly loaded large-scale real networks and efficient NR implementations.

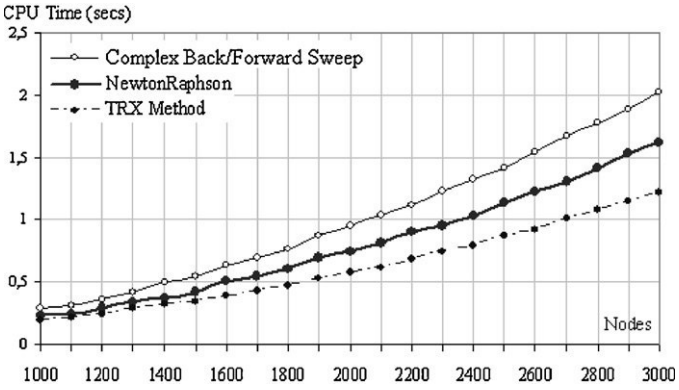


Fig. 8. CPU time required to convergence in a n-node radial distribution network.

The proposed method is a valuable tool to analyze distribution systems, since they can be modelled as a single series impedance. Research efforts should be focused in the generalization of the method including multiple interconnections with the transmission system and shunt impedances modeling associated to underground distribution lines. Further research must be oriented to compare the proposed methodology with other distribution-oriented power flow methodologies, in particular decoupled versions of NR and BW/FW sweep methods based on biquadratic formula.

5.5. Large scale application—Caracas City distribution network

Finally, the method was applied under real-world conditions on Venezuelan utility CORPOELEC attending 1.3 million customers in Caracas City.

The network topology and load conditions have been taken from operational conditions registered during December, 13, 2010. The studied system consists on 75 substations (12.47 kV and 5 kV) with three phase 488 primary circuits with 49.032 interconnection nodes where 9707 of them are load transformers. Total distribution transformer capacity is 3800 MVA and maximum load demand 1979 MVA, achieved at 15:00.

Quasisymmetric matrices **TRX** have been structured using the positive-sequence distribution system model loaded on the Geographical Information System of the company. Load allocation in active and reactive power for the 9707 load transformers have been performed using SCADA measurements at substation on all 488 feeders.

The power flow was performed using 10^{-7} as stop criteria in modulus of all nodal voltages. Computation time to load nodal active and reactive load powers and network matrices is 3.15 s. Computation time associated to iterative process in order to get voltage solution through 49 thousand nodes is close to 0.6 s.

Unlike IEEE 8500 node test case, the computational time is significantly lower because power flow is solved simultaneously in all 488 distribution feeders. It is due to each CORPOELEC's circuit was modelled with few nodes considering only loads and interconnection buses. The largest one has 353 nodes. The IEEE 8500 case has only one feeder with 2616 medium-voltage nodes. In this case, solution is reached with no distributed computing technique. In

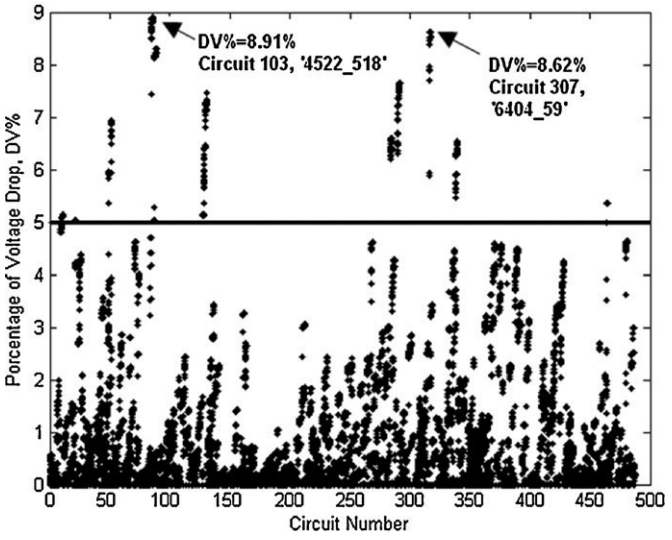


Fig. 9. Percentage of voltage drop—Caracas City distribution system.

order to store all the 488 network matrices, really only **A** and **B**, it is required 9 MB.

The solution for all system voltages is depicted in Fig. 9. The worst result of percentage of voltage drop is reported at circuit 103, node 4522–518, **VD**% = 8.91%. Globally, only 2.82% of system nodes does not achieve adopted design criteria (5%). The analysis tool let us know under large-scale applications, which circuits are running below allowed limits.

6. Conclusion

This paper presents a new formulation for the backward–forward sweep method for the power flow solution of active and passive distribution networks. The fundamental issue raised here is how to perform iterative process by using a unique real-matrix representing conductor characteristics and network topology. The method is formulated with real variables as opposed to complex variables used in previous contributions.

The TRX matrix has quasi-symmetric structure characterized by two sub-matrices representing a complete database by including information of topology structure as well as impedance for all branches of the distribution feeder. The network data associated at all feeders of a substation is suitable to be stored in memory and exchanged under Common Information Model standard allowing an efficient computation of the state of the system for on-line and off-line studies.

The proposed method has been successfully applied in the IEEE 4, 37, 123 and 8500 node systems. The method was also applied under real-world conditions in a large-scale distribution system operated by Venezuelan utility CORPOELEC serving 75 substations with 488 feeders and 49.032 nodes, Caracas city load demand 2000 MVA. The results show that proposed method is highly competitive respect to other algorithms. Future research should be focused on model extension by including detailed distribution line modeling.

Appendix A. List of symbols

$\Delta\overline{S_E}$	apparent power losses (pu)
ΔP_E	real power losses (pu)
ΔQ_E	reactive power losses (pu)
α	$e^{j(2\pi/3)}$
β	sharing index for load as constant impedance
σ	sharing index for load as constant current
γ	sharing index for load as constant power
ε	convergence criteria
θ_n	angle at node n in radians
φ	power factor angle in radians
$\mathbf{A}$	submatrix of **TRX** (pu)
$\mathbf{A}_{abc}$	submatrix of $\mathbf{TRX}_{abc}$ (pu)
$\mathbf{B}$	submatrix of **TRX** (pu)
$\mathbf{B}_{abc}$	submatrix of $\mathbf{TRX}_{abc}$ (pu)
$\mathbf{C}$	submatrix of **TRXL** (pu)
$\mathbf{D}$	submatrix of **TRXL** (pu)
$\mathbf{I}$	single phase injected current vector (pu)
I_{Loadi}	single phase constant load current at node i (pu)
$\overline{I}_i$	single phase injected current at node i (pu)
$\mathbf{I}_x$	single phase injected real part of current vector **I** (pu)
$\mathbf{I}_y$	single phase injected imaginary part of current vector **I** (pu)
$\mathbf{I}_{abc}$	three phase current vector
$\mathbf{I}_{abc-x}$	real part of three phase current vector $\mathbf{I}_{abc}$
$\mathbf{I}_{abc-y}$	imaginary part of three phase current vector $\mathbf{I}_{abc}$
$\mathbf{J}$	single phase branch current vector (pu)
$\mathbf{J}_x$	single phase real part of branch current vector **J** (pu)
$\mathbf{J}_y$	single phase imaginary part of branch current vector **J** (pu)
$\mathbf{J}_{abc}$	three phase branch current vector (pu)
$\mathbf{J}_{abc-x}$	three phase real part of branch current vector (pu)
$\mathbf{J}_{abc-y}$	three phase imaginary part of branch current vector (pu)
L	line length in miles
n	number of nodes, excluding origin
$\mathbf{P}$	real power injected vector (pu)
$\mathbf{Q}$	reactive power injected vector (pu)
P_i	real power injected at node i (pu)
Q_i	reactive power injected at node i (pu)
P_{Di}	real power demanded at node i (pu)
Q_{Di}	reactive power demanded at node i (pu)
P_{Gi}	real power generated at node i (pu)
Q_{Gi}	reactive power generated at node i (pu)
$P_{p\text{-}i}$	real power injected at node i and phase p (pu)
$P_{Dp\text{-}i}$	real power demanded at node i and phase p (pu)
$P_{Gp\text{-}i}$	real power generated at node i and phase p (pu)
$Q_{p\text{-}i}$	reactive power injected at node i and phase p (pu)
$Q_{Dp\text{-}i}$	reactive power demanded at node i and phase p (pu)
$Q_{Gp\text{-}i}$	reative power generated at node i and phase p (pu)
$\mathbf{R}$	diagonal branch resistance vector (pu)
$\mathbf{R}_{abc}$	diagonal three phase branch resistance vector (pu)
R	line resistance (Ω)
R_{Li}	load resistance at node i (pu)
R_{ij}	resistance between node i and node j (pu)
S	apparent load (VA)
$\mathbf{S}$	apparent power injected vector (pu)
$\overline{S}_i$	apparent power injected at node i (pu)
S_{Di}	apparent power demanded at node i (pu)
S_{Gi}	apparent power generated at node i (pu)
$\mathbf{S}_{abc}$	three phase apparent power injected vector
$\overline{S}_{p-i}$	apparent power injected at node i and phase p (pu)
S_{Dp-i}	apparent power demanded at node i and phase p (pu)
S_{Gp-i}	apparent power generated at node i and phase p (pu)
S_{base}	power base (MVA)
$\mathbf{T}$	triangular matrix
$\mathbf{T}_{abc}$	three phase triangular matrix
TRX	single phase network matrix (pu)
TRXL	single phase network and load matrix (pu)
$\mathbf{TRX}_{abc}$	three phase TRX matrix (pu)
$\mathbf{U}$	identity matrix (pu)
V_{base}^{High}	voltage base at high voltage side (kV)

V_{base}^{Low}	voltage base at low voltage side (kV)
$\mathbf{V}$	voltage vector (pu)
$\overline{V}_i$	voltage at node i (pu)
$\mathbf{V}_x$	real part of voltage vector $\mathbf{V}$ (pu)
$\mathbf{V}_y$	imaginary part of voltage vector $\mathbf{V}$ (pu)
$\mathbf{V}_{abc}$	three phase voltage vector
$\mathbf{V}_{abc-x}$	real part of three phase voltage vector $\mathbf{V}_{abc}$
$\mathbf{V}_{abc-y}$	imaginary part of three phase voltage vector $\mathbf{V}_{abc}$
V_{Init}	initial voltage at origin (pu)
V_{Ref}	reference voltage at origin (pu)
$\mathbf{V}_0$	set of substation voltages (pu)
$\mathbf{V}^0$	set of initial voltages (pu)
V_0	voltage at node 0 (kV)
V_n	voltage at node 0 (kV)
VD%	single phase percentage voltage drop (%)
$\mathbf{VD\%}_{abc}$	three phase percentage voltage drop (%)
$\mathbf{X}$	diagonal branch reactance vector (pu)
$\mathbf{X}_{abc}$	diagonal three phase branch reactance vector (pu)
X	line reactance (Ω)
X_{ij}	reactance between node i and node j (pu)
X_{Li}	load reactance at node i (pu)
$\mathbf{Z}$	single phase branch impedance vector (pu)
$\mathbf{Z}_L$	single phase load impedance vector (pu)
$\overline{Z}_{Li}$	single phase load impedance at node $i$in pu
$\overline{Z}_{ij}$	single phase branch impedance between node i and node j (pu)
$\mathbf{Z}_{ij}$	single phase impedance matrix between node i and node j (pu)
Z_{abc}^{ij}	three phase branch impedance matrix between node i and node j
$\mathbf{Z}_{abc}$	three phase branch impedance matrix (pu)
$\overline{Z}_{aa}^{ij}$	self impedance phase a between node i and node j (pu)
$\overline{Z}_{ab}^{ij}$	mutual impedance phase ab between node i and node j (pu)
Z_{base}^{High}	impedance base at high voltage side (Ω)
Z_{base}^{Low}	impedance base at high voltage side (Ω)

Operators

diag	diagonal matrix
T	transpose matrix
*	conjugate of a complex number

Subindexes

i	associated to node i
j	associated to node j
k	associated to iteration k

References

[1] W.F. Tinney, C.E. Hart, Power flow solution by Newton's method, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-86 (November (11)) (1967) 1449–1460.

[2] H. Chiang, Hsiao, A decoupled load flow method for distribution power networks: algorithms, analysis and convergence study, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 13 (3) (1991) 130–138.

[3] R.D. Zimmerman, H.D. Chiang, Fast decoupled power flow for unbalanced radial distribution systems, IEEE Transactions on Power Systems 10 (4) (1995) 2045–2052.

[4] F. Zhang, C. Cheng, A modified Newton method for radial distribution system power flow analysis, IEEE Transactions on Power Systems 12 (1) (1997) 389–397.

[5] L.R. Araujo, D.R.R. Penido, S. Carneiro, J.L.R. Pereira, P.A.N. Garcia, A comparative study on the performance of TCIM full Newton versus backward–forward power flow methods for large distribution systems, IEEE Power Systems Conference and Exposition (November (1)) (2006) 522–526.

[6] C.E. Lin, Y.W. Huang, C.L. Huang, Distribution system load-flow calculation with microcomputer implementation, Electric Power Systems Research (2) (1987) 139–145.

[7] L.R. Araujo, D.R.R. Penido, S. Carneiro Jr., J.L.R. Pereira, P.A.N. Garcia, Comparisons between the three-phase current injection method and the forward/backward sweep method, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 32 (7) (2010) 825–833.

[8] J.R. Carson, Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell System Technical Journal (1927).

[9] U. Eminoglu, M.H. Hocaoglu, Distribution systems forward/backward sweep-based power flow algorithms: a review and comparison study, Electric Power Components and Systems 37 (1) (2009) 91–110.

[10] M.F. AlHajri, M.E. El-Hawary, Exploiting the radial distribution structure in developing a fast and flexible radial power flow for unbalanced three-phase networks, IEEE Transactions on Power Delivery 25 (January (1)) (2010) 378–389.

[11] R.M. Ciric, A. Padilha-Feltrin, L.F. Ochoa, Power flow in four-wire distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems 18 (4) (2003) 1283–1290.

[12] D.R.R. Penido, L.R. Araujo, S. Carneiro, Three-phase power flow based on four-conductor current injection method for unbalanced distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems 23 (2) (2008) 494–503.

[13] D.R.R. Penido, L.R. Araujo, J.L.R. Pereira, P.A.N. Garcia, J. Carneiro, Four wire Newton–Raphson power flow based on the current injection method, in: Proc. 2004 IEEE Power Engineering Society Power Systems Conference and Exposition, vol. 1, 2004, pp. 239–242.

[14] J.A. Peralta, F. de Leon, J. Mahseredjian, Unbalanced multiphase load-flow using a positive-sequence load-flow program, IEEEE Transactions on Power Systems 23 (2) (2008) 469–476.

[15] T.H. Chen, W.C. Yang, Analysis of multi-grounded four-wire distribution systems considering the neutral grounding, IEEE Transactions on Power Delivery 16 (2001) 710–717.

[16] M. Monfared, A.M. Daryani, M. Abedi, Three phase asymmetrical load flow for four-wire distribution networks, Power Systems Conference and Exposition (2006) 1899–1903.

[17] A.P. Sakis Meliopoulos, F. Zhang, Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems, IEEE Transactions on Power Systems 11 (2) (1996) 939–946.

[18] EPRI, OpenDSS Program, sourceforge.net, URL: http://sourceforge.net/projects/electricdss

[19] R.F. Arritt, R.C. Dugan, The IEEE 8500-node test feeder, in: Proc. of the 2010 IEEE PES Transmission and Distribution, April 2010, New Orleans, 2010.

[20] IEC 61968, Common Information Model (CIM)—Distribution Management.

[21] A. Losi, M. Russo, Object-oriented load flow for radial and weakly meshed distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems 18 (November (4)) (2003) 1265–1274.

[22] F. Milano, M. Zhou, H. Guan Ji, Open model for exchanging power system data, in: IEEE Power & Energy Soc. Gen. Meet., PES09, July 2009, 2009, pp. 1–7, 26–30.

[23] M. Kleinberg, K. Miu, K. and, C. Nwankpa, A study of distribution power flow analysis using physically distributed processors, IEEE Power Systems Conference and Exposition (November 2006) 518–521.

[24] P. Aravindhabuba, S. Ganapathy, K.R. Nayar, A novel technique for the analysis of radial distribution systems, Electric Power Systems Research 23 (3) (2001) 167–171.

[25] J.H. Teng, A direct approach for distribution system load flow solutions, IEEE Transactions on Power Delivery 18 (3) (2003) 882–887.

[26] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 4 Node Test Feeder, 2006.

[27] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 37 Node Test Feeder, 2004.

[28] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 123 Node Test Feeder, 2004.

[29] D. Das, H.S. Nagi, D.P. Kothari, Novel method for solving radial distribution networks, IEE Proceeding, Generation, Transmission and Distribution 141 (4) (1994) 291–298.

[30] M.E. Baran, F.F. Wu, Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system, IEEE Transactions on Power Delivery 4 (1) (1989) 735–742.

[31] M.E. Baran, F.F. Wu, Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing, IEEE Transactions on Power Delivery 4 (2) (1989) 1401–1407.

[32] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, G.X. Luo, A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks, IEEE Transactions on Power Delivery 3 (2) (1988) 753–762.

[33] S. Jovanovic, F. Milicevic, Triangular distribution load flow, IEEE Power Engineering Review 20 (5) (2000) 60–62.

[34] W. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, 2nd edition, CRC Press, 2001.

[35] IEC 61970-301: Common Information Model (CIM) – Energy Management, Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) – Part 301: Common Information Model (CIM) Base, 2006.

[36] X. Wang, N.N. Schulz, S. Neumann, CIM extensions to electrical distribution and CIM XML for the IEEE radial test feeders, IEEE Transactions on Power Systems 18 (August (3)) (2003) 1021–1028.

[37] Mathworks, Matlab 7.2 User's Manual, 2006.

[38] MATPOWER 3.2, Cornell University, [Online]. Available: http://www.pserc.cornell.edu/matpower

[39] T. Gonen, Electric Power Distribution System Engineering, 1st edition, McGraw-Hill Book Company, New York, 1986.

APÉNDICE D

PUBLICACIÓN IEEE ANDESCON

Copyright © 2013 Universidad Simón Bolívar

New Formulation for Distribution System State Estimation

Paulo M. De Oliveira-De Jesus[1] and Andrés Rojas[1]

***Abstract*— This paper presents a new formulation for system state estimation of passive electric distribution networks. The fundamental idea discussed here is how to obtain the state of the system at maximum demand condition using three sources of information: 1) a quasi-symmetric matrix called TRX representing network structure and topology, 2) power measurements at main feeder disconnection devices and reclosers installed in the network, and 3) Energy measurements and estimated load curve of aggregate users at distribution transformers. The method is formulated with real variables for single-phase positive sequence radially operated networks. Results of the application of proposed methodology are presented using the well known IEEE 4-Node test system.**

I. INTRODUCTION

Seminal contributions on System State Estimation (SSE) procedures applied to meshed electrical networks were introduced by Schweppe in the early 70s [1], [2], [3]. The basic formulation is based on a minimum least squares nonlinear optimization problem, solved using Newton approach. The SEE problem applied to Electric Distribution Systems was extended by [4], using three phase model solved also with the iterative Newton method. Baran [5] and [6], proposed solve the problem using the current branch measurement instead of power injection formulae, transforming power flow measurements in their equivalent currents values.

In our knowledge, System State Estimation in electric distribution systems methodologies have been applied in the past using three-phase formulations from standard power flow equations. This paper presents a new formulation for the solution of state of the system estimation based upon the direct relation between injected currents and voltage drops in radial exploited networks given by a unique matrix called TRX.

This paper is organized as follows: Section II addresses the methodology for single-phase balanced distribution systems, Section III described the mathematical formulation of the problem based on minimum least squares equations. Case study is shown in Section IV and conclusions are drawn in Section V. Demonstration of TRX matrix structure is provided in Appendix A.

II. PROPOSED METHODOLOGY

A. Data Preparation

The State Estimator requires the preparation of the following data: Network model via a unique quasi-symmetric matrix, active energy and power factor measured in all load demands and voltage and current measurements at main feeder in substation.

1) The TRX Matrix: In order to build the TRX matrix it is required to know branch per unit impedances stated as $\mathbf{Z}$ corresponding to a vector of series line impedance or transformer, positive sequence resistance and reactance for each branch of the network.

$$\mathbf{Z} = \left[\begin{array}{ccccc} \overline{Z}_{01} & ... & \overline{Z}_{ij} & ... & \overline{Z}_{mn} \end{array} \right] \tag{1}$$

where,

$$\overline{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad i,j = 1,...,n \quad i \neq j \tag{2}$$

For simplicity, shunt admittances are not considered in the balanced approach. Fig. 1 shows a radial distribution network with $n+1$ buses, and n branches and a single voltage source at the root bus 0. Branches are organized according to an appropriate numbering scheme (list), whose details can be found in [7].

Relationship between injected currents $\mathbf{I}$ and branch currents $\mathbf{J}$ is set through an upper triangular matrix $\mathbf{T}$ accomplishing the Kirchhoff Current Laws (KCL) [8], [9] as follows:

$$\mathbf{J} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I} \tag{3}$$

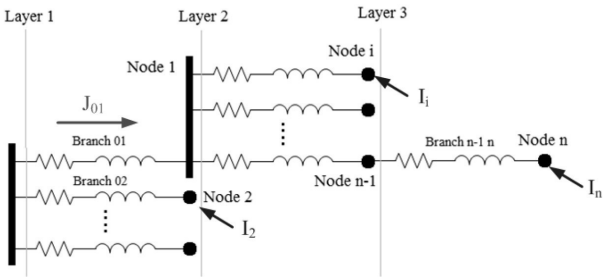


Fig. 1. Branch and bus numbering of a radial distribution network

Then, the $\mathbf{TRX}$ matrix is given by::

$$\mathbf{TRX} = \left[\begin{array}{cc} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{cc} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{array} \right] \tag{4}$$

where triangular matrix $\mathbf{T}$ is given by KCL laws and impedance matrices $\mathbf{R}$ and $\mathbf{X}$ are given by:

$$\mathbf{R} = \Re e\{diag(\mathbf{Z})\}; \quad \mathbf{X} = Im\{diag(\mathbf{Z})\} \tag{5}$$

Demonstration of how TRX matrix is structured is presented in Appendix A.

*This work was supported by MCTII-FONACIT PEI Project 2012000092

[1]P. De Oliveira-De Jesus and A. Rojas is with Conversion and Energy Deliver Department, Simon Bolivar University, AP 89000, Caracas, Venezuela. Contact: pdeoliveira@usb.ve

2) Measurements - Bus Energy Data: Active energy in pu is measured in each bus during a month (T_m=720 hours)

$$\mathbf{W_M} = \left[\begin{array}{ccccccc} W_{M1} & ... & W_{Mi} & ... & W_{Mn} \end{array} \right] \quad (6)$$

3) Measurements - Main Feeder and Reclosers: Voltage and delivered active and reactive powers measured by main feeder protection devices and reclosers installed in different branches of the grid are collected in the following measurement vectors:

$$\mathbf{V_M} = \left[\begin{array}{ccccccc} V_{M0} & ... & V_{Mi} & ... & V_{Mn} \end{array} \right] \quad (7)$$

$$\mathbf{P_M} = \left[\begin{array}{ccccccc} P_{M01} & ... & P_{Mij} & ... & P_{M(n-1)n} \end{array} \right] \quad (8)$$

$$\mathbf{Q_M} = \left[\begin{array}{ccccccc} Q_{M01} & ... & Q_{Mij} & ... & Q_{M(n-1)n} \end{array} \right] \quad (9)$$

4) Additional Data: Power factor angle at each load bus φ_{Di} is given by:

$$\varphi_{\mathbf{D}} = \left[\begin{array}{ccccccc} \varphi_{D1} & ... & \varphi_{Di} & ... & \varphi_{Dn} \end{array} \right] \quad (10)$$

Load factor at each load bus L_{Fi} is given by:

$$\mathbf{L_F} = \left[\begin{array}{ccccccc} L_{F1} & ... & L_{Fi} & ... & L_{Fn} \end{array} \right] \quad (11)$$

Load factors are the relationships between average and maximum load demand at each bus under given period.

III. System State Estimation Problem Formulation

In this section does present the formulation of the optimization problem. The objective is to minimize least square error in all measurements subject to the direct relationship between the state of the system and the injected currents:

$$\min \frac{1}{2} \left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x})\right)^T \mathbf{W} \left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x})\right) \quad (12)$$

subject to:

$$\left[\begin{array}{c} \mathbf{V_x} \\ \mathbf{V_y} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \mathbf{V_{x0}} \\ \mathbf{V_{y0}} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{cc} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} \mathbf{I_x} \\ \mathbf{I_y} \end{array} \right] \quad (13)$$

Demonstration of how to obtain (13) is presented in Appendix A.

A. Measurement Vector

We have three types of measurements: energy in load buses and voltages and power measurements coming from SCADA registers in protection devices either on substation (main feeder) or reclosers located at trunk feeders. The $\mathbf{z}$ is the measurement vector defined by:

$$\mathbf{z} = \left[\begin{array}{cccc} \mathbf{V}_M & \mathbf{P}_M & \mathbf{Q}_M & \mathbf{W}_M \end{array} \right] \quad (14)$$

B. The Estimated State of the System Vector

The unknown values of the optimization problem, ie. the estimate value of voltages of all nodes of the network (real an imaginary parts) $\mathbf{x}$ are expressed as by:

$$\mathbf{x} = \left[\begin{array}{cccc} V_{x0} & V_{y0} & \mathbf{V_x} & \mathbf{V_y} \end{array} \right]^T \quad (15)$$

and voltage at reference bus $V_0 = V_{x0} + jV_{y0}$, and $\mathbf{V}=\mathbf{V_x} + j\mathbf{V_y}$,

C. The Estimated Measurements

The measurement error vector is denoted as $\mathbf{z} - h(\mathbf{x})$. Injected currents are written as function of calculated nodal energies.

$$I_{xi} = \frac{P_i V_{xi} + Q_i V_{yi}}{(V_{xi})^2 + (V_{yi})^2} \quad i = 1, ..., n \quad (16)$$

$$I_{yi} = \frac{-Q_i V_{xi} + P_i V_{yi}}{(V_{xi})^2 + (V_{yi})^2} \quad i = 1, ..., n \quad (17)$$

Where injected active P_i and reactive Q_i powers are expressed as function of calculated active energies W_{Ci}, load factor L_{Fi} and power factor angle φ_{Di}

$$P_i = -\frac{W_{Ci}}{720 \cdot L_{Fi}} \quad i = 1, ..., n \quad (18)$$

$$Q_i = P_i \cdot \tan \varphi_{Di} \quad i = 1, ..., n \quad (19)$$

Then, $h(\mathbf{x})$ is the estimation of given measurements as function of the state of the system vector defined by:

$$h(\mathbf{x}) = \left[\begin{array}{ccc} \mathbf{V}_C & \mathbf{J_C} & \mathbf{W_C} \end{array} \right] \quad (20)$$

where elements of $\mathbf{V}_C$ are given by:

$$V_{Ck} = \sqrt{V_{xk}^2 + V_{yk}^2} \quad (21)$$

k is a busbar with voltage measurement.

Branch currents are obtained using:

$$(\mathbf{J_x} + j\mathbf{J_y}) = -\mathbf{T} \cdot (\mathbf{I_x} + j\mathbf{I_y}) \quad (22)$$

$$\overline{J}_{ij} = J_{xij} + jJ_{yij} \quad (23)$$

Then, active powers at given branch ij: is:

$$P_{Cij} = V_{xi} \cdot J_{xij} + V_{yi} \cdot J_{yij} \quad (24)$$

and, branch reactive powers:

$$Q_{Cij} = V_{yi} \cdot J_{xij} - V_{xi} \cdot J_{yij} \quad (25)$$

where elements of $\mathbf{W}_C$ are given by:

$$W_{Ck} = -T_m \cdot L_{Fk} \cdot (V_{xk} \cdot I_{xk} + V_{yk} \cdot I_{yk}) \quad (26)$$

k is a busbar with of aggregate active energy measurements

IV. Case Study

In order to illustrate and evaluate the proposed method, the *IEEE 4 bus test system* was used. The proposed SEE formulation was implemented using Solver application under Microsoft Excel Program and it could be requested to authors.

IEEE 4 Bus Distribution model is detailed in [10]. As seen in Fig. 2, only one load is connected to the system. Power measurements are given at main feeder. All simulations considered four-wire configuration and a step-down transformer 6MVA 12.47/4.16kV under wye-wye connection.

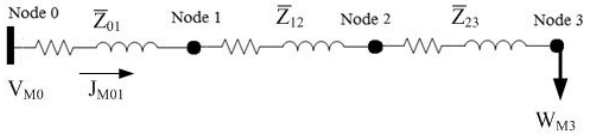


Fig. 2. IEEE 4 Node radial distribution network

The SSE problem is solved assuming a system voltage bases $V_{Base}^{High} = 12.47$kV for the medium voltage network, $V_{base}^{Low} = 4.16$kV for the low-voltage network. Power system base is $S_{base} = 6MVA$. Impedance bases are $Z_{base}^{High} =$ 25.92 ohms and $Z_{base}^{Low} =$2.8843 ohms.

1) TRX Matrix: The positive impedance sequence matrix of the IEEE 4-node test system $\mathbf{Z}$ is given by:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \overline{Z}_{01} \\ \overline{Z}_{12} \\ \overline{Z}_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0045 + j0.0092 \\ 0.0100 + j0.0600 \\ 0.0502 + j0.1029 \end{bmatrix}$$

The upper triangular matrix $\mathbf{T}$ is given by:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

and the $\mathbf{A}$ and $\mathbf{B}$ matrices are:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0.0092 & 0.0092 & 0.0092 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.0692 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.1721 \end{bmatrix}$$

Then the $\mathbf{TRX}$ matrix is defined as

$$\mathbf{TRX} = \left[\begin{array}{ccc|ccc} 0.45 & 0.45 & 0.45 & -0.92 & -0.92 & -0.92 \\ 0.45 & 1.45 & 1.45 & -0.92 & -6.92 & -6.92 \\ 0.45 & 1.45 & 6.47 & -0.92 & -6.92 & -17.21 \\ \hline 0.92 & 0.92 & 0.92 & 0.45 & 0.45 & 0.45 \\ 0.92 & 6.92 & 6.92 & 0.45 & 1.45 & 1.45 \\ 0.92 & 6.92 & 17.21 & 0.45 & 1.45 & 6.47 \end{array}\right] \times 10^{-2}$$

2) Measurements: The IEEE 4 bus system has a maximum load demand of 5.4MW ($cos\varphi_{D3}$=0.9 lag). Assuming L_{F3}=0.9, active energy in p.u. registered during a month is:

$$\mathbf{W_M} = \begin{bmatrix} W_{M3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 582 \end{bmatrix}$$

Voltages at substation is:

$$\mathbf{V_M} = \begin{bmatrix} V_{M0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.00 \end{bmatrix}$$

Active and reactive powers at main circuit breaker are

$$\mathbf{P_M} = \begin{bmatrix} P_{M01} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.98 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Q_M} = \begin{bmatrix} Q_{M01} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.69 \end{bmatrix}$$

Then, the measurement vector $\mathbf{z}$ is:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} V_{M0} & P_{M01} & Q_{M01} & W_{M3} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} 1.00 & 0.98 & 0.69 & 582 \end{bmatrix}$$

assuming the following $\mathbf{W}$ matrix:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} 100000 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1000 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 10 \end{bmatrix}$$

Injected powers are obtained form aggregate active energy measurements from users using approximate load curve patterns and power factor values. Hence, the best accuracies are assigned to measurements at substation and reclosers and lower accuracies are assigned to energy measurements.

3) The Optimization Problem: Given the measurement vector $\mathbf{z}$, we define the $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ vector as:

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} V_{C0} & P_{C01} & Q_{C01} & W_{C3} \end{bmatrix}$$

where the state of the system are all voltages in cartesian form:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} V_{x0} & V_{y0} & V_{x1} & V_{y1} & V_{x2} & V_{y2} & V_{x3} & V_{y3} \end{bmatrix}$$

The optimization problem is set by minimizing global objective (weighted least squares error):

$$\min \left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x})\right)^T \mathbf{W} \left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x})\right)$$

Subject To:

$$\begin{bmatrix} V_{x1} \\ V_{x2} \\ V_{x3} \\ V_{y1} \\ V_{y2} \\ V_{y3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{x0} \\ V_{x0} \\ V_{x0} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{x1} \\ I_{x2} \\ I_{x3} \\ I_{y1} \\ I_{y2} \\ I_{y3} \end{bmatrix}$$

$$I_{x1} = I_{x2} = I_{y1} = I_{y2} = 0$$

$$\begin{aligned} I_{x3} &= -\frac{W_{C3}}{T_m \cdot L_{F3}} \left(\frac{V_{x3} + \tan\varphi_{D3} \cdot V_{y3}}{(V_{x3})^2 + (V_{y3})^2}\right) \\ I_{y3} &= -\frac{W_{C3}}{T_m \cdot L_{F3}} \left(\frac{-\tan\varphi_{D3} \cdot V_{x3} + V_{y3}}{(V_{x3})^2 + (V_{y3})^2}\right) \end{aligned}$$

$$V_{C0} = V_{x0}$$

$$P_{C01} = -V_{x0} \cdot I_{x3} - V_{y0} \cdot I_{y3}$$

$$Q_{C01} = -V_{y0} \cdot I_{x3} + V_{x0} \cdot I_{y3}$$

$$W_{C3} = -T_m \cdot L_{F3} \cdot (V_{x3} \cdot I_{x3} + V_{y3} \cdot I_{y3})$$

4) The SEE Problem Solution: Solving the optimization model set up above using Excel's Solver, solution is given by:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} V_{x0} \\ V_{x1} \\ V_{x2} \\ V_{x3} \\ V_{y0} \\ V_{y1} \\ V_{y2} \\ V_{y3} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} 1.0000 \\ 0.9893 \\ 0.9381 \\ 0.8172 \\ 0 \\ -0.0060 \\ -0.0587 \\ -0.1264 \end{bmatrix}^T$$

Solution of all voltages in modulus (pu and kV) and angle in degrees are given in Table I

TABLE I
SOLUTION IEEE 4-NODE TEST SYSTEM - SINGLE-PHASE BALANCED LOAD [10]

	Mod. (kV)	Mod. (pu)	Angle (deg)
Node 0	12.47	1.0000	+0.0000
Node 1	12.34	0.9893	-0.3486
Node 2	3.91	0.9399	-3.5804
Node 3	3.44	0.8269	-8.7925

Active energy estimated is W_{C3}=582.0pu, and residuals are given by:

$$V_{M0} - V_{C0} = 4.6065E-05$$
$$P_{M01} - P_{C01} = 0.16002311$$
$$Q_{M01} - Q_{C01} = 0.004146852$$
$$W_{M3} - W_{C3} = 4.6065E-05$$

In this case, results are very similar to solutions reported in [10] because active energy measured across 720h and a load and a power factor 0.9 and 0.9 respectively, produces a power injection at bus 4 equal to reported in the original power flow solution. As a result, energy measurement has a low residual despite low confidence assigned by the weight matrix. This result is meaningful because it demonstrates that a good energy measurements at users lead to low residuals.

V. CONCLUSION

This paper discuss a new formulation for system state estimation of passive electric distribution networks. A small example is solved for illustration purposes. Results show that proposed formulation is suitable to be applied in order to solve the problem using a general equation formula relating the state of the system, i.e. nodal voltages and injected currents through a general impedance matrix called TRX.

APPENDIX A

In the following, the structure $\mathbf{TRX}$ matrix is deduced. First, voltage vector $\mathbf{V}$ is defined according the Kirchhoff Voltage Laws (KVL) as function of branch currents vector $\mathbf{J}$ and line impedances $\mathbf{Z}$:

$$\mathbf{V} = \mathbf{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{J}$$

where $diag(\mathbf{Z})$ is the diagonal matrix of vector $\mathbf{Z}$.

and, $\mathbf{T}$ is the triangular matrix obtained from Kirchhoff Current Laws (KCL)

$$\mathbf{J} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I}$$

Voltage equation can be rewritten as::

$$\mathbf{V} = \mathbf{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{J} = \mathbf{V_0} + \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I}$$

Separating real and imaginary parts:

$$\mathbf{V_x} + j\mathbf{V_y} = \mathbf{V_{x0}} + j\mathbf{V_{y0}} - \mathbf{T}^T \cdot (\mathbf{R} + j\mathbf{X}) \cdot (\mathbf{J_x} + j\mathbf{J_y})$$

where,

$$\mathbf{R} = \Re e\{diag(\mathbf{Z})\}; \quad \mathbf{X} = Im\{diag(\mathbf{Z})\}$$
$$\mathbf{J_x} = \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x}; \quad \mathbf{J_y} = \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y}$$

This expression corresponds to Kirchhoff Voltage Laws (KVL) through all nodes and, where $\mathbf{J_x} + j\mathbf{J_y}$ term corresponds to all nodal Kirchhoff Current Laws (KCL). After some algebra, real and imaginary parts can be rewritten as:

$$\begin{aligned} \mathbf{V_x} &= \mathbf{V_{x0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x} - \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y} \\ \mathbf{V_y} &= \mathbf{V_{y0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y} \end{aligned}$$

Voltage drop equations are settled as:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_x} \\ \mathbf{V_y} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{V_{x0}} \\ \mathbf{V_{y0}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I_x} \\ \mathbf{I_y} \end{bmatrix}$$

where the $\mathbf{TRX}$ matrix is given by:

$$\mathbf{TRX} = \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix}$$

REFERENCES

[1] F. C. Schweppe and J. Wildes, Power System Static-State Estimation, Part I: Exact model, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89, no. 1, pp. 120-125, 1970.

[2] F. C. Schweppe and D. B. Rom, Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89, no. 1, pp. 125-130, 1970.

[3] F. C. Schweppe, Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89, no. 1, pp. 130-135, 1970.

[4] J. H. Teng and W.-H. E. Liu, Distribution System State Estimation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 229-240, 1995.

[5] M. E. Baran and A. W. Kelley, State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1601-1609, 1994.

[6] M. E. Baran and A. W. Kelley, A Branch-Current-Based State Estimation Method for Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 483-491, 1995.

[7] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, and G.X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks, IEEE Trans. on Power Deliv., 3, (2), (1988), 753-762

[8] P. Aravindhabuba, ,S. Ganapathy, and K.R. Nayar, A novel technique for the analysis of radial distribution systems, Electr. Power Syst. Res., 23, (3) (2001), 167-171

[9] S. Jovanovic and F. Milicevic, Triangular distribution load flow, IEEE Power Eng. Rev., 20, (5), (2000), 60-62

[10] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 4 Node Test Feeder, 2006

MCTI-FONACIT-PEI No 2953 DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA

CONTRATO 201200148

PROYECTO 201200092

ANEXO No. 4B
Flujo de Carga TRX 5 HILOS

REV	FECHA	DESCRIPCION	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	APROBACION FONACIT
A	10/05/13	Emisión Preliminar	F.Ochoa Y. Hernández V. Castillo	M.Alvarez	P. De Oliveira	-

A Generalized 5-wire Distribution Power Flow Formulation

Paulo M. De Oliveira-De Jesus, *Member, IEEE*

***Abstract*—This paper describes a generalized methodology to assess the power flow solution of unbalanced distribution networks taking into account current flows and voltages across neutral and ground paths. The state of the system is reached using the well-known Backward/Forward Sweep process. The fundamental contribution of this work is to solve the unbalanced power flow problem using a unique matrix called TRX that includes all feeder characteristics related to phases, neutral and equivalent ground paths. Proposed TRX matrix is built from available DMS/SCADA databases written in Common Information Model (CIM) format. The TRX matrices allocated in computer memory let us to reach solution efficiently because no matrix inversion is required. The proposal is suitable to be applied over unbalanced aerial and underground distribution systems, radially or weakly meshed operated with distributed generation. Proposed methodology has been successfully applied in a group of test systems.**

***Index Terms*—Backward/forward sweep, load flow, power flow, distribution system analysis**

I. Introduction

IN the last years, the Common Information Model (CIM), a standard developed by the electric power industry that has been officially adopted by the International Electrotechnical Commission (IEC). Today many DMS providers aims to allow application software based upon CIM to exchange information about the configuration and status of an electrical network. In particular, the IEC61968 series of standards [1] extend the CIM to meet the needs of electrical distribution, where related applications include distribution management system, outage management system, planning, metering, work management, geographic information system, asset management, customer information systems and enterprise resource planning. Network applications as distributed generation dispatch, service restoration, feeder reconfiguration, phase balancing, volt/var control or optimal location of capacitors require an reliable network model as CIM in order to perform an adequate state of the system assessment through unbalanced power flow studies.

Literature illustrates several contributions about distribution power flow methods applied to balanced and unbalanced networks. In general, these methods are applied using stand-alone network databases created by developers to test their proposals.

This paper proposes a new methodology to assess the power flow solution of four-wire unbalanced distribution networks, underlying the following contributions:

- The proposed formulation merges the standard Backward/Forward sweep steps into one unique state-of-the-system evaluation formula based upon a **TRX** matrix suitable to be stored in memory in the context of a DMS environment. The proposed **TRX** matrix constitutes an extension of the BIBC and BCBV formulation presented by [2]. The extension consist on including all feeder characteristics related to phases, neutral and equivalent ground paths into a unique matrix based upon real-numbers.
- The **TRX** matrix is built directly from the data exchange scheme based on CIM. Matrix elements are allocated in computer memory reaching solution with short computation times because solutions are reached by multiplying and adding real numbers and no matrix inversion is required. The network model used is based on the generalized three-phase four-wire multigrounded model presented by [3] where both the neutral wire and the equivalent ground conductor are explicitly represented.

The proposal is suitable to be applied over unbalanced aerial and underground distribution systems, radially or weakly meshed operated with distributed generation. Proposed methodology has been applied in two simple networks for illustration purposes. A more general case is presented.

This paper is organized as follows: Section II describes the background of the paper. Section III presents the proposed methodology. Case studies are discussed in Section IV. Conclusions are drawn in Section V. Nomenclature is provided in Appendix A.

II. Background

Several methods have been reported in Literature to solve unbalanced three phase distribution systems. In the majority of unbalanced power flow mwthods methods, the neutral wire and the ground effect is usually merged into phase conductor using Kron's reduction and Carson Equations [4]. Since the neutral wire and ground path is not explicitly represented, the ground currents and voltages remain unknown. In advanced DMS applications such as power quality and safety analysis, loss analysis, etc., knowing the neutral wire and ground currents and voltages is of special interest.

This biographical review only considers references with explicit representation of the neutral wire (when exists) and the ground path.

In [3] it is applied an extension of the three phase standard Backward/Forward Sweep method presented by [10]. In this paper, a power flow algorithm for three-phase four-wire radial DNs, considering neutral wire and multigrounding, is proposed. High-order line models (4x4, 5x5 and higher) may easily be added to a common solution method for three-phase power flow. A similar approach is presented

P. M. De Oliveira is with the Department of Conversion and Energy Delivery, Simon Bolivar University, Caracas, Venezuela, Ap.89000. Phone: +58 212 906–3913, e-mail: pdeoliveira@usb.ve

later in [8]

In [44] it was explored the inherent characteristics of multi-grounded three-phase four-wire distribution systems under unbalanced situations. The exploration also involved the effects of neutrals and system grounding. The simulation tool is PSpice for Windows. It is capable of representing and simulating the equivalent model with an explicit neutral wire and groundings of a multi-grounded distribution system. In this paper the equivalent model of a full-scale multi-grounded distribution system implemented by PSpice is introduced. Simulation results have illustrated the effects of neutrals and system grounding on the operation characteristics of multi-grounded four-wire distribution systems

In [14], [15] it is described a Newton Raphson approach to include the fourth wire in the technique originally presented in [6] in order to represent the neutral wires and the ground impedances in the three phase power flow formulation. It can be applied either for radial or network unbalanced distribution systems.

In [7] it is described a multiphase power flow model for distribution systems. The multiphase power flow model is based on fully asymmetric modeling of the power distribution system. The method provides an estimate of the total electric load for each distribution circuit without the requirement of knowledge of the individual loads along the circuit. The paper addresses the following issues: a) modeling issue, b) implementation issue, c) observability issue and d) performance issue. The overall performance of the method is described in terms of confidence level versus error. The concepts are illustrated with a simplified distribution system.

In [9] proposes a successful method for solution of the four wire power flow problem. The method is based on the current injection technique and the Newton-Raphson formulation which has better numerical stability and convergence speed comparing with conventional methods. Furthermore, it is capable deal with the distributed generations as PV buses. It can also solve the sub-transmission loops as a part of solution of distribution system. Then, we suggest a modification to the proposed algorithm which drastically improves the convergence speed by reducing the number of the iterations and computational cost of each iteration. The method is applied to several cases and the results are presented

In [16] it is developed an unbalanced multiphase load-flow algorithm with the capability to model all components and network features found in power systems. The proposed algorithm allows the use of any existing positive-sequence load-flow solver as the main engine.

They can be divided into two categories: Jacobian-based (Newton Raphson) methods and backward/forward (BW/FW) sweep methods.

TABLE I
UNBALANCED POWER FLOW METHODS

Reference	Year	Newton	BW/FW	Circuit
Meliopoulos [7]	1996	○		
Chen [44]	2001			○
Ciric [3]	2003		○	
Monfared[9]	2006	○		
Peralta [16]	2008	○		
Penido [15]	2008	○		

III. The 5-Wire Electric Distribution System Model

The nature of the distribution line requires an exact model in order to identify the self an mutual impedances of the conductor taking into account the ground path for the unbalanced currents. In Fig. 1 shows a schematic distribution line section between nodes i and j consisting of three phases and neutral with their respective self and mutual impedance terms. The model discussed here is extended by including an equivalent conductor that emulates the effect of ground.

Hence, according to [18] the extended primitive impedance matrix $\widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{ij}}$ is given by

$$\widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{ij}} = \begin{bmatrix} \widehat{Z}^{ij}_{aa} & \widehat{Z}^{ij}_{ab} & \widehat{Z}^{ij}_{ac} & \widehat{Z}^{ij}_{an} & \widehat{Z}^{ij}_{ag} \\ \widehat{Z}^{ij}_{ba} & \widehat{Z}^{ij}_{bb} & \widehat{Z}^{ij}_{bc} & \widehat{Z}^{ij}_{bn} & \widehat{Z}^{ij}_{bg} \\ \widehat{Z}^{ij}_{ca} & \widehat{Z}^{ij}_{cb} & \widehat{Z}^{ij}_{cc} & \widehat{Z}^{ij}_{cn} & \widehat{Z}^{ij}_{cg} \\ \widehat{Z}^{ij}_{na} & \widehat{Z}^{ij}_{nb} & \widehat{Z}^{ij}_{nc} & \widehat{Z}^{ij}_{nn} & \widehat{Z}^{ij}_{ng} \\ \widehat{Z}^{ij}_{ga} & \widehat{Z}^{ij}_{gb} & \widehat{Z}^{ij}_{gc} & \widehat{Z}^{ij}_{gn} & \widehat{Z}^{ij}_{gg} \end{bmatrix} \quad (1)$$

where self and mutual impedances with no ground effect of all phases and neutral are given by:

$$\widehat{Z}^{ij}_{pp} = r_q + j4\pi 10^{-4} f\xi \ln(\frac{1}{GMR_q}) \quad q = a, b, c, n \quad (2)$$

$$\widehat{Z}^{ij}_{ql} = j4\pi 10^{-4} f\xi \ln(\frac{1}{D_{ql}}) \quad q, l = a, b, c, n \quad (3)$$

GMR_q Geometric Mean Radius of conductor q en feet
r_q AC resistance of conductor q in $\frac{\Omega}{mile}$
ξ Constant equal to 1.609 if $\widehat{Z}^{ij}_{qq}$ and $\widehat{Z}^{ij}_{ql}$ are given in $\frac{\Omega}{mile}$
D_{ql} Distance between conductor q and l in feet
f Frequency in Hz

In [18] is shown a direct relation between Carson's impedances Z^{ij}_{qq} and primitive impedances $\widehat{Z}^{ij}_{qq}$ as follows:

$$Z^{ij}_{qq} - \widehat{Z}^{ij}_{qq} = Z^{ij}_{ql} - \widehat{Z}^{ij}_{ql} = \widehat{Z}^{ij}_{gg} - 2\widehat{Z}^{ij}_{qg} \quad (4)$$

Ignoring skin effect, we may write the self impedance of the equivalent ground conductor as:

$$\widehat{Z}^{ij}_{gg} = \pi^2 \xi 10^{-4} f + j4\pi 10^{-4} f\xi \ln \frac{1}{D_{sd}} \quad (5)$$

where D_{sd} is the Geometric Mean Radius of ground equivalent conductor.

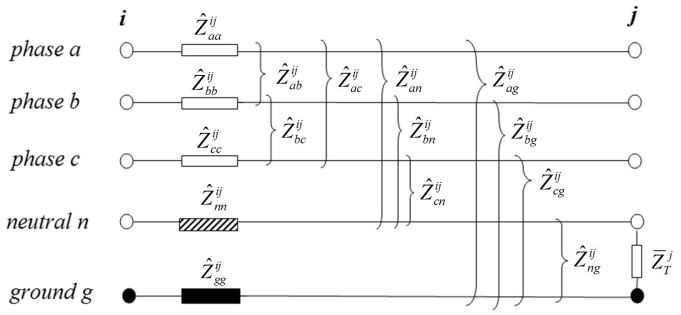


Fig. 1. 5-wire distribution segment line

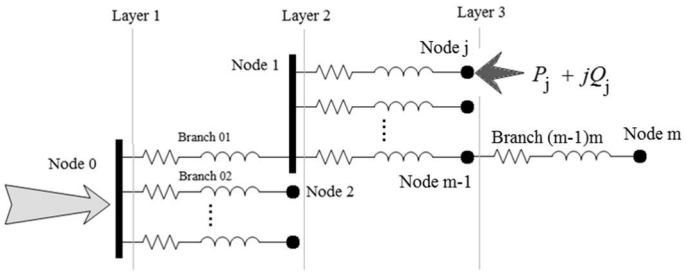


Fig. 2. Branch and node numbering of a radial distribution network

In [46], Carson's equations are written as (Equations 4.39 and 4.40):

$$Z_{qq}^{ij} = r_q + \pi^2\xi 10^{-4} f + j4\pi 10^{-4} f\xi[\ln(\frac{1}{GMR_q}) \quad (6)$$
$$+7.6728 + \frac{1}{2}\ln\frac{\rho_{ij}}{f}] \quad q = a,b,c,n$$
$$Z_{ql}^{ij} = \pi^2\xi 10^{-4} f + j4\pi 10^{-4} f\xi[\ln(\frac{1}{D_{ql}}) \quad (7)$$
$$+7.6728 + \frac{1}{2}\ln\frac{\rho_{ij}}{f}] \quad q,l = a,b,c,n$$

Assuming D_{sd}=1 unit length, then $\widehat{Z}_{gg}^{ij} = \pi^2\xi 10^{-4} f$ and mutual impedance between phase and neutral conductors respect to ground $\widehat{Z}_{qg}^{ij}$ may be directly obtained from Carson's equations as:

$$\widehat{Z}_{qg}^{ij} = 2\pi\xi 10^{-4} f[\frac{1}{2}\ln\frac{\rho_{ij}}{f} - 7.6728] \quad q,l = a,b,c,n \quad (8)$$

The ground resistance of a node j is given in ohms by:

$$\overline{Z}_{Tj} = \frac{\rho_{ij}}{2\pi L}(\ln\frac{4L}{a_{rod}} - 1) \quad (9)$$

where, L is the ground rod length in meters and a_{rod} is the radius of ground rod in meters. For commercial ground rods used in distribution systems 10ft and 5/8 inches, ground impedance can be approximated by $\overline{Z}_{Tj} \approx \rho_{ij}/3.35$ [17]. For instance, for $\rho = 100\Omega - m$, $\overline{Z}_T^j \approx 30\Omega$

Primitive Shunt Admittance is given by $\widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{ij}} = j\mathbf{B}^{\mathbf{ij}} = jw\mathbf{C}^{\mathbf{ij}}$ where $w = 2\pi f$ is the angular frequency and capacitance primitive matrix.

$$\widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{ij}} = \begin{bmatrix} \widehat{Y}_{aa}^{ij} & \widehat{Y}_{ab}^{ij} & \widehat{Y}_{ac}^{ij} & \widehat{Y}_{an}^{ij} & 0 \\ \widehat{Y}_{ba}^{ij} & \widehat{Y}_{bb}^{ij} & \widehat{Y}_{bc}^{ij} & \widehat{Y}_{bn}^{ij} & 0 \\ \widehat{Y}_{ca}^{ij} & \widehat{Y}_{cb}^{ij} & \widehat{Y}_{cc}^{ij} & \widehat{Y}_{cn}^{ij} & 0 \\ \widehat{Y}_{na}^{ij} & \widehat{Y}_{nb}^{ij} & \widehat{Y}_{nc}^{ij} & \widehat{Y}_{nn}^{ij} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Details about capacitance calculations can be found in [46].

IV. The Proposed Methodology

This section addresses the proposed 5-wire power flow method expressly including an equivalent ground conductor in order to assess the effect of ground in the unbalanced currents of the system. This proposal permits to store all information about topology, phase, neutral and ground characteristics in a unique TRX matrix, in order to quickly assess the state of the system and all currents flowing by the system.

A. Data Setup

The 5-wire distribution network has radial configuration with $m+1$ nodes, and m branches and a single voltage source at the root node 0. The method requires that voltage at substation must be defined as a reference (V_{Ref}) and it does not change in the iterative process. As seen in Fig. 2, branches are organized according to an appropriate scheme where the numbering of one layer begins only after all the branches in the previous layer have been numbered which details are provided in [10].

Branch data is specified through two rectangular matrices $\mathbf{Z}$ and $\mathbf{Y}$. Series branch matrix $\mathbf{Z}$ is set as follows:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{01}} & \ldots & \widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{ij}} & \ldots & \widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{(m-1)m}} \end{bmatrix} \quad (11)$$

where $\widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{ij}}$ is the primitive series impedance matrix 5×5 corresponding to ij line section, three phases, one neutral and equivalent ground conductor.

Shunt branch matrix $\mathbf{Z}$ is set as follows:

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} \widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{01}} & \ldots & \widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{ij}} & \ldots & \widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{(m-1)m}} \end{bmatrix} \quad (12)$$

where $\widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{ij}}$ is the primitive admittance matrix 5×5 corresponding to ij line section, three phases, one neutral and equivalent ground conductor. Entries of $\widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{ij}}$ and $\widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{ij}}$ are computed according self and mutual inductive coupling equations as described Section III.

Nodal power injections vector are specified per phase $p = a,b,c$.

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} \overline{S}_{p1} \\ \vdots \\ \overline{S}_{pj} \\ \vdots \\ \overline{S}_{pm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{p1} + jQ_{p1} \\ \vdots \\ P_{pj} + jQ_{pj} \\ \vdots \\ P_{pm} + jQ_{pm} \end{bmatrix} \quad (13)$$

where active and reactive powers are given st given node j by generated and demanded powers:

$$P_{pj} = P_{Gpj} - P_{Dpj} \quad p = a,b,c \tag{14}$$
$$Q_{pj} = Q_{Gpj} - Q_{Dpj} \quad p = a,b,c \tag{15}$$

Note that generated powers at load nodes turn the network from passive to active by including distributed generation injections.

B. Method Initialization

Let us define the substation voltage bus $2m \times 1$ vector $\mathbf{V_0} = [\mathbf{V_{x0}} \quad \mathbf{V_{y0}}]$ is specified and decomposed into real and imaginary parts as:

where,

$$\mathbf{V_{x0}} = [\ V_{ax0} \quad V_{bx0} \quad V_{cx0} \quad V_{nx0} \quad V_{gx0} \quad V_{ax0} \quad ...\ ] \tag{16}$$
$$\mathbf{V_{y0}} = [\ V_{ay0} \quad V_{by0} \quad V_{cy0} \quad V_{ny0} \quad V_{gy0} \quad V_{ax0} \quad ...\ ] \tag{17}$$

Entries of Eqs. 16,17 are set as: $V_{ax0} = V_{ref}$, $V_{ay0} = 0$, $V_{bx0} = \Re e\{V_{ref} \cdot \alpha^2\}$, $V_{by0} = Im\{V_{ref} \cdot \alpha^2\}$, $V_{cx0} = \Re e\{V_{ref} \cdot \alpha\}$, $V_{cy0} = Im\{V_{ref} \cdot \alpha\}$, $V_{nx0} = 0$, $V_{ny0} = 0$, $V_{gx0} = 0$, $V_{gy0} = 0$. V_{ref} is the reference voltage at substation and $\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}}$.

Given an initial condition ($k = 0$), a nodal voltage vector $\mathbf{V^0} = [\mathbf{V_x^0} \quad \mathbf{V_y^0}]$ is specified and decomposed into real and imaginary parts as:

$$\mathbf{V_x^0} = [\ V_{ax1}^0 \quad ... \quad V_{axj}^0 \quad V_{bxj}^0 \quad ... \quad V_{gxm}^0\ ] \tag{18}$$
$$\mathbf{V_y^0} = [\ V_{ay1}^0 \quad ... \quad V_{ayj}^0 \quad V_{byj}^0 \quad ... \quad V_{gym}^0\ ] \tag{19}$$

In order to begin the iterative process, method initialization must be specified by setting flat voltage values at each node j. Then, entries of Eqs. 18,19 are set as: $V_{axj}^0 = 1$, $V_{ayj}^0 = 0$, $V_{bxj}^0 = \Re e\{\alpha^2\}$, $V_{byj}^0 = Im\{\alpha^2\}$, $V_{c-xj}^0 = \Re e\{\alpha\}$, $V_{cyj}^0 = Im\{\alpha\}$, $V_{nxj}^0 = 0$, $V_{nyj}^0 = 0$, $V_{gxj}^0 = 0$, $V_{gyj}^0 = 0$, for $j = 1, ..., m$.

The neutral voltage value(V_{nxj}^0 and V_{nyj}^0) should depend if it is grounded through a grounding impedance $\overline{Z}_T^j$ or isolated at given node j. In this case, at beginning of the process it is enough to set all neutral and ground voltages equal to zero.

C. Current Calculations

The relationship between injected currents $\mathbf{I^k}$ and branch currents $\mathbf{J^k}$ is set through an upper triangular matrix $\mathbf{T}$ accomplishing the Kirchhoff Current Laws (KCL).

$$\mathbf{J_x^k} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x^k} \quad \mathbf{J_y^k} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y^k} \tag{20}$$

Each element $\overline{I}_{pj}^k$ of $\mathbf{I^k}$ associated to node j and phase $p = a,b,c$ is calculated as function of injected powers $\overline{S}_{pj}$ and its voltage profile $\overline{V}_{pj}^k$ as shown below:

$$\overline{I}_{pj}^k = -\frac{\overline{S}_{pj}^*}{\overline{V}_{pj}^{k*}} + \sum_{r=a,b,c,n,g} \overline{Y}_{pr}^{ij} \cdot \overline{V}_{rj}^k \tag{21}$$

where $\overline{Y}_{pp}^{ij}$ is the shunt of admittance at line section ij at phase p.

D. Voltage Update

The state of the system $\mathbf{V^{k+1}}$ is updated at each iteration k accomplishing the Kirchhoff Voltage Laws (KCL) using previously calculated branch currents vector $\mathbf{J_x^k}$:

$$\mathbf{V^{k+1}} = \mathbf{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{J^k} \tag{22}$$

expanding,

$$\mathbf{V_x^{k+1}} + j\mathbf{V_y^{k+1}} = \mathbf{V_{x0}} + j\mathbf{V_{y0}} - \mathbf{T}^T \cdot (\mathbf{R} + j\mathbf{X}) \cdot (\mathbf{J_x^k} + j\mathbf{J_y^k}) \tag{23}$$

where,

$$\mathbf{R} = \Re e\{diag(\mathbf{Z})\} \quad \mathbf{X} = Im\{diag(\mathbf{Z})\} \tag{24}$$

$$diag(\widehat{\mathbf{Z}}) = \begin{bmatrix} \widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{01}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \widehat{\mathbf{Z}}^{\mathbf{ij}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots \end{bmatrix} \tag{25}$$

E. The TRX Quasi-Symmetric Matrix

Equation (23) can be rewritten as:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_x^{k+1}} \\ \mathbf{V_y^{k+1}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{x0}} \\ \mathbf{V_{y0}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I_x^k} \\ \mathbf{I_y^k} \end{bmatrix} \tag{26}$$

where,

$$\mathbf{TRX} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{T^T R T} & -\mathbf{T^T X T} \\ \mathbf{T^T X T} & \mathbf{T^T R T} \end{bmatrix} \tag{27}$$

And, a more general expression can be written as:

$$\mathbf{V} = \mathbf{V_0} + \mathbf{TRX} \cdot \mathbf{I} \tag{28}$$

It must be noted **TRX** matrix has a quasi-symmetric structure where only **A** and **B** real matrices should stored in memory. The dimension of the **TRX** matrix for 5-wire distribution model is $10m \times 10m$. This matrix is not sparse but suitable to be allocated using storage devices with high data transfer rate.

The entries of injected current vector **I** are given by:

$$I_{pxj}^k = \frac{P_{pj}V_{pxj}^k + Q_{pj}V_{pyj}^k}{(V_{pxj}^k)^2 + (V_{pyj}^k)^2} + \sum_{r=a,b,c,n,g} B_{pr}^{ij} V_{ryj}^k \tag{29}$$

$$I_{pyj}^k = \frac{-Q_{pj}V_{pxj}^k + P_{pj}V_{pyj}^k}{(V_{pxj}^k)^2 + (V_{pyj}^k)^2} - \sum_{r=a,b,c,n,g} B_{pr}^{ij} V_{rxj}^k \tag{30}$$

where $p = a,b,c \quad j = 1, ..., n$

$$I_{nxj}^k = \Re e\{-\overline{w}_{nj}(\sum_{p=a,b,c} \overline{I}_{pj}^k + \sum_r I_{nxr}^k + \widehat{Y}_{nn}^{ij}\overline{V}_{nj}^k\})} \tag{31}$$

$$I_{nyj}^k = Im\{-\overline{w}_{nj}(\sum_{p=a,b,c} \overline{I}_{pj}^k + \sum_r I_{nyr}^k + \widehat{Y}_{nn}^{ij}\overline{V}_{nj}^k)\} \tag{32}$$

$$I_{gxj}^k = \Re e\{-\overline{w}_{gj}(\sum_{p=a,b,c} \overline{I}_{pj}^k + \sum_r I_{nxr}^k + \widehat{Y}_{nn}^{ij}\overline{V}_{nj}^k\})} \tag{33}$$

$$I_{gyj}^k = Im\{-\overline{w}_{gj}(\sum_{p=a,b,c} \overline{I}_{pj}^k + \sum_r I_{nyr}^k + \widehat{Y}_{nn}^{ij}\overline{V}_{nj}^k)\} \tag{34}$$

$\widehat{Y}_{pp}^{ij}$ are pp and nn elements of primitive $\widehat{\mathbf{Y}}^{\mathbf{ij}}$ matrix

$$\widehat{Y}_{pp}^{ij} = 0 + jB_{pp}^{ij} \quad p = a,b,c \quad j = 1,...,n \tag{35}$$

$$\widehat{Y}_{nn}^{ij} = jB_{nn}^{ij} \tag{36}$$

where the current divisor is expressed as by the following parameters:

$$\overline{w}_{nj} = \frac{\widehat{Z}_{gg}^{ij} + \overline{Z}_{Tj}}{\widehat{Z}_{gg}^{ij} + \overline{Z}_{Tj} + \widehat{Z}_{nn}^{ij}} \tag{37}$$

$$\overline{w}_{gj} = \frac{\widehat{Z}_{nn}^{ij}}{\widehat{Z}_{gg}^{ij} + \overline{Z}_{Tj} + \widehat{Z}_{nn}^{ij}} \tag{38}$$

Finally, the system could be solidly grounded or isolated at given node j. If the system is grounded, the voltage at neutral nodes must be set equal to zero in each iteration k,

$$V_{nxj}^{k} = \Re e\{\overline{Z}_{Tj} \cdot \overline{I}_{gxj}^{k}\} \quad j = 1,...,m \tag{39}$$

$$V_{nyj}^{k} = Im\{\overline{Z}_{Tj} \cdot \overline{I}_{gxj}^{k}\} \quad j = 1,...,m \tag{40}$$

$$V_{gxj}^{k} = V_{gxj}^{k} = 0 \quad j = 1,...,m \tag{41}$$

F. Convergence Check-in

In order to perform convergence check-in, recent updated voltages are compared with previous voltages in all nodes as follows:

$$\varepsilon \leq |\overline{V}_{qj}^{k+1} - \overline{V}_{qj}^{k}| \quad j = 1,...,m \quad q = a,b,c,n \tag{42}$$

G. Final Calculations

When convergence is reached, voltages $\mathbf{V}$ and injected currents $\mathbf{I}$ are available, then branch currents $\mathbf{J}$ and system power losses $\Delta\overline{S}$ can be easily calculated including losses in the neutral and ground path.

H. General Algorithm

In the following, the general algorithm is presented. The general flow chart is depicted in Fig. 3

General Algorithm: 5-Wire Unbalanced Power Flow with Neutral and Equivalent Ground Path

- STEP 1 Setup Data Base from CIM Topology $\mathbf{T}$, Series Impedances $\mathbf{Z}$, Shunt Impedances $\mathbf{Y}$, Measurements $\mathbf{S}$
- STEP 2 Build and Store $\mathbf{TRX}$ matrix
- STEP 3 k=0 Voltage Initialization $\mathbf{V^0}$
- STEP 4 Begin of the Iterative Process Injected Currents Calculation $\mathbf{I^k}$
- STEP 5 Voltage Update $\mathbf{V^{k+1}}$
- STEP 6 Is neutral grounded at node j? No: Go to Step 7
  Set grounded neutral voltages $\overline{V}_{n}^{k} = \overline{Z}_{Tj} \cdot \overline{I}_{gj}^{k}$ Go to Step 7
- STEP 7 Ground voltages equal to zero: $V_{gyj}^{k} = V_{gxj}^{k} = 0$

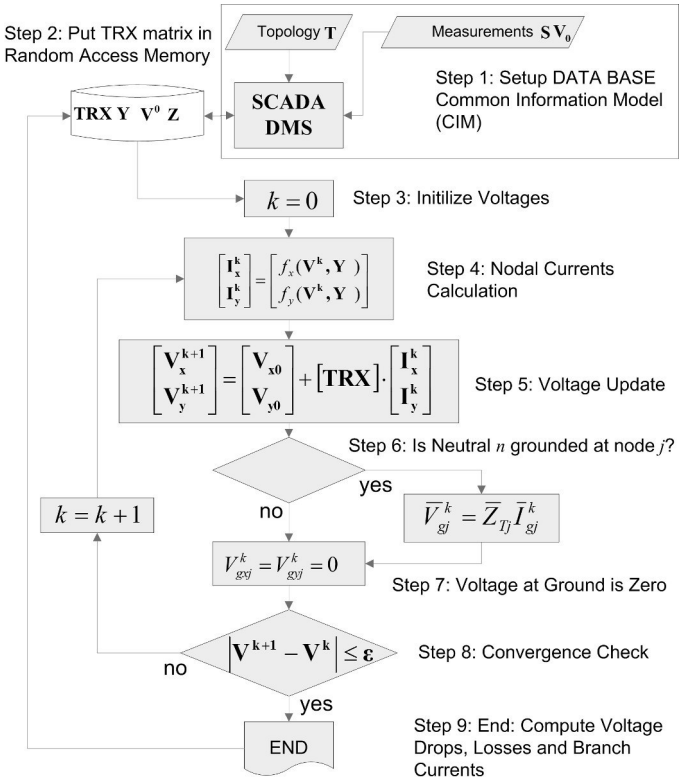


Fig. 3. The 5-wire TRX Power Flow - Flow Chart

- STEP 8 Check convergence $|\mathbf{V^{k+1}} - \mathbf{V^k}|$ Did Converge?
  No: $k = k+1$ Go to Step 4
  Yes: End of iterative process
- STEP 9 Compute Voltage drops, power losses and branch currents

V. Testing

In order to illustrate and evaluate the the proposed method, a series of application and comparison studies were performed into following test systems:

- Illustrative 2-bus aerial distribution line
- Illustrative 4-bus undergroud distribution line
- IEEE test systems: 4 node and 8500 node systems.

A Macbook Intel Core 2 Duo T8300@2.4GHz with 2GB RAM under OSX Leopard 10.5.5 has been used for all simulations. All algorithm implementations were coded in Matlab [77] and could be requested to authors.

A. Illustrative Example: Aerial 2-Node Network

To illustrate the proposed flow methodologies described in Section III, it is used a 2-node overhead 60Hz 12.47kV three-phase distribution line test system shown in Fig. A. Length of section 01 is 1 mile.The phase conductors are 336,400 26/7 ACSR (Linnet), and the neutral conductor is 4/0 6/1 ACSR. 336,400 26/7 ACSR: GMR = 0.0244 ft Resistance 0.306 Ω/mile. 4/0 6/1 ACSR: GMR = 0.00814 ft. Resistance = 0.5920 Ω/mile. Load demand at nodes 1 is 2.33 MVA in phase a, 3.33MW in phase b and 4.33MVA in phase c with power factor $\cos\varphi = 0.8$. (lagging) in all

phases. Earth resistivity is 100 Ω-m. $S_{BASE} = 3.33MVA$, $V_{BASE} = 12.47/\sqrt{3}$ kV.

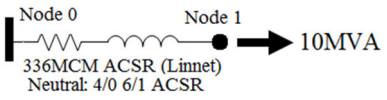


Fig. 4. 2-Node Test System

Impedance Matrices in Ω

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} .3060 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & .3060 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & .3060 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & .5920 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & .0953 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} 0.4506 & -0.1112 & -0.2361 & -0.2103 & -0.4810 \\ -0.1112 & 0.4506 & -0.1825 & -0.1762 & -0.4810 \\ -0.2361 & -0.1825 & 0.4506 & -0.1953 & -0.4810 \\ -0.2103 & -0.1762 & -0.1953 & 0.5838 & -0.4810 \\ -0.4810 & -0.4810 & -0.4810 & -0.4810 & 0.0000 \end{bmatrix}$$

Load demand is given by: $\mathbf{S} = [\mathbf{S_a} \quad \mathbf{S_b} \quad \mathbf{S_c}]$ where $\mathbf{S_a} = 1.8667 + j1.4000$,$\mathbf{S_b} = 2.6667 + j2.0000$ and $\mathbf{S_c} = 3.4667 + j2.6000$.

Current divisors are $\overline{w}_{n1} = 0.9804 - j0.0186$, and $\overline{w}_{g1} = 0.0196 + j0.0186$ and ground impedance at node 1 is $Z_{T1} = 30.0\Omega@\rho = 100\Omega - m$

The 5-wire power flow solution for the 2-node test system is compared with standard unbalanced three-phase [66] and positive sequence solution approach [46]

TABLE III
2 Node System - Solution

Variable	Unit	Seq. Pos.[46] 11	3-Ph.[66] *abc*	5-W. *abcng*
$\lvert\overline{J}^{01}\rvert$	A	483.81	-	-
$\lvert\overline{J}^{01}_a\rvert$	A	-	330.15	335.71
$\lvert\overline{J}^{01}_b\rvert$	A	-	485.30	481.70
$\lvert\overline{J}^{01}_c\rvert$	A	-	643.51	636.66
$\lvert\overline{J}^{01}_n\rvert$	A	-	-	255.04
$\lvert\overline{J}^{01}_g\rvert$	A	-	-	7.04
$\lvert\overline{V}_1\rvert$	pu	0.9581	-	-
$\lvert\overline{V}_{a-1}\rvert$	pu	-	0.9816	0.9654
$\lvert\overline{V}_{b-1}\rvert$	pu	-	0.9540	0.9611
$\lvert\overline{V}_{c-1}\rvert$	pu	-	0.9353	0.9454
$\lvert\overline{V}_{n-1}\rvert$	pu	-	-	0.0294
$\lvert\overline{V}_{g-1}\rvert$	pu	-	-	0
ΔP	kW	214.38	242.83	267.46
ΔQ	kVAr	439.26	507.75	512.27

B. Illustrative Example: Underground 4-Node Network

To illustrate the proposed methodology, it is used the 4-node single-phase underground test system which topology is shown in Fig. 6. Length of all sections is 1 mile.

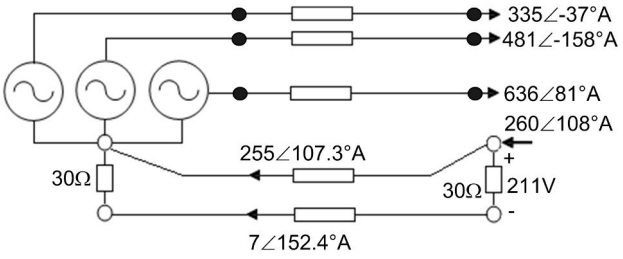


Fig. 5. 2-Node Test System - Power Flow Solution

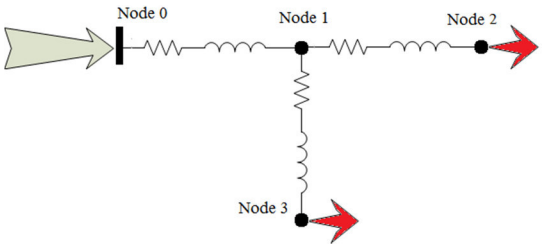


Fig. 6. 4-Node Underground Test System

Line spacings correspond to underground 12.47kV single-phase distribution cable as shown in Fig. 7. The cable consists of a central phase conductor covered by a thin layer of nonmetallic semiconducting screen to which is bonded the insulating material. The insulation is covered by a semiconducting insulation screen. The shield is bare copper tape helically applied around the insulation screen. An insulating jacket encircles the tape shield.

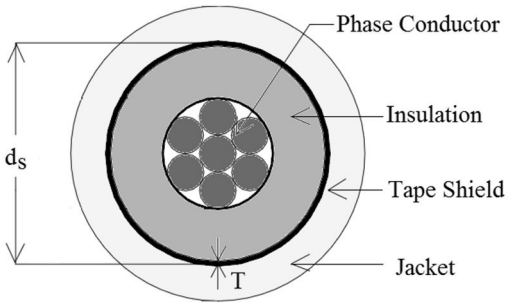


Fig. 7. Tape Shielded Underground Cable

A single-phase circuit consists of a 1/0 AA, 220-mil insulation tape shielded cable grounded at both ends of the cable. Parameters of the taped shielded cable are $d_s = 0.88$ inches outside diameter of the tape shield, $T = 5$ mils, thickness of copper tape shield, Phase Resistance $r_a = 0.97$ ohm/mile $GMR_a = 0.0111$ ft.

Figure and data was taken from Kersting's book [74]. Load demand at nodes 1, 2 and 3 are 500kVA at phase a, with $\cos\varphi = 0.8$.

The primitive impedance and admittance matrix of each line section is:

$$\mathbf{Z^{ij}} = \begin{bmatrix} 0.4576 + j1.0780 & 0.1560 + j0.5017 & 0.1535 + j0.3849 \\ 0.1560 + j0.5017 & 0.4666 + j1.0482 & 0.1580 + j0.4236 \\ 0.1535 + j0.3849 & 0.1580 + j0.4236 & 0.4615 + j1.0651 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Y^{ij}} = \begin{bmatrix} +j100.0780 & 0 & 0 \\ 0 & +j100.0780 & 0 \\ 0 & 0 & +j100.0780 \end{bmatrix}$$

TABLE II
THE 2-NODE TRX MATRIX IN P.U.

0.0197	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0290	0.0071	0.0152	0.0135	0.0309
0.0000	0.0197	0.0000	0.0000	0.0000	0.0071	-0.0290	0.0117	0.0113	0.0309
0.0000	0.0000	0.0197	0.0000	0.0000	0.0152	0.0117	-0.0290	0.0126	0.0309
0.0000	0.0000	0.0000	0.0381	0.0000	0.0135	0.0113	0.0126	-0.0375	0.0309
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0061	0.0309	0.0309	0.0309	0.0309	0.0000
0.0290	-0.0071	-0.0152	-0.0135	-0.0309	0.0197	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
-0.0071	0.0290	-0.0117	-0.0113	-0.0309	0.0000	0.0197	0.0000	0.0000	0.0000
-0.0152	-0.0117	0.0290	-0.0126	-0.0309	0.0000	0.0000	0.0197	0.0000	0.0000
-0.0135	-0.0113	-0.0126	0.0375	-0.0309	0.0000	0.0000	0.0000	0.0381	0.0000
-0.0309	-0.0309	-0.0309	-0.0309	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0061

TABLE IV
4-NODE UNDERGROUND TEST SYSTEM - SOLUTION

	Phase a	Neutral n	Ground g
$\lvert\overline{J}^{01}\rvert$(A)	214.92	172.39	42.68
$\lvert\overline{J}^{01}\rvert$(A)	71.86	62.89	9.00
$\lvert\overline{J}^{01}\rvert$(A)	71.86	62.89	9.00
$\lvert\overline{V_1}\rvert$(pu)	0.9756	0.1028	0
$\lvert\overline{V_2}\rvert$(pu)	0.9664	0.0375	0
$\lvert\overline{V_3}\rvert$(pu)	0.9664	0.0375	0

Using 39, solution reached at iteration 3 for $\varepsilon = 10^{-7}$ and displayed in Table IV. Results are presented in amperes, voltage in per unit and degrees.

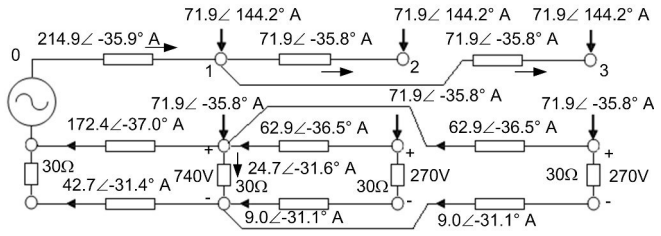


Fig. 8. 4-Node Test System - Power Flow Solution

C. IEEE Test Systems

C.1 IEEE 4-bus Test System

Proposed 5-wire power flow analysis has been applied in the well-known *IEEE 4-node test system*. The distribution model is detailed in [24]. All simulations considered 5-wire configuration and a step-down transformer 6MVA 12.47/4.16kV under wye-wye connection considering unbalanced loads. The 5-wire unbalanced power flow is solved assuming a system voltage bases $V_{base}^{High} = 12.47/\sqrt{3}$kV for the medium voltage network, $V_{base}^{Low} = 4.16/\sqrt{3}$kV for the low-voltage network. Power system base is $S_{base} = 2MVA$. Impedance bases are $Z_{base}^{High} = 25.92$ ohms and Z_{base}^{Low} =2.8843 ohms. Ground impedance at node 1,2 y 3 is assumed $30.0\Omega@\rho = 100\Omega - m$.

TABLE V
IEEE 4-NODE TEST SYSTEM AT NODE 3 - SOLUTION

	5-Wire kV	5-Wire deg
a	2.0414	-4.75
b	2.0095	-128.70
c	1.9119	106.22
n	0.1999	164.88

C.2 IEEE 8500-bus Test System

The IEEE 8500 node test system [23] has 2516 medium-voltage nodes and 5690 low-voltage nodes with 2354 load nodes along 170km with different line configurations. Peak load at main feeder is 10.4MVA for the balanced case. 3.9mvar compensation is applied. This system does not specify line spacings in order to get 5-wire primitive matrices. In order to compare the 5-wire load flow method with standard three phase load flow [2] and the unbalanced TRX method [66] its assumed the 2516 line sections have the same spacings and phase conductors used in in the 2-bus example. Length of sections and demands remain the same of the original case.

System database matrices **A** and **B** for the primary circuits require almost 60MB RAM memory.

The three-phase load flow solution is reached in 6 iterations and 1.7sec.

The proposed 5-wire load flow solution is reached in 6 iterations and 1.7sec.

This time is significantly low, considering load flow is solved in Matlab Suite (a non-complied platform) using a Core 2 Duo T8300@2.4GHz with 2GB RAM computer. If solver routines are compiled, a faster solution could be reached. Single-phase load flow solution is not provided since IEEE 8500 node test system [23] does not include positive sequence line data.

C.3 Summary of Results

TABLE VI
SUMMARY RESULTS

	# It. 3-Ph.	# It. 5-W.	ΔP_E 3-Ph.	ΔP_E 5-W.
Aerial 2 node	-	-	-	-
Underg. 4 node	-	-	-	-
IEEE4 [24]	15	18	661kW	596kW
IEEE8500 [23]	6	a	1150kW	a

VI. Conclusion

This paper proposes a new methodology to assess the power flow solution of distribution networks by merging the standard Backward/Forward Sweep process in a unique state-of-the-system calculation formula. The proposal is suitable to be applied in balanced and unbalanced aerial distribution systems, radially or weakly meshed operated with distributed generation. Proposed methodology has been applied in test-case systems showing better performances than other large-scale methods.

The proposal is simple and suitable to be applied in distribution systems, radially or weakly meshed operated with distributed generation. The power flow is iteratively solved using only one state-of-the system calculation step. This contribution is meaningful for actual assessment of the distribution system and expansion system planning process, since the state of the system is reached through multiplication and summation operations where no matrix inverse is required

Appendices

A. Nomencalture

List of Symbols

$\mathbf{TRX}$ Multiport TRX matrix
$\mathbf{D_Z}$ Diagonal matrix of branch impedance vector $\mathbf{Z}$
$\mathbf{R}$ Diagonal matrix of branch resistance vector $\Re e\mathbf{Z}$
$\mathbf{X}$ Diagonal matrix of branch reactance vector $Im\mathbf{Z}$
ε Convergence criteria
$\mathbf{I}$ Current vector
$\overline{I}_{pj}$ Injected Current at node j in phase p
$\overline{I}_{nj}$ Injected Current at node j in neutral m
$\overline{I}_{gj}$ Injected Current at node j in ground g
$\mathbf{I_x}$ Real part of Current vector $\mathbf{I}$
$\mathbf{I_y}$ Imaginary part of Current vector $\mathbf{I}$
$\mathbf{J}$ Branch Current vector $\mathbf{J}$
$\overline{J}_p^{ij}$ Phase Branch current between node i and node j
$\overline{J}_n^{ij}$ Neutral Branch current between node i and node j
$\overline{J}_g^{ij}$ Ground current between node i and node j
$\mathbf{J_x}$ Real part of Branch Current vector $\mathbf{J}$
$\mathbf{J_y}$ Imaginary part of Branch Current vector $\mathbf{J}$
n Number of nodes, excluding origin
$\mathbf{P}$ Active Power Injected vector
$\mathbf{Q}$ Reactive Power Injected vector
P_j Active Power Injected at node j
Q_j Reactive Power Injected at node j
P_{Dj} Active Power Demanded at node j
Q_{Dj} Reactive Power Demanded at node j
P_{Gj} Active Power Generated at node j
Q_{Gj} Active Power Generated at node j
R_{ij} Resistance between node i and node j
$\mathbf{S}_p$ Apparent Power Injected vector at phase p
$\overline{S}_{pj}$ Apparent Power Injected at phase p, node j
S_{Dj} Apparent Power Demanded at node j
S_{Gj} Apparent Power Generated at node j
$\mathbf{T}$ Triangular matrix
$\mathbf{V}$ Voltage vector
$\overline{V}_{pj}$ Phase Voltage at node j
$\overline{V}_{nj}$ Neutral Voltage at node j
$\mathbf{V_x}$ Real part of Voltage vector $\mathbf{V}$
$\mathbf{V_y}$ Imaginary part of Voltage vector $\mathbf{V}$
$\mathbf{V_x}$ Voltage vector
$\mathbf{V_x}$ Real part of Voltage vector $\mathbf{V_p}$
$\mathbf{V_y}$ Imaginary part of Voltage vector $\mathbf{V_p}$
X_{ij} Reactance between node i and node j
$\mathbf{Z}$ Branch Impedance vector $\mathbf{Z}$
$\overline{Z}^{ij}$ Branch Impedance between node i and node j
$\mathbf{Z}^{ij}$ Impedance matrix between node i and node j
$\overline{Z}_{aa}^{ij}$ Self impedance phase a between node i and node j
$\overline{Z}_{ab}^{ij}$ Mutual impedance phase ab between node i and node j

Operators

T Transpose Matrix
D Diagonal Matrix
$*$ Conjugate of a complex number

Sub-Indexes

i Associated to node i
j Associated to node j
k Associated to iteration k
p Associated to phase a, b or c
n Associated to neutral
g Associated to ground

References

[1] IEC 61968-1,"Application integration at electric utilities System interfaces for distribution management, Part 1: Interface architecture and general requirements," *International Electrotechnical Commission*, pp. 1-7, 2003.

[2] J.H. Teng,"A direct approach for distribution system load flow solutions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, No. 3, pp. 882-887, 2003.

[3] R.M. Ciric, A. Padilha-Feltrin and L.F. Ochoa "Power Flow in Four-Wire Distribution Networks," *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 18, No. 4, pp.1283-1290, Nov. 2003

[4] J. R. Carson, Wave propagation in overhead wires with ground return, *Bell System Tech. J.*, 1927.

[5] P. M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems*, Power Systems Engineering Series. Piscataway, NJ: IEEE Press, 1995, pp. 7183.

[6] P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, V. M. da Costa and N. Martins, "Three-Phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method,", *IEEE Transactions on Power Systems,* Vol. 15, No. 2, May 2000

[7] A.P. Sakis Meliopoulos and F. Zhang, "Multiphase Power Flow and State Estimation for Power Distribution Systems,", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, pp 939-946 May 1996

[8] Ahmadi, G.; Shahrtash, S.M.; Neutral to earth voltage reduction methods in three-phase four wire distribution systems, Electrical

and Electronics Engineering, 2009. ELECO 2009. International Conference on 5-8 Nov. 2009 Page(s):I-134 - I-138

[9] M. Monfared, A.M. Daryani and M. Abedi, "Three Phase Asymmetrical Load Flow for Four-Wire Distribution Networks,", Power Systems Conference and Exposition, pp. 1899-1903, 2006

[10] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, and G.X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, No. 2, pp.753-762, 1988.

[11] W.H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, Boca Raton, FL: CRC Press, 2002.

[12] W. H. Kersting and D. L. Mendive, "An application of ladder network theory to the solution of three phase radial load flow problem," *in Proc. IEEE PES Winter Meeting*, 1976, New York, paper A76044-8 (IEEE, New York, 1976).

[13] T. H. Chen and W. C. Yang, Analysis of multi-grounded four-wire distribution systems considering the neutral grounding, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 16, pp. 710717, Oct. 2001.

[14] D. R. R. Penido, L. R. Araujo, J. L. R. Pereira, P. A. N. Garcia, and J. Carneiro, "Four wire Newton-Raphson power flow based on the current injection method", in proc. 2004 IEEE Power Engineering Society Power systems conference and exposition, vol. 1, pp. 239-242.

[15] D. R. R. Penido, L. R. Araujo and S. Carneiro "Three-phase power flow based on four-conductor current injection method for unbalanced distribution networks,"*IEEE Transactions on Power Systems,* Vol. 23 No. 2 pp. 494-503, 2008

[16] J.A. Peralta,F. de Leon and J. Mahseredjian, "Unbalanced multiphase load-flow using a positive-sequence load-flow program," I*IEEE Transactions on Power Systems,* Vol. 23 No. 2 pp. 469-476, 2008

[17] *IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE Std. 142-1991, June 1992.

[18] P. M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems* ser. Power Systems Engineering Series. Piscataway, NJ: IEEE Press, 1995, pp. 7183.

[19] T. Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill Book Company, 1986

[20] MATPOWER 3.2, Cornell University, [Online]. Available: http://www.pserc.cornell.edu/matpower

[21] Mathworks, Matlab 7.2 User's manual 2006

[22] IEEE Task Force on Open Source Sofware fo Power Systems [Online]. Available: http://ewh.ieee.org/cmte/psace/CAMS_taskforce/format.htm

[23] R. F. Arritt and R. C. Dugan, The IEEE 8500-Node Test Feeder, Proc. of 2010 IEEE PES Transmission and Distribution, New Orleans, April 2010.

[24] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 4 Node Test Feeder, 2006

[25] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 37 Node Test Feeder, 2004

[26] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 123 Node Test Feeder, 2004

[27] M.E. Baran and F.F. Wu, "Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, pp. 735-742, 1989

[28] M.E. Baran and F.F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 2, pp. 1401-1407, 1989.

[29] W.H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, Boca Raton, FL: CRC Press, 2002.

[30] T. Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill Book Company, 1986

[31] MATPOWER 3.2, Cornell University, [Online]. Available: http://www.pserc.cornell.edu/matpower

[32] Mathworks, Matlab 7.2 User's manual 2006

[33] IEEE Task Force on Open Source Sofware fo Power Systems [Online]. Available: http://ewh.ieee.org/cmte/psace/CAMS_taskforce/format.htm

[34] W. F. Tinney and C. E. Hart, "Power Flow Solution by Newton's Method," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-86, No. 11, pp. 1449-1460, Nov. 1967

[35] B. Stott and O. Alsac, "Fast decoupled load flow," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* Vol. PAS-93, No. 3, pp. 859-869, 1974

[36] R.D. Hoestenbach, "Load Flow Analysis of Electrical Distribution Systems Using the Digital Computer," *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume IA-12, No. 2, pp. 152 - 160, March 1976

[37] S.C. Tripathy, G.D. Prasad, O.P. Malik, O. P. and G.S. Hope, "Load flow solutions for illconditioned power systems by a Newton-like method," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 10, pp. 3648-3657, 1982.

[38] M.M.M. El-Arini, "Decoupled power flow solution method for well-conditioned and ill-conditioned power systems," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 140, No.1,pp.7-10, Jan. 1993

[39] H. Chiang, and Hsiao, "A decoupled load flow method for distribution power networks: algorithms, analysis and convergence study," *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.13, No.3, pp. 130-138, 1991

[40] R. D. Zimmerman and H. D. Chiang, "Fast decoupled power flow for unbalanced radial distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, pp. 2045-2052, Nov. 1995.

[41] F. Zhang and C. Cheng, "A modified newton method for radial distribution system power flow analysis," *IEEE Transactions on Power Systems* vol. 12, pp. 389-397, 1997

[42] P. Aravindhababu, R. Ashokkumar "A Fast Decoupled Power Flow for Distribution Systems," *Electric Power Components and Systems*, Vol. 36, No.9, pp. 932-940, September 2008

[43] S.K. Goswami and S.K. Basu, "Direct solution of distribution systems" *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution* Vol. 138, No. 1 pp.78-88, Jan 1991

[44] T.Chen K. Hwang, P. Kotas and E. Chebli, "Distribution system power flow analysis - a rigid approach," *IEEE Transactions on Power Delivery* vol. 6, pp 1146-1152, 1991

[45] R. Berg, E.S. Hawkins, and W.W. Pleines, "Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Volume PAS-86, No. 4, pp.415-421, Apr 1967

[46] W. H. Kersting and D. L. Mendive, "An application of ladder network theory to the solution of three phase radial load flow problem," *in Proc. IEEE PES Winter Meeting*, 1976, New York, paper A76044-8 (IEEE, New York, 1976).

[47] S. Ghosh and D. Das, "Method for load-flow solution of radial distribution networks," *IEE Proc. Generat. Transm. Distrib.*, Vol. 146, No. 6, pp. 641-648, 1996.

[48] Y Fukuyama, Y Nakanishi, H-D Chiang "Fast distribution power flow using multi-processors," *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 18, No. 5, pp. 331-337, 1996

[49] D. Thukaram, H.M.W.Banda, and J. Jerome, "A robust three-phase power flow algorithm for radial distribution systems," *Electric Power Systems Research*, Vol. 50, No. 3, pp. 227-236, 1999.

[50] S. Jovanovic and F. Milicevic, "Triangular distribution load flow," *IEEE Power Engineering Review*, pp. 60-62, 2000.

[51] D. Rajicic, R. Taleski, "Two novel methods for radial and weakly meshed network analysis," *Electric Power Systems Research*, Vol. 48, No.2, pp. 79-87, Dec. 1998

[52] Aravindhabuba, P., Ganapathy, S., and Nayar, K. R., "A novel technique for the analysis of radial distribution systems," *Electric Power Systems Research*, Vol. 23, No. 3, pp. 167-171, 2001.

[53] Y. Zhu and K. Tomsovic, "Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, No. 3, pp. 822-827, 2002.

[54] J. Liu, M.M.A. Salama and R.R. Mansour, "An efficient power flow algorithm for distribution systems with polynomial load," *Int. J. Elect. Eng. Educat.*, Vol. 39, No. 4, pp. 371-386, 2002.

[55] M. Afsari, S. P. Singh G. S. Raju G. K. Rao "A Fast Power Flow Solution of Radial Distribution Networks," *Electric Power Components and Systems*, 30:1065-1074, 2002

[56] K, Prasad, N.C. Sahoo, A. Chaturvedi and R. Ranjan. "A simple approach for branch current computation in load flow analysis of radial distribution systems," *Int. J. Elect. Eng. Educat.* Vol. 44 No. 1 pp. 49-63, Jan. 2007

[57] G.W. Chang, S.Y. Chu and H.L. Wang "An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 2, pp.882-884, May 2007

[58] W.C. Wu and B.M. Zhang, "A three-phase power flow algorithm for distribution system power flow based on loop-analysis method," *Electrical Power & Energy Systems*, pp. 8-15, No. 30 (2008)

[59] R. Cespedes, "New method for the analysis of distribution networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 5, No. 1, pp. 391-396, 1990

[60] D. Das,H.S. Nagi and D.P. Kothari, "Novel method for solving radial distribution networks," *IEE Proc. Generat. Transm. Distrib.*, Vol. 141, No. 4, pp. 291-298, 1994.
[61] A. Gomez Exposito and E. Romero "Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Network," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14. 1999, pp 1063-1069.
[62] U. Eminoglu and M.H. Hocaoglu, "A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models," *Electric Power Systems Research*, Vol. 76, No. 1-3, pp. 106-114, 2005
[63] L.R.Araujo, D.R.R. Penido, S.Carneiro, J.L.R.Pereira and P.A.N. Garcia, "A Comparative Study on the Performance of TCIM Full Newton versus Backward-Forward Power Flow Methods for Large Distribution Systems," *IEEE Power Systems Conference and Exposition, 2006* pp.522-526, Nov. 2006
[64] U. Eminoglu amd M.H. Hocaoglu "Distribution Systems Forward/Backward Sweep-based Power Flow Algorithms: A Review and Comparison Study," *Electric Power Components and Systems* Vol. 37 No.1 pp.91-110, 2009
[65] C.E.Lin, Y.W. Huang and C.L. Huang. "Distribution system load-flow calculation with microcomputer implementation,". *Electric Power Systems Research*,13,pp.139-45,1987
[66] P.M. De Oliveira-De Jesus, M.A. Alvarez and J.M. Yusta. "Distribution power flow method based on a real quasi-symmetric matrix,". *Electric Power Systems Research*,95,pp.148-159,2013
[67] E. Bompard, E. Carpaneto, G. Chicco, R. Napoli "Convergence of the backward/forward sweep method for the load-flow analysis of radial distribution systems," *Electrical Power & Energy Systems* No. 22 pp. 521-530, 2000
[68] X. Wang, N. N. Schulz, and S. Neumann, "CIM extensions to electrical distribution and CIM XML for the IEEE radial test feeders," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 1021-1028, Aug. 2003.
[69] F. Milano, M. Zhou, and H. Guan Ji, "Open model for exchanging power system data," *IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09.* pp.1-7 26-30 July 2009
[70] M. Kleinberg,K. Miu, K.and C. Nwankpa, "A Study of Distribution Power Flow Analysis Using Physically Distributed Processors," *IEEE Power Systems Conference and Exposition, 2006*, pp.518-521, Nov.2006
[71] A. Losi and M. Russo "Object-oriented load flow for radial and weakly meshed distribution networks," I*EEE Transactions on Power Systems* Vol. 18, No. 4, pp.1265-1274, Nov. 2003
[72] M.E. Baran and F.F. Wu, "Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, pp. 735-742, 1989
[73] M.E. Baran and F.F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 2, pp. 1401-1407, 1989.
[74] W.H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, Boca Raton, FL: CRC Press, 2002.
[75] T. Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill Book Company, 1986
[76] MATPOWER 3.2, Cornell University, [Online]. Available: http://www.pserc.cornell.edu/matpower
[77] Mathworks, Matlab 7.2 User's manual 2006
[78] IEEE Task Force on Open Source Sofware fo Power Systems [Online]. Available: http://ewh.ieee.org/cmte/psace/CAMS_taskforce/format.htm

MCTI-FONACIT-PEI No 2953 DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN CODIGO ABIERTO PARA ESTUDIOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE VENEZUELA

CONTRATO 201200148

PROYECTO 201200092

ANEXO No. 4C ESTIMACION DE ESTADO

REV	FECHA	DESCRIPCION	PREPARADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR	APROBACION FONACIT
A	10/05/13	Emisión Preliminar	A. Rojas J. Goncalve	V.Castillo	P. De Oliveira	-

RESUMEN

En este trabajo se propone una nueva metodología para la resolución del problema de Estimación de Estado en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Como aporte principal se tiene el uso de la Energía como pseudomedida en condición de demanda máxima en aquellos de nodos de la red en los cuales se disponga de la relación cliente - transformador. La función objetivo consiste en minimizar el error cuadrático ponderado sujeto a las ecuaciones no lineales de tensiones vinculadas a las corrientes inyectadas en concordancia con las Leyes de Kirchoff, desarrolladas en la referencia [1] [1]. La metodología fue exitosamente aplicada a las redes de prueba IEEE de 4, 37 y 123 nodos. Los resultados obtenidos son comparados y validados con el tratado clásico de estimación de estado basado en las ecuaciones potencias nodales desarrollado en [2] [2] y [3] [3]. Finalmente se elabora un Análisis de Sensibilidad vía aplicación de Técnica de Monde Carlo, modelando los vectores de medidas y pseudomedidas como variables aleatorias independientes pertenecientes a distribuciones de probabilidad normales

PALABRAS CLAVE: Estimación de Estado, Flujo de Carga, Monte Carlo

[1] P.M. De Oliveira-De Jesus, M.A. Alvarez, and J.M. Yusta. Distribution power flow method based on a real quasi-symmetric matrix. Electric Power Systems Research,95:148 159, 2013

[2] F. C. Schweppe and J. Wildes. Power system static-state estimation, part i: Exact model. Power Systems, IEEE Transactions on, (1):120125, 1970

[3] M. E. Baran and A. W. Kelley. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. Power Systems, IEEE Transactions on, 9(3):16011609, 1994

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN i

ÍNDICE DE TABLAS vii

ÍNDICE DE FIGURAS x

ACRÓNIMOS xiii

SÍMBOLOS xv

INTRODUCCIÓN 1

Capítulo 1: ESTADO DEL ARTE 15

1.1 Métodos Determinísticos 16

1.1.1 Roytelman y Shahidehpuor 16

1.1.2 Baran y Kelley 16

1.1.3 Lu y Teng 19

1.1.4 Sakis Meliopoulas 22

1.1.5 Teng y Ling 22

1.1.6 Sun y Zhang 23

1.1.7 Wan 24

1.1.8 Wang y Schulz 26

1.1.9 Singh y Pal 27

1.1.10 R. Singh 27

1.1.11 Dzafic 28

1.1.12 Karimi y Bakar 28

1.1.13 Korres y Manousakis 28

1.1.14 Abdel y Braun 29

1.1.15 Haughton y Heydt 30

1.1.16 Woolley y Milanovic 30
1.1.17 Baran M 31
1.1.18 De Oliveira 31
1.2 Métodos Probabilísticos 31
1.2.1 Ke Li 31
1.2.2 Ghosh y Lubkeman 32
1.2.3 Ravindra y Singh 34
1.2.4 Hu y Ku 35
1.2.5 Pegoraro y Sulis 36
1.3 Metodologías basadas en lógica difusa 37
1.3.1 Miranda W 37
1.3.2 Pereira 37
1.3.3 Andrija 38
1.4 Métodos Heurísticos 38
1.4.1 Algoritmos genéticos y programación evolutiva 39
1.4.1.1 Hossam y Abdallah 39
1.4.1.2 Nusrat 40
1.4.1.3 Kling 40
1.4.2 Optimización basada en Enjambres de Partículas 40
1.4.2.1 Fukuyama 40
1.4.2.2 Naka 41
1.4.2.3 Niknam 41
1.4.2.4 Chilard y Devaux 42
1.4.3 Redes Neuronales 42
1.4.3.1 Manitsas y Singh 42
1.5 Otras contribuciones 43
1.5.1 Taylor 43
1.5.2 De Alvaro Garcia 43
1.5.3 Ali Reza 44
1.5.4 Dzafic 44
1.5.5 Singh R 45
1.6 Tabla Resumen 45

Capítulo 2: METODOLOGÍA 48

2.1 Caso de Secuencia Positiva 49

2.1.1 Paso 1: Datos de Entrada al Algoritmo 50
2.1.1.1 Construcción de la matriz **TRX** 51
2.1.1.2 Energías Mensuales Facturadas como pseudomedidas . . . 52
2.1.1.3 Mediciones en el Circuito Principal de la Subestación y Reconectadores 54
2.1.1.4 Factores de Potencia Nodales 55
2.1.1.5 Matriz de pesos $[\omega]$ 56
2.1.1.6 Identificación de los Nodos con Potencias Nulas 57
2.1.2 Paso 2: Problema de Optimización 57
2.1.2.1 Vector de Mediciones ψ 60
2.1.2.2 Vector de Variables de Estado $\mathbf{x}$ 60
2.1.2.3 Mediciones Estimadas $g(\mathbf{x})$ 61
2.1.2.4 Función Objetivo 62
2.1.2.5 Restricciones 62
2.1.3 Paso 3: Resultados del Algoritmo 63
2.2 Análisis Genérico de Observabilidad 65
2.2.1 Método Clásico 65
2.2.2 Método de Estimación de Estado propuesto en esta Tesis 66
2.2.3 Análisis de observabilidad para un ejemplo de tres nodos 67
2.3 Caso Trifásico 69
2.3.1 Paso1: Datos de entrada al Algoritmo 70
2.3.1.1 Matriz $\mathbf{TRX_{abc}}$ [1] 71
2.3.1.2 Energías Mensuales Facturadas - Caso trifásico 73
2.3.1.3 Mediciones en el circuito principal y reconectadores - Caso trifásico 74
2.3.1.4 Factores de Potencia en cada fase 75
2.3.1.5 Factores de Carga por fase 76
2.3.1.6 Identificación con los nodos de potencia nula 76
2.3.1.7 Matriz de pesos $[\omega_{abc}]$ 76
2.3.2 Paso 2: Problema de optimización en su equivalente trifásico 77
2.3.2.1 Vector de Medidas $\psi_{\mathbf{abc}}$ 79
2.3.2.2 Vector de Variables de Estado $\mathbf{x_{abc}}$ 80
2.3.2.3 Vector de mediciones estimadas $\mathbf{g}(\mathbf{x_{abc}})$ 81
2.3.2.4 Función objetivo - caso trifásico 81
2.3.2.5 Restricciones - caso trifásico 82

2.3.3 Paso 3: Resultados del algoritmo - caso trifásico 83
2.4 Análisis de Sensibilidad 87
2.4.1 Modelo en variable aleatoria del Estimador de Estado 88

Capítulo 3: CASOS DE ESTUDIO 97
3.1 Caso IEEE de 4 Nodos 97
3.1.1 Equivalente de Secuencia Positiva 97
3.1.2 Equivalente Trifásico 98
3.2 Caso IEEE de 37 Nodos 100
3.2.1 Equivalente de Secuencia Positiva 100
3.2.2 Caso Trifásico 104
3.3 Caso IEEE de 123 Nodos 105
3.3.1 Equivalente de Secuencia Positiva 105
3.3.2 Caso Trifásico 111

Capítulo 4: RESULTADOS 112
4.1 Caso 4 Nodos 113
4.1.1 Red de Secuencia Positiva 113
4.1.1.1 Tensiones y Ángulos 113
4.1.1.2 Análisis de Observabilidad 115
4.1.1.3 Análisis de Monte Carlo 121
4.1.2 Equivalente Trifásico 123
4.1.2.1 Tensiones y Ángulos 123
4.1.2.2 Análisis de Observabilidad 131
4.1.2.3 Análisis de Monte Carlo 134
4.2 Caso 37 Nodos 136
4.2.1 Red de Secuencia Positiva 136
4.2.1.1 Tensiones y Ángulos 136
4.2.1.2 Análisis de Observabilidad 141
4.2.2 Equivalente Trifásico 141
4.2.2.1 Tensiones y Ángulos 141
4.2.2.2 Análisis de Observabilidad 144
4.3 Caso 123 Nodos 145
4.3.1 Red de Secuencia Positiva 145
4.3.1.1 Tensiones y Ángulos 145

4.3.1.2 Análisis de Observabilidad 147
4.3.2 Equivalente Trifásico 147
4.3.2.1 Tensiones y Ángulos 147
4.3.2.2 Análisis de Observabilidad 152

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 154

BIBLIOGRAFÍA 158

APÉNDICE A: DATOS DE REDES IEEE 163
A.1 Datos de potencias inyectadas, factores de potencia y energías activas para las redes IEEE de 37 y 123 nodos 163

APÉNDICE B: RESULTADOS RED IEEE DE 4 NODOS 187
B.1 Tablas de Resultados - Equivalente en Secuencia Positiva 187
B.1.1 Estimador de Estado - Método Propuesto 187
B.1.2 Estimador de Estado - Método basado en ecuaciones de Potencia . 188
B.2 Tablas de Resultados- Equivalente Trifásico 189
B.2.1 Estimador de Estado - Método Propuesto 189
B.2.2 Estimador de Estado - Método basado en ecuaciones de Potencia . 190

APÉNDICE C: RESULTADOS RED IEEE DE 37 NODOS 192
C.1 Tablas de Resultados - Equivalente en Secuencia Positiva 192
C.1.1 Estimador de Estado - Método Propuesto 192
C.1.2 Estimador de Estado basado en las Ecuaciones de Potencia 196
C.2 Tablas de Resultados - Equivalente Trifásico 199
C.2.1 Estimador de Estado - Método Propuesto 199
C.2.2 Estimador de Estado - Método basado en las Ecuaciones de Potencia 212

APÉNDICE D: RESULTADOS RED IEEE DE 123 NODOS 217
D.1 Tablas de Resultados - Equivalente en Secuencia Positiva 217
D.1.1 Estimador de Estado - Método Propuesto 217
D.1.2 Estimador de Estado basado en las Ecuaciones de Potencia 226
D.2 Tablas de Resultados - Equivalente Trifásico 236
D.2.1 Estimador de Estado Método Propuesto 236
D.2.2 Estimador de Estado - Método basado en las Ecuaciones de Potencia 253

ÍNDICE DE TABLAS

1.1 Tabla Resumen - 1 46
1.2 Tabla Resumen - 2 47

3.1 Parámetros de la red IEEE de 4 nodos 98
3.2 Mediciones y Pseudomediciones para la red IEEE de 4 nodos 98
3.3 Parámetros de la red IEEE de 4 nodos trifásica 99
3.4 Mediciones en el circuito principal de la red IEEE de 4 nodos 99
3.5 Parámetros de la red IEEE de 37 nodos 101
3.6 Mediciones en el el circuito principal para la red IEEE de 37 nodos 102
3.7 Potencias máximas inyectadas y su conversión a energía mensual para la red IEEE de 37 nodos 103
3.8 Mediciones en el circuito principal de la red IEEE de 37 nodos 104
3.9 Parámetros de la red IEEE de 123 nodos 106
3.10 Parámetros de la red IEEE de 123 nodos - Continuación 107
3.11 Mediciones en el el circuito principal para la red IEEE de 123 nodos 108
3.12 Potencias máximas inyectadas y su conversión a Energía mensual para la red IEEE de 123 nodos 109
3.13 Potencias máximas inyectadas y su conversión a Energía mensual para la red IEEE de 123 nodos - continuación 110
3.14 Mediciones en el circuito principal de la red IEEE de 123 nodos 111

4.1 Red de 4 nodos secuencia positiva - Tabla de ubicación 114
4.2 Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 4 nodos 115
4.3 Comparación entre restricciones para la red IEEE de 4 nodos 120
4.4 Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 4 nodos trifásica 126
4.5 Red de 4 nodos trifásica- Tabla de ubicación 131
4.6 Comparación entre restricciones para la red IEEE de 4 nodos trifásica . . . 131
4.7 Red de 37 nodos secuencia positiva - Tabla de ubicación 140
4.8 Comparación entre restricciones para la red IEEE de 37 nodos 141

4.9 Red de 37 nodos trifásica - Tabla de ubicación 143
4.10 Comparación entre restricciones para la red IEEE de 37 nodos trifásico . . 145
4.11 Red de 123 nodos - Tabla de ubicación 146
4.12 Comparación entre restricciones para la red IEEE de 123 nodos 147
4.13 Red de 123 nodos trifásica - Tabla de ubicación 152
4.14 Comparación entre restricciones para la red IEEE de 123 nodos trifásica . 152
4.15 Contexto de Aportes Metodológicos 153

A.1 Potencias máximas inyectadas y su conversión a energía mensual para la red IEEE de 37 nodos - caso trifásico 163
A.2 Potencias máximas inyectadas y su conversión a energía mensual para la red IEEE de 123 nodos - caso trifásico 166
A.3 Términos que componen la matriz $\mathbf{Z_{abc}}$ para la red IEEE de 37 Nodos . . 172
A.4 Términos que componen la matriz $\mathbf{Z_{abc}}$ para la red IEEE de 123 Nodos . . 176

B.1 Resultados red IEEE de 4 de nodos - Variables de Estado Estimadas . . . 187
B.2 Resultados red IEEE de 4 nodos - Energías inyectadas estimadas 187
B.3 Resultados red IEEE de 4 nodos - Factores de Potencia estimados 187
B.4 Resultados red IEEE de 4 nodos - Corrientes de Rama 187
B.5 Resultados red IEEE de 4m nodos - Variables de Estado 188
B.6 Resultados red IEEE de 4 - Potencia activa estimada 188
B.7 Resultados red IEEE de 4 - Potencia reactiva estimada 188
B.8 Resultados red IEEE de 4 - Flujos de Potencia 188
B.9 Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica - Variables de Estado Estimadas 189
B.10 Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica - Energías inyectadas estimadas 189
B.11 Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica- Factores de Potencia estimados 189
B.12 Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica- Corrientes de Rama 190
B.13 Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica- Variables de Estado Estimadas . 190
B.14 Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica -Potencias activas y reactivas inyectadas 190
B.15 Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica - Flujos de Potencia 191

C.1 Resultados red IEEE de 37 nodos- Variables de Estado Estimadas 193
C.2 Resultados red IEEE de 37 nodos - Energías inyectadas estimadas 194
C.3 Resultados red IEEE de 37 - Factores de Potencia estimados 195
C.4 Resultados red IEEE de 37 nodos - Corrientes de Rama 195

C.5 Resultados red IEEE de 37 nodos- Variables de Estado Estimadas 197
C.6 Resultados red IEEE de 37 nodos -Potencias activas y reactivas inyectadas 197
C.7 Resultados red IEEE de 37 - Flujos de Potencia 198
C.8 Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 37 nodos 199
C.9 Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico - Variables de Estado Estimadas 203
C.10 Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico- Energías Inyectadas estimadas 204
C.11 Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico- Factores de Potencia estimadas 205
C.12 Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico - Corrientes de Rama 206
C.13 Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 37 nodos trifásica . . . 212
C.14 Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico- Variables de Estado Estimadas 215
C.15 Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico-Potencias activas y reactivas inyectadas 216
C.16 Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico - Flujos de Potencia 216

D.1 Resultados red IEEE de 123 nodos- Variables de Estado Estimadas 220
D.2 Resultados red IEEE de 123 nodos - Energías inyectadas estimadas 223
D.3 Resultados red IEEE de 123 - Factores de Potencia estimados 225
D.4 Resultados red IEEE de 123 - Corrientes de Rama 226
D.5 Resultados red IEEE de 123 nodos- Variables de Estado Estimadas 230
D.6 Resultados red IEEE de 123 nodos -Potencias activas y reactivas inyectadas 232
D.7 Resultados red IEEE de 123 - Flujos de Potencia 232
D.8 Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 123 nodos 236
D.9 Resultados red IEEE de 123 nodos - Variables de Estado Estimadas 247
D.10 Resultados red IEEE de 123 nodos - Energías Inyectadas estimadas 250
D.11 Resultados red IEEE de 123 nodos - Factores de Potencia estimadas 252
D.12 Resultados red IEEE de 123 - Corrientes de Rama 253
D.13 Resultados red IEEE de 123 nodos trifásico- Variables de Estado Estimadas 264
D.14 Resultados red IEEE de 123 nodos trifásico-Potencias activas y reactivas inyectadas 267
D.15 Resultados red IEEE de 123 nodos trifásico - Flujos de Potencia 267
D.16 Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 123 nodos trifásica . . . 278

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1 Esquema EE - FC 24
1.2 Comparación Bayesiano - Clásico 36

2.1 Metodología 49
2.2 Red de 3 nodos 67
2.3 Red de 3 nodos - método clásico 68
2.4 Metodología - algoritmo trifásico 69
2.5 Requerimientos del Algoritmo 86
2.6 Simulación de Monte Carlo 93
2.7 Comparación entre los métodos de resolución 95

3.1 Red IEEE de 4 nodos 97
3.2 Red IEEE de 37 nodos 100
3.3 Red IEEE de 123 nodos 105

4.1 Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 4 nodos - Método propuesto en esta tesis 113
4.2 Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 4 nodos - Método con las ecuaciones de Potencia 114
4.3 Coeficiente de variación de las pérdidas $CV\Delta P$ - red de 4 nodos 121
4.4 Coeficiente de variación de las pérdidas $CV\Delta Q$ - red de 4 nodos 122
4.5 Varianza a la entrada y salida del algoritmo 122
4.6 Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 4 nodos trifásica - método propuesto en esta tesis 124
4.7 Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 4 nodos trifásica - Método de Potencias (Baran) 125
4.8 Diferencia de $\triangle\mathbf{P_{abc}}$ entre ambos métodos, red 4 nodos 129
4.9 Diferencia de $\triangle\mathbf{Q_{abc}}$ entre ambos métodos, red 4 nodos 129
4.10 Pérdidas $\triangle\mathbf{P_{abc}}$ y banderas de salida, red 4 nodos 130

4.11 Relación entre las varianzas a la entrada y a la salida de las energías en la fase a . . . 135
4.12 Relación entre las varianzas a la entrada y a la salida de las energías en la fase b . . . 135
4.13 Relación entre las varianzas a la entrada y a la salida de las energías en la fase c . . . 136
4.14 Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 37 nodos - Método Propuesto 137
4.15 Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 37 nodos - Método de basado en ecuaciones de potencia . . . 138
4.16 Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{P}$ para ambas metodologías - 37 nodos . . . 139
4.17 Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{Q}$ para ambas metodologías - 37 nodos . . . 139
4.18 Pérdidas $\triangle\mathbf{P}$ y banderas de salida - 37 nodos . . . 140
4.19 Módulos de Tensiones Estimadas red $IEEE$ de 37 nodos trifásico - Método propuesto . . . 142
4.20 Ángulos Estimados red $IEEE$ de 37 nodos trifásico - Método propuesto . . . 142
4.21 Módulos de Tensiones Estimadas red $IEEE$ de 37 nodos trifásico - Método basado en ecuaciones de potencia . . . 143
4.22 Ángulos Estimados red $IEEE$ de 37 nodos trifásico - Método basado en ecuaciones de potencia . . . 144
4.23 Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 123 nodos - Método Propuesto 145
4.24 Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 123 nodos - Método de basado en ecuaciones de potencia . . . 146
4.25 Módulos de Tensiones Estimadas red $IEEE$ de 123 nodos trifásico - Método Propuesto . . . 148
4.26 Ángulos Estimados red $IEEE$ de 123 nodos trifásico - Método Propuesto . . . 149
4.27 Módulos de Tensiones Estimadas red $IEEE$ de 123 nodos trifásico - Método basado en ecuaciones de potencia . . . 150
4.28 Ángulos Estimados red $IEEE$ de 123 nodos trifásico - Método basado en ecuaciones de potencia . . . 151

C.1 Energías y factores de potencia Estimados red 37 nodos . . . 199
C.2 Energías estimadas red $IEEE$ de 37 nodos trifásico . . . 206
C.3 Factores de potencia estimados red $IEEE$ de 37 nodos trifásico . . . 207
C.4 Diferencia de $\triangle\mathbf{P_{abc}}$ entre ambos métodos, red 37 nodos . . . 207
C.5 Diferencia de $\triangle\mathbf{Q_{abc}}$ entre ambos métodos, red 37 nodos . . . 208

C.6 Pérdidas $\triangle\mathbf{P}_{\mathbf{abc}}$ y banderas de salida, red 37 nodos 208

D.1 Energías y factores de potencia de red IEEE de 123 nodos 226
D.2 Energías y factores de potencia de red IEEE de 123 nodos trifásico 253
D.3 Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{P}$ para ambas metodologías - 123 nodos 278
D.4 Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{Q}$ para ambas metodologías - 123 nodos 278
D.5 Pérdidas $\triangle\mathbf{P}$ y banderas de salida - 123 nodos 279
D.6 Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{P}$ para ambas metodologías - 123 nodos trifásico . 279
D.7 Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{Q}$ para ambas metodologías - 123 nodos trifásico . 280
D.8 Pérdidas $\triangle\mathbf{P}$ y banderas de salida - 123 nodos trifásico 280

ACRÓNIMOS

ACA	Algoritmo de Colonia de Hormigas / Ant Colony Algorithm
AG	Algoritmos genéticos
AMI	Infraestructura Avanazada de Medición / Advanced Metering Infrastructure
ANFIS	Redes Neuronales Ariticiales para Sistemas de Inferencia Difusa / Artifitial Neural Network Fuzzy Inference System
Ang	Medida de ángulo
D	Determinístico
DMS	Sistema de Gestión en Distribución / Distribution Management System
EE	Estimación de Estado
EESDEE	Estimación de Estado en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica
EMS	Sistema de Gestión de Energía / Energy Management System
F	Difuso / Fuzzy
FC	Flujo de Carga
IE	Inferencia Estadística
IEA	Agencia Internacional de Energía / International Energy Agency
IEEE	Instituto de Ingeneiros Eléctricistas y Electrónicos / Institute of Electrical and Electronics Engineers
Im	Medida de Corriente
LAG	Multiplicadores de Lagrange
MC	Monte Carlo
MCP	Mínimo Cuadrado Ponderado
Mtoe	Mega toneladas de petróleo
NEW	Newton
NN	Redes Neuronales / Neural Network
P.INT	Punto Interior
PENAL	Penalización

Pm	Medida de Potencia
PMU	Unidades de Medición Sincrofasoras / Phasor Measurement Unit
PROB	Probabilístico
PSO	Algoritmo de Enjambres de Partículas / Particle Swarm Optimization
SAP	Software Modular para Aplicación Empresarial
SCADA	Sistema de Supervisión y Control / Supervisory Control Acquisition Data System
SED	Subestación Eléctrica de Distribución
SG	Redes Inteligentes / Smart Grids
T.M.P	Tipo de Medida o Pseudomedida
VE	Variable de Estado
Vm	Medida de Tensión

SÍMBOLOS

$\mathbf{x}$	Variable de estado
$\mathbf{x_0}$	Barra slack
ψ	Vector de medidas (para la metodología propuesta)
$\mathbf{g(x)}$	Vector que relaciona las medidas con las tensiones (para la metodología propuesta)
ω	Matriz de pesos
$\omega_{\mathbf{ii}}$	Término de la diagonal de la matriz de pesos
$\sigma_{\mathbf{ii}}^{\mathbf{2}}$	Varianza de un equipo de medición
$\mathbf{TRX}$	Matriz que relaciona conexión y parámetros de la red
$\mathbf{I}$	Vector de corrientes inyectadas
$\mathbf{x^m}$	Vector de medidas de variables de estado
$\mathbf{W^m}$	Vector de medidas de energía
$\mathbf{W}$	Vector de energía estimada
$\mathbf{Z}$	Vector de impedancias de rama
$\overline{Z_{ij}}$	Término perteneciente al vector $\mathbf{Z}$
R_{ij}	Término que indica resistencia de un tramo de línea
X_{ij}	Término que indica la reactancia de un tramo de línea
$\mathbf{T}$	Matriz de conectividad
$\mathbf{R}$	Componente real de la matriz $diag(\mathbf{Z})$
$\mathbf{X}$	Componente en cuadratura de la matriz $diag(\mathbf{Z})$
${Fc_i}^{720}$	Factor de carga nodal calculado en un período de 720 h
P_i^{prom}	Potencia activa promedio calculada en un período de 720 h para el nodo i
P_i^{max}	Potencia activa máxima calculada para un período de 720 h en el nodo i
P_i^{max}	Potencia reactiva máxima calculada para un período de 720 h en el nodo i
$Tmax_i$	Tiempo máximo en el nodo i
$\mathbf{Fc_i^{720}}$	Vector de factor de carga nodal
$\mathbf{W^m}$	Vector de energías nodales inyectadas

$\|\mathbf{V^m}\|$	Vector de módulos de tensiones nodales
$\|V_i^m\|$	Módulo de la tensión en el nodo i
$\|J_{ij}^m\|$	Corriente de rama en el tramo ij
fp_{01}^m	Factor de potencia del circuito principal
P_{01}^m	Flujo de potencia activa en el circuito principal
Q_{01}^m	Flujo de potencia reactiva en el circuito principal
$\overline{V_0^m}$	Fasor de tensión en la barra slack
$\overline{J_{01}^m}$	Fasor de corriente de rama en el circuito principal
fp_i^m	Factor de potencia en el nodo i
$\|\mathbf{fp^m}\|$	Vector de factores de potencia nodales
$(\sigma_{\|Vi\|}{}^m)^2$	Varianza de las medidas de tensión nodales
$(\sigma_{\|Jij\|}{}^m)^2$	Varianza de las medidas de corrientes de rama
$(\sigma_{Wi}{}^m)^2$	Varianza de las pseudomedidas de energía nodal inyectada
$\sigma_{fp}{}^m)^2$	Varianza de los factores de potencia nodales
ζ	Vector de potencias aparentes inyectadas nulas
S_i^{nulas}	Potencias aparentes nulas
$\mathbf{V_x}$	Vector de variables de estado en su componente real
V_{x-i}	Componente del vector $\mathbf{V_x}$ en el nodo i
$\mathbf{V_y}$	Vector de variables de estado en su componente en cuadratura
V_{y-i}	Componente del vector $\mathbf{V_y}$ en el nodo i
$\mathbf{V_{x-0}}$	Vector representativo de la componente real de la barra slack
$\mathbf{V_{y-0}}$	Vector representativo de la componente en cuadratura de la barra slack
$\|V_0\|$	Módulo de la tensión en la barra slack
$\mathbf{I_x}$	Vector de corrientes inyectadas nodales en su componente real
I_{x-i}	Componente del vector $\mathbf{I_x}$ en el nodo i
$\mathbf{I_y}$	Vector de corrientes inyectadas nodales en su componente en cuadratura
I_{y-i}	Componente del vector $\mathbf{I_y}$ en el nodo i
$\mathbf{J_x}$	Vector de corrientes de rama en su componente real
J_{x-ij}	Componente del vector $\mathbf{J_x}$ en el tramo ij
$\mathbf{J_y}$	Vector de corrientes de rama en su componente en cuadratura
J_{y-ij}	Componente del vector $\mathbf{J_y}$ en el tramo ij
$\|\mathbf{V}\|$	Vector que representa los módulos de las variables de estado estimadas
$\|V_i\|$	Componente del vector $\|\mathbf{V}\|$ en el nodo i
$\|\mathbf{J}\|$	Vector que representa los módulos de las corrientes de rama estimadas
$\|J_{ij}\|$	Componente del vector $\mathbf{J}$ en el tramo ij

fp_{01}	Factor de potencia estimado en el circuito principal
$\mathbf{W}$	Vector de las energías (inyectadas) estimadas nodales
W_i	Componente del vector $\mathbf{W}$ en el nodo i
$\mathbf{fp}$	Vector de los factores de potencia estimados nodales
fp_i	Componente del vector $\mathbf{fp}$ en el nodo i
$\mathbf{e}$	Error entre medidas y valores estimados
θ_i	Ángulo en el nodo i
f	Identificador de fase; $f = a, b, c$
ψ_{abc}	Vector de mediciones para el algoritmo trifásico
$\mathbf{x_{abc}}$	Vector de variables de estado trifásicas
$\mathbf{x_{abc-0}}$	Barra *slack* trifásica
$\mathbf{TRX_{abc}}$	Matriz de que relaciona conexión y parámetros - caso trifásico
$g(\mathbf{x_{abc}})$	Función que relaciona las medidas con las variables de estado - caso trifásico
$\mathbf{I_{abc}}$	Vector de corrientes inyectadas trifásicas
$\omega_{\mathbf{abc}}$	Matriz de pesos trifásica
${W_{f-i}}^m$	Energía inyectada en la fase f del nodo i
${fp_{f-i}}^m$	Factor de potencia en la fase f del nodo i
Fc_{f-i}^{720}	Factor de carga en la fase f del nodo i calculado para un período de 720 h
ω_{f-ii}	Término de la diagonal de la matriz de pesos $\omega_{\mathbf{abc}}$
${\sigma_{f-ii}}^2$	Varianza de un equipo de medición en la fase f
$\mathbf{Z_{abc}}$	Matriz de impedancias de rama
$\mathbf{Z_{abc-ij}}$	Matriz de impedancia de la rama ij
$\overline{z_{ff-ij}}$	Término perteneciente a la matriz $\mathbf{Z_{abc-ij}}$
$\mathbf{R_{abc}}$	Componente real de la matriz $diag(\mathbf{Z_{abc}})$
$\mathbf{X_{abc}}$	Componente en cuadratura de la matriz $diag(\mathbf{Z_{abc}})$
$\mathbf{T_{abc}}$	Matriz de conectividad trifásica
$\mathbf{W_{abc}^m}$	Matriz de energías inyectadas medidas trifásicas
$\mathbf{W_{abc-i}^m}$	Submatriz de la matriz $\mathbf{W_{abc}^m}$ correspondiente al nodo i
W_{f-i}^m	Energía inyectada en el nodo i fase f
$Tmax_{f-i}$	Tiempo máximo en el nodo i fase f
P_{f-i}^{max}	Potencia activa máxima en el nodo i fase f
Fc_{f-i}^{720}	Factor de carga en el nodo i fase f
$\lvert\mathbf{V_{abc}}^{\mathbf{m}}\rvert$	Vector de medidas de módulos de tensiones trifásicas
$\mathbf{fp_{abc-01}}^{\mathbf{m}}$	Vector que contiene el factor de potencia por fase en el circuito principal de la subestación

$\lvert\mathbf{J_{abc}}^{\mathbf{m}}\rvert$	Vector de medidas de módulos de corrientes de rama trifásicas
$\lvert\mathbf{V_{abc-0}}^{\mathbf{m}}\rvert$	Vector de medidas de módulos de tensión en la barra slack - caso trifásico
$\lvert\mathbf{V_{abc-i}}^{\mathbf{m}}\rvert$	Vector de medidas de módulos de tensión en el nodo i - caso trifásico
$\lvert\mathbf{J_{abc-ij}}^{\mathbf{m}}\rvert$	Vector de medidas de módulos de corriente de rama en el tramo ij - caso trifásico
$\mathbf{fp_{abc}}^{\mathbf{m}}$ los nodos de la red	Vector de medidas de factores de potencia trifásicos
$\mathbf{fp_{abc-i}}^{\mathbf{m}}$	Vector de medidas de factores de potencia en el nodo i
$\lvert{V_{f-i}}^{m}\rvert$	Término del vector $\lvert\mathbf{V_{abc-i}}^{\mathbf{m}}\rvert$ que indica medida de módulo de tensión en el nodo i fase f
$\lvert{J_{f-ij}}^{m}\rvert$	Término del vector $\lvert\mathbf{J_{abc-ij}}^{\mathbf{m}}\rvert$ que indica medida de módulo de corriente de rama en el nodo i fase f
${fp_{f-i}}^{m}$	Término del vector $\mathbf{W_{abc-i}}^{\mathbf{m}}$ que indica medida de tensión en el nodo i fase f
${W_{f-i}}^{m}$	Término del vector $\mathbf{fp_{abc-i}}^{\mathbf{m}}$ que indica medida factor de potencia en el nodo i fase f
$\mathbf{Fc_{abc}}^{\mathbf{720}}$	Vector de factor de carga trifásico
$\mathbf{Fc_{abc-i}}^{\mathbf{720}}$	Vector de factor de carga trifásico en el nodo i
Fc_{f-i}	Término del vector $\mathbf{Fc_{abc-i}}^{\mathbf{720}}$ el nodo i fase f
$\zeta_{\mathbf{abc}}$	Vector de inyecciones de potencia nula trifásicas
$\zeta_{\mathbf{abc-i}}$	Vector de inyecciones de potencia nula en el nodo i
$\mathbf{S_{abc-i}}^{\mathbf{nulas}}$	Potencias aparentes nulas trifásicas en el nodo i
$\mathbf{S_{abc-i}}$	Potencias aparente trifásica en el nodo i
$\mathbf{P_{abc-i}}$	Potencias activa trifásica en el nodo i
$\mathbf{Q_{abc-i}}$	Potencias reactiva trifásica en el nodo i
P_{f-i}	Potencia activa trifásica en el nodo i fase f
Q_{f-i}	Potencias reactiva trifásica en el nodo i fase f
$(\sigma_{\lvert Vabc\rvert}{}^{m})^2$	Varianza de las medidas de tensión nodales trifásicas
$(\sigma_{\lvert Jabc\rvert}{}^{m})^2$	Varianza de las medidas de corrientes de rama trifásicas
$(\sigma_{\lvert Wabc\rvert}{}^{m})^2$	Varianza de las pseudomedidas de energía nodal inyectada trifásica
$(\sigma_{fpabc}{}^{m})^2$	Varianza de las pseudomedidas de factores de potencia trifásicos
$\psi_{\mathbf{abc}}$	Es el vector de medidas trifásico
$\mathbf{x_{abc}}$	Variables de estado trifásicas
$\mathbf{g}(\mathbf{x_{abc}})$	Es una función compuesta por las variables a estimar - caso trifásico

$\omega_{\mathbf{abc}}$	Es una matriz diagonal de pesos trifásica
$\mathbf{V_{abc-x}}$	Vector de variables de estado trifásicas en su componente real
$\mathbf{V_{abc-x-i}}$	Vector de variables de estado trifásicas en su componente real para el nodo i
V_{f-x-i}	Término del vector $\mathbf{V_{abc-x-i}}$ nodo i fase f
$\mathbf{V_{abc-y}}$	Vector de variables de estado trifásicas en su componente en cuadratura
$\mathbf{V_{abc-y-i}}$	Vector de variables de estado trifásicas en su componente en cuadratura para el nodo i
V_{f-y-i}	Término del vector $\mathbf{V_{abc-y-i}}$ nodo i fase f
$\mathbf{V_{abc-x-0}}$	Vector de la componente real trifásica de la barra slack
$\mathbf{V_{abc-y-0}}$	Vector de la componente en cuadratura trifásica de la barra slack
$\mathbf{I_{abc-x}}$	Vector de corrientes inyectadas nodales trifásicas en su componente real
$\mathbf{I_{abc-x-i}}$	Vector de corrientes inyectadas nodales trifásicas en su componente real para el nodo i
I_{f-x-i}	Término del vector$\mathbf{I_{abc-x-i}}$ nodo i fase f
$\mathbf{I_{abc-y}}$	Vector de corrientes inyectadas nodales trifásicas en su componente en cuadratura
$\mathbf{I_{abc-y-i}}$	Vector de corrientes inyectadas nodales trifásicas en su componente en cuadratura para el nodo i
I_{f-y-i}	Término del vector$\mathbf{I_{abc-y-i}}$ nodo i fase f
$\mathbf{J_{abc-x}}$	Vector de corrientes de rama trifásicas componente real
$\mathbf{J_{abc-x-ij}}$	Vector de corrientes de rama trifásicas componente real del tramo ij
J_{f-x-ij}	Término del vector $\mathbf{J_{abc-x-ij}}$ fase f
$\mathbf{J_{abc-y}}$	Vector de corrientes de rama trifásicas componente en cuadratura
$\mathbf{J_{abc-y-ij}}$	Vector de corrientes de rama trifásicas componente en cuadratura del tramo ij
J_{f-y-ij}	Término del vector $\mathbf{J_{abc-y-ij}}$ fase f
$\lvert V_{f-0}\rvert$	Módulo de la tensión de la barra slack fase f
$\lvert\mathbf{V_{abc}}\rvert$	Vector de módulos de las variables de estado trifásicas estimadas
$\lvert\mathbf{J_{abc}}\rvert$	Vector de módulos de las corrientes de rama trifásicas estimadas
$\mathbf{fp_{abc-01}}$	Vector del factor de potencia trifásico en el circuito principal
$\mathbf{W_{abc}}$	Vector de energías inyectadas trifásicas estimadas
$\mathbf{fp_{abc}}$	Vector de factores de potencia trifásicos estimados
$\lvert V_{f-i}\rvert$	Módulo de la tensión en el nodo i fase f
$\lvert J_{f-ij}\rvert$	Módulo de la corriente de rama en e tramo ij fase f

fp_{f-01}	Factor de potencia en el circuito principal fase f
W_{f-i}	Energía en el nodo i fase f
fp_{f-i}	Factor de potencia en el nodo i fase f
ΔV_{f-x-ij}	Diferencia de tensión en su componente real en la fase f de los nodos ij
ΔV_{f-y-ij}	Diferencia de tensión en su componente en cuadratura en la fase f de los nodos ij
$\mathbf{\Delta P}$	Pérdidas activas
$\mathbf{\Delta Q}$	Pérdidas reactivas
$\mathbf{\Delta P_{abc}}$	Pérdidas activas trifásicas
$\mathbf{\Delta Q_{abc}}$	Pérdidas reactivas trifásicas
$\mathbf{CV_{\Delta P}}$	Coeficiente de variación de la pérdidas activas
$\mathbf{CV_{\Delta Q}}$	Coeficiente de variación de la pérdidas reactivas
$\|V_n\|EE$	Módulos de tensiones obtenidos a través del estimador de estado - simulaciones se secuencia positiva
$\theta_n EE$	Ángulos obtenidos a través del estimador de estado, en unidades de grados - simulaciones de secuencia positiva
$\|V_n\|SFC$	Módulos de tensiones obtenidos a través del flujo de carga - simulaciones de secuencia positiva
$\theta_n SFC$	Ángulos obtenidos a través del flujo de carga en unidades de grados - simulaciones de secuencia positiva
$\|V_f\|EE$	Módulos de tensiones obtenidos a través del estimador de estado - simulaciones caso trifásico
$\theta_f EE$	Ángulos obtenidos a través del estimador de estado, en unidades de grados - simulaciones caso trifásico
$\|V_f\|SFC$	Módulos de tensiones obtenidos a través del flujo de carga - simulaciones caso trifásico
$\theta_f SFC$	Ángulos obtenidos a través del flujo de carga en unidades de grados - simulaciones caso trifásico
Var_{IN}	Varianzas a la entrada
Var_{OUT}	Varianzas a la salida
$\|V_f\|$	Despliegue de tensiones en la fase f - simulaciones caso trifásico
θ_f	Despliegue de ángulos en la fase f - simulaciones caso trifásico

INTRODUCCIÓN

Los avances en la tecnología y el crecimiento poblacional mundial son hechos directamente relacionados con el consumo de energía. Según la IEA en [4] el consumo de energía mundial en el año 1975 se calculó en 6.030 Mtoe, en el año 2010 en 12.380 Mtoe y para el año 2035 se pronostica en 16.730 Mtoe.

Los mecanismos de producción de energía son los provenientes de quema de combustibles, gas, plantas nucleares y utilización de energías renovables. Éstas últimas tienen por característica que su generación es por medio del aprovechamiento de fuentes de energías renovables, como por ejemplo el viento, agua, sol, etc. y que además no contribuyen con emisiones de gases perjudiciales a la atmósfera.

Hechos históricos como por ejemplo el alza en los precios de los combustibles fósiles (en la década de 1970) y el problema del cambio climático como consecuencia del efecto invernadero, reformuló las directrices de desarrollo en el sistema industrial mundial. Consecuente con estos hechos en 1997 los países industrializados firmaron un acuerdo, conocido como el Protocolo de Kyoto [5], en el cual se comprometían a reducir los gases que producen efecto invernadero, teniendo como naciones participantes y protagonistas - de manera predominante - diferentes países que conforman la Unión Europea (como por ejemplo Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, otros).

Con la aparición de los Mercados Desregulados y un escenario de competición entre las empresas eléctricas, existió la necesidad de mejorar la funcionalidad y operación de los sistemas eléctricos de potencia, de manera que los costos y calidad en el suministro de la energía eléctrica hasta los consumidores finales se efectúe de una manera eficiente, y con el menor impacto ambiental posible. Con respecto a las diferentes instancias y promulgaciones mundiales que definen las líneas de actuación de los Mercados Desregulados en conjunto

a las políticas de Generación Distribuida se hallan en la referencia [5].

El intercambio y manejo de información en tiempo real entre las empresas que suministran el servicio eléctrico y los consumidores finales, constituye el punto clave para la operación y despacho eficiente u óptimo de la energía eléctrica. Esto no solo como una razón concerniente a la inserción de novedosas tecnologías de comunicación, sino que obedece a razones para lograr un uso racional de la energía eléctrica. Es allí donde las plataformas y tecnologías de AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) y la SG (*Smart Grid*) constituyen la tendencia mundial para gestionar los flujos e intercambios de información entre las empresas eléctricas y los consumidores finales o clientes.

La AMI según [6] es la red de sensores de las SG. Los medidores inteligentes realizan las siguientes funciones principales [6]:

- Monitorizar los registros de inyección de potencia activa o reactiva, verificar los niveles de tensión, corrientes, factor de potencia entre otras
- Almacenar eventos especiales en la red, como por ejemplo depresiones transitorias en la tensión
- Intercambiar y recibir información entre diferentes medidores inteligentes ubicados en una red

Este conjunto de informaciones en tiempo real convergen mediante diferentes tecnologías de comunicación al sistema SCADA (*Supervisory Control Acquisition Data System*), y es allí donde se supervisa el estado de la red de distribución. Los sistemas SCADA poseen lo que se denomina aplicaciones eléctricas, las cuales son un conjunto de herramientas matemáticas computacionales que permiten efectuar estudios correlativos a la operación de la red. Entre las aplicaciones eléctricas destacan:

- Estimación de Estado (EE) y Asignación de Demanda
- Flujo de Carga
- Reconfiguración óptima de la Red
- Despacho de Reactivos

La primera publicación mundial en el área de EE (aplicada en el marco de los Sistemas de Transmisión) fue en el año 1970, en donde **Fred C. Schweppe** publicó un artículo denominado *Power System Static - State Estimation, Part I: Exact Model* en el cual se define el estado estático de un sistema de potencia de la siguiente manera [2]:

> El estado estático de un sistema de potencia está definido por las magnitudes de las tensiones y sus ángulos en todas las barras de la red. El estimador de estado es un algoritmo encargado de procesar los datos provenientes de los medidores, entre otras informaciones disponibles y convertirla en un vector estimado del estado estático del sistema.

El trabajo [2] se divide en tres publicaciones asociadas; Modelo Exacto, Modelo Aproximado e Implementación del Método, todos con el enfoque de EE en sistemas de ootencia. En el Modelo Exacto se define un planteamiento matemático para resolver el problema, se establece el vector de medidas como una función de ecuaciones no lineales en función de las variables de estado y de un error asociado a la medición, y se expone una disertación referente al comportamiento estadístico de los errores y las variables de estado.

Se introduce el concepto de la pseudomedida como solución al problema de observabilidad. Estas pseudomedidas provienen de los registros históricos o perfiles de carga en las barras de la red en cuales no se tenga un dispositivo de medición directa con reporte al Centro de Supervisión y Control.

El problema de EE se plantea como un problema de optimización no lineal, cuyo objetivo es reducir el error cuadrático ponderado entre el vector de mediciones y pseudomedidas, y el conjunto de ecuaciones en función de las variables de estado que definen el modelo de la red. La resolución de este sistema sobre determinado de ecuaciones no lineales es resuelto mediante la aproximación del polinomio de Taylor de primer orden, en el cual mediante un proceso de chequeo iterativo se revisan las tolerancias en las variaciones de las variables de estado y en la función objetivo.

Los valores obtenidos con la resolución del problema de optimización, constituyen un conjunto de valores esperados con una media y desviación estándar pertenecientes a distribuciones de probabilidad del tipo gaussiano, siempre y cuando las distribuciones de las medidas sigan también un patrón gaussiano.

En el Modelo Aproximado se propone una metodología basada en redes del tipo corriente continua, en el cual la resolución de las ecuaciones que definen las variables de estado estimadas se obtienen mediante cómputos no iterativos. La Implementación, contempla un discusión acerca de los órdenes de tiempo computacional requeridos para resolver el problema y además, una discusión básica referente a un modelo dinámico del EE como consecuencia de los diferentes puntos de operación de los sistemas de potencia.

Los Estimadores de Estado incluyen las siguientes funciones [7]:

- Procesador Topológico de la Red: tiene por función identificar el estado de los interruptores en la red y configura un diagrama en tiempo real de su estado conectivo
- Análisis de Observabilidad: Determina si el número de mediciones en tiempo real disponibles, son suficientes para ejecutar la aplicación de Estimación de Estado. Se identifican las islas observables en dado caso que existan y las ramas no observables.
- Solución del Estimador de Estado: Es la ejecución del algoritmo de Estimación de Estado en base al modelo topológico de la red y el número de medidas disponibles. La solución óptima comprende los módulos y ángulos de las tensiones de la red, así como también el cálculos de los flujos de potencia por las líneas, generadores y posición de las tomas de los transformadores
- Procesamiento de Datos Erróneos: Detecta datos erróneos en el grupo de mediciones de entrada al algoritmo. Se identifican y eliminan estos datos erróneos sujetos a la redundancia de mediciones disponibles
- Procesador de Parámetros de la Red: Este módulo se encarga de estimar los parámetros de las líneas, bancos de reactores inductivos o capacitivos. Detecta errores topológicos e identifica el estado correcto de los interruptores

En [3] se publica el primer artículo de investigación para la Estimación de Estado en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (EESDEE) , en donde los modelos trifásicos con desequilibrios topológicos y los modelos de carga desabalanceados fueron incorporados al problema. Las mediciones en tiempo real existentes para aquel entonces, lo constituían los flujos de corrientes en el circuito principal, la tensión en el circuito principal y se usaban las curvas de carga típicas de los transformadores para asignar las pseudomedidas

de potencias inyectadas asociados a grupos de clientes. Una revisión extensa de éstos métodos se encuentran en el Estado del Arte de este trabajo de Tesis.

Por tanto con la idea de aprovechar de manera **eficiente** la energía eléctrica, es necesario disponer de aplicaciones eléctricas, basadas en optimización matemática, en este caso EE, la cual permite conocer con mayor exactitud el estado de la red, debido a que el conjunto de medidas que llegan al SCADA no son numéricamente cien por ciento confiables, como consecuencia de los errores asociados a la comunicación y recepción de la información provenientes de los distintos dispositivos de medición en tiempo real. Seguidamente, a partir de la información obtenida producto del EE se podrán efectuar estudios en base a valores ya **filtrados**, como por ejemplo reconfiguración óptima de la red, despacho de reactivos, asignación de demanda, agregación de demanda por punto de transformación, entre otros que mejoran la gestión y manejo de la energía en el nuevo engranaje, sistema de distribución - consumidor eléctrico.

Objetivo General

Plantear y resolver el problema de EESDEE incluyendo como restricciones del problema de optimización las Leyes de Kirchoff y las ecuaciones de corrientes rama, basadas en la formulación desarrollada en la referencia [1], utilizando como vector de medidas en condición de demanda máxima, los registros de corrientes y tensiones en el circuito principal de la subestación eléctrica de distribución (SED), reconectadores u otros equipos de registro en tiempo real y las energías inyectadas [4] por punto de transformación como pseudomedidas provenientes de la potencia agregada máxima en aquellos nodos en los que se disponga de la relación cliente transformador

Objetivos Específicos

- Aplicación del algoritmo de EE a las redes de prueba **IEEE** de 4, 37 y 123 nodos en sus equivalentes de secuencia positiva y trifásico.
- Validar la respuesta del algoritmo ante la entrada múltiples vectores de medidas y

[4] En esta tesis el término energía siempre se referirá a la energía activa

pseudomedidas estocásticas pertenecientes a distribuciones de probabilidad del tipo normal, por medio de la utilización de técnica de Monte Carlo y tomando como criterio de parada los coeficientes de variación de las pérdidas activas y reactivas

- Comparar y analizar los resultados obtenidos del algoritmo de EE propuesto en esta tesis en su equivalente de secuencia positiva con la formulación clásica desarrollada a partir de las ecuaciones de potencia expuesta en la referencia [2]
- Comparar y analizar los resultados obtenidos del algoritmo de EE propuesto en esta tesis en su equivalente trifásico con la formulación clásica desarrollada a partir de las ecuaciones de potencia y corrientes de rama expuesta en la referencia [3]

Planteamiento del Problema

El problema de EESDEE se basa en obtener las variables de estado de la red, es decir los módulos de las tensiones y sus ángulos, dadas las medidas directas de tensiones y corrientes de línea en los circuitos de las SED y las pseudomedidas de energías inyectadas nodales provenientes de la potencia activa máxima agregada en los nodos de la red en los cuales se disponga de la relación cliente transformador. La formulación matemática del problema se basa en un problema de optimización no lineal en donde la función objetivo contiene los errores cuadráticos ponderados entre el vector de medidas y una función que relaciona las medidas con las variables de estado. El planteamiento general del problema es el siguiente:

$$\text{mín}\, \frac{1}{2} \left(\psi - g(\mathbf{x})\right)^T \omega \left(\psi - g(\mathbf{x})\right) \tag{1}$$

sujeto a:

$$\mathbf{x} = \mathbf{x_0} + \mathbf{TRX} \cdot \mathbf{I} \tag{2}$$

Donde:

- $\mathbf{x}$ son las variables de estado
- $\mathbf{x_0}$ es un vector indicativo de la barra slack
- **TRX** es una matriz que relaciona la conexión junto a los parámetros de la red
- ω es una matriz de pesos asociadas a las medidas
- ψ es el vector de medidas; compuesto por las medidas $\mathbf{x^m}$ que pueden ser módulos de tensiones y corrientes de rama. Y por $\mathbf{W^m}$ las cuales son las pseudomedidas de energía inyectada existentes en la red. Su formulación general es:

$$\psi \quad = \quad [\mathbf{x^m}, \mathbf{W^m}] \tag{3}$$

- $g(\mathbf{x})$ es una función que relaciona las medidas con las variables de estado $\mathbf{x}$ y la energía inyectada $\mathbf{W}$. Su formulación general es:

$$g(\mathbf{x}) \quad = \quad [\mathbf{x}, \mathbf{W}] \tag{4}$$

- $\mathbf{I}$ es un vector que contiene las corrientes inyectadas en función de las energías activas inyectadas $\mathbf{W}$ y los factores de potencia nodales **fp**. Es decir:

$$\mathbf{I} \quad = \quad f(\mathbf{W}, \mathbf{fp}) \tag{5}$$

- En $\mathbf{I}$ también está contenida la información de los nodos con potencia aparente inyectada nula. Por tanto para el planteamiento del problema se requiere el conocimiento de los nodos con inyecciones nulas. Es decir:

$$I_{nulas} \, \epsilon \, \mathbf{I} \quad \text{donde nulas} = 1, ..i, ...n \; \forall \; n \, \epsilon \, S_i^{nulas} \tag{6}$$

Las restricciones del problema de optimización, denotadas en 2, constituyen un conjunto de ecuaciones congruentes con la aplicación de las Leyes de Kirchoff, aplicable a circuitos con topología radial, expuestas y desarrolladas de manera detallada en [1].

El término ω es una matriz cuadrada diagonal, cuyos componentes representan los inversos de las precisiones de las medidas en directo, así como también los pesos asociados a las pseudomedidas de energía activa inyectada. Dado que estas últimas medidas no

provienen de reportes en tiempo real, sino de registros históricos ó perfiles de carga, se les asigna un peso mucho menor en comparación con las medidas provenientes de los dispositivos instalados en campo siendo observables por el SCADA.

De manera general como datos de entrada para el algoritmo se requiere un grupo de medidas, especificadas en el vector ψ, la matriz de que relaciona conexión con parámetros, es decir **TRX** y el conocimiento de los nodos con potencias inyectadas nulas $\mathbf{I_{nulas}}$. Con las medidas y la matriz de pesos ω se formula la función objetivo, la cual consiste en el error cuadrático ponderado y finalmente se procede a determinar el modelo del conjunto de restricciones según [1], que consiste en la aplicación matricial de las Leyes de Kirchoff. Con todos estos datos de entrada y funciones donde se indica el modelo de la red, se procede a resolver el problema de optimización de manera que se obtengan las variables de estado.

La novedad del algoritmo desarrollado y validado en esta tesis tanto para el equivalente de secuencia positiva como el trifásico es, su formulación general como función de las energías inyectadas y factores de potencia para aquellos nodos de la red en los que se disponga de la relación cliente transformador.

Justificación

En este trabajo de grado se presenta una formulación alternativa del problema de EESDEE basado en un problema de optimización, donde la función objetivo se compone de los errores cuadráticos ponderados entre un vector de medidas y una función que relaciona la medidas con las variables de estado. Este vector está compuesto por los módulos de tensiones y corrientes de rama, y además, las energías inyectadas agregadas y factores de potencia (calculados en un escenario de demanda máxima) pertenecientes a aquellos nodos de la red en los cuales se disponga de la relación cliente transformador.

La utilización de la energía inyectada agregada como pseudomedida representa una novedad dentro del problema de EESDEE, debido a que éstos son los indicadores mensuales de consumo de los diferentes tipos de clientes asociados a cada punto de transformación en la red. De manera similar dentro del problema de optimización se incluyen las pseudomedidas del factor de potencia por punto de transformación, los cuales no son parámetros constantemente medidos (a diferencia de la energía, que es a través de los contadores de

energía), sino que sus valores provienen de jornadas especiales de caracterización de la potencia de los tipos de clientes en las acometidas de baja tensión. Sin embargo, con su inclusión en el problema de optimización permitirá estimar su valor.

La metodología EESDEE propuesta en esta tesis, se diferencia de los tratados clásicos ([3], [8]) en que su formulación, en cuanto al vector de medidas, no se compone de las **potencias activas y reactivas inyectadas, y flujos de potencia activa y reactiva** existentes en la red (aparte de las medidas de tensión), sino que se compone por las **energías inyectadas, factores de potencia y corrientes de rama**. La función objetivo para ambos problemas, es el error cuadrático ponderado. Y con respecto a las restricciones, éstas se basan en la aplicación de las Leyes de Kirchoff escritas según se indica en [1], a diferencia de la formulación clásica la cual se fundamenta en las ecuaciones de potencia inyectada, flujos de potencia y módulos de tensión. Es decir, el conjunto de restricciones de la función objetivo son directamente el conjunto de medidas que conforman el vector de medidas.

Una vez aplicado el algoritmo de optimización se podrán obtener los valores estimados de las energías inyectadas y factores de potencia por punto de transformación, así como también las variables de estado de la red en condición de potencia máxima. También se obtendrán las medidas estimadas de tensiones y corrientes de rama en el circuito principal de la subestación (además de otras medidas provenientes de reconectadores u otros equipos de medición ubicados en lo extenso del circuito), y lo más importante es que se podrán estimar las pérdidas totales (activas y reactivas) que relaciona la potencia enviada a través del circuito, con las energías inyectadas en todos los nodos de carga. Ésta metodología de EESDEE desplaza técnicas típicas de estudios de balance de potencia en los circuitos de distribución, basadas por ejemplo en flujo de carga y aplicación del factor de capacidad.

Otra producto importante es que se podrán revisar los límites de capacidad amperimétrica de las líneas aéreas y subterráneas, así como también verificar los puntos de operación de los transformadores, es decir constatar si están sobrecargados ó subcargados. También se podrán efectuar otros estudios relativos a la operación de la red, como por ejemplo, reconfiguración óptima, reubicación de transformadores de distribución, flujo de carga óptimo, despacho de reactivos, entre otros.

La metodología de EE propuesta en esta tesis representa una contribución única y

excepcional dentro del contexto mundial, debido que a través de la inclusión de la energía inyectada por punto de transformación como pseudomedida, y con la existencia plataforma de medición y comunicación concernientes a las estructuras de las SG, AMI , sistemas SCADA, unidades sincrofasoras (PMU), medición en las centrales de generación distribuida, entre otras, se disponen de mayor número de medidas en tiempo real - lo cual representa una mejora en cuanto al problema de observabilidad - , existiendo la necesidad de aplicar EE como técnica de estimación de las variables de estado en la red. Cabe resaltar que en el contexto nacional, es necesario utilizar técnicas de optimización de manera que se verifique el estado de la red, y se elaboren estrategias operación y mantenimiento seguras, las cuales garanticen un servicio confiable y de calidad para los clientes. Por otro lado, también con el uso de esta técnica se pueden efectuar estudios económicos en donde se contabilicen los valores estimados de las pérdidas técnicas en aquellos circuitos de la red donde no se evidencien conexiones ilegales, es decir que se verifique la relación cliente transformador.

Contribuciones de la tesis

A continuación se anexa un listado de contribuciones derivadas de este trabajo de tesis:

1. La formulación del problema de EESDE utilizando como restricciones del problema de optimización las ecuaciones que definen las Leyes de Kirchoff según el desarrollo en [1], representa una contribución al estado del arte en cuanto a las metodologías de EE reportadas de esta tesis

2. La inclusión de la energía inyectada agregada por punto de transformación dentro del vector de medidas (integrada como pseudomedida) representa una novedad, debido a que en las metodologías clásicas de EE, utilizan las inyecciones de potencia activa y reactiva y los flujos de potencia activa y reactiva. Los modelos para el vector de medidas según las tablas resumen 1.1 y 1.2, ubicadas en el capítulo Estado del Arte, denotan que considerando valores determinísticos, difusos o probabilísticos, las medidas o pseudomedidas utilizadas son las potencias, tensiones, corrientes y algunos casos los ángulos

3. Con la aplicación de la metodología propuesta a las redes de prueba de la IEEE de

4, 37 y 123 en sus equivalentes de secuencia positiva y trifásico, se demostró que las variables de estado estimadas difieren de los valores obtenidos con la comparación y validación de resultados utilizando la metodología clásica expuesta en [2] y [3]; esto como consecuencia de los diferentes criterios de parada de las restricciones utilizados para alcanzar la solución óptima. El criterio de parada con la metodología propuesta es una comparación iterativa entre tensiones y corrientes, en cambio con el método clásico, son las inyecciones de potencias activas y reactivas, junto a los flujos de potencia activa y reactiva

4. La metodología propuesta indica que como condición de observabilidad la dimensión que conforma el vector de medidas y la dimensión del vector donde se especifican las inyecciones nulas, deben ser mayores o iguales que la dimensión de las variables de estado de la red. Esto debido a que el vector de medidas está compuesto por módulos de tensiones, módulos de corrientes, energías inyectadas y factores de potencia todos distintos de cero; es decir las inyecciones de energía nula se especifican directamente dentro de las ecuaciones que conforman las restricciones del problema de optimización. Es importante destacar, la diferencia de esta condición de observabilidad y su diferencia con la expuesta en las metodologías clásicas, en donde la dimensión del vector de medidas es directamente igual a la dimensión del vector de restricciones, y está compuesto por términos de inyecciones de potencia nula

5. La validación estadística del algoritmo de EESDEE mediante técnica de Monte Carlo denotó una relación lineal entre las varianzas del vector de medidas y las varianzas del vector de medidas y variables de estado estimadas. Es decir, las distribuciones de variables de estado y mediciones estimadas son del tipo normal.

La publicaciones resultantes de esta tesis son:

- Rojas A D. Oliveira P. New formulation for distribution system state estimation. *In VI Andean Region International Conference, Andescon*, 2012
- Rojas A D. Oliveira P. New approach for Distribution System State Estimation based on Power Inyection Pseudomeasurements [5]. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2013

[5]En desarrollo

Metodología de la Investigación

Los metodologías y herramientas utilizadas en esta tesis de Estimación de Estado en Sistemas de Distribución utilizando la Energía como Pseudomedida, se exponen de manera detallada a continuación:

- Aplicar la formulación propuesta a las redes de la **IEEE** de 4, 37 y 123 nodos en sus equivalentes de secuencia positiva y trifásico, utilizando la herramienta computacional **MATLAB** ©, por medio de la función **fmincon**. Esta función se especializa en resolver problemas de optimización no lineales, a través de metodologías para convertir funciones objetivo con restricciones, a funciones objetivos sin restricciones, utilizando multiplicadores de Lagrange y Algoritmos de Punto Interior. La resolución del problema se fundamenta en satisfacer la primera condición de optimalidad matemática, hallando las raíces de las ecuaciones no lineales resultantes.
- Comparar los resultados obtenidos por medio de la formulación del problema de Estimación de Estado propuesto en esta tesis en su equivalente trifásico, con la metodología expuesta en [3]. Para esto, también se utilizó la función **fmincon**.
- Validar mediante simulación de Monte Carlo las distribuciones de probabilidades de las variables de estado y de las mediciones y pseudomediciones, resultantes de la evaluación consecutiva del algoritmo de Estimación de Estado propuesto en esta tesis, considerando vectores de mediciones y pseudomediciones provenientes de distribuciones de probabilidades del tipo normal, con una esperanza y desviaciones estándar diferentes. Para efectuar las simulaciones de Monte Carlo fue necesario activar la herramienta de Procesamiento Paralelo del software **MATLAB** ©, de manera que el proceso de estimación de estado se ejecutara de manera aleatoria en diferentes procesadores del computador utilizado.

Limitaciones del Trabajo

Las limitaciones y consideraciones especiales denotadas en este trabajo se exponen a continuación:

- Las simulaciones de Monte Carlo para la validación estadística del problema de EESDEE desarrollado en esta tesis, solo fue realizada para los casos IEEE de 4 nodos en sus equivalentes de secuencia positiva y trifásico.Esto debido a lo extenso de los tiempos de convergencia para las redes de prueba de la IEEE de 37 y 123 nodos
- No se contempló un procedimiento experimental ó pruebas reales, para constatar la metodología de EE propuesta

Contenido y Estructura del Trabajo de Grado

Este trabajo de tesis se estructura de la siguiente manera:

- CAPÍTULO 1: ESTADO DEL ARTE. En este capítulo se presenta un resumen de contribuciones previas relacionadas con el tema. Al final se encuentra una tabla resumen especificada por autor y la metodología utiliza para resolver el problema
- CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA. En este capítulo se desarrolla en detalle el Planteamiento del Problema para los casos de EESDEE en sus modelos de secuencia positiva y trifásico, así como también se describe el método de análisis de sensibilidad fundamentado en técnica de Monte Carlo
- CAPÍTULO 3: CASOS DE ESTUDIO. En este capítulo se presenta una breve descripción de los parámetros de las redes IEEE de 4, 37 y 123 nodos. De manera adicional se encuentran los datos de los vectores de medidas y pseudomedidas a utilizar para el estudio del algoritmo de Estimación de Estado presentado en esta tesis
- CAPÍTULO 4: RESULTADOS. Aquí se describen en detalle los resultados obtenidos con la aplicación del nuevo algoritmo, las comparaciones con la metodología clásica desarrollada por los autores en las referencias [2] y [3]. Se presentan los resultados del análisis de sensibilidad estadístico utilizando técnica de Monte Carlo para la red IEEE de 4 nodos, y por último se denotan los análisis de observabilidad por medio de ambas metodologías

- CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. En este apartado se presentan de manera puntual una lista de los aportes obtenidos tras el desarrollo de esta tesis. También se encuentran una lista de recomendaciones derivadas de este trabajo de tesis

CAPÍTULO I

ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se exponen las diferentes metodologías de resolución y planteamiento del problema de EESDEE, según diversas fuentes de la literatura especializada consultadas. El desarrollo contempla los métodos de optimización matemática o determinística, métodos probabilísticos, métodos basados en heurísticas y técnicas evolutivas, así como también técnicas basadas en teoría de conjuntos difusos, las cuales han sido aplicadas para resolver el problema de EE.

La organización de este capítulo consiste en explicar las diferentes contribuciones de autores mundiales, y su clasificación según el tipo de metodología aplicada a la resolución del problema. Principal énfasis se hará sobre el autor Baran en [3]; debido a que su metodología y planteamiento del problema de EE constituye uno de los objetivos específicos, de validación de resultados de esta tesis.

También se presentan contribuciones del tipo cualitativo de temas como por ejemplo, integración entre modelos de sistemas de transmisión y distribución a nivel de sistemas SCADA, tratamiento bajo la filosofía maestro - esclavo para distribuir por zonas la aplicación de EE, entre otras publicaciones con enfoque hacia las redes inteligentes y sistemas automáticos de medición en distribución.

Al final de este capítulo se encuentra una **tabla resumen** en donde se indican las diferentes metodologías de resolución y/o formulación del problema de EESDEE pertenecientes a la lista de antecedentes consultados en orden cronológico según ha evolucionado el tema.

1.1. Métodos Determinísticos

De manera general los métodos de optimización determinísticos o matemáticos, se fundamentan en resolver un problema de optimización con o sin restricciones utilizando técnicas de resolución numéricas, orientadas hacia satisfacer la primera condición de optimalidad matemática. Entre éstas técnicas figuran la aplicación de algoritmos de Newton, Newton Raphson, Gauss Seidel entre otros. En cuanto a los métodos utilizados para la resolución del problema de optimización se encuentran; la aplicación de Multiplicadores de Lagrange, Método Simplex, algoritmo de Punto Interior, Métodos de Barrera y Penalización entre otros.

A continuación se presentan una serie de publicaciones en las se explican las metodologías utilizadas y sus contribuciones principales:

1.1.1. Roytelman y Shahidehpuor

En [9] se propone por primera vez resolver el problema de EE en sistemas de distribución, utilizando las medidas de tensión, corriente y flujos de potencia en la SED, además de las pseudomedidas de potencia activa y reactiva provenientes de los patrones típicos estadísticos de consumo en los transformadores de distribución. El problema además de utilizar la información anterior, emplea técnica de flujo de carga para el conocimiento de los ángulos de las corrientes de rama en diferentes intervalos horarios. La metodología de EE se fundamente en la aplicación directa de las Leyes de Kirchoff, generando corrientes de rama estimadas y el cálculo de sus residuos es utilizando técnicas cuantitativas de propagación de errores.

1.1.2. Baran y Kelley

En [3] se propone una metodología de EESDEE en su equivalente trifásico, por medio de un problema de optimización en donde la función objetivo consiste en minimizar el error cuadrático ponderado resultante del vector de mediciones y pseudomediciones, con respecto a un conjunto de ecuaciones no lineales las cuales relacionan las medidas con las

variables de estado. Las variables de estado lo constituyen los módulos de las tensiones junto con sus ángulos.

La función objetivo es la siguiente:

$$\text{mín}\, J(\mathbf{x}) \quad = \quad \sum_{i=1,\ldots,m} \omega_i(\mathbf{z} - h(\mathbf{x}))^2 = [\mathbf{z} - h(\mathbf{x})]^T \omega [\mathbf{z} - h(\mathbf{x})] \tag{1.1}$$

Donde:

- $\mathbf{x}$ son las variables de estado
- $\mathbf{z}$ es el vector de medidas
- $h(\mathbf{x})$ es la función que relaciona las variables de estado con las medidas
- ω es la matriz de pesos asociados a las mediciones
- m es el número de medidas

Estas mediciones pueden ser módulos de tensiones, corrientes de rama, potencias inyectadas en nodos de carga y también flujos de potencia bien sea en uno de los circuitos de la subestación principal, ó en cualquier otro tramo de la red. Los pesos de las medidas en tiempo real son sustancialmente mayores a los especificados para las pseudomedidas; a su vez éstas provienen de los registros de demanda histórica en los nodos de carga y de estudios basados en predicción de demanda. Para la escritura de las ecuaciones que componen la función $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ se consideran los siguientes modelos:

- Los tramos de línea son del tipo trifásico y además provienen de la aplicación de la reducción de Kron y la inclusión del efecto del suelo (ecuaciones de Carson [3]). Los circuitos principales son del tipo trifásico y los laterales pueden monofásicos, bifásicos y trifásicos.
- En el modelo las impedancias en los nodos de carga son todas puestas a tierra independientemente de su configuración es decir, monofásica, bifásica o trifásica

- Las ecuación matricial a partir de las cual se deducen cada una de las ecuaciones que conforman la función $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ es la siguiente:

$$\mathbf{V_r} = \mathbf{V_s} - \mathbf{Z_l} \cdot \mathbf{I_l} \tag{1.2}$$

Donde:

- $\mathbf{V_r}$ vector de tensión trifásica en el nodo receptor
- $\mathbf{V_s}$ vector de tensión trifásica en el nodo fuente
- $\mathbf{Z_l}$ matriz de impedancia de línea
- $\mathbf{I_l}$ vector de corrientes entre el tramo fuente y receptor

La ecuación matricial anterior representa la Ley de tensión de Kirchoff aplicada a un tramo de línea de la red. Agrupando los términos matriciales en 1.2 se llega a la siguiente ecuación:

$$\mathbf{I_l} = \mathbf{Y_l} \cdot [\mathbf{V_s} - \mathbf{V_r}] \tag{1.3}$$

Siendo $\mathbf{Y_l}$ el inverso de la matriz $\mathbf{Z_l}$, es decir la matriz de admitancias de un tramo de línea. Con las ecuaciones 1.2 y 1.3 se pueden desarrollar las expresiones para el cálculo de de las potencias inyectadas y flujos de potencia trifásicos.

Esta metodología basada en las ecuaciones de potencias inyectadas, corrientes de rama y flujos de potencia en sus equivalentes trifásicos fue aplicada a una red de la IEEE de 34 nodos con $24,9$ kV de nivel de tensión. Se generaron grupos de pseudomedidas de potencias nodales inyectadas y se variaron las ubicaciones de las medidas directas (en tiempo real) , de manera que se estudie el comportamiento de los residuos y se analicen las características de las convergencias. Sin embargo el algoritmo aplicado por estos autores fue implementado bajo la premisa de que las diferencias angulares entre dos nodos se encuentran en el orden

de 0 a 10° (efecto proveniente de aplicar una transformación angular al grupo de variables trifásicas en donde se eliminan las diferencias de 120°); es decir:

$$\cos\theta_{ij} \cong 1 \quad \forall\ \theta_{ij} < 10^{o} \tag{1.4}$$

$$\sin\theta_{ij} \cong 0 \quad \forall\ \theta_{ij} < 10^{o} \tag{1.5}$$

Esta premisa fue aprovechada para efectuar simplificaciones directas en lo referente al cómputo numérico del Jacobiano derivado de la resolución del problema de optimización. Al final de los anexos de este trabajo de grado se encuentra una copia de la publicación referida, en donde en la sección Apéndice de la misma se encuentran las ecuaciones utilizadas para la resolución del problema de optimización.

En [8] se propone resolver el problema utilizando como variables de estado las corrientes de rama en su parte real y en cuadratura. El problema de optimización se plantea como una función objetivo donde se minimiza el error cuadrático ponderado, sujeto a las ecuaciones de corrientes de rama e inyectadas en función de las variables de estado trifásicas según el desarrollo metodológico en [10]. Se incluyen las pseudomedidas de potencias por punto de transformación, en su equivalente de corriente inyectada por medio del procedimiento efectuado en [10]. Los modelos de líneas y cargas son mediante la metodología propuesta en [10].

La principal contribución de esta publicación se basa en la rapidez de los cómputos de los algoritmos de optimización en comparación con las metodologías convencionales de EE donde las variables de estado lo conforman las tensiones de la red [8].

1.1.3. Lu y Teng

En [10] se resuelve el problema utilizando un modelo trifásico de la red. Para los tramos de línea se utiliza la matriz reducida de Kron y se ignoran los efectos capacitivos. El vector de medidas está conformado por tensiones, corrientes inyectadas, corrientes de rama y como pseudomedidas se utilizan los registros históricos horarios de energía por punto de transformación. En aquellos nodos de la red en los cuales no se dispongan de registros históricos se utilizan técnicas de predicción de demanda. La función objetivo se

fundamenta en un problema de mínimos cuadrados ponderados, cuya solución se obtiene resolviendo la ecuación resultante del cumplimiento de la primera condición de optimalidad matemática. La formulación de dicha ecuación es [10]:

$$J(x,y) = \frac{1}{2}(z-h(x,y))^T \cdot R^{-1} \cdot (z-h(x,y)) \tag{1.6}$$

Donde:

- x y y son las variables de estado del problema. Representadas en coordenadas rectangulares; es decir:

$$x = |V|\cos\theta \tag{1.7}$$
$$y = |V|\sin\theta \tag{1.8}$$

- z es el vector de medidas
- $h(x,y)$ es la función que relaciona las medidas con las variables de estado mediante
- R^{-1} es la matriz pesos asignados a las medidas. Se compone de las diferentes varianzas del vector de medidas

Las corrientes de rama pueden ser mediciones directas de determinados dispositivos existentes en la red, ó pueden provenir de la conversión de flujos de potencia, utilizando [10]:

$$\overline{I_{km}}^{mea-eq} = (\frac{(P+jQ)_{km}{}^{mea-eq}}{\overline{V_k}})^* \tag{1.9}$$

Donde:

- $\overline{I_{km}}^{mea-eq}$ corriente de rama (obtenida por la conversión) entre los nodos k y m
- $(P+jQ)_{km}{}^{mea-eq}$ es el flujo de potencia entre los nodos k y m

- $\overline{V_k}$ es la tensión en el nodo k

De igual manera las corrientes inyectadas serán el resultado de efectuar la conversión de las medidas y pseudomedidas de las potencias inyectadas provenientes de los registros históricos, a través de la ecuación [10]:

$$\overline{I_k}^{mea} = (\frac{(P+jQ)_k^{mea}}{\overline{V_k}})^* \tag{1.10}$$

Donde:

- $\overline{I_k}^{mea}$ corriente inyectada (obtenida por la conversión) en el nodo k
- $(P+jQ)_k^{mea}$ es la corriente inyectada en el nodo k
- $\overline{V_k}$ es la tensión en el nodo k

Las ecuaciones de corrientes inyectadas y corrientes de rama que componen la función $h(x,y)$, son funciones de las variables de estado en su componente real y en cuadratura, pertenecientes a cada fase (detalles en [10]). De manera general se tiene:

$$I_{f-k} = F(x_a, x_b, xc, y_a, y_b, yc) \tag{1.11}$$
$$I_{f-km} = F(x_a, x_b, xc, y_a, y_b, yc) \tag{1.12}$$

Donde:

- I_{f-k} son las corrientes inyectadas para la fase f en el nodo k
- I_{f-km} son las corrientes de rama en la fase f para el tramo de línea km

- x_f, y_f son las variables de estado en sus dos componentes donde $f = a, b, c$

Finalmente se tiene una metodología de EE basada en ecuaciones de corriente utilizando las transformaciones 1.9 y 1.10 para la construcción del vector de medidas y las ecuaciones teóricas 1.1.3 en función de las variables de estado trifásicas x_f y y_f. Con esto se procede a la resolución de la ecuación 1.6 correspondiente a la primera condición de optimalidad matemática.

1.1.4. Sakis Meliopoulas

Los autores en [11] proponen un algoritmo de estimación de estado basado en modelos trifásicos de las líneas, cargas, y generadores situados en la red de distribución. Al modelo se incorporan las unidades que miden ángulos en tiempo real, sincronizadas con una referencia satelital. La función objetivo se plantea como un problema de mínimos cuadrados ponderados. Las restricciones se escriben de manera separada en parte real y en cuadratura; y para su resolución matemática se utiliza la factorización de Cholesky. El algoritmo de estimación de estado se formula a partir del desarrollo de las corrientes de rama, utilizando la matriz de incidencia nodal.

1.1.5. Teng y Ling

En [12] se resuelve el problema a través de una formulación trifásica y desacoplada, utilizando las ecuaciones de corrientes inyectadas y corrientes de rama en función de las variables de estado. Las mediciones de potencias inyectadas y flujos de potencias son convertidas a su equivalente en corriente mediante la metodología expuesta en [10]. Debido a que los sistemas de distribución poseen inyecciones nulas (también denominadas medidas virtuales por el hecho de que no poseen un error asociado), la función objetivo del problema junto a sus restricciones se resuelve por medio de la utilización de Multiplicadores de Lagrange.

La función objetivo es la siguiente [12]:

$$\text{mín } J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2}[z - h(\mathbf{x})]^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(\mathbf{x})] \tag{1.13}$$

sujeto a:

$$c(\mathbf{x}) = 0 \tag{1.14}$$

Siendo $c(\mathbf{x}) = 0$ las restricciones de potencias inyectadas nulas.

Aplicando los multiplicadores de Lagrange se tiene [12]:

$$\mathfrak{L}(\mathbf{x}, \lambda) = \frac{1}{2}[z - h(\mathbf{x})]^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(\mathbf{x})] + \lambda^T \cdot c(\mathbf{x}) \tag{1.15}$$

Donde:

- $\mathfrak{L}(\mathbf{x}, \lambda)$ es la función objetivo con la inclusión de las restricciones en la ecuación 1.14 aplicando los multiplicadores de Lagrange
- λ son los multiplicadores de Lagrange

1.1.6. Sun y Zhang

En [13] se propone una algoritmo basado en mínimos cuadrados ponderados, el cual estima las variables de estado utilizando la metodología propuesta en [8], en una determinada porción de la red. Seguidamente con el conocimiento de las variables de estado estimadas y las potencias inyectadas en las fronteras de esas porciones de red, se aplica un algoritmo de flujo de carga de barrido con el cual se obtienen las variables de estado pertenecientes a los restantes nodos de la red. Esta metodología evita la incertidumbre de asignación de pesos en las zonas no observables. Según [13] el EE se ejecuta sobre una red principal, y el flujo de carga sobre los subsistemas resultantes insertos dentro de esa red principal. El esquema de operación se denota en el siguiente gráfico [13]:

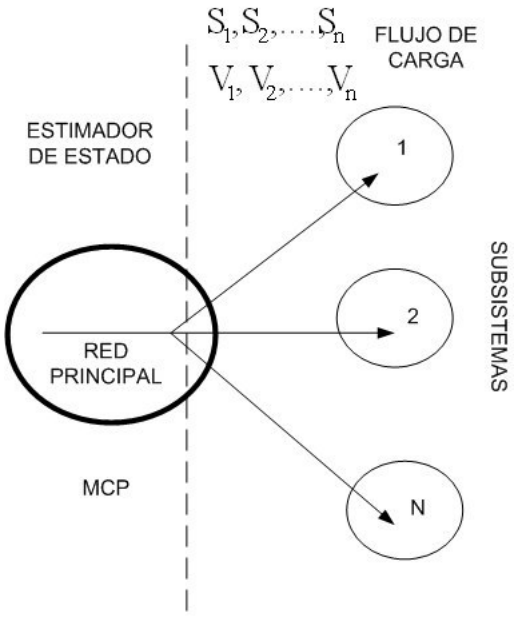


Figura 1.1. Esquema EE - FC

1.1.7. Wan

En [14] se plantea un problema de mínimos cuadrados ponderados con parámetros múltiples de carga que constituyen un problema de optimización no lineal con restricciones. La función objetivo propuesta es la siguiente [14]:

$$\text{mín}\, J(V,\lambda) \quad = \quad \|W(z - h(V,\lambda)\|_2 \tag{1.16}$$

sujeto a:

$$f(V,\lambda) = 0 \tag{1.17a}$$
$$\lambda_k^{min} \leq \lambda_k \leq \lambda_k^{max} \quad \forall\ nodo\ k \tag{1.17b}$$
$$|I_k|^{min} \leq |I_k(V,\lambda)| \leq |I_k|^{max} \quad \forall\ nodo\ k \tag{1.17c}$$
$$|V_k|^{min} \leq |V_k(V,\lambda)| \leq |V_k|^{max} \quad \forall\ nodo\ k \tag{1.17d}$$
$$P_i^2(V,\lambda) + Q_i^2(V,\lambda) \leq (S_i^2) \quad \forall\ i\ \epsilon\ F \tag{1.17e}$$

Donde:

- $z\ \epsilon\ \Re^m$ es el vector de medidas
- $h(V,\lambda)\ \epsilon\ \Re^m$ es la función que relaciona medidas con variables de estado
- $V\ \epsilon\ \mathcal{C}^{\ni\backslash}$ es el vector de tensiones
- $\lambda\ \epsilon\ \Re^{6n}$ es el vector de parámetro de carga
- $W\ \epsilon\ \Re^{mxn}$ es la matriz de pesos
- 1.17a representan las ecuaciones trifásicas de flujo de carga
- 1.17b, 1.17c y 1.17d representan límites de tensión y corriente de las cargas
- 1.17e representan los límites de transmisión de potencia

La función objetivo 1.16 junto a sus restricciones 1.17a, 1.17b, 1.17c 1.17d y 1.17e son aplicadas a una red de prueba de 20 nodos, y los resultados son comparados con la formulación de EE propuesta en [3]. Para su resolución se utiliza una función de penalización, transformando el problema de optimización no lineal con restricciones en uno sin restricciones. Los resultados obtenidos, tras la incorporación del parámetro λ fueron exitosos.

1.1.8. Wang y Schulz

En [15] se propone utilizar como variables de estado los módulos y ángulos de las corrientes de rama, en vez de las tensiones y ángulos en los nodos de la red. Como pseudomedida se utiliza la data de consumos de clientes, procesados por los dispositivos automáticos de medición (AMR).Se utilizan las ecuaciones trifásicas de potencias inyectadas, flujos de potencia, y módulos de tensiones expuestas en [10]. Se desarrollan las derivadas parciales (para la construcción de la matriz Jacobiano) de las ecuaciones anteriores en función de las variables de estado propuestas, teniendo la particularidad que las derivadas parciales de las tensiones en una determinada fase, con respecto al módulo y ángulo de la corriente de rama en otras fases poseen valores prácticamente nulos. Es decir [15]:

$$\frac{\partial V^p_{n+1}}{\partial I^q_{i-1,i}} \approx 0 \quad cuando\ p \neq q \tag{1.18}$$

$$\frac{\partial V^p_{n+1}}{\partial \theta^q_{i-1,i}} \approx 0 \quad cuando\ p \neq q \tag{1.19}$$

Donde:

- p y q son indicadores de fases
- i es el identificador de nodo
- V es el módulo de tensión
- $\theta^q_{i-1,i}$ es el ángulo de la corriente de rama en la fase q, para el tramo $i-1, i$
- $I^q_{i-1,i}$ es el módulo de la corriente de rama en la fase q, para el tramo $i-1, i$

Los resultados son aplicados a las redes IEEE de 13, 34 y 123 nodos; suponiendo como medidas en tiempo real, flujos de potencia y tensiones resultantes de la aplicación de flujo de carga. Realizan además un análisis de sensibilidad basado en las localizaciones de los medidores, y su efecto sobre las variables de estado. La ventajas de la formulación son ganancia en los tiempos de cómputo, además de proveer resultados satisfactorios [15].

1.1.9. Singh y Pal

En [16] proponen la aplicación de tres estimadores para la resolución del problema, éstos son:

- Mínimos cuadrados ponderados
- Mínimos absolutos ponderados
- Estimador generalizado de Schweppe Huber

Los estimadores son aplicados a unas redes radiales de 12 y 95 nodos [16]. Seguidamente se efectúan comparaciones entre los diferentes residuos obtenidos. La contribución es que la única formulación aplicable a los sistemas de distribución, corresponde con el estimador mediante mínimos cuadrados, esto como consecuencia directa de las distribuciones normales probabilísticas de los errores obtenidos las simulaciones.

1.1.10. R. Singh

En [17] se propone modelar las pseudomedidas de las cargas por medio de descomposiciones mixtas gaussianas. Esto como consecuencia de que los histogramas de frecuencia para las cargas no son del tipo normal. Aplicando la descomposición se generan tres distribuciones normales clasificadas en tres niveles de carga, bajo, intermedio y máximo. En cada uno de éstos niveles se aplica un mínimo cuadrado ponderado tal que se obtengan las variables de estado estimadas.

En [18] se desarrolla un algoritmo para la ubicación de medidores en la red, el cual tiene por objetivo disminuir los límites de error relativo de las tensiones y ángulos estimados. Se demuestra que los errores en la tensión se encuentran altamente influenciados por las medidas en tiempo real, a diferencia de las pseudomedidas. Mediante simulación de Monte Carlo se generan y calculan los diferentes errores de los ángulos y las tensiones. También se realiza un análisis de la matriz de covarianzas en base a los términos de correlación pertenecientes a las medidas y su influencia sobre las tensiones y los ángulos estimados.

1.1.11. Dzafic

En [19] se aplica una metodología de reducción del sistema de distribución en áreas equivalentes. La formulación de la función objetivo, ecuaciones de potencias inyectadas, flujos de potencia y modelo de las líneas es en base a [3]y [12]. Cada una de estas áreas contiene la información de curvas de potencia de diferentes sub - áreas. La función objetivo del problema de optimización para la red reducida, se compone de las mediciones de corriente en tiempo real, y las pseudomediciones equivalentes de un modelo concentrado de carga (con valores provenientes de efectuar flujo de carga asumiendo como condición inicial de arranque pérdidas nulas) de las diferentes sub - áreas. Para su resolución se utilizan los multiplicadores de Lagrange.

En [20] se propone una metodología similar a la expuesta en [19], con la diferencia que el método de optimización se basa en algoritmo de Punto Interior, debido a la inclusión de unas restricciones de igualdad en las fronteras de las sub áreas equivalentes.

1.1.12. Karimi y Bakar

En [21] se describe la formulación clásica del problema de estimación de estado (basado en las ecuaciones de potencia), con la diferencia que las cargas no son modeladas como potencias constantes sino como funciones dependientes de manera cuadrática de la tensión.

1.1.13. Korres y Manousakis

En [22] se formula el algoritmo de EE introduciendo dentro las restricciones de la función objetivo, variables continuas que denotan el estado operativo de interruptores u otros dispositivos de conexión situados en la red. Estás restricciones de estado operacional

se denotan como [22]:

$$0 = s_{kl}(\delta_k - \delta_l) + e_{s_{\delta-kl}} \tag{1.20a}$$
$$0 = s_{kl}(V_k - V_l) + e_{s_{V-kl}} \tag{1.20b}$$
$$0 = (1 - s_{kl})P_{kl} \tag{1.20c}$$
$$0 = (1 - s_{kl})Q_{kl} \tag{1.20d}$$
$$s_{kl}^{assumed} = s_{kl} + e_{s_{kl}} \tag{1.20e}$$

Donde:

- s_{kl} es una variable continua que modela el estado de un interruptor situado entre los nodos k y l. Siendo l un nodo ficticio de interposición de un determinado tramo de línea.
- δ_k y δ_l son los ángulos en los nodos k y l
- V_k y V_l son los módulos de tensiones en los nodos k y l
- P_{kl} y Q_{kl} son los flujos de potencia activa y reactiva entre los nodos k y l
- $e_{s_{\delta-kl}}$ y $e_{s_{V-kl}}$ son errores aleatorios

La variable s_{kl} es continua y se encuentra en el rango $0 \leq s_{kl} \leq 1$. Cuando $s_{kl} = 0$ el estado operativo del interruptor es abierto y cuando $s_{kl} = 1$ es cerrado. Esta variable es indicativa de la incertidumbre de conexión del interruptor u otro equipo, dado que no es observable, y su inclusión dentro del problema de optimización permite estimar su estado operativo independientemente de la magnitud de los errores existentes en el vector de medidas [22].

1.1.14. Abdel y Braun

En [23] se resuelve el problema utilizando como medidas los reportes instantáneos de medidores inteligentes instalados en las redes de baja tensión. Dichos medidores propor-

cionan información referente a la potencia activa, reactiva, y la tensión. Las distribuciones probabilísticas de los errores de los medidores inteligentes, se suponen del tipo normal e independiente. La resolución y planteamiento del problema es mediante mínimos cuadrados ponderados [2]. Por otro lado, los medidores inteligentes que se utilizan en las simulaciones poseen especificaciones referentes a sus clases, es decir A, B ó C; para los cuales se indican precisiones de medidas específicas.

1.1.15. Haughton y Heydt

En [24] proponen un algoritmo trifásico aplicado a redes de distribución con alta densidad de generadores distribuidos, dispositivos flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS), unidades sincrofasores y medidores inteligentes. El vector de medidas y pseudomedidas se escribe utilizando coordenadas rectangulares. El objetivo es minimizar una función de error cuadrática generada a partir de una operación Hermitiana de los residuos; es decir se transponen y conjugan a su vez las mediciones complejas en modalidad cartesiana. Seguidamente las ecuaciones son linealizadas por razones de tiempo de cómputo. La formulación es aplicable para sistemas trifásicos y en su equivalente de secuencia positiva.

1.1.16. Woolley y Milanovic

En [25] se propone una metodología para estimar y ubicar los desbalances de tensión por medio de un análisis estadístico y la aplicación de mínimos cuadrados generalizado, el cuál se diferencia del mínimo cuadrado ponderado en que la matriz de covarianza no es diagonal, sino que posee términos mutuos. La estructura del análisis estadístico consiste en hallar las correlaciones de medidas y pseudomedidas para un sistema de distribución. Las correlaciones de medidas y pseudomedidas se definen entre fases de una misma barra, y entre fases siendo de barras distintas.

La data utilizada para construir la matriz de covarianzas proviene de efectuar diferentes mediciones según los tipos de clientes conectados. Simulación de Monte Carlo es utilizada para la construcción de las diferentes distribuciones de probabilidades de variables estimadas y residuos. Esta propuesta fue exitosamente aplicada a un sector de la red del Reino Unido, demostrando ser potencialmente eficiente al poder estimar y localizar los factores

de desbalance de tensión.

1.1.17. Baran M

En [26]se presenta un trabajo similar en base a [3] y [15] , con la diferencia que las variables de estado son la componente real e imaginaria de la corriente de rama. Énfasis se hace en la inclusión de medidas en tiempo real, provenientes de dispositivos automáticos de medición (AMR) para mejorar la precisión de las variables de estado estimadas.

1.1.18. De Oliveira

En [27] se resuelve el problema utilizando las ecuaciones expuestas en el artículo [1], e incorporando al vector de medidas las pseudomedidas de potencias activas y reactivas agregadas por punto de transformación, junto a los módulos de las tensiones y flujos de potencia en el circuito principal de la subestación.

1.2. Métodos Probabilísticos

De manera general éstos métodos resuelven el problema de EE modelando las cargas como variables aleatorias pertenecientes a a determinadas distribuciones de probabilidades. La teoría de variable aleatoria es aplicada de diferentes maneras en el problema de optimización:

1.2.1. Ke Li

En [28] se resuelve el problema utilizando una formulación trifásica, considerando como datos de entrada mediciones en tiempo real provenientes de la subestación, e información de los perfiles de carga en los clientes industriales, residenciales y comerciales, lo cual conduce a un modelo estocástico de la carga; condición para el cual se ejecuta el problema de

optimización, basado en mínimos cuadrados ponderados, con fines de obtener las variables de estado caracterizadas por una esperanza y desviación estándar específicas.

Se plantea un análisis de correlación a través de la matriz de covarianzas (cuyo inverso es la matriz de pesos en la función objetivo), de tal forma que se estudie la desviación estándar de las variables de estado estimadas, en función de las variaciones que se efectúen sobre los términos de correlación. Los resultados producidos (aplicados en una red de tres nodos [28]) indican que mientras mayor sean los coeficientes de correlación asignada entre determinados nodos con potencia inyectada, mayor será la desviación estándar asociada a sus variables de estado.

1.2.2. Ghosh y Lubkeman

En [29] se propone una metodología para la asignación de demanda por punto de transformación en tiempo real, utilizando como datos de entrada los históricos de energía de acuerdo a diferentes tipos de clientes, factores de comportamiento típico de esos clientes y la medición en el circuito principal de subestación. Los clientes se clasifican en residenciales, industriales y comerciales.

Las técnicas típicas de asignación de demanda, generadas a partir de la medición en el circuito principal son [29]:

- Factores de capacidad. Esta técnica se base en asignar la demanda en un punto de transformación, utilizando la medición en el circuito principal y un factor resultante de la relación de la capacidad instalada en dicho punto, con respecto al total de capacidades instaladas en todo el circuito. Su formulación es la siguiente [30]:

$$P_i = P_m\left(\frac{TC_i}{\sum_{i=1}^{N} TC_i}\right) \tag{1.21}$$

  Donde:

  - P_i es la potencia activa en el nodo i
  - P_m es la medición del flujo de potencia activa en el circuito principal
  - TC_i es la capacidad de transformación en el nodo i

- Uso de las energías facturadas. Técnica similar al factor de capacidad, con la diferencia que utiliza los consumos mensuales de energía por punto de transformación. Su formulación es la siguiente [30]:

$$P_i = P_m(\frac{ADC_i}{\sum_{i=1}^{N} ADC_i}) \tag{1.22}$$

  Donde:

  - ADC_i es la potencia promedio en unidades de $\frac{\text{kWh}}{\text{da}}$

  Sin embargo esta técnica requiere el conocimiento de la energía agregada por punto de transformación y la relación cliente - transformador

Con el objetivo de clasificar las demandas de acuerdo a intervalos horarios y tipos de clientes se propone la creación de factores de comportamiento [29]. Éstos provienen de estudios estadísticos, por medio de los históricos horarios de demanda de los diferentes tipos de clientes. Con éstos factores la asignación de demanda en correspondencia a un intervalo horario y tipo de cliente, la asignación de demanda se formula como [29]:

$$P_{i,j,t} = P_{m,t}(\frac{(E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j})}{\sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{C}(E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j})}) \tag{1.23}$$

Donde:

- j representa el tipo de cliente o clase, es decir, residencial, comercial o industrial
- t representa la hora del día
- $E[LMF_{j,t}$ es el valor esperado del factor de comportamiento para una carga del tipo j en el intervalo t
- $ADC_{i,j}$ es la potencia promedio diaria en el nodo i para un cliente del tipo j

Dado que los factores de comportamiento de los tipos de clientes son valores esperados provenientes de estudios estadísticos, la técnica de asignación de demanda 1.23 se convierte

en un producto estadístico también con valores esperados [29]. Para completar la ecuación 1.23, se agregan las pérdidas totales esperadas del circuito, es decir:

$$E[P_{i,j,t}] = (E[P_{m,t}] - E[P_{loss,m,t}])(\frac{(E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j})}{\sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{C}(E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j})}) \quad (1.24)$$

Donde:

- $E[P_{loss,m,t}]$ representa las pérdidas esperadas el el circuito principal para un determinado intervalo de tiempo

Seguidamente una vez que se asigna la demanda por punto de transformación en el circuito de estudio, según la 1.24, se procede a ejecutar un flujo de carga, donde las ecuaciones de potencias inyectadas y flujos de potencia se formulan a partir de la teoría de variable aleatoria [29], sujeto a una corrección iterativa de las pérdidas hasta satisfacer una tolerancia.

En [29] se propone una metodología utilizando la teoría de variable aleatoria, la cual es aplicada a las ecuaciones de potencias inyectadas en función de las variables de estado.

Los modelos de la demanda agregada en los puntos de transformación obedecen a distribuciones distintas a la normal [29] . Las esperanzas y varianzas son calculadas para las variables de estado y para las potencias inyectadas nodales. En una primera fase mediante un algoritmo de flujo de carga basado en método de barrido, se calculan los valores esperados y en una segunda fase se calculan las varianzas, utilizando modelos lineales probabilísticos de las ecuaciones de potencias inyectadas nodales. Por último por medio de simulación de Monte Carlo se establecen comparaciones con los resultados obtenidos del algoritmo probabilístico propuesto.

1.2.3. Ravindra y Singh

En [31] se presenta el teoreama Bayesiano recursivo el cual es utilizado para obtener una topología y estado de la red, tras haber sido aplicado a un **banco** de modelos posibles.

Los bancos son diferentes escenarios de operación de la red y allí surgen los diversos modelos. Esto motivado a que las únicas mediciones disponibles en tiempo real en las redes de distribución corresponden con los registros de la subestación, y por tanto diferentes dispositivos de seccionamiento y protección ubicados en la red, tienen un estado de operación desconocido, lo cual genera diferentes redes con configuraciones posibles [31].

Seguidamente se tendrán diversas topologías y variables de estado estimadas para diferentes contingencias u estados de operación de las redes (aplicando la formulación clásica de EE, basada en mínimos cuadrados ponderados). La principal contribución es, que con la aplicación del teorema de Bayes recursivo, los modelos que componen el banco vienen definidos por valores de probabilidades, por tanto el que tenga mayor probabilidad de ocurrencia corresponde con el modelo o red realista, y el que tenga menor probabilidad es rechazado [31].

1.2.4. Hu y Ku

En [32] se plantea resolver el problema utilizando un modelo de la red del tipo Bayesiano, es decir mediante una representación gráfica probabilística , en donde los nodos que la conforman representan variables aleatorias junto a sus dependencias (conexiones). El vector de medidas y las variables de estado son representadas como variables aleatorias. La red de distribución es por tanto una red probabilística. El método utilizado para estimar las variables de estado se denomina *Belief Propagation* ó también conocido como Algoritmo de Suma de Productos, la cual es una técnica basada en inferencia estadística. A continuación se presenta un gráfico en donde se establece la diferencia entre la metodología propuesta y la metodología clásica de estimación [32]:

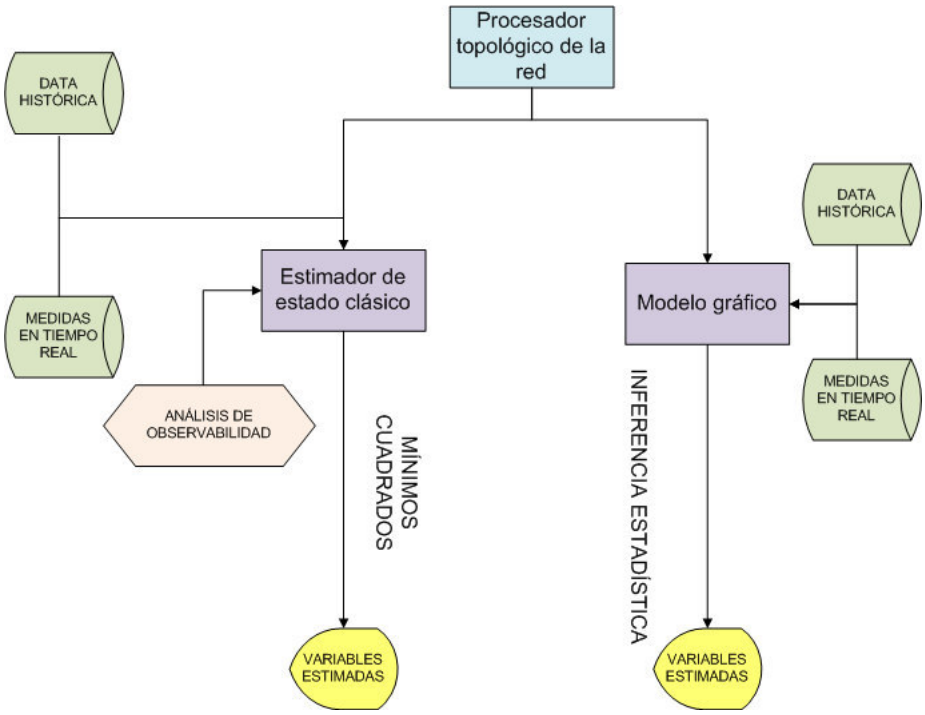


Figura 1.2. Comparación Bayesiano - Clásico

En el gráfico 1.2 se observa que luego que el procesador topológico de la red tiene el modelo de conectividad, el proceso que denota metodología de EE recibe el vector de mediciones compuesto por los registros históricos y las medidas en tiempo real, ejecuta el análisis de observabilidad y finalmente aplicando mínimos cuadrados se obtienen las variables de estado estimadas del sistema. En el caso de la metodología propuesta en [32], luego que el procesador topológico de la red tiene el modelo de conectividad y se tienen las diferentes medidas, mediante la formulación Bayesiana se crea el modelo probabilístico de la red, y mediante inferencia estadística (*Belief Propagation*) se obtienen las variables de estado estimadas del sistema.

1.2.5. Pegoraro y Sulis

En [33] se caracteriza el problema de EE desde el punto de vista de confiabilidad y sensibilidad en las mediciones. Es decir, se efectúa un estudio referente a las variaciones de las variables de estado de la red, considerando sucesivas variaciones en cuanto a la precisión de los medidores (utilizando simulación de Monte Carlo). Con esta idea a su vez,

los autores proponen la utilización de Programación Dinámica para localizar de manera óptima los medidores en su red de prueba. La formulación de estimación de estado se basa en un mínimo cuadrado ponderado.

1.3. Metodologías basadas en lógica difusa

Las metodologías basadas en teoría de conjuntos difusos tienen por finalidad manejar información dispersa, vaga, incompleta, ambigua, y con cierto grado de incertidumbre. Dada éstas características y la complejidad de los sistemas de distribución, diferentes autores han adoptado ésta teoría para resolver problemas relativos a la operación de las redes. En el tema de EE las contribuciones se presentan a continuación.

1.3.1. Miranda W

En [34] se expone una metodología de asignación de demanda utilizando los modelos de conjuntos difusos. Los números difusos representan información de las curvas de carga, facturación, ó algún sector de la red de la cual no se disponga de ninguna medición. Una vez que se construyen las funciones de membresía para cada nodo de la red, se aplica el algoritmo de EE Difuso basado en las ecuaciones de inyecciones y flujos de potencia, obteniéndose mediante esta resolución los valores cresta (más creíbles) de las variables de estado. Seguidamente mediante la aplicación de operaciones basadas en aritmética difusa se obtienen las desviaciones difusas de las variables de estado. Este trabajo a su vez, recoge contribuciones similares propias del autor en períodos anteriores; las referencias son [35], [36], [37] y [38]

1.3.2. Pereira

En la disertación doctoral [39], se resuelve el algoritmo utilizando mínimos cuadrados ponderados y atacando el problema de observabilidad mediante una asignación de demanda compuesta por el establecimiento de funciones de membresía a través de conjuntos difusos. Es decir, el vector de entrada al algoritmo se compone de mediciones en tiempo real y

además de pseudomediciones compuestas por conjuntos aritméticos difusos. La propuesta considera que la información en los nodos de cargas es difusa, vaga o incompleta, sino que también introduce las mismas características, a la topología de la red y estado funcional de interruptores. Haciendo uso de la fusión entre Redes Neuronales y Sistemas de Inferencia Difusos, es decir lo que se conoce con el acrónimo en inglés como *ANFIS*, es decir *Adaptive neuro fuzzy inference system* se asignan los pesos de la función objetivo y se resuelve el problema de Estimación de Estado considerando incertidumbres en las potencias nodales inyectadas [34] y en la topología de la red.

En [40] se resuelve el problema utilizando conjuntos difusos para los modelos de las cargas, y la topología de la red. Mediante un modelo de inferencia difusa regido por las reglas de *Takagi Sugeno* se calculan los pesos de las medidas que conforman el vector de mediciones. Las incertidumbres en los estados de los interruptores son modelados como variables binarias. Finalmente mediante las descripciones metodológicas anteriores, se resuelve el problema de EE utilizando los métodos expuestos en [34]

1.3.3. Andrija

Un trabajo similar a [39], se presenta en [41], en el cual los nodos de carga y mediciones en tiempo real son modelados utilizando conjuntos trapezoidales difusos. La data a la cual se aplica el modelo difuso son las mediciones en el circuito principal de la subestación, corrientes de carga, energías y factores de potencia en los nodos de clientes. Adicionalmente en [41] también se presenta una metodología de flujo de carga basada en modelo difusos de las cargas.

1.4. Métodos Heurísticos

Las heurísticas son estrategias de solución basadas en el principio de prueba y error, empleadas para proporcionar soluciones a problemas complejos en tiempos relativamente aceptables [42]. La complejidad del problema proporciona la oportunidad de buscar la solución en múltiples espacios. Los objetivos de estas técnicas son encontrar una solución posiblemente óptima y de alta calidad para el problema. Entre los métodos heurísticos

destacan principalmente

- Algoritmos genéticos y programación evolutiva
- Redes neuronales
- Simulación de enfriamiento
- Algoritmos de enjambres de partículas

1.4.1. Algoritmos genéticos y programación evolutiva

Los algoritmos genéticos (AG) son técnicas basadas en la evolución de Darwin y la selección natural de los sistemas biológicos [42]. Características como el entre cruzamiento, mutación, recombinación, adaptabilidad y fenotipo forman parte de la selección natural, y por tanto son factibles de tener su representación matemática. Éstos principios han sido utilizados para la resolución de problemas de optimización.

A continuación se muestran aportes en el área de EE utilizando AG.

1.4.1.1. Hossam y Abdallah

En la publicación [43] se plantea la resolución del problema mediante un estudio comparativo entre técnicas de optimización matemática (mínimos cuadrados ponderados) y algoritmos genéticos. La elaboración de dicho algoritmo, junto a su preliminar y su sintonización comprende:

- Selección con carácter aleatorio y abundante de una población de arranque
- Fijar la probabilidad de entre cruzamiento de los padres
- Ejecutar mutaciones de manera aleatoria (esto con el objetivo de sintonizar progresivamente el algoritmo de búsqueda) [44]
- Evaluación de la función objetivo

1.4.1.2. Nusrat

En [45] se propone la resolución del algoritmo de Estimación de Estado mediante una técnica heurística denominada Algoritmo de Evolución Diferencial. Está técnica de optimización tiene su base en los Algoritmos Genéticos. La aplicación del algoritmo a redes de distribución se hace dividiendo a los circuitos por zonas, en donde de manera paralela se ejecuta el algoritmo.

1.4.1.3. Kling

Los autores en [46] proponen un algoritmo de estimación de estado para redes de distribución no radiales y con alta presencia de generadores distribuidos, en las cuales se plantea una función objetivo dividida por áreas donde existan Sistemas Multi-Agentes que intercambien información referente a las mediciones de tensiones y ángulos en las cuales se localicen dichas fuentes de generación distribuida.

1.4.2. Optimización basada en Enjambres de Partículas

Los algoritmos de enjambres de partículas, a título amplio, son técnicas basadas en la inteligencia de los grupos o enjambres de aves, peces e inclusive humanos [42]. Los integrantes del enjambre arrancan una búsqueda en un determinado espacio, seguidamente evalúan su posición y transmiten esta información a los demás miembros del enjambre. Ésta técnica posee diferentes variantes y ha sido aplicada para la resolución de problemas de optimización. A continuación se presentan diferentes contribuciones aplicadas en el área de EE.

1.4.2.1. Fukuyama

En la publicación [47] se plantea una metodología por medio del algoritmo híbrido de enjambre de partículas (PSO). Este método, trabaja bajo la premisa de crear enjambres de partículas que sucesivamente y mediante técnicas de evolución buscan mejores posiciones.

La función objetivo corresponde a un mínimo cuadrado ponderado.

1.4.2.2. Naka

En la publicación [48] se propone la utilización de algoritmos de enjambres de partículas (PSO) como resolución al problema. La función objetivo consiste en una formulación del tipo mínimos cuadrados, sujeto a restricciones que incluyen límites operacionales de generadores distribuidos, reguladores estáticos de tensión, así como también variables binarias indicativas de por ejemplo el estado de los interruptores.

1.4.2.3. Niknam

En el trabajo [49] se aplica el algoritmo de Colonias de Hormigas (ACS) como metodología de resolución del problema. Los pasos para la implementación del algoritmo son:

- Generación de manera aleatoria de la población de hormigas Maestras y su segregación de feromonas.
- Generar aleatoriamente la población de hormigas de una colonia
- Cálculo de las probabilidades de transición de las hormigas maestras y las que conforman cada colonia.
- Selección mediante el método de la ruleta, del ganador entre hormigas maestras y locales de cada colonia
- Ejecutar avances
- Chequeo de convergencia

1.4.2.4. Chilard y Devaux

En [50] se presenta una comparación entre la resolución del problema de mínimos cuadrados ponderados mediante la aplicación de un Newton y utilizando PSO. Resultados indican una mayor exactitud con el uso de método de Newton.

1.4.3. Redes Neuronales

Las redes neuronales son técnicas fundamentadas en el comportamiento de las neuronas del cerebro [51]. Las neuronas poseen diferentes conexiones (dendritas) a través de las cuales se transmite información con un cierto grado de importancia o peso. Las principales características de las redes neuronales son [52]:

- Aprendizaje: las neuronas tras recibir diferentes entradas, generan varias salidas lo cual constituye un aprendizaje
- Robustes: es decir, si alguna información de entrada a una neurona es errónea, éstas poseen la capacidad de ajustar una salida correcta
- Procesamiento paralelo: es la capacidad de producir salidas o resultados de manera paralela entre varias neuronas

Ésta técnica ha sido aplicada para resolver problemas de optimización. En cuanto a su aplicación para la resolución del problema de EE, a continuación se denotan los siguientes autores.

1.4.3.1. Manitsas y Singh

En la publicación [53] se utilizan las Redes Neuronales como metodología de optimización y entrenamiento de las pseudomedidas que conforman el vector de medidas del EE. La información de los perfiles de cargas, utilizados durante el entrenamiento, proviene de simulaciones de Monte Carlo, modelando las inyecciones de potencia como variables aleatorias. La distribución de errores durante la fase de aplicación de la red neuronal para el

modelo de las pseudomedidas no es Gaussiana, sino combinaciones mixtas de ellas. Finalmente por medio de estos patrones de errores normales mixtos se asignan los pesos de las pseudomedidas para la aplicación del algoritmo de Estimación de Estado

1.5. Otras contribuciones

En este apartado se presentan contribuciones del tipo cualitativas en cuanto a la gestión de los Estimadores de Estado, así como también otras técnicas de optimización propuestas para la resolución del problema.

1.5.1. Taylor

En [54] se expone un tratado general de integración de sistemas de medición inteligentes, modelos de carga y modelos de red hacia el Sistema de Gestión de Distribución, conocido con la siglas en inglés como *DMS*. En el marco funcional del *DMS*, se cataloga al Estimador de Estado como una aplicación directriz de otros protocolos para la operación segura y eficiente de la red de distribución.

1.5.2. De Alvaro Garcia

En [55] se expone una metodología de estimación en tiempo real basada en crear zonas para los circuitos de estudio, en las cuales el algoritmo se ejecute de manera paralela o serie; es decir, en el caso paralelo las diferentes zonas del circuito se ejecutan instantáneamente utilizando procesamiento paralelo, y en el caso serie las variables de salida provenientes de la ejecución del algoritmo en una zona, sirven de entrada para la ejecución del siguiente y así sucesivamente.

1.5.3. Ali Reza

En [56] se propone una metodología integral ó conjunta del problema, válida para los sistemas **EMS** y **DMS**, tomando en cuenta una filosofía de resolución del tipo *Maestro - Esclavo*. El Maestro lo constituye la red de transmisión, y el Esclavo lo conforma la red de distribución (modelada en su equivalente trifásico). El problema de EE es resuelto instantáneamente en ambos sistemas eléctricos. La resolución se basa en un problema de mínimos cuadrados ponderados utilizando las restricciones de potencias inyectadas.

1.5.4. Dzafic

En [57] se propone una metodología basada en el esquema de operación *Maestro - Esclavo*, aplicable a redes de distribución, en la cual se crean sub redes donde por medio de computación distribuida, en cada una de ellas se aplica el algoritmo de EE utilizando un procesador independiente. Esto con el objetivo de obtener eficiencia en los tiempos de cómputo, lo cual es un requerimiento para los fines de supervisión y control en tiempo real. Este método tiene las siguientes características de operación [57]:

- Las sub redes son independientes unas con otras
- Los requerimientos de memoria se reducen como consecuencia de la división en diferentes sub redes
- Entre los cómputos de las sub redes no es necesario que exista sincronización conjunta
- La sincronización es necesaria una vez que todos los esclavos tengan que transmitir su data final al maestro

En [58] se presenta una metodología similar a [55], en donde la red es reducida por áreas con una carga equivalente, las cuales son utilizadas como pseudomedidas para el EE, con la diferencia que su ejecución posee un ajuste iterativo de cálculo de las pérdidas totales del circuito.

1.5.5. Singh R

En [59] se expone una metodología basada en la localización o asignación de medidas en diversos nodos de la red, utilizando Optimización Ordinal (un caso particular fundamentado en la optimización estocástica orientada a la selección de valores mejorados o muy cercanos a los óptimos). Simulación de Monte Carlo en conjunto con el análisis de las matrices de covarianza son relevantes dentro del desarrollo de la investigación.

1.6. Tabla Resumen

A continuación se presenta una **tabla resumen** 1.1 y 1.2 en la cual se agrupan las contribuciones metodológicas en el área de EESDEE. Su contenido esquemático consiste en identificar al autor, modelo de medida utilizada (determinística, probabilística o difusa), técnica de resolución, es decir, programación no lineal basada en algoritmo de punto interior, aplicación de coeficientes de penalización, entre otras; y por último se incluye una columna en donde se destacan atributos específicos adicionales de dicha contribución.

Autor	Modelo de z			Método de Optimización / Técnica						T.M.P	
	Prob	D	F	MC	P.INT	NEW	LAG	PEN	OTRO		Otros atributos
Roytelman,1993, [9]		X								Pm,Vm,Im	Monofásico. Flujo de Carga. Tiempo real.
Baran, 1994, [3]		X				X				Pm,Vm,Im	Trifásico.MCP. Desacoplado.
Lu,1995, [10]		X				X				Pm,Vm,Im	Trifásico. MCP. Tiempo real
Baran,1995, [8]		X				X				Im	VE corrientes. MCP. Trifásico
Meliopoulos,1996, [11]		X				X				Vm,Im,Ang	MCP. Trifásico. Tiempor real
Lin-Teng,1996, [12]		X				X	X			Pm,Vm,Im	MCP. Trifásico. Tiempo real
Li,1996, [28]	X					X				Pm,Vm,Im	MCP. Trifásico. Covarianzas
Pereira, 1996, [35]			X			X				Pm,Vm,Im	MCP
Miranda, 1996, [36]			X							Pm,Vm,Im	MCP
Ghosh,1997, [29]	X			X						Pm,Vm,Im	Variable Aleatoria
Ghosh,1997, [30]	X			X						Pm,Vm,Im	Variable Aleatoria. Trifásico
Miranda, 1997, [37]			X			X				Pm,Vm,Im	MCP
Miranda, 1999, [38]			X			X				Pm,Vm,Im	MCP. Modelo de Interruptores
Miranda, 2000, [34]			X			X				Pm,Vm,Im	MCP
Pereira, 2001, [39]			X			X			ANFIS	Pm,Vm,Im	MCP
Fukuyama, 2001, [47]		X							PSO	Pm,Vm,Im	MCP
Andrija, 2003, [41]			X							Pm,Vm,Im	Funciones de membresía trapezoidales
Wan, 2003, [14]		X				X		X		Pm,Vm,Im	MCP. Trifásico
Naka, 2003, [48]		X							PSO	Pm,Vm,Im	MCP
Wang, 2004, [15]		X				X				Pm,Vm	MCP.Trifásico. Desacoplado. VE corrientes
Pereira, 2004, [40]			X							Pm,Vm,Im	MCP
Nikman, 2005, [49]		X							ACA	Pm,Vm,Im	MCP
Singh, 2008, [16]		X				X				Pm,Vm,Im	MCP.Mínimo absoluto ponderado.
Singh, 2009, [17]		X				X				Pm, Vm, Im	MCP. Gaussianas mixtas
Hossman, 2009, [43]		X							AG	Pm,Vm,Im	MCP
Ravindra, 2009, [18]		X		X		X				Pm,Vm,Im	MCP. Ubicación de Medidores.
Kling, 2010, [46]		X							AG	Pm,Vm,Im	MCP
Ravindra, 2010, [31]	X					X				Pm,Vm,Im	Teorema de Bayes Recursivo. MCP
Dzafic, 2011, [19]		X				X	X			Pm,Vm,Im	MCP. Trifásico. Sub - áreas

Tabla 1.1. Tabla Resumen - 1

Autor	Modelo de z			Método de Optimización / Técnica						T.M.P	
	Prob	D	F	MC	P.INT	NEW	LAG	PEN	OTRO		Otros atributos
Dzafic, 2011, [20]		X			X					Pm,Vm,Im	MCP. Trifásico. Sub - áreas
Nusrat, 2011, [45]		X							AG	Pm,Vm,Im	MCP
Taylor, 2011, [54]										Pm,Vm,Im	MCP.Redes Inteligentes
Leticia, 2011, [55]											Zonas. Procesamiento Paralelo
Ravindra, 2011, [59]		X		X						Pm,Vm,Im	Optimización Ordinal.
Hu, 2011, [32]	X								IE	Pm,Vm,Im, Ang	Modelo Bayesiano. Inferencia Estadística (IE)
Pegoraro, 2012, [33]	X			X		X				Pm,Vm,Im	MCP. Programación Dinámica
Karimi, 2012, [21]		X				X				Pm,Vm,Im	MCP. Modelo cuadráticos de las cargas
Korres, 2012, [22]		X				X				Pm,Vm,Im	MCP. Estado de Interuptores
Baran, 2012, [26]		X				X				Pm,Vm,Im	MCP. VE corrientes
Abdel, 2012, [23]		X				X				Pm,Vm,Im	MCP. Redes Inteligentes. Tiempo real
Haughton, 2012, [24]		X								Pm,Vm,Im,Ang	MCP. Redes Inteligentes. Tiempo real
Manitsas, 2012, [53]	X			X					NN	Pm, Vm, Im	MCP
I.Dzafic, 2012, [58]		X				X				Pm, Vm, Im	Computación Distribuida
Chilard, 2012, [50]						X			PSO	Pm, Vm, Im	MCP
Woolley, 2012, [25]		X	X			X				Pm, Vm, Im	Mínimo cuadrado generalizado. Trifásico
Rojas, 2012, [60]		X			X	X				Pm, Vm, Im, Wm	MCP. [1]. Demanda máx.
Ali Reza, 2013, [56]						X				Pm, Vm, Im	MCP. EMS/DMS
De Oliveira, 2013, [27]		X			X	X				Pm, Vm, Im	MCP. [1]

Tabla 1.2. Tabla Resumen - 2

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología para resolver el problema EESDED propuesto en esta tesis. La EE es un problema de optimización matemática conformado por una función objetivo y un conjunto de restricciones, el cual se denota de manera general como [61]:

$$\text{mín } f(\mathbf{x})$$

sujeto a

$$r(\mathbf{x}) = 0$$

La función objetivo $f(\mathbf{x})$ es el error cuadrático ponderado entre un vector de mediciones y su valor estimado como función de las variables de estado que componen el modelo de la red. Las restricciones $r(\mathbf{x}) = 0$ son un conjunto de ecuaciones fundamentadas en las Leyes de Kirchoff y/o ecuaciones de potencias nodal.

La escritura del problema de optimización se realiza para un planteamiento en secuencia positiva y trifásico. Seguidamente se realiza un análisis de observabilidad basado en explicar las dimensiones de los vectores de mediciones, inyecciones nulas y ecuaciones en función de las variables de estado concernientes al algoritmo propuesto y su comparación con la formulación del problema clásico expuesto por Baran [3] (para el modelo trifásico) y por Schweppe (para el modelo en secuencia positiva) en [2].

Una vez expuestos ambos equivalentes del problema de optimización, se desarrolla una metodología para efectuar un análisis de sensibilidad basada en técnica de Monte Carlo,

el cual consiste en generar vectores de mediciones y pseudomediciones cuyas funciones de distribución de probabilidades son del tipo normal, siendo éstas múltiples entradas para la evaluación estadística del algoritmo propuesto.

Este análisis tiene por objetivo validar las distribuciones de probabilidades de las variables de estado, las pérdidas de potencia, los flujos de potencia y las pseudomediciones de energías.

2.1. Caso de Secuencia Positiva

A continuación se presenta un diagrama de flujo, figura 2.1, en el cual se especifican los pasos para el desarrollo del algoritmo de EESDEE en su equivalente de secuencia positiva

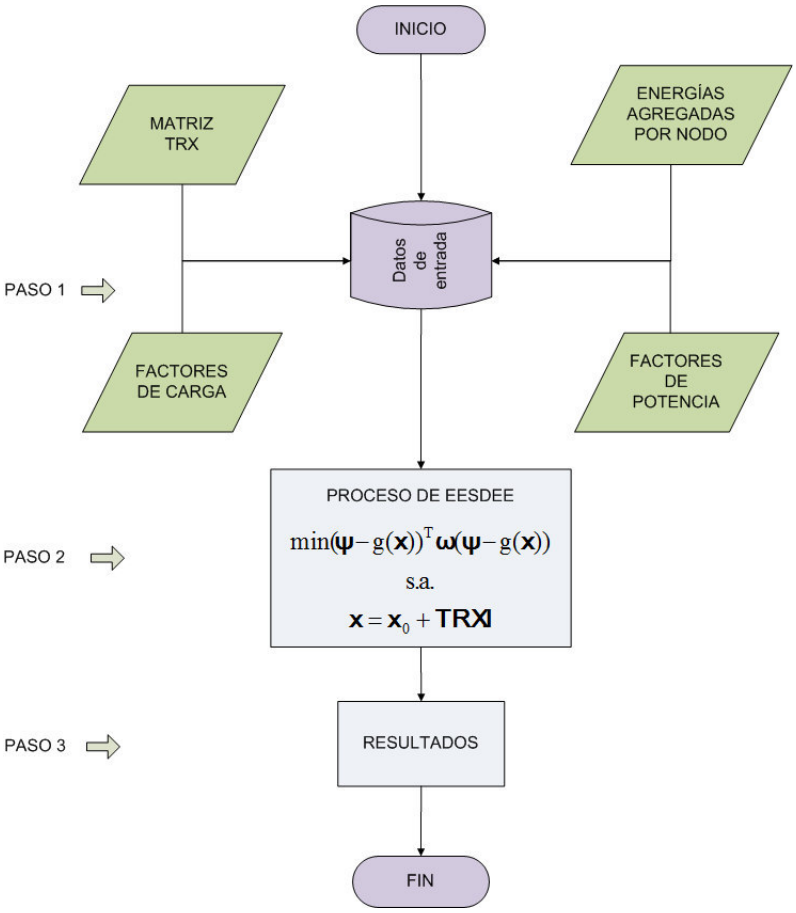


Figura 2.1. Metodología

Las variables expuestas en el diagrama anterior son las siguientes:

- ψ: es el vector de mediciones
- $\mathbf{x}$:son las variables de estado
- $\mathbf{x_0}$: Barra slack
- **TRX**: es la matriz de que relaciona conexión y parámetros [1]
- $g(\mathbf{x})$: es la función que relaciona las medidas con las variables de estado
- $\mathbf{I}$: es el vector de corrientes inyectadas
- ω: es la matriz de pesos

Los pasos estructurales que componen el algoritmo de EESDEE son los siguientes:

- Paso 1: Especificación de los datos de entrada para el algoritmo
- Paso 2: Planteamiento y descripción del problema de optimización
- Paso 3: Mediciones estimadas - resultados

A continuación se describe de manera detallada cada uno de los pasos que componen el diagrama en la figura 2.1.

2.1.1. Paso 1: Datos de Entrada al Algoritmo

El problema de EE propuesto en esta tesis en su equivalente de secuencia positiva requiere de los siguientes datos de entrada:

- La matriz de relación *conexión - impedancias* del circuito radial de distribución, es decir la matriz de números reales denominada **TRX** [1]

- Energía agregada en los nodos de carga o generación pertenecientes a la red, calculadas a partir de una condición de demanda máxima. Es decir:

$$W_i{}^m \ \forall \ i \ \in \ \text{nodos de carga o generación} \tag{2.1}$$

- Factores de potencia en condición de demanda máxima en los nodos donde exista potencia activa y reactiva inyectada. Es decir:

$$\cos\varphi_i{}^m \ \forall \ i \ \in \ \text{nodos de carga o generación} \tag{2.2}$$

  ó también

$$fp_i{}^m \ \forall \ i \ \in \ \text{nodos de carga o generación} \tag{2.3}$$

- Factores de carga típicos en los nodos donde exista potencia activa y reactiva inyectada. Se tiene que:

$$Fc_i \ \forall \ i \ \in \ \text{nodos de carga o generación} \tag{2.4}$$

- Mediciones de tensiones línea neutro y corrientes de línea en el circuito principal ubicado en la subestación, ó en aquellos nodos con reconectadores o equipos de registro
- Identificación de nodos donde la potencia inyectada es nula
- Asignación de pesos a la matriz diagonal ω. En donde cada término de la diagonal se calcula como:

$$\omega_{ii} = \frac{1}{\sigma_{ii}{}^2} \tag{2.5}$$

  El término $\sigma_{ii}{}^2$ es la varianza de la precisión de los equipos de medición

2.1.1.1. Construcción de la matriz TRX

La conformación de la matriz **TRX** requiere el conocimiento de las impedancias de secuencia positiva de tramos de línea **Z** (en su equivalente en por unidad), y la matriz de conectividad **T** correspondiente a un grafo radial [62]. En la ecuación 2.7 los términos R_{ij} y X_{ij} representan la resistencia y reactancia de secuencia positiva de la línea.

La matriz **Z** se expresa como:

$$\mathbf{Z} = \left[\begin{array}{cccc} \overline{Z}_{01} & ... & \overline{Z}_{ij} & ... \quad \overline{Z}_{mn} \end{array} \right] \tag{2.6}$$

donde,

$$\overline{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad i,j = 1,...,n \quad i \neq j \tag{2.7}$$

Este modelo no considera la inclusión de las admitancias nodales en derivación de las que se componen líneas aéreas y cables de distribución. La numeración expuesta en la ecuación 2.6 es estructurada de acuerdo a las especificaciones en la referencia [62].

La matriz **TRX** viene dada por la expresión:

$$\mathbf{TRX} = \left[\begin{array}{cc} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{cc} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{array} \right] \tag{2.8}$$

Las matrices **R** y **X** se constituyen de los vectores reales e imaginarios que conforman las impedancias de línea en la matriz **Z**, y se expresan como:

$$\mathbf{R} = \Re e\{diag(\mathbf{Z})\}; \quad \mathbf{X} = Im\{diag(\mathbf{Z})\} \tag{2.9}$$

La metodología a través de la cual, se construye la matriz **TRX** se presenta en la referencia [1].

2.1.1.2. Energías Mensuales Facturadas como pseudomedidas

El consumo de energía mensual efectuado por los diferentes tipos de clientes en la red de distribución, se consideran las únicas mediciones eléctricas indicativas de los índices de carga de los transformadores asociados a dichos clientes. Con la información de las energías consumidas por el conjunto de clientes y despreciando las pérdidas en las acometidas de

alimentación de baja tensión es posible obtener directamente la energía agregada por punto de transformación.

Con esta energía agregada , y el factor de carga (para un escenario de condición de demanda máxima) total en la acometida principal del transformador se puede proceder al cálculo de la potencia máxima nodal inyectada en el punto de transformación. Para el cálculo del factor de carga se requiere conocer la curva de carga agregada en el punto de transformación, es decir de manera más específica, se necesitan todas las curvas de carga de los clientes en baja tensión (cargas pasivas), así como también las de fuentes activas o grupos de generadores distribuidos localizados en diferentes nodos de generación de la red. Sin embargo las curvas de carga características de cada tipo de cliente no son un dato del cual se tenga disponibilidad, sino lo son las energías mensuales y los factores de asignación que caracterizan a los diferentes tipos de clientes.

Los factores de carga nodales se calculan como [27]:

$$Fc_i{}^{720} = \frac{P_i^{prom}}{P_i^{max}} \tag{2.10}$$

Donde:

- $Fc_i{}^{720}$ es el factor de carga nodal calculado con la información de una curva de carga mensual es decir 720 h
- P_i^{prom} es la potencia activa promedio inyectada durante un mes (720 h) para una curva de carga
- P_i^{max} es la potencia activa máxima inyectada de una curva de carga

A título vectorial, la notación a utilizar para los factores de carga es:

$$\mathbf{Fc^{720}} = \left[\begin{array}{ccccccc} Fc_1{}^{720} & ... & Fc_i{}^{720} & ... & Fc_n{}^{720} \end{array} \right] \tag{2.11}$$

Por tanto, conociendo las potencias máximas P_i^{max} inyectadas en aquellos nodos de carga o generación se procede a calcular las energías inyectadas agregadas:

$$W_i{}^m = Tmax_i \cdot P_i{}^{max} \tag{2.12}$$

En donde a su vez:

$$Tmax_i = 720 \cdot Fc_i{}^{720} \tag{2.13}$$

Siendo

$Tmax_i$ el tiempo máximo de una curva carga nodal en la ecuación 2.13

Por tanto, el vector de pseudomediciones de energías nodales inyectadas se escribe de la siguiente manera:

$$\mathbf{W^m} = \left[\begin{array}{ccccccc} W_1{}^m & ... & W_i{}^m & ... & W_n{}^m \end{array} \right] \tag{2.14}$$

2.1.1.3. Mediciones en el Circuito Principal de la Subestación y Reconectadores

Se dispone de un registro de las medidas de tensión y corriente realizados por los dispositivos de protección instalados en la subestación, así como también de los reconectadores ubicados en diferentes tramos de línea de la red. Dichas mediciones expresadas a título vectorial, se presentan como:

$$|\mathbf{V^m}| = \left[\begin{array}{ccccccc} |V_0{}^m| & ... & |V_i{}^m| & ... & |V_n{}^m| \end{array} \right] \tag{2.15}$$

$$|\mathbf{J^m}| = \left[\begin{array}{ccccccc} |J_{01}{}^m| & ... & |J_{ij}{}^m| & ... & |J_{n(n-1)}{}^m| \end{array} \right] \tag{2.16}$$

Donde:

- $|\mathbf{V^m}|$ el vector de medidas de tensión nodal en condición de demanda máxima
- $|\mathbf{J^m}|$ el vector de medidas de corrientes de ramal en condición de demanda máxima

En el circuito principal, se dispone además del factor de potencia del circuito principal de la subestación. Es decir:

$$fp_{01}{}^{m} = \cos(\arctan(\frac{Q_{01}{}^{m}}{P_{01}{}^{m}})) \tag{2.17}$$

ó también:

$$fp_{01}{}^{m} = \cos(\arctan(\frac{\overline{V_0}^{m}}{\overline{J_{01}}^{m}})) \tag{2.18}$$

En donde:

- $Q_{01}{}^{m}$ es el flujo de potencia reactiva en condición de demanda máxima registrado en el circuito principal
- $P_{01}{}^{m}$ es el flujo de potencia activa en condición de demanda máxima registrado en el circuito principal
- $\overline{V_0}^{m}$ es la tensión en la barra slack (nodo 0) en condición de demanda máxima
- $\overline{J_{01}}^{m}$ es la corriente de rama en el circuito principal en condición de demanda máxima

2.1.1.4. Factores de Potencia Nodales

Se calculan los factores de potencia en base a los valores de demanda máxima agregada para los nodos de la red en los cuales se disponga de la relación cliente transformador. Su

cálculo nodal se especifica como:

$$\cos({\varphi_i}^m) = \cos(\arctan(\frac{{Q_i}^{max}}{{P_i}^{max}})) \tag{2.19}$$

ó también:

$${fp_i}^m = \cos(\arctan(\frac{{Q_i}^{max}}{{P_i}^{max}})) \tag{2.20}$$

La notación vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{fp^m} = \left[\begin{array}{ccccccc} {fp_1}^m & ... & {fp_i}^m & ... & {fp_n}^m \end{array} \right] \tag{2.21}$$

La potencia reactiva inyectada está relacionada directamente (por medio del triángulo de potencias), con el factor de potencia típico de los diferentes tipos de clientes, para lo cual se requiere desde un principio en realizar jornadas de medición de parámetros eléctricos, de manera que se tenga conocimiento del mismo y así poder conocer la potencia reactiva inyectada agregada por punto de transformación.

2.1.1.5. Matriz de pesos $[\omega]$

La matriz de pesos $[\omega]$ es del tipo diagonal. Cada uno de sus términos representan los inversos de los cuadrados de las varianzas de las mediciones directas y pseudomediciones. Las mediciones directas representan los equipos con reporte en tiempo real al sistema SCADA, es decir los pertenecientes al circuito principal y los reconectadores ubicados en diferentes tramos de la red. Las pseudomediciones corresponden a los registros de energía inyectada agregada para cada nodo de carga de la red. Los pesos de las mediciones directas poseen una mayor ponderación con respecto a los asociados a las pseudomedidas. Su escritura es la siguiente:

$$[\omega] = diag\{\frac{1}{(\sigma_{|V|}{}^{m})^2}...\frac{1}{(\sigma_{|J|}{}^{m})^2}...\frac{1}{(\sigma_{W}{}^{m})^2}...\frac{1}{(\sigma_{fp}{}^{m})^2}\} \tag{2.22}$$

Siendo:

- $(\sigma_{|Vi|}{}^{m})^2$ la varianza de las medidas de tensión nodales
- $(\sigma_{|Jij|}{}^{m})^2$ la varianza de las medidas de corrientes de rama
- $(\sigma_{Wi}{}^{m})^2$ la varianza de las pseudomedidas de energía nodal inyectada
- $\sigma_{fp}{}^{m})^2$ la varianza de los factores de potencia nodales

2.1.1.6. Identificación de los Nodos con Potencias Nulas

Se identifican los nodos de la red con potencias inyectadas nulas. Para ello la notación a emplear es la siguiente:

$$\zeta = [\zeta_1...\zeta_i...\zeta_n] \quad \forall \text{ i } \in \ S_i^{nulas} \tag{2.23}$$

2.1.2. Paso 2: Problema de Optimización

En este Paso se plantea el problema de optimización y se describe de manera detallada cada uno de sus componentes. Es decir, se explican los términos que componen la función de costo y los pertenecientes a las restricciones del problema.

La función objetivo del problema de EESDE consiste en minimizar el error cuadrático ponderado entre un vector de mediciones ψ y una función $g(\mathbf{x})$ que relaciona las medidas con las variables de estado $\mathbf{x}$ del problema. Las restricciones componen el modelo de la red en función de las variables de estado y su formulación constituye directamente las ecuaciones de las Leyes de Kirchoff escritas de forma matricial.

La función objetivo junto a sus restricciones, ambas escritas de manera matricial se exponen a continuación:

$$\text{mín}\,\frac{1}{2}\left(\psi - g(\mathbf{x})\right)^T \omega \left(\psi - g(\mathbf{x})\right) \tag{2.24}$$

sujeto a:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_x} \\ \mathbf{V_y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{x-0}} \\ \mathbf{V_{y-0}} \end{bmatrix} + \mathbf{TRX} \begin{bmatrix} \mathbf{I_x} \\ \mathbf{I_y} \end{bmatrix} \tag{2.25}$$

$$\mathbf{J_x} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x} \tag{2.26}$$

$$\mathbf{J_y} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y} \tag{2.27}$$

$$|V_0| = \sqrt{{V_{x-0}}^2 + {V_{y-0}}^2} \tag{2.28}$$

En donde

- ψ: Es el vector de mediciones
- $\mathbf{x}$: Es el conjunto de variables de estado
- $g(\mathbf{x})$: Es una función que relaciona las variables medidas con las variables de estado
- ω: Es una matriz diagonal de pesos
- $\mathbf{V_x}$: Es el vector de variables de estado en su componente real. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{V_x} = [V_{x-1}...V_{x-i}...V_{x-n}] \tag{2.29}$$

- $\mathbf{V_y}$: Es el vector de variables de estado en su componente en cuadratura. Su escritura

vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{V_y} = [V_{y-1}...V_{y-i}...V_{y-n}] \tag{2.30}$$

- $\mathbf{V_{x-0}}$: Es un vector representativo de la componente real de la barra slack
- $\mathbf{V_{y-0}}$: Es un vector representativo de la componente en cuadratura de la barra slack
- $|V_0|$: Es el módulo de la tensión en la barra slack
- $\mathbf{I_x}$: Es el vector de corrientes inyectadas nodales en su componente real. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{I_x} = [I_{x-1}...I_{x-i}...I_{x-n}] \tag{2.31}$$

- $\mathbf{I_y}$: Es el vector de corrientes inyectadas nodales en su componente en cuadratura. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{I_y} = [I_{y-1}...I_{y-i}...I_{y-n}] \tag{2.32}$$

- $\mathbf{J_x}$: Es el vector de corrientes de rama en su componente real. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{J_x} = \left[J_{x-01}...J_{x-ij}...J_{x-n(n-1)}\right] \tag{2.33}$$

- $\mathbf{J_y}$: Es el vector de corrientes de rama en su componente en cuadratura. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{J_y} = \left[J_{y-01}...J_{y-ij}...J_{y-n(n-1)}\right] \tag{2.34}$$

A continuación se explica de manera detallada los vectores y matrices nombrados anteriormente.

2.1.2.1. Vector de Mediciones ψ

El conjunto de mediciones y pseudomediciones que conforman el vector de medidas ψ de entrada para el algoritmo de EESDEE se define como:

$$\psi = \left[\begin{array}{cccccc} |\mathbf{V^m}| & |\mathbf{J^m}| & {fp_{01}}^m & \mathbf{W^m} & \mathbf{fp^m} \end{array} \right] \tag{2.35}$$

En donde:

- $|\mathbf{V^m}|$ corresponde al vector de módulos de registros de tensión obtenido en la ecuación 2.15
- $|\mathbf{J^m}|$ corresponde al vector de corrientes de rama obtenido en la ecuación 2.16
- ${fp_{01}}^m$ corresponde al factor de potencia del circuito, registrado en la subestación obtenido en la ecuación 2.17 ó 2.18
- $\mathbf{W^m}$ corresponde al vector que contiene las pseudomedidas de energías mensuales agregadas por punto de transformación obtenidas en la ecuación 2.14
- $\mathbf{fp^m}$ corresponde al vector que contiene los factores de potencia en los nodos de la red según como se especifica en la ecuación 2.21

2.1.2.2. Vector de Variables de Estado x

Las variables de estado del sistema se definen como:

$$\mathbf{x} = \left[\begin{array}{cccc} V_{x-0} & V_{y-0} & \mathbf{V_x} & \mathbf{V_y} \end{array} \right]^T \tag{2.36}$$

Donde:

- V_{x-0} corresponde a la tensión en el eje real perteneciente a la barra *slack*

- V_{y-0} corresponde a la tensión en el eje en cuadratura perteneciente a la barra *slack*
- $\mathbf{V_x}$ es el vector que contiene las tensiones en el eje real para los nodos de la red, con excepción de la componente real de la barra *slack*
- $\mathbf{V_x}$ es el vector que contiene las tensiones en el eje real para los nodos de la red, con excepción de la componente en cuadratura de la barra *slack*

El vector V_{y-0} tiene por valor cero, debido a que corresponde a la referencia vectorial del circuito. Por tanto:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} V_{x-0} & \mathbf{V_x} & \mathbf{V_y} \end{bmatrix}^T \tag{2.37}$$

2.1.2.3. Mediciones Estimadas $g(\mathbf{x})$

El vector de medidas estimadas, denotado como $\mathbf{g}(\mathbf{x})$, en función de las variables de estado se define como:

$$g(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} |\mathbf{V}| & |\mathbf{J}| & fp_{01} & \mathbf{W} & \mathbf{fp} \end{bmatrix} \tag{2.38}$$

En donde:

- $|\mathbf{V}|$: Es el vector que representa los módulos de las variables de estado estimadas
- $|\mathbf{J}|$: Es el vector que representa los módulos de las corrientes de rama estimadas
- fp_{01}: Es el factor de potencia estimado en el circuito principal
- $\mathbf{W}$:Es el vector de las energías (inyectadas) estimadas nodales
- **fp**:Es el vector de los factores de potencia estimados nodales

2.1.2.4. Función Objetivo

La función objetivo consiste en miminizar el error cuadrático ponderado entre un vector de mediciones ψ y la función $g(\mathbf{x})$. Su escritura es de la siguiente manera:

$$\text{mín}\,\frac{1}{2}(\psi - g(\mathbf{x}))^T\omega(\psi - g(\mathbf{x})) \tag{2.39}$$

$$\mathbf{e} = \psi - g(\mathbf{x}) \tag{2.40}$$

Donde:
e es el error entre las medidas y el valor estimado

Por tanto la función objetivo también se puede expresar como:

$$\text{mín}\,\frac{1}{2}\mathbf{e}^T\omega\mathbf{e} \tag{2.41}$$

2.1.2.5. Restricciones

Las restricciones del problema de optimización son las ecuaciones matriciales 2.25 y 2.26. La ecuación matricial 2.25 (cuyo desarrollo se encuentra en la referencia [1]) contiene a los vectores de las variables de estado $\mathbf{V_x}$, $\mathbf{V_y}$ y $\mathbf{V_{x-0}}$ (según la ecuación 2.37) como función de los vectores de corrientes inyectadas $\mathbf{I_x}$ e $\mathbf{I_y}$.

Las corrientes inyectadas en función de las variables de estado y de las potencias inyectadas se escriben como:

$$I_{x-i} = \frac{P_i V_{x-i} + Q_i V_{y-i}}{(V_{x-i})^2 + (V_{y-i})^2} \quad i = 1, ..., n \tag{2.42}$$

$$I_{y-i} = \frac{-Q_i V_{x-i} + P_i V_{y-i}}{(V_{x-i})^2 + (V_{y-i})^2} \quad i = 1, ..., n \tag{2.43}$$

Las potencias activas y reactivas inyectadas nodales, en función de la energía W_i, el factor de carga ${Fc_i}^{720}$ y factor de potencia de la carga fp_i, se expresan como:

$$P_i = -\frac{W_i}{720 \cdot {Fc_i}^{720}} \quad i = 1, ..., n \tag{2.44}$$

$$Q_i = -\frac{W_i}{720 \cdot {Fc_i}^{720}} \cdot \tan(\arccos(fp_i)) \quad i = 1, ..., n \tag{2.45}$$

Por tanto las corrientes inyectadas en su componente real y en cuadratura se expresan de la siguiente manera:

$$I_{x-i} = W_i \frac{V_{x-i} + V_{y-i} \tan(\arccos(fp_i))}{720 {Fc_i}^{720} ({V_{x-i}}^2 + {V_{y-i}}^2)} \quad i = 1, ..., n \tag{2.46}$$

$$I_{y-i} = W_i \frac{-V_{x-i} \tan(\arccos(fp_i)) + V_{y-i}}{{Fc_i}^{720} {V_{x-i}}^2 + {V_{y-i}}^2} \quad i = 1, ..., n \tag{2.47}$$

2.1.3. Paso 3: Resultados del Algoritmo

Los resultados obtenidos por el algoritmo corresponden con los valores estimados pertenecientes al vector $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ expresado en la ecuación 2.38. Los tensiones estimadas $\mathbf{V_x}$ y $\mathbf{V_y}$ se denotan de la siguiente manera:

$$|V_i| = \sqrt{(V_{x-i})^2 + (V_{y-i})^2} \tag{2.48}$$

Los ángulos estimados se expresan como:

$$\theta_i = \arctan(\frac{V_{y-i}}{V_{x-i}}) \tag{2.49}$$

Los módulos de las corrientes de rama estimadas **J** se calculan como:

$$|J_{ij}| = \sqrt{(J_{x-ij})^2 + (J_{y-ij})^2} \tag{2.50}$$

A su vez las componentes J_{x-ij} y J_{y-ij} en función de las variables de estado estimadas V_{x-i} y V_{y-i} se expresan como:

$$J_{x-ij} = \frac{R_{ij}}{{R_{ij}}^2 + {X_{ij}}^2}(V_{x-i} - V_{x-j}) + \frac{X_{ij}}{{R_{ij}}^2 + {X_{ij}}^2}(V_{y-i} - V_{y-j}) \tag{2.51}$$

$$J_{y-ij} = -\frac{R_{ij}}{{R_{ij}}^2 + {X_{ij}}^2}(V_{x-i} - V_{x-j}) + \frac{R_{ij}}{{R_{ij}}^2 + {X_{ij}}^2}(V_{y-i} - V_{y-j}) \tag{2.52}$$

El factor de potencia estimado en el circuito principal se calcula como:

$$fp_{01} = \frac{V_{x-0}J_{x-01} + V_{y-0}J_{y-01}}{\sqrt{(V_{x-0}J_{x-01} + V_{y-0}J_{y-01})^2 + (V_{y-0}J_{x-01} - V_{x-0}J_{y-01})^2}} \tag{2.53}$$

Las energías estimadas se calculan como:

$$W_i = Tmax_i \cdot (V_{x-i} \cdot I_{x-i} + V_{y-i} \cdot I_{y-i}) \tag{2.54}$$

ó también:

$$W_i = 720 \cdot {Fc_i}^{720} \cdot (V_{x-i} \cdot I_{x-i} + V_{y-i} \cdot I_{y-i}) \tag{2.55}$$

Los factores de potencia nodales estimados se calculan de la siguiente manera:

$$fp_i = \frac{V_{x-i}I_{x-i} + V_{y-i}I_{y-i}}{\sqrt{(V_{x-i}I_{x-i} + V_{y-i}I_{y-i})^2 + (V_{y-i}I_{x-i} - V_{x-i}I_{y-i})^2}} \tag{2.56}$$

2.2. Análisis Genérico de Observabilidad

A continuación se presenta un análisis comparativo de observabilidad, entre la formulación del problema de estimación estado a partir las ecuaciones de flujos e inyecciones de potencia (método clásico [2]) y con la metodología propuesta en esta tesis.

2.2.1. Método Clásico

En la metodología de EE propuesta por el autor Schweppe [2] , el número total de ecuaciones no lineales para resolver el problema de optimización (dimensión de la restricción $\mathbf{h}(\mathbf{x})$), coincide con la dimensión del vector de mediciones; es decir:

$$\mathfrak{dim}(\mathbf{z}) \;=\; \mathfrak{dim}(\mathbf{h}(\mathbf{x})) \tag{2.57}$$

En donde la función $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ constituye un sistema de ecuaciones no lineales, compuestas por el número de medidas de potencias activas y reactivas inyectadas, medidas de flujos de potencia y medidas de módulos de tensiones. A su vez, cada una de estas ecuaciones son función directamente de las variables de estado. Las inyecciones de potencia nulas, ó medidas virtuales nulas (las cuales predominan en los sistemas de distribución como consecuencia de su característica topológica radial) se encuentran dentro de la función $\mathbf{h}(\mathbf{x})$. Como condición de observabilidad se debe verificar que el número de ecuaciones en $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, sea mayor o igual a número de variables de estado $\mathbf{x}$; es decir:

$$\mathfrak{dim}(\mathbf{h}(\mathbf{x})) \quad \geq \quad \mathfrak{dim}(\mathbf{x}) \tag{2.58}$$

2.2.2. Método de Estimación de Estado propuesto en esta Tesis

En la metodología propuesta en esta tesis, la dimensión del vector de medidas ψ, no es directamente igual a la dimensión de las ecuaciones que conforman las restricciones del problema de optimización. En este contecto se debe verificar que:

Como condición de observabilidad se debe cumplir que la dimensión del vector de mediciones ψ junto a la dimensión del vector de inyecciones nulas ζ sea mayor o igual al número de variables de estado $\mathbf{x}$

Es decir que como condición de observabilidad se debe cumplir:

$$\mathfrak{dim}(\psi) + \mathfrak{dim}(\zeta) \quad \geq \quad \mathfrak{dim}(\mathbf{x}) \tag{2.59}$$

El vector de mediciones viene conformado por:

$$\psi = \left[\begin{array}{ccccc} |\mathbf{V^m}| & |\mathbf{J^m}| & {fp_{01}}^m & \mathbf{W^m} & \mathbf{fp^m} \end{array} \right] \tag{2.60}$$

Sin embargo este vector no se compone (a diferencia de $\mathbf{z}$ con la formulación clásica) de los términos de inyecciones de energías nulas, sino que éstas se encuentran directamente contenidas dentro de los sistemas de ecuaciones para las variables de estado $\mathbf{V_x}$ y $\mathbf{V_y}$. Por tanto con la inclusión del vector ζ se satisface la condición de observabilidad 2.59 y se tiene la suficiente redundancia para la resolución del problema de EE basado en la teoría de mínimos cuadrados ponderados

2.2.3. Análisis de observabilidad para un ejemplo de tres nodos

Para una red de tres nodos como la que se muestra en la figura 2.2 el vector de medidas ψ, y el vector de inyecciones de potencias nulas ζ, según la metodología propuesta se escribe como:

$$\psi = [|V_0{}^m| \ |J_{01}{}^m| \ fp_{01}{}^m \ W_2{}^m \ fp_2{}^m] \tag{2.61}$$

$$\zeta = [W_1{}^m \ fp_1{}^m] \tag{2.62}$$

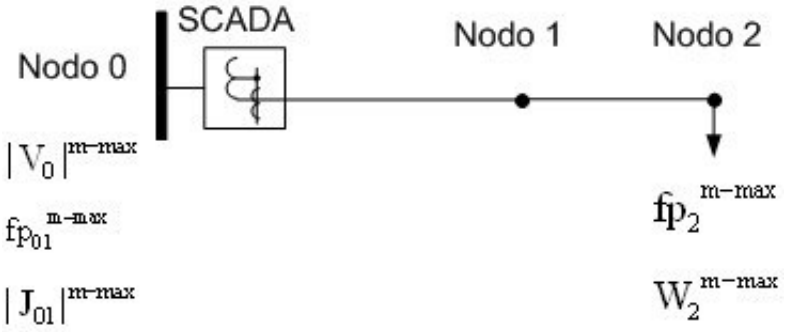


Figura 2.2. Red de 3 nodos

Las variables de estado del problema son:

$$\mathbf{V_x} = \begin{bmatrix} V_{x-0} \\ V_{x-1} \\ V_{x-2} \end{bmatrix} \tag{2.63}$$

$$\mathbf{V_y} = \begin{bmatrix} V_{y-1} \\ V_{y-2} \end{bmatrix} \tag{2.64}$$

Por tanto:

$$\mathfrak{dim}(\mathbf{x}) = 5 \tag{2.65}$$

Se cumple según la metodología de EE propuesta que:

$$\mathfrak{dim}(\psi) + \mathfrak{dim}(\zeta) = 7 \geq \ \mathfrak{dim}(\mathbf{x}) = 5 \tag{2.66}$$

Comparando con la metodología clásica expuesta en [2], el vector de mediciones $\mathbf{z}$, para la red en la figura 2.3 poseen la siguiente formulación:

$$\mathbf{z} \ = \ [|{V_0}^m| \ {P_{01}}^m \ {Q_{01}}^m \ {P_1}^m \ {Q_1}^m \ {P_2}^m \ {Q_2}^m] \tag{2.67}$$

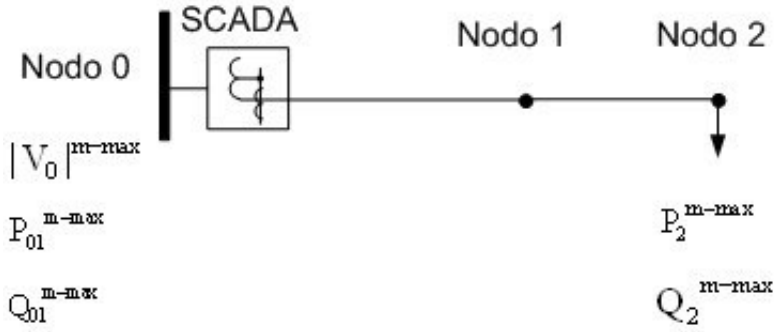


Figura 2.3. Red de 3 nodos - método clásico

Por tanto para el vector 2.67 se cumple:

$$\mathfrak{dim}(\mathbf{z}) = \mathfrak{dim}(\mathfrak{h}(\mathbf{x})) = 7 \tag{2.68}$$

Con este análisis aplicado a una red de tres nodos, se demuestra que las dimensiones de las restricciones $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ y $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ en ambas formulaciones del problema de optimización cumplen la condición de observabilidad representadas en 2.59 y 2.58 respectivamente.

2.3. Caso Trifásico

A continuación se presentan los pasos para el establecimiento del algoritmo de EESDEE en su equivalente trifásico según el esquema representado en el diagrama 2.4

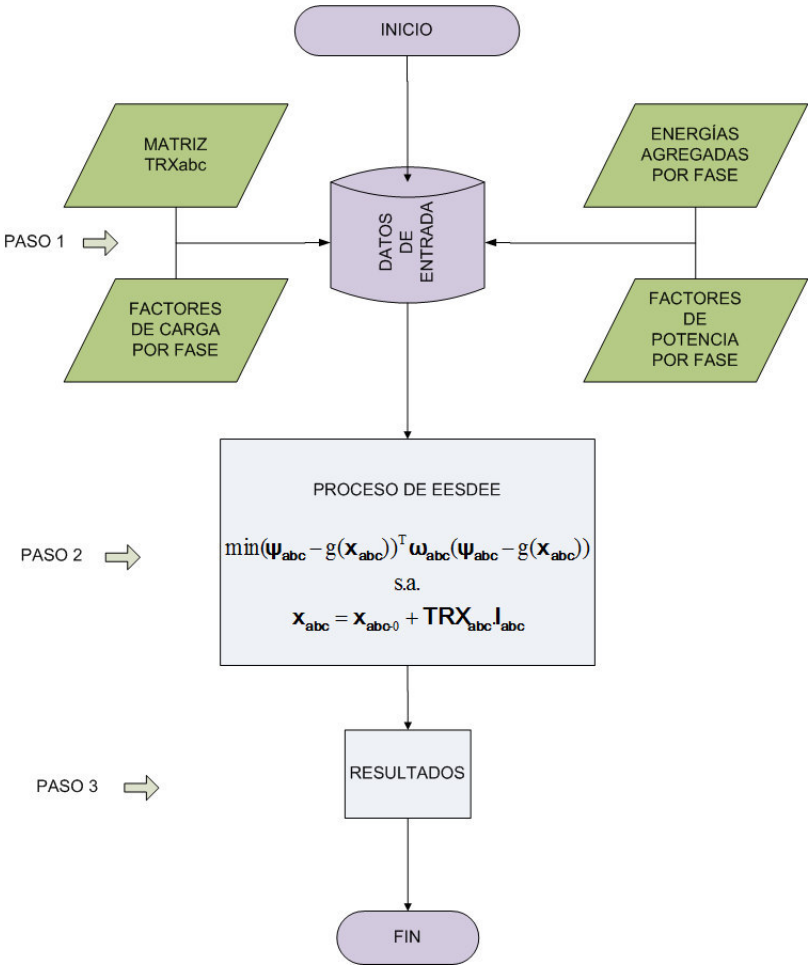


Figura 2.4. Metodología - algoritmo trifásico

En donde:

- ψ_{abc}: es el vector de mediciones para el algoritmo trifásico
- $\mathbf{x_{abc}}$: es el vector de variables de estado trifásicas
- $\mathbf{x_{abc-0}}$: es la barra *slack* trifásica

- $\mathbf{TRX_{abc}}$: es la matriz de que relaciona conexión y parámetros [1]
- $g(\mathbf{x_{abc}})$: es la función que relaciona las medidas con las variables de estado
- $\mathbf{I_{abc}}$: es el vector de corrientes inyectadas trifásicas
- $\omega_{\mathbf{abc}}$: es la matriz de pesos trifásica

Los pasos para el desarrollo del algoritmo de EESDEE en su equivalente trifásico son los siguientes:

- Paso 1: Especificación de los datos de entrada para el algoritmo
- Paso 2: Planteamiento y descripción del problema de optimización
- Paso 3: Mediciones estimadas - resultados

A continuación se describe de manera detallada cada uno de los pasos que componen el algoritmo en la figura 2.4.

2.3.1. Paso1: Datos de entrada al Algoritmo

El problema de EE propuesto en esta tesis en su equivalente trifásico requiere de los siguientes datos de entrada:

- La matriz de relación *conexión - impedancias* del circuito radial de distribución, es decir la matriz de números reales denominada $\mathbf{TRX_{abc}}$ [1]
- Energía agregada por fase en los nodos de carga o generación pertenecientes a la red, calculadas a partir de una condición de demanda máxima. Es decir:

$$W_{f-i}{}^{m} \; \forall \; i \; \in \; \text{nodos de carga o generación y } f = a, b, c \tag{2.69}$$

- Factores de potencia por fase en condición de demanda máxima en los nodos donde exista potencia activa y reactiva inyectada. Es decir:

$$\cos \varphi_{f-i}{}^{m} \ \forall \ i \ \in \ \text{nodos de carga o generación y } f = a, b, c \tag{2.70}$$

ó también

$$fp_{f-i}{}^{m} \ \forall \ i \ \in \ \text{nodos de carga o generación y } f = a, b, c \tag{2.71}$$

- Factores de carga típicos por fase en los nodos donde exista potencia activa y reactiva inyectada. Se tiene que:

$$Fc_{f-i} \ \forall \ i \ \in \ \text{nodos de carga o generación y } f = a, b, c \tag{2.72}$$

- Mediciones de tensiones línea neutro y corrientes de línea trifásicas en el circuito principal ubicado en la subestación, ó en aquellos nodos con reconectadores o equipos de registro
- Identificación de nodos donde la potencia inyectada trifásica es nula
- Asignación de pesos a la matriz diagonal $\omega_{\mathbf{abc}}$. En donde cada término de la diagonal se calcula como:

$$\omega_{f-ii} = \frac{1}{\sigma_{f-ii}{}^{2}} \quad f = a, b, c \tag{2.73}$$

El término $\sigma_{f-ii}{}^{2}$ es la varianza de la precisión de los equipos de medición

2.3.1.1. Matriz $\mathbf{TRX_{abc}}$ [1]

Para su construcción se requiere de la matriz $\mathbf{Z_{abc}}$, la cual se compone de sub matrices provenientes de la reducción de Kron aplicada a cada uno de los tramos o ramas de la red. Su escritura matricial es la siguiente:

$$\mathbf{Z_{abc}} = \left[\begin{array}{cccccc} \mathbf{Z_{abc-01}} & \cdots & \mathbf{Z_{abc-ij}} & \cdots & \mathbf{Z_{abc-(n-1)n}} \end{array} \right] \tag{2.74}$$

Cada una de las sub matrices, se compone de los siguientes términos:

$$\mathbf{Z_{abc-ij}} = \begin{bmatrix} \overline{z_{aa-ii}} & \overline{z_{ab-ij}} & \overline{z_{ac-ij}} \\ \overline{z_{ba-ij}} & \overline{z_{bb-ij}} & \overline{z_{bc-ij}} \\ \overline{z_{ca-ij}} & \overline{z_{cb-ij}} & \overline{z_{cc-ij}} \end{bmatrix} \tag{2.75}$$

El proceso y la sintaxis de organización se presenta en la referencia [62]. Los detalles para el cálculo de los términos que componen a la matriz anterior se encuentran en [1].

La matriz $\mathbf{TRX_{abc}}$ se presenta como:

$$\mathbf{TRX_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathbf{T_{abc}^T} \cdot \mathbf{R_{abc}} \cdot \mathbf{T_{abc}} & -\mathbf{T_{abc}^T} \cdot \mathbf{X_{abc}} \cdot \mathbf{T_{abc}} \\ \mathbf{T_{abc}^T} \cdot \mathbf{X_{abc}} \cdot \mathbf{T_{abc}} & \mathbf{T_{abc}^T} \cdot \mathbf{R_{abc}} \cdot \mathbf{T_{abc}} \end{bmatrix} \tag{2.76}$$

En donde los términos:

- $\mathbf{R_{abc}}$ es una matriz diagonal compuesta por la parte real en cada una de las sub matrices de $\mathbf{Z_{abc-ij}}$. Es decir:

$$\mathbf{R_{abc}} = \mathfrak{real}(\mathbf{Z_{abc}}) \tag{2.77}$$

- $\mathbf{X_{abc}}$ es una matriz diagonal compuesta por la parte imaginaria de cada una de las sub matrices de $\mathbf{Z_{abc-ij}}$. Es decir:

$$\mathbf{X_{abc}} = \mathfrak{imag}(\mathbf{Z_{abc}}) \tag{2.78}$$

- $\mathbf{T_{abc}}$ es una matriz de conectividad basada en la Ley de Corrientes de Kirchoff, similar a la matriz $\mathbf{T}$ en el caso de la formulación del algoritmo en secuencia positiva.

2.3.1.2. Energías Mensuales Facturadas - Caso trifásico

El vector de medidas correspondiente a las energías inyectadas disponibles por fase en cada nodo de la red en aquellos nodos con potencias inyectadas es el siguiente:

$$\mathbf{W_{abc}}^{\mathbf{m}} = \left[\mathbf{W_{abc-1}}^{\mathbf{m}} \quad ... \quad \mathbf{W_{abc-i}}^{\mathbf{m}} \quad ... \quad \mathbf{W_{abc-n}}^{\mathbf{m}} \right] \tag{2.79}$$

En donde cada cada sub matriz $\mathbf{W_{abc-i}}^{\mathbf{m}}$ corresponde a las energías en el nodo i especificadas a su vez para cada fase, es decir:

$$\mathbf{W_{abc-i}}^{\mathbf{m}} = [{W_{a-i}}^{m} \; {W_{b-i}}^{m} \; {W_{c-i}}^{m}] \tag{2.80}$$

A su vez las energías se calculan como el producto de la potencia activa máxima agregada por fase y el tiempo máximo, en los nodos de la red donde exista la relación cliente - transformador. Sus cálculos individuales por fase se especifican a continuación:

$$\begin{aligned} {W_{a-i}}^{m} &= Tmax_{a-i} \cdot {P_{a-i}}^{max} && (2.81)\\ {W_{b-i}}^{m} &= Tmax_{b-i} \cdot {P_{b-i}}^{max} && (2.82)\\ {W_{c-i}}^{m} &= Tmax_{c-i} \cdot {P_{c-i}}^{max} && (2.83) \end{aligned}$$

En donde

$$\begin{aligned} Tmax_{a-i} &= 720 \cdot {Fc_{a-i}}^{720} && (2.84)\\ Tmax_{b-i} &= 720 \cdot {Fc_{b-i}}^{720} && (2.85)\\ Tmax_{b-i} &= 720 \cdot {Fc_{c-i}}^{720} && (2.86) \end{aligned}$$

2.3.1.3. Mediciones en el circuito principal y reconectadores - Caso trifásico

Se dispone en tiempo real de las medidas de tensión y corrientes trifásicas, realizados por los dispositivos de protección instalados en la subestación, es decir los transformadores de tensión y corriente, así como también de los reconectadores ubicados en diferentes tramos de línea de la red, u otros equipos de registro pertenecientes a la red de distribución. Dichas mediciones expresadas a título matricial, se presentan como:

$$|\mathbf{V_{abc}}^{\mathbf{m}}| = \left[\; |\mathbf{V_{abc-0}}^{\mathbf{m}}| \quad ... \quad |\mathbf{V_{abc-i}}^{\mathbf{m}}| \quad ... \quad |\mathbf{V_{abc-n}}^{\mathbf{m}}| \; \right] \tag{2.87}$$

$$\mathbf{fp_{abc-01}}^{\mathbf{m}} = \left[\; {fp_{a-01}}^{m} \quad {fp_{b-01}}^{m} \quad {fp_{c-01}}^{m} \; \right] \tag{2.88}$$

$$|\mathbf{J_{abc}}^{\mathbf{m}}| = \left[\; |\mathbf{J_{abc-01}}^{\mathbf{m}}| \quad ... \quad |\mathbf{J_{abc-ij}}^{\mathbf{m}}| \quad ... \quad |\mathbf{J_{abc-(n-1)(n)}}^{\mathbf{m}}| \; \right] \tag{2.89}$$

- $|\mathbf{V_{abc}}^{\mathbf{m}}|$ es el vector de medidas de módulos de tensiones trifásicas en condición de demanda máxima existentes en los nodos de la red
- $\mathbf{fp_{abc-01}}^{\mathbf{m}}$ es el vector que contiene el factor de potencia por fase en el circuito principal de la subestación
- $|\mathbf{J_{abc}}^{\mathbf{m}}|$ es el vector de medidas de módulos de corrientes de rama trifásicas en condición de demanda máxima existentes en los nodos de la red

A su vez se tiene también que:

$$|\mathbf{V_{abc-0}}^{\mathbf{m}}| = [|{V_{a-0}}^{m}| \; |{V_{b-0}}^{m}| \; |{V_{c-0}}^{m}|] \tag{2.90}$$

$$|\mathbf{V_{abc-i}}^{\mathbf{m}}| = [|{V_{a-i}}^{m}| \; |{V_{b-i}}^{m}| \; |{V_{c-i}}^{m}|] \tag{2.91}$$

$$|\mathbf{J_{abc-ij}}^{\mathbf{m}}| = [|{J_{a-ij}}^{m}| \; |{J_{b-ij}}^{m}| \; |{J_{c-ij}}^{m}|] \tag{2.92}$$

- $|\mathbf{V_{abc-0}}^{\mathbf{m}}|$ es el arreglo que contiene las medidas directas de módulos de tensión en la barra *slack* es decir las provenientes de la subestación
- $|\mathbf{V_{abc-i}}^{\mathbf{m}}|$ es el arreglo que contiene las medidas directas de módulos de tensión en otros nodos de la red, es decir las provenientes de los reconectadores u otros equipos
- $|\mathbf{J_{abc-ij}}^{\mathbf{m}}|$ es el arreglo que contiene las medidas directas de corrientes de módulos de corrientes de rama existentes en la red, entre las cuales destacan las provenientes del circuito principal en la subestación, reconectadores u otros equipos

2.3.1.4. Factores de Potencia en cada fase

Los factores de potencia trifásicos en los nodos con potencia inyectada, para una condición de demanda máxima se denotan de la siguiente manera:

$$\mathbf{fp_{abc}}^{\mathbf{m}} = \left[\begin{array}{ccccc} \mathbf{fp_{abc-1}}^{\mathbf{m}} & \ldots & \mathbf{fp_{abc-i}}^{\mathbf{m}} & \ldots & \mathbf{fp_{abc-n}}^{\mathbf{m}} \end{array} \right] \tag{2.93}$$

En donde a su vez:

$$\mathbf{fp_{abc-i}}^{\mathbf{m}} = \left[\begin{array}{ccc} {fp_{a-i}}^{m} & {fp_{b-i}}^{m} & {fp_{c-i}}^{m} \end{array} \right] \tag{2.94}$$

Donde:

- $\mathbf{fp_{abc}}^{\mathbf{m}}$ es el vector que reúne todos los factores de potencia trifásicos para todos los nodos de la red
- $\mathbf{fp_{abc-i}}^{\mathbf{m}}$ es el vector que reúne los factores de potencia en un determinado nodo de la red en condición de demanda máxima

2.3.1.5. Factores de Carga por fase

Los factores de carga típicos por fase en un determinado nodo de la red se escriben como:

$$\mathbf{Fc_{abc}}^{\mathbf{720}} = \left[\mathbf{Fc_{abc-1}}^{\mathbf{720}} \quad ... \quad \mathbf{Fc_{abc-i}}^{\mathbf{720}} \quad ... \quad \mathbf{Fc_{abc-n}}^{\mathbf{720}} \right] \tag{2.95}$$

En donde a su vez:

$$\mathbf{Fc_{abc-i}}^{\mathbf{720}} = \left[{Fc_{a-i}}^{720} \quad {Fc_{b-i}}^{720} \quad {Fc_{c-i}}^{720} \right] \tag{2.96}$$

2.3.1.6. Identificación con los nodos de potencia nula

Se identifican los nodos de la red con potencias inyectadas nulas trifásicas. Para ello la notación a emplear es la siguiente:

$$\zeta_{\mathbf{abc}} = [\zeta_{\mathbf{abc-1}} \cdots \zeta_{\mathbf{abc-i}} \cdots \zeta_{\mathbf{abc-n}}] \quad \forall \text{ i } \in \mathbf{S_{abc-i}}^{\mathbf{nulas}} \tag{2.97}$$

2.3.1.7. Matriz de pesos $[\omega_{abc}]$

La matriz de pesos $[\omega]$ es del tipo diagonal. Cada uno de sus términos representan los inversos de los cuadrados de las varianzas de las mediciones directas y pseudomediciones. Las mediciones directas representan los equipos con reporte en tiempo real al sistema SCADA, es decir los pertenecientes al circuito principal y los reconectadores ubicados en diferentes tramos de la red. Las pseudomediciones corresponden a los registros de energía inyectada agregada para cada nodo de carga de la red. Los pesos de las mediciones directas poseen una mayor ponderación con respecto a los asociados a las pseudomedidas. Su escritura es la siguiente:

$$[\omega_{abc}] = diag\{\frac{1}{(\sigma_{|Vabc|}{}^{m})^2}...\frac{1}{(\sigma_{|Jabc|}{}^{m})^2}...\frac{1}{(\sigma_{Wabc}{}^{m})^2}...\frac{1}{(\sigma_{fpabc}{}^{m})^2}\} \tag{2.98}$$

Siendo:

- $(\sigma_{|Vabc|}{}^{m})^2$ la varianza de las medidas de tensión nodales trifásicas
- $(\sigma_{|Jabc|}{}^{m})^2$ la varianza de las medidas de corrientes de rama trifásicas
- $(\sigma_{|Wabc|}{}^{m})^2$ la varianza de las pseudomedidas de energía nodal inyectada trifásica
- $(\sigma_{fpabc}{}^{m})^2$ la varianza de las pseudomedidas de factores de potencia trifásicos

2.3.2. Paso 2: Problema de optimización en su equivalente trifásico

La función objetivo consiste en minimizar el error cuadrático ponderado entre un vector de mediciones $\psi_{\mathbf{abc}}$ y una función que contiene las restricciones $g(\mathbf{x_{abc}})$ que relaciona las variables de estado con el vector de medidas. La función objetivo del problema de optimización es:

$$\text{mín}\,\frac{1}{2}\left(\psi_{\mathbf{abc}} - g(\mathbf{x_{abc}})\right)^T \omega_{\mathbf{abc}} \left(\psi_{\mathbf{abc}} - g(\mathbf{x_{abc}})\right) \tag{2.99}$$

sujeto a:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_{abc-x}} \\ \mathbf{V_{abc-y}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{abc-x-0}} \\ \mathbf{V_{abc-y-0}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{A_{abc}} & \mathbf{-B_{abc}} \\ \mathbf{B_{abc}} & \mathbf{A_{abc}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I_{abc-x}} \\ \mathbf{I_{abc-y}} \end{bmatrix} \tag{2.100}$$

$$\mathbf{J_{abc-x}} = -\mathbf{T_{abc}} \cdot \mathbf{I_{abc-x}} \tag{2.101}$$

$$\mathbf{J_{abc-y}} = -\mathbf{T_{abc}} \cdot \mathbf{I_{abc-y}} \tag{2.102}$$

$$|V_{a-0}| = \sqrt{(V_{a-x-0})^2 + (V_{a-y-0})^2} \tag{2.103a}$$

$$|V_{b-0}| = \sqrt{(V_{b-x-0})^2 + (V_{b-y-0})^2} \tag{2.103b}$$

$$|V_{c-0}| = \sqrt{(V_{c-x-0})^2 + (V_{c-y-0})^2} \tag{2.103c}$$

En donde:

- $\psi_{\mathbf{abc}}$: Es el vector de medidas - caso trifásico
- $\mathbf{x_{abc}}$: Es el conjunto de variables de estado
- $\mathbf{g}(\mathbf{x_{abc}})$: Es una función compuesta por las variables a estimar
- $\omega_{\mathbf{abc}}$: Es una matriz diagonal de pesos
- $\mathbf{V_{abc-x}}$: es el vector de variables de estado trifásicas en su componente real. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{V_{abc-x}} = \left[\begin{array}{ccccccc} \mathbf{V_{abc-x-1}} & \cdots & \mathbf{V_{abc-x-i}} & \cdots & \mathbf{V_{abc-x-n}} \end{array} \right] \tag{2.104}$$

- $\mathbf{V_{abc-y}}$: es el vector de variables de estado trifásicas en su componente en cuadratura. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{V_{abc-y}} = \left[\begin{array}{ccccccc} \mathbf{V_{abc-y-1}} & \cdots & \mathbf{V_{abc-y-i}} & \cdots & \mathbf{V_{abc-y-n}} \end{array} \right] \tag{2.105}$$

- $\mathbf{V_{abc-x-0}}$: es el vector representativo de la componente real trifásica de la barra slack
- $\mathbf{V_{abc-y-0}}$: es el vector representativo de la componente en cuadratura trifásica de la barra slack
- $\mathbf{I_{abc-x}}$: Es el vector de corrientes inyectadas nodales trifásicas en su componente real. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{I_{abc-x}} = \left[\begin{array}{ccccccc} \mathbf{I_{abc-x-1}} & \cdots & \mathbf{I_{abc-x-i}} & \cdots & \mathbf{I_{abc-x-n}} \end{array} \right] \tag{2.106}$$

- $\mathbf{I_{abc-y}}$: Es el vector de corrientes inyectadas nodales trifásicas en su componente en cuadratura. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{I_{abc-y}} = \left[\begin{array}{ccccccc} \mathbf{I_{abc-y-1}} & \cdots & \mathbf{I_{abc-y-i}} & \cdots & \mathbf{I_{abc-y-n}} \end{array} \right] \tag{2.107}$$

- $\mathbf{J_{abc-x}}$: es el vector de corrientes de rama trifásicas en su componente real. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{J_{abc-x}} = \left[\begin{array}{ccccccc} \mathbf{J_{abc-x-01}} & \cdots & \mathbf{J_{abc-x-ij}} & \cdots & \mathbf{J_{abc-x-(n-1)n}} \end{array} \right] \tag{2.108}$$

- $\mathbf{J_{abc-y}}$: es el vector de corrientes de rama trifásicas en su componente en cuadratura. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$\mathbf{J_{abc-y}} = \left[\begin{array}{ccccccc} \mathbf{J_{abc-y-01}} & \cdots & \mathbf{J_{abc-y-ij}} & \cdots & \mathbf{J_{abc-y-(n-1)n}} \end{array} \right] \tag{2.109}$$

- $|V_{f-0}|$: es el módulo de la tensión de la barra slack. Donde $f = a, b, c$

2.3.2.1. Vector de Medidas $\psi_{\mathbf{abc}}$

El arreglo de mediciones $\psi_{\mathbf{abc}}$ se compone de las siguientes submatrices:

$$\psi_{\mathbf{abc}} = \left[\begin{array}{ccccc} |\mathbf{V_{abc}}^{\mathbf{m}}| & |\mathbf{J_{abc}}^{\mathbf{m}}| & \mathbf{fp_{abc-01}}^{\mathbf{m}} & \mathbf{W_{abc}}^{\mathbf{m}} & \mathbf{fp_{abc}}^{\mathbf{m}} \end{array} \right] \tag{2.110}$$

En donde a su vez:

- $|\mathbf{V_{abc}}^{\mathbf{m}}|$ es el vector que contiene las mediciones de módulos de tensión escritas en la ecuación 2.87
- $|\mathbf{J_{abc}}^{\mathbf{m}}|$ es el vector que contiene los módulos de corrientes de rama expresada en la ecuación 2.89
- $\mathbf{fp_{abc-01}}^{\mathbf{m}}$ es un arreglo que contiene los factores de potencia trifásicos en el circuito principal expresado en la ecuación 2.88

- $\mathbf{W_{abc}}^{\mathbf{m}}$ es el vector que contiene las energías inyectadas trifásicas expresada en la ecuación 2.79
- $\mathbf{fp_{abc}}^{\mathbf{m}}$ es el vector que contiene los factores de potencia trifásico expresados en la ecuación 2.93

2.3.2.2. Vector de Variables de Estado $\mathbf{x_{abc}}$

Las variables de estado se definen como:

$$\mathbf{x_{abc}} = \left[\begin{array}{cccc} \mathbf{V_{abc-x-0}} & \mathbf{V_{abc-y-0}} & \mathbf{V_{abc-x}} & \mathbf{V_{abc-y}} \end{array} \right] \tag{2.111}$$

Donde:

- $\mathbf{V_{abc-x-0}}$ es vector de tensiones nodales trifásicas en su componente real correspondientes a la barra slack
- $\mathbf{V_{abc-y-0}}$ es vector de tensiones nodales trifásicas en su componente en cuadratura correspondientes a la barra slack
- $\mathbf{V_{abc-x}}$ es el vector de tensiones nodales trifásica en su componente real
- $\mathbf{V_{abc-y}}$ es el vector de tensiones nodales trifásica en su componente en cuadratura

Debido a que el vector $\mathbf{V_{abc-y-0}}$ constituye la referencia vectorial de la red, la ecuación 2.111 se expresa como:

$$\mathbf{x_{abc}} = \left[\begin{array}{ccc} \mathbf{V_{abc-x-0}} & \mathbf{V_{abc-x}} & \mathbf{V_{abc-y}} \end{array} \right] \tag{2.112}$$

2.3.2.3. Vector de mediciones estimadas $\mathbf{g(x_{abc})}$

El vector de mediciones estimadas trifásicas se expresa como:

$$\mathbf{g(x_{abc})} = \left[\begin{array}{ccccc} |\mathbf{V_{abc}}| & |\mathbf{J_{abc}}| & \mathbf{fp_{abc-01}} & \mathbf{W_{abc}} & \mathbf{fp_{abc}} \end{array} \right] \tag{2.113}$$

Donde:

- $|\mathbf{V_{abc}}|$: Es el vector que representa los módulos de las variables de estado trifásicas estimadas
- $|\mathbf{J_{abc}}|$: Es el vector que representa los módulos de las corrientes de rama trifásicas estimadas
- $\mathbf{fp_{abc-01}}$: Es el vector que contiene el factor de potencia trifásico en el circuito principal
- $\mathbf{W_{abc}}$: Es el vector de energías inyectadas trifásicas estimadas en los nodos con potencia inyectada
- $\mathbf{fp_{abc}}$: Es el vector de factores de potencia trifásicos estimados en los nodos con potencia inyectada

2.3.2.4. Función objetivo - caso trifásico

La función objetivo consiste en miminizar el error cuadrático ponderado entre un vector de mediciones $\psi_{\mathbf{abc}}$ y la función $g(\mathbf{x_{abc}})$. Su escritura es de la siguiente manera:

$$\text{mín}\, \frac{1}{2}(\psi_{\mathbf{abc}} - g(\mathbf{x_{abc}}))^T \omega_{abc} (\psi_{\mathbf{abc}} - g(\mathbf{x_{abc}})) \tag{2.114}$$

$$\mathbf{e_{abc}} = \psi_{\mathbf{abc}} - g(\mathbf{x_{abc}}) \tag{2.115}$$

Donde:
$\mathbf{e_{abc}}$ es el error entre las medidas y el valor estimado

Por tanto la función objetivo también se puede expresar como:

$$\text{mín}\,\frac{1}{2}\mathbf{e_{abc}}^T\omega_{abc}\mathbf{e_{abc}} \tag{2.116}$$

2.3.2.5. Restricciones - caso trifásico

Las restricciones del problema de optimización son las ecuaciones matriciales 2.100, 2.101 y 2.102 . La ecuación matricial 2.100 (cuyo desarrollo se encuentra en la referencia [1]) contiene a los vectores de las variables de estado $\mathbf{V_{abc-x}}$, $\mathbf{V_{abc-y}}$ y $\mathbf{V_{abc-x-0}}$ (según la ecuación 2.112) como función de los vectores de corrientes inyectadas $\mathbf{I_{abc-x}}$ e $\mathbf{I_{abc-y}}$.

Las corrientes inyectadas en función de las variables de estado y de las potencias inyectadas se escriben como:

$$I_{f-x-i} = \frac{P_{f-i}V_{f-x-i} + Q_{f-i}V_{f-y-i}}{(V_{f-x-i})^2 + (V_{f-y-i})^2} \quad i = 1, ..., n \; f = a, b, c \tag{2.117}$$

$$I_{f-y-i} = \frac{-Q_{f-i}V_{f-x-i} + P_{f-i}V_{f-y-i}}{(V_{f-x-i})^2 + (V_{f-y-i})^2} \quad i = 1, ..., n \; f = a, b, c \tag{2.118}$$

Las potencias activas y reactivas inyectadas nodales, en función de la energía W_{abc-i}, el factor de carga ${Fc_{f-i}}^{720}$ y factor de potencia de la carga fp_{f-i}, para una detrminada fase se expresan como:

$$P_{f-i} = -\frac{W_{f-i}}{720 \cdot ({Fc_{f-i}}^{720})} \quad i = 1, ..., n \; f = a, b, c \tag{2.119}$$

$$Q_{f-i} = -\frac{W_{f-i}}{720 \cdot ({Fc_{f-i}}^{720})} \cdot \tan(\arccos(fp_{f-i})) \quad i = 1, ..., n \; f = a, b, c \tag{2.120}$$

Por tanto las corrientes inyectadas por fase en su componente real y en cuadratura se expresan de la siguiente manera:

$$I_{f-x-i} = W_{f-i}\{\frac{V_{f-x-i} + V_{f-y-i}\tan(\arccos(fp_{f-i}))}{720({Fc_{f-i}}^{720})\left[(V_{f-x-i})^2 + (V_{f-y-i})^2\right]}\} \quad i = 1, ..., n \; f = a, b, c \, (2.121)$$

$$I_{f-y-i} = W_{f-i}\{\frac{-V_{f-x-i}\tan(\arccos(fp_{f-i})) + V_{f-y-i}}{720({Fc_{f-i}}^{720})\left[(V_{f-x-i})^2 + (V_{f-y-i})^2\right]}\} \quad i = 1, ..., n \; f = a, b, c \, (2.122)$$

2.3.3. Paso 3: Resultados del algoritmo - caso trifásico

Los resultados obtenidos corresponde con cada uno de los vectores de componen la función $\mathbf{g}(\mathbf{x_{abc}})$ expuesta en la ecuación 2.113.

Los módulos de tensiones estimados $|\mathbf{V_{abc}}|$ se calculan como:

$$|V_{f-k}| = \sqrt{(V_{f-x-k})^2 + (V_{f-y-k})^2} \quad k = 0, 1, ..., n \; f = a, b, c \qquad (2.123)$$

Los módulos de corrientes de rama estimadas $|\mathbf{J_{abc}}|$ se calculan como:

$$|J_{f-ij}| = \sqrt{(J_{f-x-ij})^2 + (J_{f-y-ij})^2} \quad i, j = 1, .., n \; i \neq j \; f = a, b, c \qquad (2.124)$$

Las corrientes de rama por fase J_{f-x-ij} y J_{f-y-ij} se calculan en función de las variables

de estado como:

$$J_{a-x-ij} = g_{aa-ij}\Delta V_{a-x-ij} - b_{aa-ij}\Delta V_{a-y-ij} + g_{ab-ij}\Delta V_{b-x-ij} - b_{ab-ij}\Delta V_{b-y-ij} + g_{ac-ij}\Delta V_{c-x-ij} - b_{ac-ij}\Delta V_{c-y-ij} \quad (2.125a)$$

$$J_{b-x-ij} = g_{bb-ij}\Delta V_{b-x-ij} - b_{bb-ij}\Delta V_{b-y-ij} + g_{ba-ij}\Delta V_{a-x-ij} - b_{ba-ij}\Delta V_{a-y-ij} + g_{bc-ij}\Delta V_{c-x-ij} - b_{bc-ij}\Delta V_{c-y-ij} \quad (2.125b)$$

$$J_{c-x-ij} = g_{cc-ij}\Delta V_{c-x-ij} - b_{cc-ij}\Delta V_{c-y-ij} + g_{ca-ij}\Delta V_{a-x-ij} - b_{ca-ij}\Delta V_{a-y-ij} + g_{cb-ij}\Delta V_{b-x-ij} - b_{cb-ij}\Delta V_{b-y-ij} \quad (2.125c)$$

$$J_{a-y-ij} = b_{aa-ij}\Delta V_{a-x-ij} + g_{aa-ij}\Delta V_{a-y-ij} + b_{ab-ij}\Delta V_{b-x-ij} + g_{ab-ij}\Delta V_{b-y-ij} + b_{ac-ij}\Delta V_{c-x-ij} + g_{ac-ij}\Delta V_{c-y-ij} \quad (2.125d)$$

$$J_{b-y-ij} = b_{bb-ij}\Delta V_{b-x-ij} + g_{bb-ij}\Delta V_{b-y-ij} + g_{ba-ij}\Delta V_{a-x-ij} + b_{ba-ij}\Delta V_{a-y-ij} + b_{bc-ij}\Delta V_{c-x-ij} + g_{bc-ij}\Delta V_{c-y-ij} \quad (2.125e)$$

$$J_{c-y-ij} = b_{cc-ij}\Delta V_{c-x-ij} + g_{cc-ij}\Delta V_{c-y-ij} + b_{ca-ij}\Delta V_{a-x-ij} + g_{ca-ij}\Delta V_{a-y-ij} + b_{cb-ij}\Delta V_{b-x-ij} + g_{cb-ij}\Delta V_{b-y-ij} \quad (2.125f)$$

Donde:

$$\Delta V_{a-x-ij} = V_{a-x-i} - V_{a-x-j} \quad (2.126a)$$

$$\Delta V_{b-x-ij} = V_{b-x-i} - V_{b-x-j} \quad (2.126b)$$

$$\Delta V_{c-x-ij} = V_{c-x-i} - V_{c-x-j} \quad (2.126c)$$

$$\Delta V_{a-y-ij} = V_{a-y-i} - V_{a-y-j} \quad (2.126d)$$

$$\Delta V_{b-y-ij} = V_{b-y-i} - V_{b-y-j} \quad (2.126e)$$

$$\Delta V_{c-y-ij} = V_{c-y-i} - V_{c-y-j} \quad (2.126f)$$

En donde los términos g_{aa-ij}, g_{ab-ij}, g_{ac-ij}, g_{ba-ij}, g_{bb-ij}, g_{bc-ij},g_{ca-ij}, g_{cb-ij}, g_{cc-ij} y b_{aa-ij}, b_{ab-ij}, b_{ac-ij},b_{ba-ij}, b_{bb-ij}, b_{bc-ij},b_{ca-ij}, b_{cb-ij}, b_{cc-ij} pertenecen a la matriz de admitancia de línea del tramo ij. Su cálculo se obtiene mediante la inversión de la matriz $\mathbf{Z_{abc-ij}}$

El factor de potencia estimado $\mathbf{fp_{abc-01}}$ en el circuito principal se obtiene como:

$$fp_{a-01} = \cos(\arctan(\frac{\overline{V_{a-0}}}{\overline{J_{a-01}}})) \quad (2.127)$$

$$fp_{b-01} = \cos(\arctan(\frac{\overline{V_{b-0}}}{\overline{J_{b-01}}})) \quad (2.128)$$

$$fp_{c-01} = \cos(\arctan(\frac{\overline{V_{c-0}}}{\overline{J_{c-01}}})) \quad (2.129)$$

Donde a su vez:

$$\overline{V_{a-0}} = V_{a-x-0} + \imath V_{a-y-0} \quad (2.130)$$

$$\overline{V_{b-0}} = V_{b-x-0} + \imath V_{b-y-0} \quad (2.131)$$

$$\overline{V_{c-0}} = V_{c-x-0} + \imath V_{c-y-0} \quad (2.132)$$

$$\overline{J_{a-01}} = J_{a-x-01} + \imath J_{a-y-01} \quad (2.133)$$

$$\overline{J_{b-01}} = J_{b-x-01} + \imath J_{b-y-01} \quad (2.134)$$

$$\overline{J_{c-01}} = J_{c-x-01} + \imath J_{c-y-01} \quad (2.135)$$

Las energías inyectadas estimadas en los nodos de carga $\mathbf{W_{abc}}$ se calculan como:

$$W_{a-i} = Tmax_{a-i} \cdot {Fc_{a-i}}^{720} \cdot (V_{a-x-i} \cdot I_{a-x-i} + V_{a-y-i} \cdot I_{a-y-i}) \quad (2.136)$$

$$W_{b-i} = Tmax_{b-i} \cdot {Fc_{b-i}}^{720} \cdot (V_{b-x-i} \cdot I_{b-x-i} + V_{b-y-i} \cdot I_{b-x-i}) \quad (2.137)$$

$$W_{c-i} = Tmax_{c-i} \cdot {Fc_{c-i}}^{720} \cdot (V_{c-x-i} \cdot I_{c-x-i} + V_{c-y-i} \cdot I_{c-x-i}) \quad (2.138)$$

El factor de potencia estimado en los nodos de carga $\mathbf{fp_{abc}}$ se calcula en función de las variables de estado como:

$$fp_{a-i} = \frac{V_{a-x-i}I_{a-x-i} + V_{a-y-i}I_{a-y-i}}{\sqrt{(V_{a-x-i}I_{a-x-i} + V_{a-y-i}I_{a-y-i})^2 + (V_{a-y-i}I_{a-x-i} - V_{a-x-i}I_{a-y-i})^2}} \quad (2.139)$$

$$fp_{b-i} = \frac{V_{b-x-i}I_{b-x-i} + V_{b-y-i}I_{b-y-i}}{\sqrt{(V_{b-x-i}I_{b-x-i} + V_{b-y-i}I_{b-y-i})^2 + (V_{b-y-i}I_{b-x-i} - V_{b-x-i}I_{b-y-i})^2}} \quad (2.140)$$

$$fp_{c-i} = \frac{V_{c-x-i}I_{c-x-i} + V_{c-y-i}I_{c-y-i}}{\sqrt{(V_{c-x-i}I_{c-x-i} + V_{c-y-i}I_{c-y-i})^2 + (V_{c-y-i}I_{c-x-i} - V_{c-x-i}I_{c-y-i})^2}} \quad (2.141)$$

De manera esquemática se presenta el siguiente diagrama (2.3.3) en el cual se resumen los requerimiento y/o datos del algoritmo de Estimación de Estado:

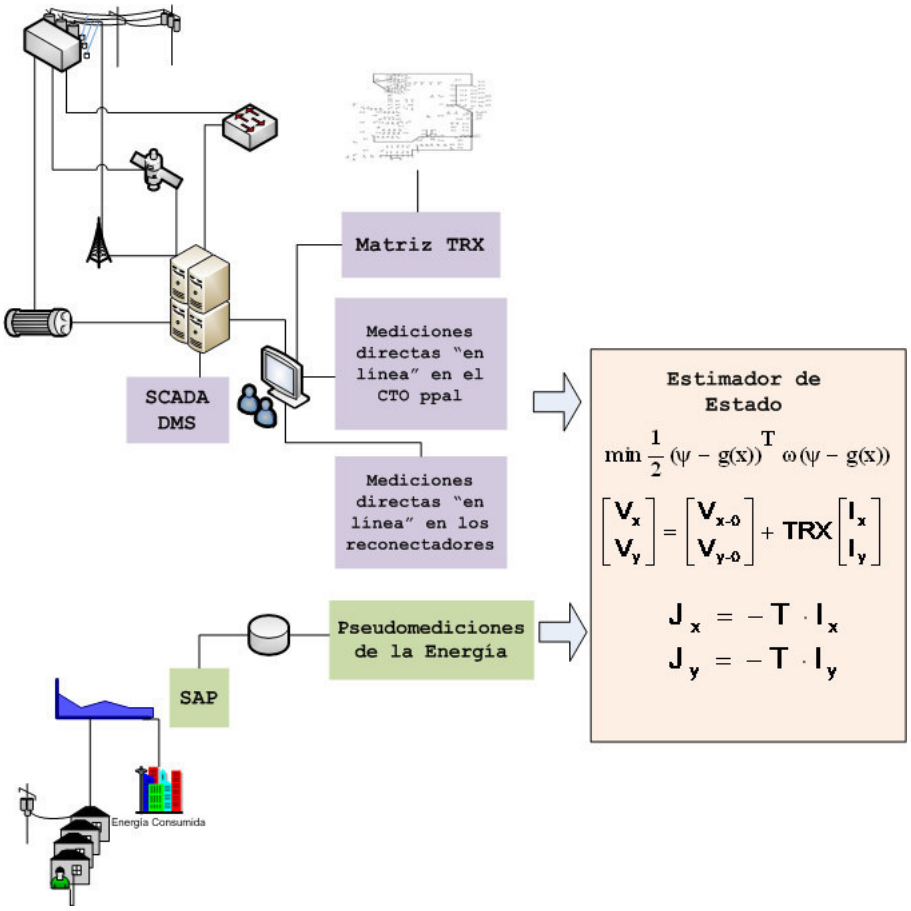


Figura 2.5. Requerimientos del Algoritmo

La interpretación esquemática del gráfico es la siguiente:

- En el sistema **SCADA DMS** se disponen de medidas en tiempo real de diferentes equipos de medición instalados en la red. Esta información llega a los Servidores del centro de control por medio diversos medios de transmisión como por ejemplo, satélites, canales de fibra óptica, entre otros.

- El **SCADA DMS** además de disponer de medidas en tiempo real, se encuentra el modelo en directo de la red. Es decir se disponen en las bases de datos en tiempo real, la topología de la red, incluyendo los estados de interruptores automáticos, bancos de condensadores, centrales de generación distribuida, entre otras. En términos generales se dispone de la matriz de conectividad radial **T**, y con los datos de las impedancias de las líneas, es factible el cálculo de la matriz **TRX**

- Por otro lado se tienen las bases de datos de las energías de los clientes asociados a un punto de transformación, almacenada en módulos del sistema informático **SAP**. Con estos datos y a través de una metodología de asignación de demanda es posible efectuar estudios a través de los cuales se disponga del valor de energía agregada directa en el punto de transformación

- Con la información de mediciones en tiempo real, las pseudomediciones de energía inyectada agregada por punto de transformación y la matriz **TRX** se tienen los requisitos necesarios de entrada para efectuar el algoritmo de EESDE propuesto en esta tesis

2.4. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad del problema de optimización se fundamenta en la aplicación de Simulación de Monte Carlo al vector que constituyen las mediciones y pseudomediciones ψ de entrada al algoritmo. Es decir, que cada uno de sus componentes se modelan como variables aleatorias independientes pertenecientes a distribuciones de probabilidad del tipo normal con una desviación estándar específica. Como valor esperado al momento de elaborar las distribuciones de probabilidad, se utilizan aquellos para los cuales se tiene el mínimo error posible en la evaluación de la función objetivo, es decir, los pertenecientes a la solución del problema de flujo de carga. Como criterio de parada de la simulación de Monte Carlo se asume que el coeficiente de variación de las pérdidas tanto activas como

reactivas; $\mathbf{CV_{\Delta P}}$ y $\mathbf{CV_{\Delta Q}}$ respectivamente en la red de estudio, cumplan una determinada tolerancia.

2.4.1. Modelo en variable aleatoria del Estimador de Estado

Tomando en cuenta que los modelos en variable aleatoria se basan en el estudio estadístico de N cantidad de eventos aleatorios, se tiene que el vector de mediciones y pseudomediciones de entrada al problema de optimización se escribe según la ecuación 2.142. Dichos estudios estadísticos tienen por objetivo conocer los valores a los cuales tiende o se estabiliza un determinado proceso estocástico, y para ello se utilizan estimadores basados en el cálculo del valor esperado y la varianza.

$$\psi_\epsilon \;=\; \{\; {\psi_\epsilon}^{m-1} \;\; ... \;\; {\psi_\epsilon}^{m-j} \;\; ... \;\; {\psi_\epsilon}^{m-n} \;\} \tag{2.142}$$

En donde $i = 1, 2, ..., j, ...n$ corresponde a la cantidad de eventos aleatorios.

A su vez cada conjunto de medidas $\psi_\epsilon^{\mathbf{i}}$ forma un evento o experimento en específico es decir:

$$\psi_\epsilon \;=\; \left\{ \begin{bmatrix} |\mathbf{V}|^{m-1} \\ |\mathbf{J}|^{m-1} \\ {fp_{01}}^{m-1} \\ \mathbf{W}^{m-1} \\ \mathbf{fp}^{m-1} \end{bmatrix} \;\; ... \;\; \begin{bmatrix} |\mathbf{V}|^{m-j} \\ |\mathbf{J}|^{m-j} \\ {fp_{01}}^{m-j} \\ \mathbf{W}^{m-j} \\ \mathbf{fp}^{m-j} \end{bmatrix} \;\; ... \;\; \begin{bmatrix} |\mathbf{V}|^{m-n} \\ |\mathbf{J}|^{m-n} \\ {fp_{01}}^{m-n} \\ \mathbf{W}^{m-n} \\ \mathbf{fp}^{m-n} \end{bmatrix} \right\} \tag{2.143}$$

En donde $i = 1, 2, ..., j, ...n$, de igual manera corresponde a la cantidad de eventos aleatorios.

Las variables de estado $\mathbf{X}_\epsilon$ expresadas como eventos aleatorios se denotan en la ecuación 2.144.

$$\mathbf{X}_{\epsilon} \;=\; \{\; \mathbf{X}^1 \;\; ... \;\; \mathbf{X}^j \;\; ... \;\; \mathbf{X}^n \;\} \tag{2.144}$$

En donde a su vez cada vector $\mathbf{X^n}$ en función de las variables de estado $\mathbf{V_x}$ y $\mathbf{V_y}$ posee la siguiente formulación:

$$\mathbf{X}_{\epsilon} \;=\; \left\{ \begin{bmatrix} (V_{x-0})^1 \\ (V_{x-1})^1 \\ . \\ . \\ . \\ (V_{x-k})^1 \\ . \\ . \\ . \\ (V_{x-n})^1 \\ (V_{y-0})^1 \\ (V_{y-1})^1 \\ . \\ . \\ . \\ (V_{y-k})^1 \\ . \\ . \\ . \\ (V_{y-n})^1 \end{bmatrix} \;\; ... \;\; \begin{bmatrix} (V_{x-0})^j \\ (V_{x-1})^j \\ . \\ . \\ . \\ (V_{x-k})^j \\ . \\ . \\ . \\ (V_{x-n})^j \\ (V_{y-0})^j \\ (V_{y-1})^j \\ . \\ . \\ . \\ (V_{y-k})^j \\ . \\ . \\ . \\ (V_{y-n})^j \end{bmatrix} \;\; ... \;\; \begin{bmatrix} (V_{x-0})^n \\ (V_{x-1})^n \\ . \\ . \\ . \\ (V_{x-k})^n \\ . \\ . \\ . \\ (V_{x-n})^n \\ (V_{y-0})^n \\ (V_{y-1})^n \\ . \\ . \\ . \\ (V_{y-k})^n \\ . \\ . \\ . \\ (V_{y-n})^n \end{bmatrix} \right\} \tag{2.145}$$

Los vectores de mediciones estimadas $g(\mathbf{X}_{\epsilon}{}^{\mathbf{j}})$ constituyen también un conjunto de eventos estocásticos. Su escritura es la siguiente:

$$\mathbf{g}_\epsilon(\mathbf{X}_\epsilon) \;=\; \{\; g_\epsilon(\mathbf{X})^1 \quad ... \quad g_\epsilon(\mathbf{X})^j \quad ... \quad g_\epsilon(\mathbf{X})^n \;\} \tag{2.146}$$

Por tanto la función objetivo del problema de Estimación de Estado considerando el carácter aleatorio de las variables de entrada y salida es la siguiente:

$$\frac{1}{2}\,\text{mín}(\psi_\epsilon^{\mathbf{j}} - g_\epsilon(\mathbf{X^j}))^T \cdot \omega \cdot (\psi_\epsilon^{\mathbf{i}} - g_\epsilon(\mathbf{X^j})) \tag{2.147}$$

$$\begin{bmatrix} (\mathbf{V_x})^{\mathbf{j}} \\ (\mathbf{V_y})^{\mathbf{j}} \end{bmatrix} \;=\; \mathbf{TRX} \cdot \begin{bmatrix} (\mathbf{I_x})^{\mathbf{j}} \\ (\mathbf{I_y})^{\mathbf{j}} \end{bmatrix} \tag{2.148}$$

$$(\mathbf{J_x})^{\mathbf{j}} \;=\; -\mathbf{T}(\mathbf{I_x})^{\mathbf{j}} \tag{2.149}$$

$$(\mathbf{J_y})^{\mathbf{j}} \;=\; -\mathbf{T}(\mathbf{I_y})^{\mathbf{j}} \tag{2.150}$$

Al evaluar la función objetivo 2.147 en cada uno de los eventos aleatorios, los valores esperados $\hat{\mathbf{X}}$ de las variables de estado estimadas y las mediciones estimadas se calculan según la ecuación 2.151. Cabe destacar que al ser N un número elevado de eventos aleatorios, se cumple el teorema del límite central basado en la Ley de los Grandes Números, ante lo cual cualquier fenómeno estocástico se puede caracterizar por una distribución de probabilidad del tipo normal, la cual se caracteriza por un valor esperado $\hat{\mathbf{X}}$ y una varianza $\mathbf{Var}(\mathbf{X})$.

$$\hat{\mathbf{X}} = \begin{bmatrix} \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{x-0}^{k}}{N} \\ \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{x-1}^{k}}{N} \\ . \\ . \\ . \\ \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{x-k}^{k}}{N} \\ . \\ . \\ . \\ \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{x-n}^{k}}{N} \\ \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{y-0}^{k}}{N} \\ \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{y-1}^{k}}{N} \\ . \\ . \\ . \\ \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{y-k}^{k}}{N} \\ . \\ . \\ . \\ \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{y-n}^{k}}{N} \end{bmatrix} \tag{2.151}$$

Los cálculos de las varianzas $\mathbf{Var}(\mathbf{X})$ se efectúan mediante la siguiente formulación:

$$\mathbf{Var}(\mathbf{X}) = \begin{bmatrix} \mathrm{Var}(V_{x-0}) \\ \mathrm{Var}(V_{x-1}) \\ . \\ . \\ . \\ \mathrm{Var}(V_{x-j}) \\ . \\ . \\ . \\ \mathrm{Var}(V_{x-n}) \\ \mathrm{Var}(V_{y-0}) \\ \mathrm{Var}(V_{y-1}) \\ . \\ . \\ . \\ \mathrm{Var}(V_{y-k}) \\ . \\ . \\ . \\ \mathrm{Var}(V_{y-n}) \end{bmatrix} \tag{2.152}$$

Para el vector estimado de mediciones y pseudomediciones ψ también se calculan los valores esperados y varianzas estadísticas de manera análoga a la representación expuesta en las ecuaciones 2.151 y 2.152.

A título de gráfico se presenta el siguiente esquema en el cual se denota de manera general la metodología empleada para el análisis de sensibilidad:

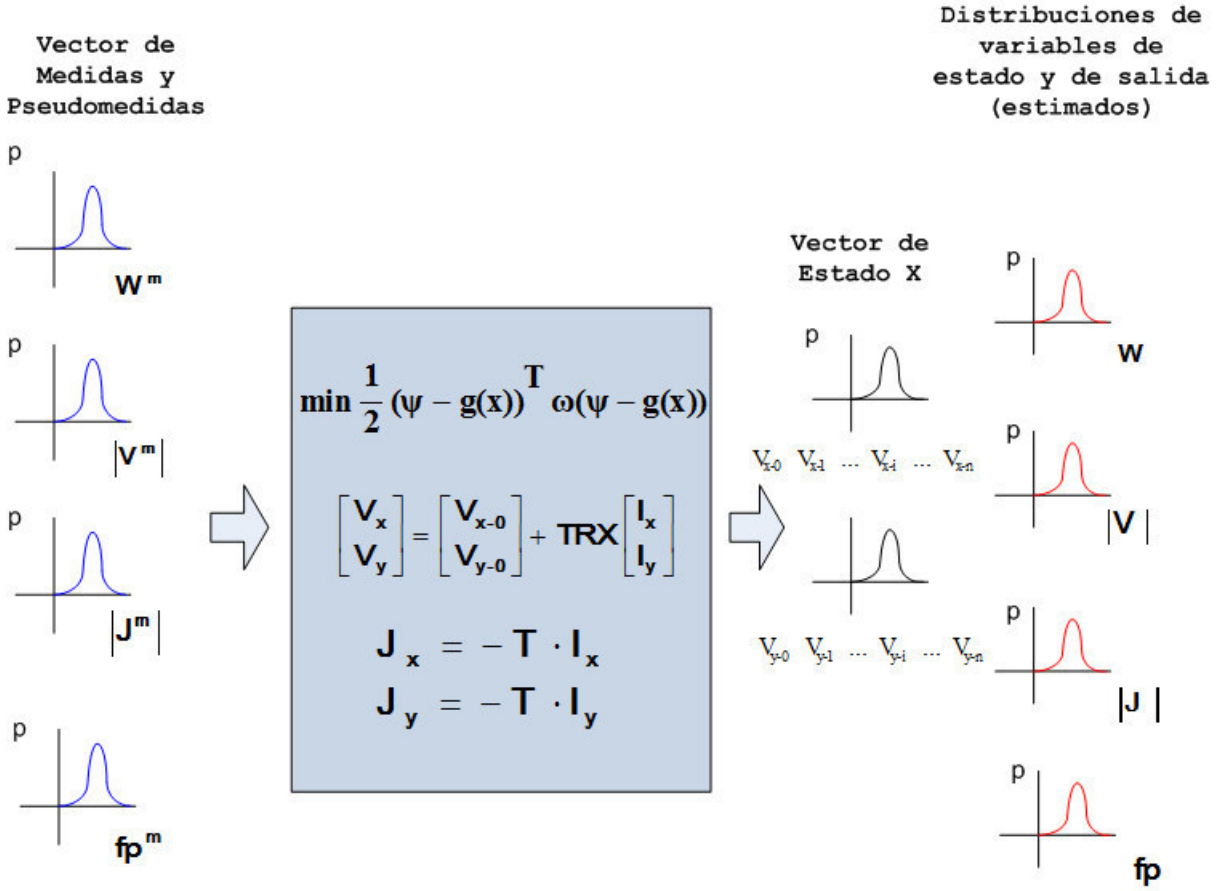


Figura 2.6. Simulación de Monte Carlo

La interpretación del gráfico se estructura de la siguiente manera:

- Se generan números aleatorios normalmente distribuidos con una esperanza y varianzas específicas. Esto se aplicó a las medidas de módulos de tensiones, corrientes de rama y energías inyectadas; es decir se generaron diferentes vectores de medición ψ
- El conjunto de vectores de medición ψ junto al conocimiento de la matriz **TRX** son los requerimientos de entrada para el Estimador de Estado propuesto en esta tesis. Es decir, esta aplicación se ejecuta sucesivamente para todos los vectores estocásticos de mediciones generados como entradas al algoritmo

- Los resultados obtenidos son las distribuciones de las variables de estado estimadas, junto a las distribuciones de medidas estimadas; ambas con una esperanza y desviaciones estándar específicas

Con el objetivo de comparar los resultados de la formulación del problema de Estimación de Estado presentado en esta tesis, se utiliza la metodología propuesta en la referencias [2] y [3] para los modelos en secuencia positiva y trifásico respectivamente. En el siguiente diagrama se expone la idea anterior:

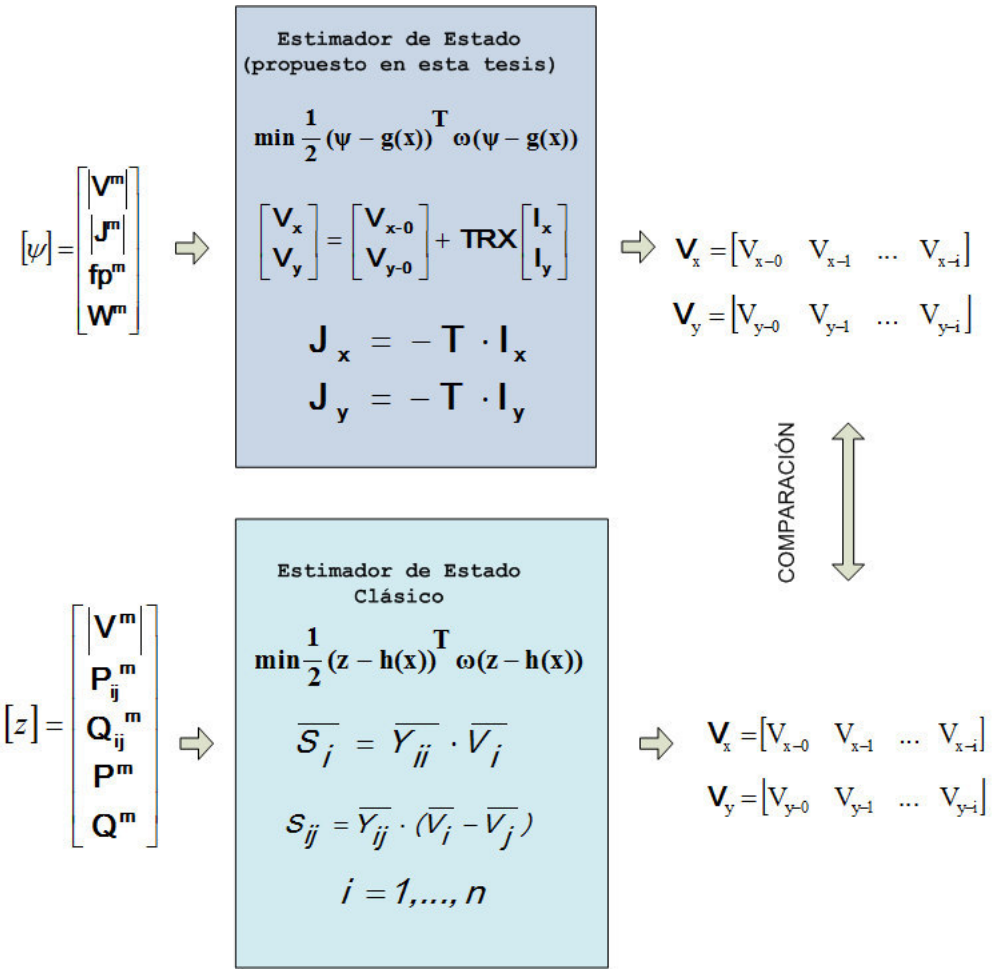


Figura 2.7. Comparación entre los métodos de resolución

La interpretación del gráfico es la siguiente:

- Se tiene el vector de medidas ψ conformado por los módulos de tensiones, corrientes de rama energías inyectadas y factores de potencia por punto de transformación. Cada una de las mediciones que conforman el vector ψ, coinciden con la solución del algoritmo de flujo de carga presentado en [1], considerando un escenario de demanda máxima
- Se tiene el vector de medidas **z** conformado por los módulos de tensiones, flujos de potencia y potencias activas y reactivas inyectadas por punto de transformación,

para el algoritmo de Estimación de Estado clásico desarrollado en [2]. Cada una de las mediciones que conforman el vector **z**, coinciden con la solución del algoritmo de flujo de carga presentado en [1], considerando un escenario de demanda máxima

- Una vez que convergen ambos algoritmos de realizan comparaciones entre las variables de estado estimadas, obtenidas a través de ambas metodologías

CAPÍTULO III

CASOS DE ESTUDIO

En este capítulo se presentan los datos para la construcción de la matriz TRX y el vector de mediciones y pseudomediciones ψ , de las redes IEEE de 4, 37 y 123 nodos, en sus equivalentes de secuencia positiva y trifásico (caso desequilibrado), a los cuales se les aplicó el algoritmo de Estimación de Estado propuesto en esta Tesis. Los vectores de mediciones y pseudomediciones para todos los casos de estudio, coinciden con los datos de potencias inyectadas requeridos para ejecutar el algoritmo de flujo de carga expuesto en la referencia [1].

3.1. Caso IEEE de 4 Nodos

3.1.1. Equivalente de Secuencia Positiva

La red IEEE de 4 nodos se encuentra detallada en la referencia [63]. Su diagrama se muestra en la figura 3.1

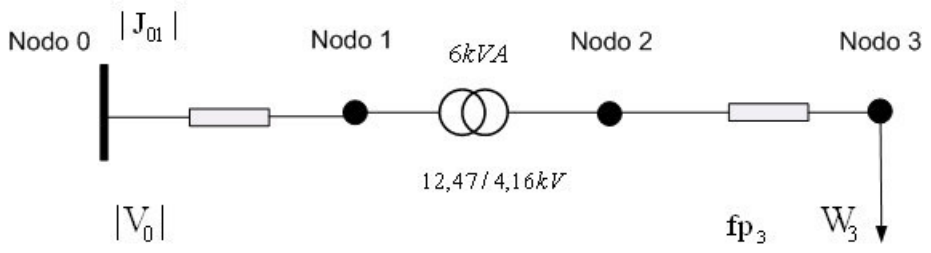


Figura 3.1. Red IEEE de 4 nodos

Para los cálculos en por unidad se utilizaron los siguientes valores base:

- Potencia aparente base; $S_{base} = 6\,MVA$,
- Tensión base del devanado primario del transformador con valor de $V^{MT} = 12.47\,kV$
- Tensión base del devanado secundario con valor $V^{BT} = 4{,}16\,kV$

Las impedancias de los tramos de línea se especifican en la tabla 3.1.

Tramo	R (p.u.)	X (p.u.)
01	0.0045	0.0092
12	0.0100	0.0600
23	0.0502	0.1029

Tabla 3.1. Parámetros de la red IEEE de 4 nodos

La red posee una demanda máxima en el nodo 3 de $\mathbf{P}$ =54.8 MW y un factor de potencia en atraso de **0**,**9**. Asumiendo que el factor de carga $\mathbf{Fc_3^m}$ es 0.9, se calcula un tiempo máximo durante un mes (720 hmes), y se obtiene que la energía resultante es **583**,**2**. Por tanto las medidas y pseudomedidas se denotan en la tabla 3.2.

$\|V_0\|^m$	1
$\|J_{01}\|^m \angle(\arccos({fp_{01}}^m))$	$0{,}9948 - 0{,}6878i$
${W_3}^m$	$-583{,}2$
${fp_3}^m$	0.9

Tabla 3.2. Mediciones y Pseudomediciones para la red IEEE de 4 nodos

3.1.2. Equivalente Trifásico

Para este caso las tensiones y potencias base se mantienen con los mismos valores. Las matrices reducidas de $Kron$ para cada tramo de la red se encuentran en la tabla 3.3.

Tramo	z_{aa}, z_{ba}, z_{ca}	z_{ab}, z_{bb}, z_{cb}	z_{ac}, z_{bc}, z_{cc}
01	0.0067 + 0.0158i	0.0023 + 0.0073i	0.0022 + 0.0056i
01	0.0023 + 0.0073i	0.0068 + 0.0153i	0.0023 + 0.0062i
01	0.0022 + 0.0056i	0.0023 + 0.0062i	0.0067 + 0.0156i
12	0.0100 + 0.0600i	0	0
12	0	0.0100 + 0.0600i	0
12	0	0	0.0100 + 0.0600i
23	0.0752 + 0.1772i	0.0256 + 0.0825i	0.0252 + 0.0633i
23	0.0256 + 0.0825i	0.0767 + 0.1723i	0.0260 + 0.0696i
23	0.0252 + 0.0633i	0.0260 + 0.0696i	0.0759 + 0.1751i

Tabla 3.3. Parámetros de la red IEEE de 4 nodos trifásica

Medición	p.u.
$\|V_{a-0}\|^m$	1
$\|V_{b-0}\|^m$	1
$\|V_{c-0}\|^m$	1
$\|J_{a-01}\|^m \angle(\arccos({fp_{a-01}}^m))$	0.6708-0.4859i
$\|J_{b-01}\|^m \angle(\arccos({fp_{b-01}}^m))$	-1.1057-0.5721i
$\|J_{c-01}\|^m \angle(\arccos({fp_{c-01}}^m))$	0.1537+1.6322i
$\|W_{a-3}\|^m$	-413.1
$\|W_{b-3}\|^m$	-583.2
$\|W_{c-3}\|^m$	-769.5
$\|fp_{a-3}\|^m$	0.85
$\|fp_{b-3}\|^m$	0.9
$\|fp_{c-3}\|^m$	0.95

Tabla 3.4. Mediciones en el circuito principal de la red IEEE de 4 nodos

3.2. Caso IEEE de 37 Nodos

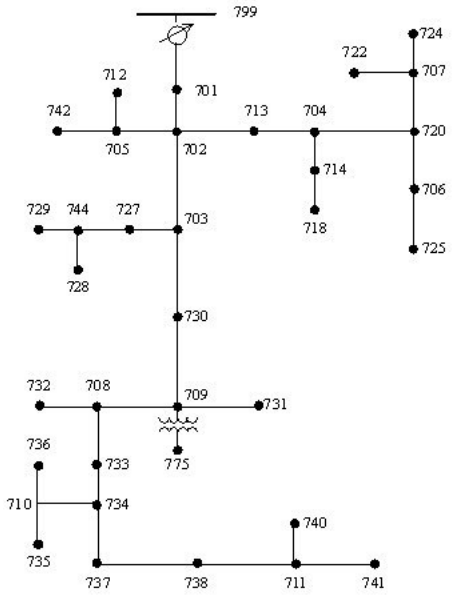


Figura 3.2. Red IEEE de 37 nodos

Para los cálculos en por unidad se utilizaron los siguientes valores base:

- Potencia aparente base; $S_{base} = 1\,MVA$,
- Tensión base del devanado primario del transformador con valor de $V^{MT} = 230\,kV$
- Tensión base del devanado secundario con valor $V^{BT} = 4{,}8\,kV$

3.2.1. Equivalente de Secuencia Positiva

La red IEEE de 37 nodos se encuentra detallada en la referencia [64]. Los datos de sus parámetros para la construcción de la matriz TRX, se presentan en la tabla 3.5.

Nodo **i**	Nodo **j**	R (p.u.)	X (p.u.)
799	701	0.0035	0.0035
701	702	0.0025	0.0026
702	705	0.0052	0.0017
702	713	0.0007	0.0007
702	703	0.0034	0.0036
705	742	0.0042	0.0013
705	712	0.0031	0.001
713	704	0.0035	0.002
703	727	0.0031	0.001
703	730	0.004	0.0023
704	714	0.001	0.0003
704	720	0.0054	0.0031
727	744	0.0019	0.0011
730	709	0.0013	0.0008
714	718	0.0068	0.0022
720	707	0.012	0.0039
720	706	0.004	0.0023
744	728	0.0026	0.0008
744	729	0.0037	0.0012
709	731	0.004	0.0023
709	708	0.0022	0.0012
709	775	0.0018	0.0362
707	724	0.0099	0.0032
707	722	0.0016	0.0005
706	725	0.0037	0.0012
708	733	0.0022	0.0012
708	732	0.0042	0.0013
733	734	0.0038	0.0021
734	737	0.0043	0.0025
734	710	0.0068	0.0022
737	738	0.0027	0.0015
710	735	0.0026	0.0008
710	736	0.0167	0.0054
738	711	0.0027	0.0015
711	741	0.0027	0.0015
711	740	0.0026	0.0008

Tabla 3.5. Parámetros de la red IEEE de 37 nodos

La medición de tensión y corriente en el circuito principal se encuentran en la tabla 3.6.

Medición	p.u.
$\|V_0\|^m$	1,05
$\|J_{01}\|^m \angle(\arccos({fp_{01}}^m))$	$2{,}39 - 1{,}1895$

Tabla 3.6. Mediciones en el el circuito principal para la red IEEE de 37 nodos

Las pseudomediciones de energías se denotan en la tabla 3.7.

Nodo	P_i	${fp_i}^m$	${W_i}^m$
701	-0.63	0.8944	-408.24
702	0	0.0000	0
705	0	0.0000	0
713	-0.085	0.9048	-55.08
703	0	0.0000	0
742	-0.093	0.9039	-60.264
712	-0.085	0.9048	-55.08
704	0	0.0000	0
727	-0.042	0.8944	-27.216
730	-0.085	0.9048	-55.08
714	-0.038	0.9037	-24.624
720	-0.085	0.9048	-55.08
744	-0.042	0.8944	-27.216
709	0	0.0000	0
718	-0.085	0.9048	-55.08
707	0	0.0000	0
706	0	0.0000	0
728	-0.126	0.8944	-81.648
729	-0.042	0.8944	-27.216
731	-0.085	0.9048	-55.08
708	0	0.0000	0
775	0	0.0000	0
724	-0.042	0.8944	-27.216
722	-0.161	0.8955	-104.328
725	-0.042	0.8944	-27.216
733	-0.085	0.9048	-55.08
732	-0.042	0.8944	-27.216
734	-0.042	0.8944	-27.216
737	-0.14	0.8944	-90.72
710	0	0.0000	0
738	-0.126	0.8973	-81.648
735	-0.085	0.9048	-55.08
736	-0.042	0.8944	-27.216
711	0	0.0000	0
741	-0.042	0.8944	-27.216
740	-0.085	0.9048	-55.08

Tabla 3.7. Potencias máximas inyectadas y su conversión a energía mensual para la red IEEE de 37 nodos

3.2.2. Caso Trifásico

Los datos para la construcción de la matriz $\mathrm{TRX_{abc}}$ no se presentan en este capítulo, debido a la extensa cantidad de información; para ello se remite a la referencia [64].

La medición de tensión y corriente en el circuito principal se encuentran en la tabla 3.8.

Medición	p.u.
$\lvert V_{a-0}\rvert^m$	1,0437
$\lvert V_{b-0}\rvert^m$	1,0437
$\lvert V_{c-0}\rvert^m$	1,0437
$\lvert J_{a-01}\rvert^m \angle(\arccos({fp_{a-01}}^m))$	$2{,}1604 - 1{,}0886$
$\lvert J_{b-01}\rvert^m \angle(\arccos({fp_{b-01}}^m))$	$-1{,}7714 - 1{,}1754$
$\lvert J_{c-01}\rvert^m \angle(\arccos({fp_{c-01}}^m))$	$-0{,}2334 + 3{,}634$

Tabla 3.8. Mediciones en el circuito principal de la red IEEE de 37 nodos

3.3. Caso IEEE de 123 Nodos

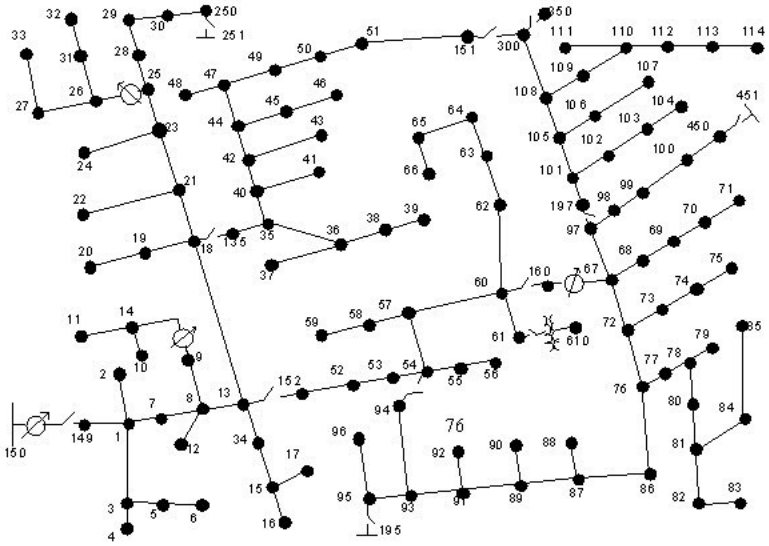


Figura 3.3. Red IEEE de 123 nodos

Para los cálculos en por unidad se utilizaron los siguientes valores base:

- Potencia aparente base; $S_{base} = 1\,MVA$,
- Tensión base del devanado primario del transformador con valor de $V^{MT} = 115\,kV$
- Tensión base del devanado secundario con valor $V^{BT} = 4{,}16\,kV$

3.3.1. Equivalente de Secuencia Positiva

La red IEEE de 123 nodos se encuentra detallada en la referencia [65]. Los datos de sus parámetros para la construcción de la matriz TRX, se presentan tablas 3.9 y 3.10

Nodo **i**	Nodo **j**	R (p.u.)	X (p.u.)	Nodo **i**	Nodo **j**	R (p.u.)	X (p.u.)
149	1	0.00134	0.00274	23	25	0.00092	0.00189
1	2	0.00085	0.00086	35	36	0.00182	0.00417
1	3	0.00121	0.00123	35	40	0.00084	0.00172
1	7	0.00100	0.00206	53	54	0.00042	0.00086
3	4	0.00097	0.00098	25	26	0.00098	0.00224
3	5	0.00158	0.00160	25	28	0.00067	0.00137
7	8	0.00067	0.00137	36	37	0.00145	0.00147
5	6	0.00121	0.00123	36	38	0.00121	0.00123
8	12	0.00109	0.00111	40	41	0.00158	0.00160
8	9	0.00109	0.00111	40	42	0.00084	0.00172
8	13	0.00100	0.00206	54	55	0.00092	0.00189
9	14	0.00206	0.00209	54	57	0.00117	0.00240
13	34	0.00073	0.00074	26	27	0.00077	0.00176
13	18	0.00276	0.00566	26	31	0.00109	0.00111
13	152	0.00000	0.00001	28	29	0.00100	0.00206
14	11	0.00121	0.00123	38	39	0.00158	0.00160
14	10	0.00121	0.00123	42	43	0.00242	0.00246
34	15	0.00048	0.00049	42	44	0.00067	0.00137
18	19	0.00121	0.00123	55	56	0.00092	0.00189
18	21	0.00100	0.00206	57	58	0.00121	0.00123
18	135	0.00000	0.00001	57	60	0.00251	0.00515
152	52	0.00134	0.00274	27	33	0.00242	0.00246
15	16	0.00182	0.00184	31	32	0.00145	0.00147
15	17	0.00170	0.00172	29	30	0.00117	0.00240
19	20	0.00158	0.00160	44	45	0.00097	0.00098
21	22	0.00255	0.00258	44	47	0.00084	0.00172
21	23	0.00084	0.00172	58	59	0.00121	0.00123
135	35	0.00126	0.00257	60	61	0.00184	0.00377
52	53	0.00067	0.00137	60	62	0.00277	0.00132
23	24	0.00267	0.00270	60	160	0.00000	0.00001

Tabla 3.9. Parámetros de la red IEEE de 123 nodos

Nodo **i**	Nodo **j**	R (p.u.)	X (p.u.)	Nodo **i**	Nodo **j**	R (p.u.)	X (p.u.)
30	250	0.00067	0.00137	101	102	0.00109	0.00111
45	46	0.00145	0.00147	101	105	0.00092	0.00189
47	48	0.00050	0.00103	78	79	0.00075	0.00154
47	49	0.00084	0.00172	78	80	0.00159	0.00326
61	610	0.00000	0.00001	87	88	0.00085	0.00086
62	63	0.00194	0.00093	87	89	0.00092	0.00189
160	67	0.00117	0.00240	100	450	0.00268	0.00549
49	50	0.00084	0.00172	102	103	0.00158	0.00160
63	64	0.00388	0.00185	105	106	0.00109	0.00111
67	68	0.00097	0.00098	105	108	0.00109	0.00223
67	72	0.00092	0.00189	80	81	0.00159	0.00326
67	97	0.00084	0.00172	89	90	0.00109	0.00111
50	51	0.00084	0.00172	89	91	0.00075	0.00154
64	65	0.00472	0.00225	103	104	0.00339	0.00344
68	69	0.00133	0.00135	106	107	0.00279	0.00283
72	73	0.00133	0.00135	108	109	0.00218	0.00221
72	76	0.00067	0.00137	108	300	0.00335	0.00686
97	98	0.00092	0.00189	81	82	0.00084	0.00172
97	197	0.00000	0.00001	81	84	0.00327	0.00332
65	66	0.00361	0.00172	91	92	0.00145	0.00147
69	70	0.00158	0.00160	91	93	0.00075	0.00154
73	74	0.00170	0.00172	109	110	0.00145	0.00147
76	77	0.00134	0.00274	82	83	0.00084	0.00172
76	86	0.00234	0.00480	84	85	0.00230	0.00233
98	99	0.00184	0.00377	93	94	0.00133	0.00135
197	101	0.00084	0.00172	93	95	0.00100	0.00206
70	71	0.00133	0.00135	110	111	0.00279	0.00283
74	75	0.00194	0.00197	110	112	0.00061	0.00061
77	78	0.00033	0.00069	95	96	0.00097	0.00098
86	87	0.00151	0.00309	112	113	0.00255	0.00258
99	100	0.00100	0.00206	113	114	0.00158	0.00160

Tabla 3.10. Parámetros de la red IEEE de 123 nodos - Continuación

La medición de tensión y corriente en el circuito principal se encuentran en la tabla 3.11.

Medición	p.u.
$\|V_0\|^m$	1.0
$\|J_{01}\|\angle(\arccos(fp_{01}))^m$	3.4112-1.6764

Tabla 3.11. Mediciones en el el circuito principal para la red IEEE de 123 nodos

Nodo	P_i	${fp_i}^m$	${W_i}^m$	Nodo	P_i	${fp_i}^m$	${W_i}^m$
1	-0.04	0.894	-25.92	25	0	0.000	0
2	-0.02	0.894	-12.96	36	0	0.000	0
3	0	0.000	0	40	-0.02	0.894	-12.96
7	-0.02	0.894	-12.96	54	0	0.000	0
4	-0.04	0.894	-25.92	26	0	0.000	0
5	-0.02	0.894	-12.96	28	-0.04	0.894	-25.92
8	0	0.000	0	37	-0.04	0.894	-25.92
6	-0.04	0.894	-25.92	38	-0.02	0.894	-12.96
12	-0.02	0.894	-12.96	41	0	0.000	0
9	-0.04	0.894	-25.92	42	-0.02	0.894	-12.96
13	0	0.000	0	55	-0.02	0.894	-12.96
14	0	0.000	0	57	0	0.000	0
34	-0.04	0.894	-25.92	27	0	0.000	0
18	0	0.000	0	31	-0.02	0.894	-12.96
152	0	0.000	0	29	-0.04	0.894	-25.92
11	-0.04	0.894	-25.92	39	-0.02	0.894	-12.96
10	-0.02	0.894	-12.96	43	-0.04	0.894	-25.92
15	0	0.000	0	44	0	0.000	0
19	-0.04	0.894	-25.92	56	-0.02	0.894	-12.96
21	0	0.000	0	58	-0.02	0.894	-12.96
135	0	0.000	0	60	-0.02	0.894	-12.96
52	-0.04	0.894	-25.92	33	-0.04	0.894	-25.92
16	-0.04	0.894	-25.92	32	-0.02	0.894	-12.96
17	-0.02	0.894	-12.96	30	-0.04	0.894	-25.92
20	-0.04	0.894	-25.92	45	-0.02	0.894	-12.96
22	-0.04	0.894	-25.92	47	-0.105	0.814	-68.04
23	0	0.000	0	59	-0.02	0.894	-12.96
35	-0.04	0.894	-25.92	61	0	0.000	0
53	-0.04	0.894	-25.92	62	-0.04	0.894	-25.92
24	-0.04	0.894	-25.92	160	0	0.000	0

Tabla 3.12. Potencias máximas inyectadas y su conversión a Energía mensual para la red IEEE de 123 nodos

Nodo	P_i	${fp_i}^m$	${W_i}^m$	Nodo	P_i	${fp_i}^m$	${W_i}^m$
250	0	0.000	0	102	-0.02	0.894	-12.96
46	-0.02	0.894	-12.96	105	0	0.000	0
48	-0.21	0.814	-136.08	79	-0.04	0.894	-25.92
49	-0.14	0.814	-90.72	80	-0.04	0.894	-25.92
610	0	0.000	0	88	-0.04	0.800	-25.92
63	-0.04	0.894	-25.92	89	0	0.000	0
67	0	0.000	0	450	0	0.000	0
50	-0.04	0.894	-25.92	103	-0.04	0.894	-25.92
64	-0.075	0.906	-48.6	106	-0.04	0.894	-25.92
68	-0.02	0.894	-12.96	108	0	0.000	0
72	0	0.000	0	81	0	0.000	0
97	0	0.000	0	90	-0.04	0.800	-25.92
51	-0.02	0.894	-12.96	91	0	0.000	0
65	-0.14	0.814	-90.72	104	-0.04	0.894	-25.92
69	-0.04	0.894	-25.92	107	-0.04	0.894	-25.92
73	-0.04	0.894	-25.92	109	-0.04	0.894	-25.92
76	-0.245	0.806	-158.76	300	0	0.000	0
98	-0.04	0.894	-25.92	82	-0.04	0.894	-25.92
197	0	0.000	0	84	-0.02	0.894	-12.96
66	-0.075	0.906	-48.6	92	-0.04	0.800	-25.92
70	-0.02	0.894	-12.96	93	0	0.000	0
74	-0.04	0.894	-25.92	110	0	0.000	0
77	-0.04	0.894	-25.92	83	-0.02	0.105	-12.96
86	-0.02	0.894	-12.96	85	-0.04	0.894	-25.92
99	-0.04	0.894	-25.92	94	-0.04	0.894	-25.92
101	0	0.000	0	95	-0.02	0.894	-12.96
71	-0.04	0.894	-25.92	111	-0.02	0.894	-12.96
75	-0.04	0.894	-25.92	112	-0.02	0.894	-12.96
78	0	0.000	0	96	-0.02	0.894	-12.96
87	-0.04	0.894	-25.92	113	-0.04	0.894	-25.92
100	-0.04	0.894	-25.92	114	-0.02	0.894	-12.96

Tabla 3.13. Potencias máximas inyectadas y su conversión a Energía mensual para la red IEEE de 123 nodos - continuación

3.3.2. Caso Trifásico

Los datos para la construcción de la matriz $\mathrm{TRX_{abc}}$ no se presentan en este capítulo, debido a la extensa cantidad de información; para ello se remite a la referencia [65].

Las mediciones en el circuito principal se especifican en la tabla 3.14

Medición	p.u.
$\lvert V_{a-0}\rvert^m$	1.0437
$\lvert V_{b-0}\rvert^m$	1.0437
$\lvert V_{c-0}\rvert^m$	1.0437
$\lvert J_{a-01}\rvert^m \angle(\arccos({fp_{a-01}}^m))$	4.2473 -2.5919
$\lvert J_{b-01}\rvert^m \angle(\arccos({fp_{b-01}}^m))$	-2.7051 -1.5066
$\lvert J_{c-01}\rvert^m \angle(\arccos({fp_{c-01}}^m))$	0.0151+3.9973

Tabla 3.14. Mediciones en el circuito principal de la red IEEE de 123 nodos

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos con la aplicación del algoritmo de Estimación de Estado propuesto en esta tesis a las redes de la IEEE de 4, 37 y 123 nodos, en sus equivalentes de secuencia positiva y trifásico. Éstos resultados son comparados cuantitativamente con la formulación de Estimación de Estado basado en la ecuaciones de potencia expuesto por el autor **Schweppe** [2] para el modelo en secuencia positiva y por el autor **Baran** [3] para el equivalente trifásico.

Se presentan también los resultados de las simulaciones de Monte Carlo aplicados a la red IEEE de 4 nodos en su equivalente de secuencia positiva y trifásico. Tal y como se señaló en el capítulo anterior, los vectores de mediciones y pseudomediciones de entrada para ambos algoritmos de estimación de estado en todos los casos de estudio ([63], [64], [65]) coinciden con los resultados procedentes de la ejecución de la metodología de flujo de carga, para un escenario de demanda máxima, es decir son mediciones y pseudomediciones perfectas.

Para cada uno de los casos de redes **IEEE** los esquemas de presentación y discusión de resultados son los siguientes:

- Resultados y análisis con el equivalente de secuencia positiva y trifásico; ésto desarrollado con la metodología de estimación de estado propuesta y la fundamentada en los métodos clásicos. Justificación de errores entre ambos métodos
- Análisis de observabilidad
- Análisis de sensibilidad (Red de 4 nodos)

4.1. Caso 4 Nodos

4.1.1. Red de Secuencia Positiva

4.1.1.1. Tensiones y Ángulos

A continuación se exponen las representaciones gráficas de los perfiles de tensión, y su comparación con la solución de flujo de carga expuesto en [1], obtenidos por medio de la metodología de estimación de estado propuesta en esta tesis. Dichas representaciones se denotan en la gráfica 4.1

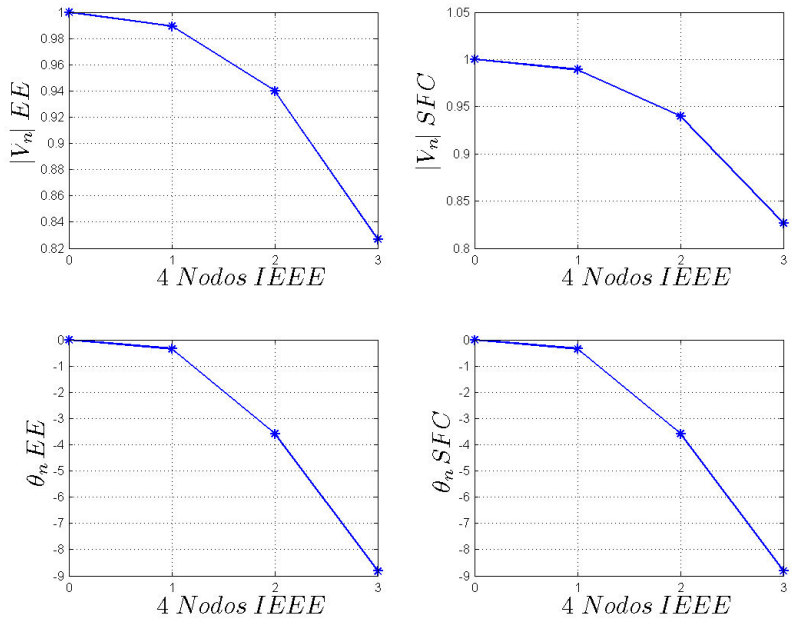


Figura 4.1. Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 4 nodos - Método propuesto en esta tesis

Se sugiere revisar el capítulo de Lista de Símbolos y Abreviaturas de manera que se identifiquen los significados de los ejes.

De igual manera, las gráficas de los perfiles de tensión y su comparación con los resultados generados por medio de la aplicación del algoritmo de estimación de estado basado

en las ecuaciones de potencia, se muestran en la gráfica 4.2.

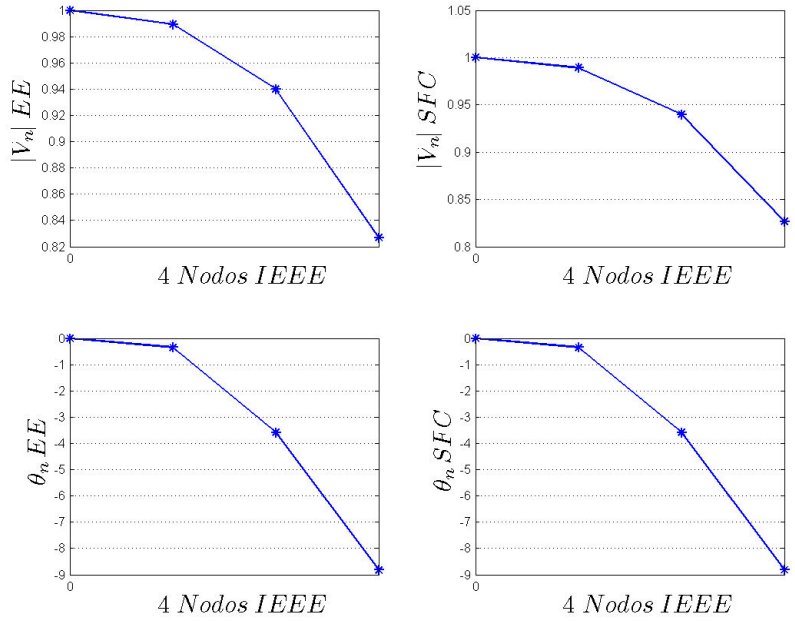


Figura 4.2. Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 4 nodos - Método con las ecuaciones de Potencia

Los resultados de las energías netas, factores de potencia y corrientes de rama se se especifican en el anexo II, referenciados en tablas de la siguiente manera:

Medida / Pseudomedida	Significado	Tabla
$\mathbf{\|V^m\|}$	Tensiónes	B.1
$\mathbf{W^m}$	Energía	B.2
$\mathbf{fp^m}$	Factor de Potencia	B.3
$\mathbf{J^m}$	Corriente de rama	B.4

Tabla 4.1. Red de 4 nodos secuencia positiva - Tabla de ubicación

Según las gráficas 4.1 y 4.2 (ver también tablas de resultados B.5 y B.1), la solución de flujo de carga basada en [1], y la proveniente de los estimadores de estado definidos a partir de las ecuaciones expuestas en [1] y con las ecuaciones de potencias inyectadas ([2]), son sustancialmente similares tanto en ángulos como en magnitudes de tensiones en por unidad.

Consecuentemente los errores entre los resultados de ambos problemas de optimización se encuentran en el orden de 10^{-6}, según se indica en la tabla 4.2; comparativa de residuos y errores porcentuales entre las las variables de estado obtenidas. Además las medidas y pseudomedidas; es decir la corriente de rama en el circuito principal, las energías y factores de potencia estimados en el caso de la metodología de estimación de estado basada en las ecuaciones expuestas en [1] presentan residuos en el orden de 10^{-6} (para un mayor detalle numérico revisar las tablas B.2, B.3 y B.4 pertenecientes al anexo II). De igual manera las mediciones y pseudomediciones estimadas con la metodología de estimación de estado basada en las ecuaciones de potencias inyectadas presentan residuos en el orden de 10^{-8} (las tablas con los cálculos de los residuos se encuentran también en el anexo II, B.6, B.7 y B.8).

residuo V_x	residuo V_y	error V_x	error V_y
7.4177E-09	0.0000E+00	7.4177E-07	0.0000E+00
1.9870E-08	-3.5343E-10	2.0086E-06	5.8524E-06
1.5169E-08	-3.9504E-09	1.6171E-06	6.7130E-06
4.7387E-09	-7.9260E-09	5.7996E-07	6.2519E-06

Tabla 4.2. Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 4 nodos

4.1.1.2. Análisis de Observabilidad

La red de IEEE de 4 nodos, considerando la metodología de Estimación de Estado basada en las ecuaciones de Potencia [2] se compone de los siguientes vectores de medidas y pseudomedidas:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} |V_0|^m \\ {P_{01}}^m \\ {Q_{01}}^m \\ {P_1}^m \\ {P_2}^m \\ {P_3}^m \\ {Q_1}^m \\ {Q_2}^{mf} \\ {Q_3}^m \end{bmatrix} \tag{4.1}$$

Según la metodología basada en las ecuaciones de potencia ([2]) las restricciones $h(\mathbf{x})$

de dicho problema de optimización son:

$$|V_0| = |V_0| \tag{4.2a}$$

$$P_{01} = V_{x-1}\left[(V_{x-1} - V_{x-2})g_{12} - (V_{y-1} - V_{y-2})b_{12}\right] + V_{y-1}\left[(V_{x-1} - V_{x-2})b_{12} - (V_{y-1} - V_{y-2})g_{12}\right] \tag{4.2b}$$

$$Q_{01} = -V_{x-1}\left[(V_{x-1} - V_{x-2})b_{12} + (V_{y-1} - V_{y-2})g_{12}\right] + V_{y-1}\left[(V_{x-1} - V_{x-2})g_{12} - (V_{y-1} - V_{y-2})b_{12}\right] \tag{4.2c}$$

$$P_1 = g_{11}({V_{x-1}}^2 + {V_{y-1}}^2) + \sum_{i=1}^{4}(V_{x-1}V_{x-i} + V_{y-1}V_{y-i})g_{1i} + (V_{y-1}V_{x-i} - V_{x-1}V_{y-i})b_{1i} \tag{4.2d}$$

$$P_2 = g_{22}({V_{x-2}}^2 + {V_{y-2}}^2) + \sum_{i=1}^{4}(V_{x-2}V_{x-i} + V_{y-2}V_{y-i})g_{2i} + (V_{y-2}V_{x-i} - V_{x-2}V_{y-i})b_{2i} \tag{4.2e}$$

$$P_3 = g_{33}({V_{x-3}}^2 + {V_{y-3}}^2) + \sum_{i=1}^{4}(V_{x-3}V_{x-i} + V_{y-3}V_{y-i})g_{3i} + (V_{y-3}V_{x-i} - V_{x-3}V_{y-i})b_{3i} \tag{4.2f}$$

$$Q_1 = -b_{11}({V_{x-1}}^2 + {V_{y-1}}^2) + \sum_{i=1}^{4}(V_{y-1}V_{x-i} - V_{x-1}V_{y-i})g_{1i} - (V_{x-1}V_{x-i} - V_{y-1}V_{y-i})b_{1i} \tag{4.2g}$$

$$Q_2 = -b_{22}({V_{x-2}}^2 + {V_{y-2}}^2) + \sum_{i=1}^{4}(V_{y-2}V_{x-i} - V_{x-2}V_{y-i})g_{2i} - (V_{x-2}V_{x-i} - V_{y-2}V_{y-i})b_{2i} \tag{4.2h}$$

$$Q_3 = -b_{33}({V_{x-3}}^2 + {V_{y-3}}^2) + \sum_{i=1}^{4}(V_{y-3}V_{x-i} - V_{x-3}V_{y-i})g_{3i} - (V_{x-3}V_{x-i} - V_{y-3}V_{y-i})b_{2i} \tag{4.2i}$$

El vector de variables de estado para este problema es:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} V_{x-0} \\ V_{x-1} \\ V_{x-2} \\ V_{x-3} \\ V_{y-1} \\ V_{y-2} \\ V_{y-3} \end{bmatrix} \tag{4.3}$$

Las inyecciones nulas se tienen en ${P_1}^m$, ${P_2}^m$, ${Q_1}^m$ y ${Q_2}^m$. El número de ecuaciones en 4.1 es 9; y el número de variables de estado es 7 por tanto se cumple la condición de observabilidad.

Considerando la metodología de estimación de estado propuesta en esta tesis, utilizando la energía nodal inyectada como pseudomedida (la cual se calcula junto con el ángulo del factor de potencia, a partir de la potencia activa y reactiva agregada por punto de transformación), el vector de medidas se especifica como:

$$\psi = \begin{bmatrix} |V_0|^m \\ |J_{01}|^m \\ {fp_{01}}^m \\ {W_3}^m \\ {fp_3}^m \end{bmatrix} \tag{4.4}$$

El vector de inyecciones nulas y factores de otencia nulos se identifica como:

$$\zeta = \begin{bmatrix} {W_1}^m \\ {W_2}^m \\ {fp_1}^m \\ {fp_2}^m \end{bmatrix} \tag{4.5}$$

$$\zeta = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.6}$$

El conjunto de ecuaciones que conforman las restricciones según los lineamientos de la metodología de Estimación de Estado para Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica desarrollada en esta tesis son:

$$\begin{bmatrix} V_{x-1} \\ V_{x-2} \\ V_{x-3} \\ V_{y-1} \\ V_{y-2} \\ V_{y-3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{x-0} \\ V_{x-0} \\ V_{x-0} \\ V_{y-0} \\ V_{y-0} \\ V_{y-0} \end{bmatrix} + \mathbf{TRX} \cdot \begin{bmatrix} I_{x-1} \\ I_{x-2} \\ I_{x-3} \\ I_{y-1} \\ I_{y-2} \\ I_{y-3} \end{bmatrix} \tag{4.7}$$

$$J_{x-01} = -I_{x-3} \tag{4.8}$$

$$J_{y-01} = -I_{y-3} \tag{4.9}$$

$$|V_0| = \sqrt{{V_{x-0}}^2 + {V_{y-0}}^2} \tag{4.10}$$

En donde a su vez:

$$I_{x-1} = W_1 \frac{V_{x-1} + V_{y-1}\tan(\arccos(fp_1))}{720Fc_1{}^{720}(V_{x-1}{}^2 + V_{y-1}{}^2)} \quad (4.11)$$

$$I_{x-2} = W_2 \frac{V_{x-2} + V_{y-2}\tan(\arccos(fp_2))}{720Fc_2{}^{720}(V_{x-2}{}^2 + V_{y-2}{}^2)} \quad (4.12)$$

$$I_{x-3} = W_3 \frac{V_{x-3} + V_{y-3}\tan(\arccos(fp_3))}{720Fc_3{}^{720}(V_{x-3}{}^2 + V_{y-3}{}^2)} \quad (4.13)$$

$$I_{y-1} = W_1 \frac{-V_{x-1}\tan(\arccos(fp_1)) + V_{y-1}}{720Fc_1{}^{720}(V_{x-1}{}^2 + V_{y-1}{}^2)} \quad (4.14)$$

$$I_{y-2} = W_2 \frac{-V_{x-2}\tan(\arccos(fp_2)) + V_{y-2}}{720Fc_2{}^{720}(V_{x-2}{}^2 + V_{y-2}{}^2)} \quad (4.15)$$

$$I_{y-3} = W_3 \frac{-V_{x-3}\tan(\arccos(fp_3)) + V_{y-3}}{720Fc_3{}^{720}(V_{x-3}{}^2 + V_{y-3}{}^2)} \quad (4.16)$$

La dimensión de $g(\mathbf{x})$ es **9x1** y el número de variables de estado a estimar es **7**. Por tanto se satisface la condición de observabilidad.

Con el objetivo de efecutar una comparación en base a la dimensión de las restricciones con las cuales se resuelve el problema de estimación de estado utilizando ambas metodologías, se construye la siguiente tabla:

Método	Restricción	Dimensión
Propuesto en esta tesis	$g(\mathbf{x})$	9
Potencia	$h(\mathbf{x})$	9

Tabla 4.3. Comparación entre restricciones para la red IEEE de 4 nodos

Ambas metodologías conllevan a una solución óptima de las variables de estado del problema. Las restricciones $g(\mathbf{x})$ y $h(\mathbf{x})$ componen un sistema sobre determinado de ecuaciones no lineales con dimensiones **9x1** y **9x1** respectivamente para un conjunto de **7** variables de estado.

4.1.1.3. Análisis de Monte Carlo

A continuación se presentan los resultados de la aplicación de simulación de Monte Carlo, tomando como criterio de parada el coeficiente de variación de las pérdidas ΔP y ΔQ. En las gráficas 4.3, 4.4 y 4.5 se muestran los resultados obtenidos.

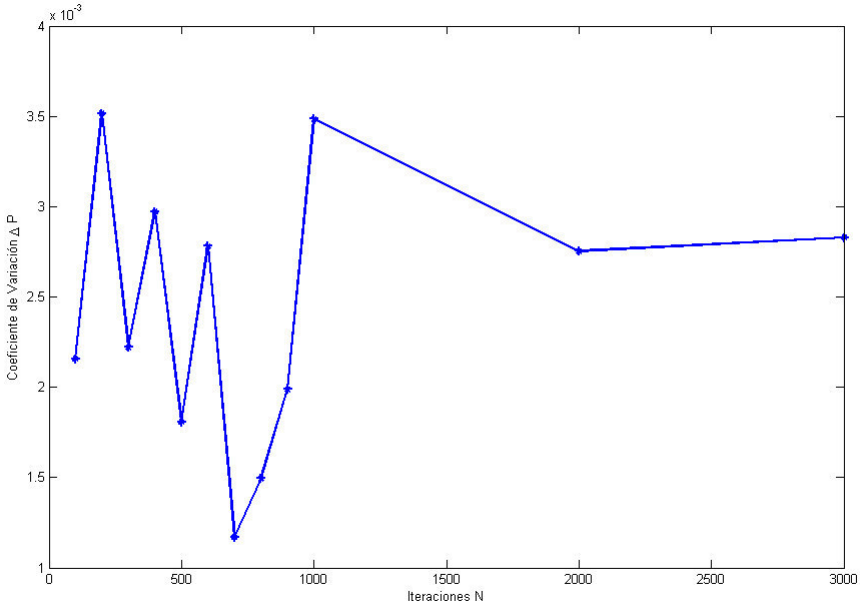


Figura 4.3. Coeficiente de variación de las pérdidas $CV\Delta P$ - red de 4 nodos

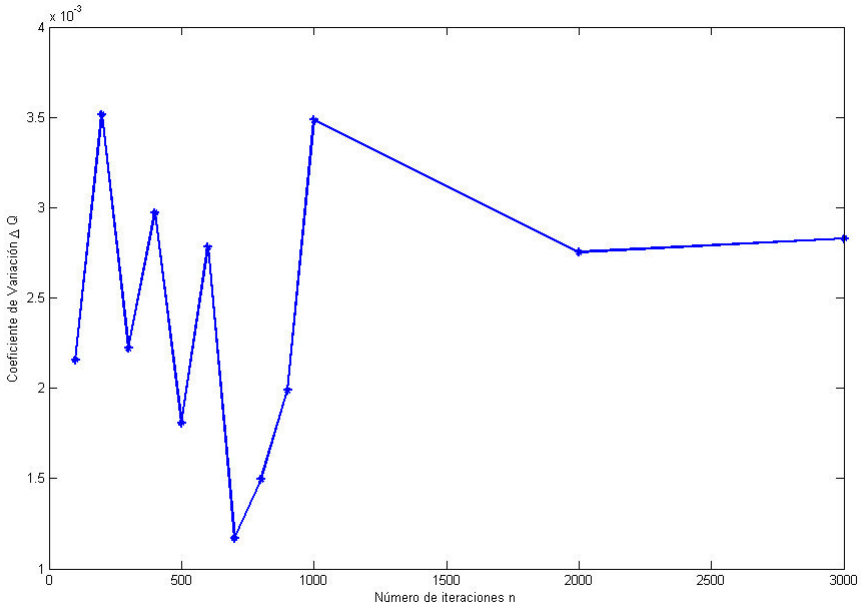


Figura 4.4. Coeficiente de variación de las pérdidas $CV\Delta Q$ - red de 4 nodos

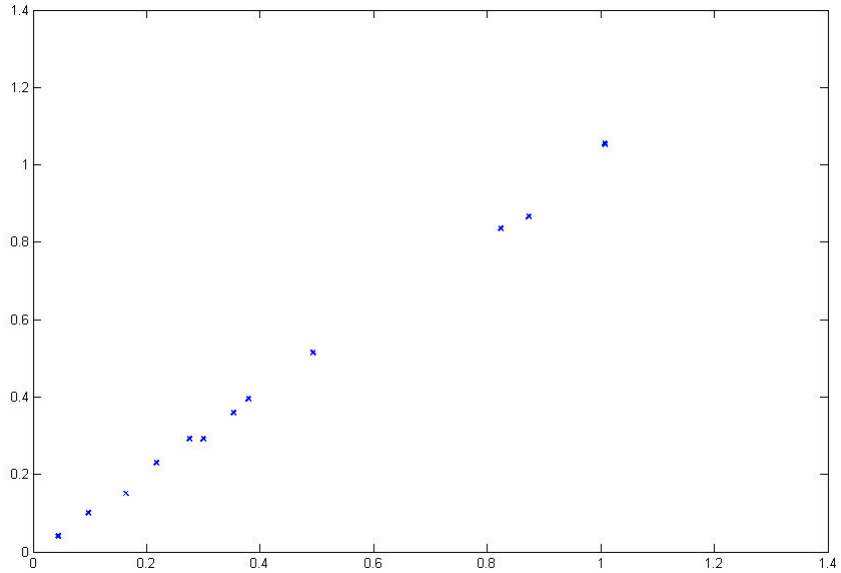


Figura 4.5. Varianza a la entrada y salida del algoritmo

Según los despliegues gráficos expuestos en 4.3 y 4.4, el coeficiente de variación estadístico calculado a partir las pérdidas se estabiliza en el rango comprendido entre 2000 y

3000 iteraciones con una tolerancia asignada de 10^{-4}. Adicionalmente la relación entre las varianzas (en este particular se utilizaron las correspondientes a las energías) a la entrada y salida del estimador de estado, presentan un comportamiento lineal según se denota en la gráfica 4.5, lo cual indica que las variables de estado y de salida provenientes del proceso de optimización basada en mínimos cuadrados ponderados, son consecuentes a distribuciones del tipo de normal con una media y varianzas específicas.

4.1.2. Equivalente Trifásico

4.1.2.1. Tensiones y Ángulos

Las representaciones gráficas de los perfiles de tensión obtenidos a partir de la metodología de estimación de estado propuesta y su comparación con la solución del algoritmo de flujo de carga descrito en la referencia [1] son los siguientes:

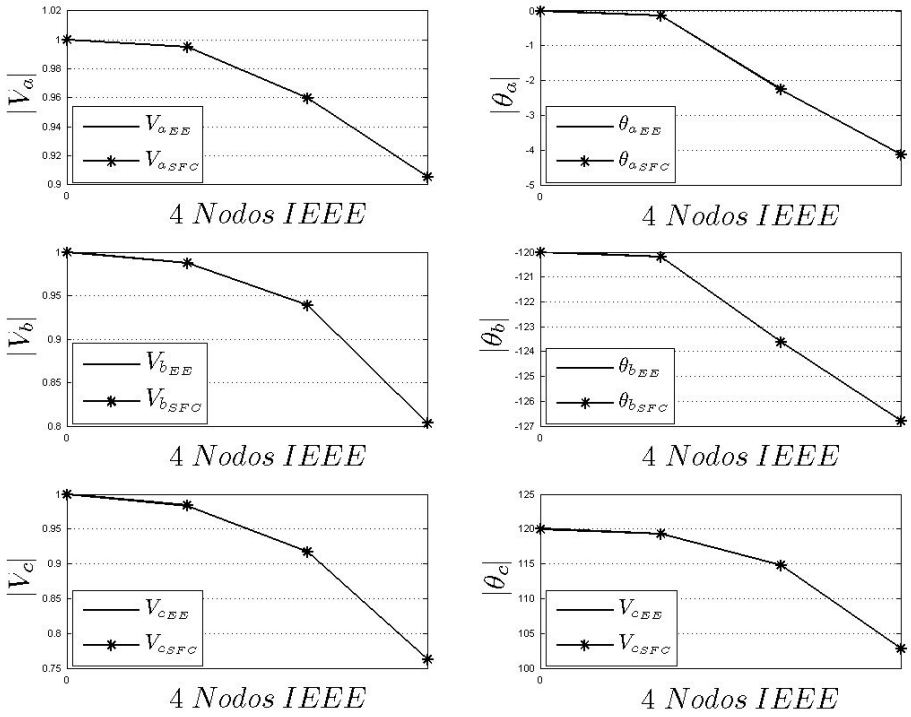


Figura 4.6. Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 4 nodos trifásica - método propuesto en esta tesis

Según como se denota en la gráfica 4.6 la solución del algoritmo de estimación de estado es coincidente con la proveniente del flujo de carga. Esto obedece a que los criterios de parada comparativos de las restricciones dentro de la resolución del algoritmo de optimización son las diferencias iterativas entre las tensiones, lo cual es similar al criterio de parada del algoritmo de flujo de carga radial. Los detalles numéricos de la solución se encuentran en la tabla B.9 perteneciente al anexo II.

El perfil de tensión obtenido con el algoritmo de estimación de estado basado en las ecuaciones de potencia ([3]) se encuentra en la siguiente gráfica 4.7

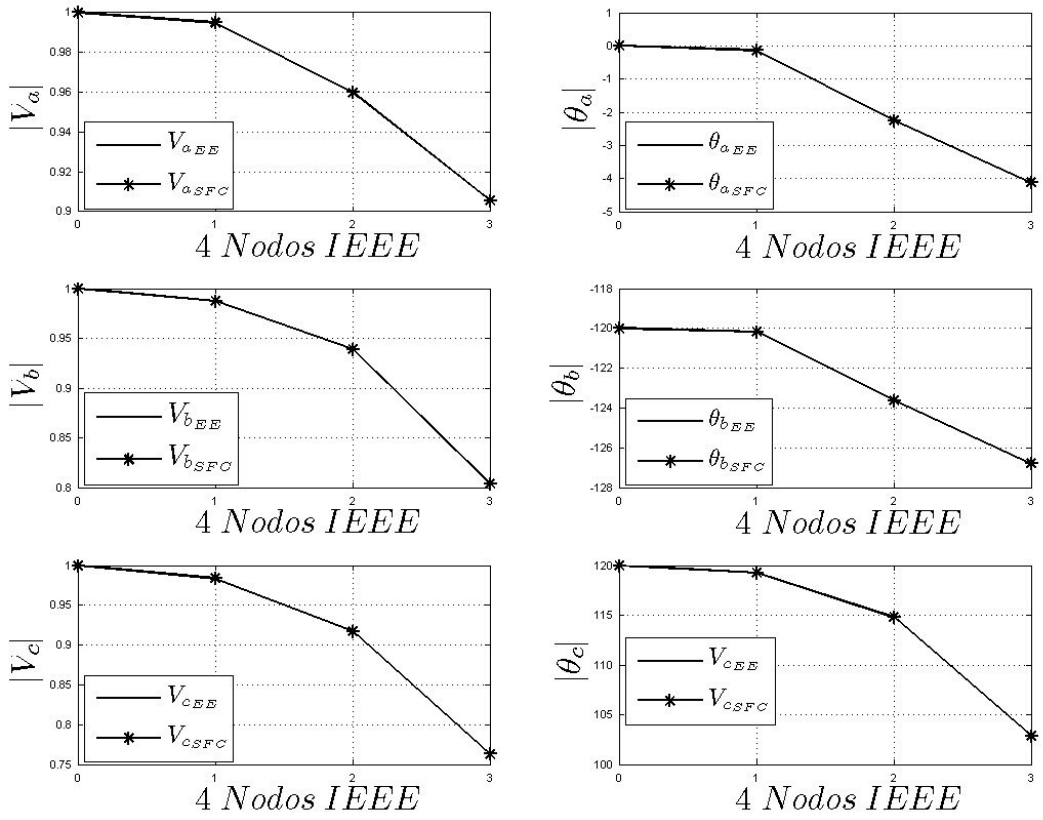


Figura 4.7. Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 4 nodos trifásica - Método de Potencias (Baran)

En la gráfica 4.7 las soluciones también son dentro de cierto rango coincidentes con las proveniente del flujo de carga. Los errores porcentuales y residuos de las variables de estado para ambos métodos de estimación se encuentran en la siguiente tabla:

residuo V_x	residuo V_y	error V_x	error V_y
1.1467E-08	2.3702E-07	1.1467E-06	0.0000E+00
1.1026E-05	6.5499E-06	2.2052E-03	7.5634E-04
1.1245E-05	5.9746E-06	2.2490E-03	6.8991E-04
2.5974E-06	4.2579E-06	2.6104E-04	1.7491E-01
6.3644E-06	4.5133E-06	1.2817E-03	5.2868E-04
9.9731E-07	2.4849E-05	2.0740E-04	2.8959E-03
3.2166E-06	2.5391E-06	3.3536E-04	6.7134E-03
8.8169E-06	2.5547E-05	1.6961E-03	3.2684E-03
5.4463E-05	9.0344E-05	1.4166E-02	1.0852E-02
5.7000E-05	8.8205E-05	6.3110E-03	1.3528E-01
1.0073E-04	2.0750E-04	2.0934E-02	3.2262E-02
4.8811E-04	4.3409E-04	2.8861E-01	5.8385E-02

Tabla 4.4. Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 4 nodos trifásica

El máximo error porcentual entre ambos métodos de estimación se encuentra en el orden de 10^{-1}. La justificación de los errores o residuos obtenidos en las variables de estado $\mathrm{V_x}$ y $\mathrm{V_y}$ mediante la aplicación de la metodología de estimación de estado propuesta en esta tesis y la formulación clásica, obedece a los ajustes de los criterios de parada que utiliza la función **fmincon** perteneciente al paquete computacional MATLAB ©. Sus criterios de parada son los siguientes:

1. Criterio *TolFun*: Indica la tolerancia a satisfacer de la función objetivo en la medida que numéricamente se está resolviendo, la cual viene por defecto dentro la función **fmincon** con un valor de 10^{-6}. De manera explicativa se tiene lo siguiente:

$$|F(\mathbf{x}^i) - F(\mathbf{x}^{i-1})| < TolFun$$

   El hiperíndice i, indica el numeral de la iteración

2. Criterio *TolX*: Indica la tolerancia a satisfacer de las variaciones del vector de estado $\mathbf{X} = [\mathbf{V_x}\ \mathbf{V_y}]$, la cual viene por defecto dentro la función **fmincon** con un valor de 10^{-10}. Es decir:

$$|\mathbf{x}^i| - |\mathbf{x}^{i-1}| < TolX$$

3. Criterio *TolCon*: Indica la tolerancia a satisfacer de las variaciones del vector de restricciones de la función objetivo. Su valor por defecto es 10^{-6}

De manera genérica el planteamiento de ambos problemas de optimización (en su equivalente de secuencia positiva) es la siguiente:

- Método clásico:

$$\text{mín}\, f(x) \quad s.a. \quad h(\mathbf{x}) = 0 \tag{4.17}$$

- Metodología propuesta:

$$\text{mín}\, f(x) \quad s.a. \quad g(\mathbf{x}) = 0 \tag{4.18}$$

Las funciones objetivo $F(\mathbf{x})$ son idénticas en ambas formulaciones, es decir están compuestas por los vectores de errores cuadráticos ponderados. Por tanto las tolerancias especificadas en el parámetro *TolFun* son de igual magnitud en ambos métodos de estimación de estado. Sin embargo las ecuaciones matriciales que conforman las restricciones $h(\mathbf{x}) = 0$ y $g(\mathbf{x}) = 0$ son diferentes. La función $h(\mathbf{x}) = 0$ se constituye de las potencias nodales inyectadas y de los flujos de potencia, ambas en función de las variables de estado de la red. En cambio, la función $g(\mathbf{x}) = 0$ proviene de las ecuaciones concernientes a la aplicación directa de las Leyes de *Kirchoff*, en las cuales las corrientes inyectadas se establecen como función de la potencia aparente inyectada y de las variables de estado (es decir en concordancia con la publicación [1]). Por ende el parámetro *TolCon*, referente a la tolerancia máxima permisible de violación de las restricciones $h(\mathbf{x}) = 0$ y $g(\mathbf{x}) = 0$ al poseer un ajuste idéntico producen soluciones diferentes, es decir las variables de estado estimadas mediante la metodología de estimación de estado clásica y la propuesta en este trabajo de tesis son diferentes ó presentan un máximo error porcentual considerable. Esto es con motivo que las ecuaciones pertenecientes a $h(\mathbf{x}) = 0$ poseen una formulación basada en la comparación iterativa de los flujos en inyecciones de potencia y la función $g(\mathbf{x}) = 0$, es a través del cálculo iterativo de las tensiones y ángulos de la red, es decir:

$$|h(\mathbf{x}^{i+1}) - h(\mathbf{x}^{i})| \leq \mathbf{TolCon} \tag{4.19a}$$

$$|g(\mathbf{x}^{i+1}) - g(\mathbf{x}^{i})| \leq \mathbf{TolCon} \tag{4.19b}$$

De manera específica las funciones vectoriales que componen la ecuación 4.19a es la

siguiente:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P}^k - \mathbf{P_i}^{k+1} \\ \mathbf{Q}^k - \mathbf{Q_i}^{k+1} \\ \mathbf{P_{ij}}^k - \mathbf{P_{ij}}^{k+1} \\ \mathbf{Q_{ij}}^k - \mathbf{Q_{ij}}^{k+1} \end{bmatrix} \leq \mathbf{TolCon} \tag{4.20}$$

Para 4.19b las funciones vectoriales son:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_x}^k - \mathbf{V_x}^{k+1} \\ \mathbf{V_y}^k - \mathbf{V_y}^{k+1} \\ \mathbf{J_x}^k - \mathbf{J_x}^{k+1} \\ \mathbf{J_y}^k - \mathbf{J_y}^{k+1} \end{bmatrix} \leq \mathbf{TolCon} \tag{4.21}$$

Por tanto con el objetivo de justificar el argumento anterior se presentan los resultados correspondientes a la resolución del problema de optimización en un rango de tolerancias especificadas para las restricciones $h(\mathbf{x}) = 0$ y $g(\mathbf{x}) = 0$.

El experimento cosiste en efectuar el cómputo de las pérdidas $\triangle P_{abc}$ y $\triangle Q_{abc}$ para diferentes valores del parámetro *TolCon* utilizando ambas metodologías de estimación de estado, de manera que se calcule consecutivamente su diferencia. Los resultados obtenidos se exponen en los siguientes despliegues gráficos:

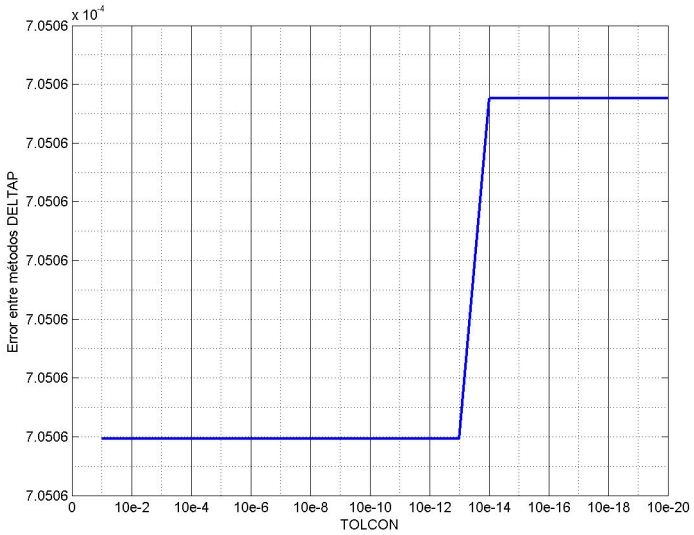


Figura 4.8. Diferencia de $\triangle \mathbf{P_{abc}}$ entre ambos métodos, red 4 nodos

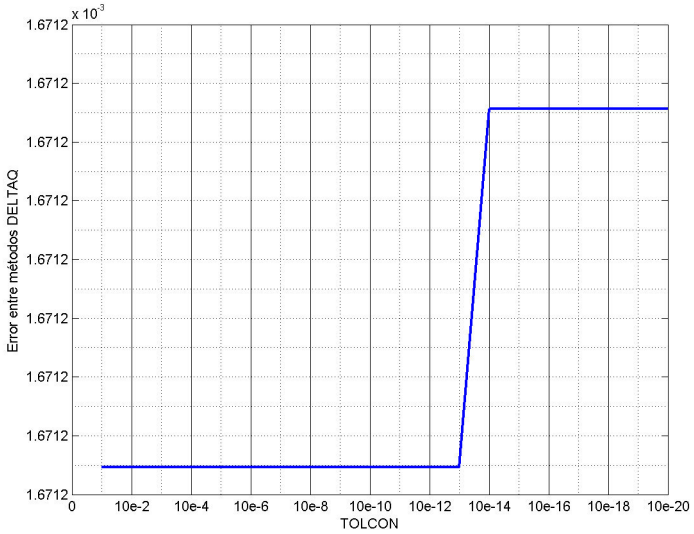


Figura 4.9. Diferencia de $\triangle \mathbf{Q_{abc}}$ entre ambos métodos, red 4 nodos

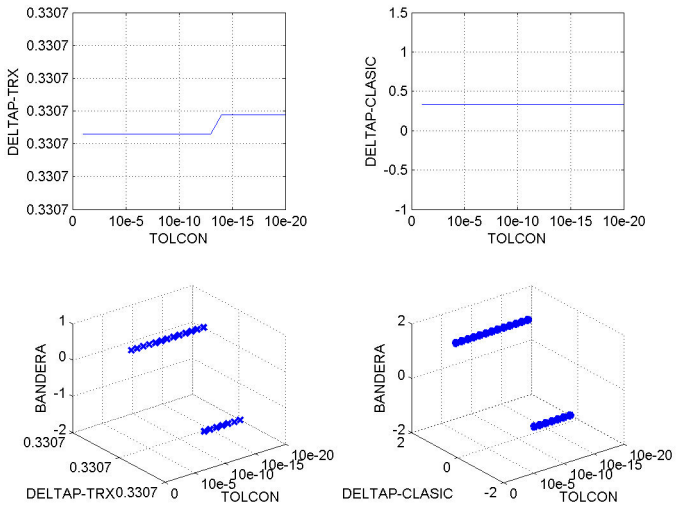


Figura 4.10. Pérdidas $\triangle \mathbf{P_{abc}}$ y banderas de salida, red 4 nodos

En las gráficas 4.8 y 4.9 se exponen las variaciones de las pérdidas activas y reactivas en función del parámetro **TolCon**. Cabe agregar que se escogió como variable comparativa a las pérdidas debido a que éstas engloban tanto las variables de estado como las de control pertenecientes al problema de optimización.

La diferencia entre las pérdidas $\triangle P_{abcTRX} - \triangle P_{abcCLASIC}$ se encuentran en el orden de 10^{-4}, con la particularidad que a partir 10^{-13} las banderas de salida del algoritmo son negativas, es decir no convergen. Esto se denota también en la gráfica 4.10. Por tanto con este análisis de sensiblidad sobre el criterio de tolerancia permisible de ambos problemas de optimización se demuestra que existen soluciones diferentes al problema de estimación de estado, debido a la diferencia consecuente en el cálculo el de las pérdidas activas y reactivas sujetas a las variaciones en las tolerancias de las restricciones intrínsicas en ambas metodologías de estimación de estado, basadas en comparación de tensiones y potencias inyectadas respectivamente.

Retomando la discusión de resultados las energías netas, factores de potencia y corrientes de rama se especifican en el anexo III, referenciados en tablas de la siguiente manera:

Medida / Pseudomedida	Significado	Tabla
$\mathbf{\lvert V_{abc-0}\rvert^m}$	Tensiónes	B.9
$\mathbf{W_{abc}}^{\mathbf{m}}$	Energía	B.10
$\mathbf{fp_{abc}}^{\mathbf{m}}$	Factor de Potencia	B.11
$\mathbf{J_{abc-01}}^{\mathbf{m}}$	Corriente de rama	B.12

Tabla 4.5. Red de 4 nodos trifásica- Tabla de ubicación

4.1.2.2. Análisis de Observabilidad

De manera análoga a la tabla ilustrativa 4.3, la dimensión de las restricciones del problema de optimización se presenta la siguiente tabla:

Método	Restricción	Dimensión
Propuesto en esta tesis	$g(\mathbf{x}) = 0$	24
Potencia	$h(\mathbf{x}) = 0$	27

Tabla 4.6. Comparación entre restricciones para la red IEEE de 4 nodos trifásica

La justificación de los valores expuestos en la tabla 4.6 es la siguiente:

El vector de variables de estado $\mathbf{x_{abc}}$ es el siguiente:

$$\mathbf{x_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{abc-x-0}} \\ \mathbf{V_{abc-y-0}} \\ \mathbf{V_{abc-x-1}} \\ \mathbf{V_{abc-y-1}} \\ \mathbf{V_{abc-x-2}} \\ \mathbf{V_{abc-y-2}} \\ \mathbf{V_{abc-x-3}} \\ \mathbf{V_{abc-y-3}} \end{bmatrix} \tag{4.22}$$

El vector $\mathbf{V_{abc-y-0}}$ el cual constituye la referencia en el eje en cuadratura tiene por

valores:

$$\mathbf{V_{abc-y-0}} = \begin{bmatrix} 0 \\ -\sin(\frac{\pi}{3}) \\ \sin(\frac{\pi}{3}) \end{bmatrix} \tag{4.23}$$

El vector de mediciones $\psi_{\mathbf{abc}}$ e inyecciones nulas $\zeta_{\mathbf{abc}}$ de acuerdo a la metodología de Estimación de Estado propuesta en esta Tesis son:

$$\psi_{\mathbf{abc}} = \begin{bmatrix} |\mathbf{V_{abc-0}}^{\mathbf{m}}| \\ |\mathbf{J_{abc-01}}^{\mathbf{m}}| \\ \mathbf{fp_{abc-01}}^{\mathbf{m}} \\ \mathbf{W_{abc-3}}^{\mathbf{m}} \\ \mathbf{fp_{abc-3}}^{\mathbf{m}} \end{bmatrix} \tag{4.24}$$

Las energías inyectadas nulas y factores de potencia nulos por fase se representan como:

$$\zeta_{\mathbf{abc}} = \begin{bmatrix} \mathbf{W_{abc-1}}^{\mathbf{m}} \\ \mathbf{W_{abc-2}}^{\mathbf{m}} \\ \mathbf{fp_{abc-1}}^{\mathbf{m}} \\ \mathbf{fp_{abc-2}}^{\mathbf{m}} \end{bmatrix} \tag{4.25}$$

Por tanto las restricciones del problema de optimización según la metodología de Estimación de Estado propuesta en esta tesis se denotan como:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_{abc-x-1}} \\ \mathbf{V_{abc-x-2}} \\ \mathbf{V_{abc-x-3}} \\ \mathbf{V_{abc-y-1}} \\ \mathbf{V_{abc-y-2}} \\ \mathbf{V_{abc-y-3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V_{abc-x-0}} \\ \mathbf{V_{abc-x-0}} \\ \mathbf{V_{abc-x-0}} \\ \mathbf{V_{abc-y-0}} \\ \mathbf{V_{abc-y-0}} \\ \mathbf{V_{abc-y-0}} \end{bmatrix} + \mathbf{TRX_{abc}} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{I_{abc-x-1}} \\ \mathbf{I_{abc-x-2}} \\ \mathbf{I_{abc-x-3}} \\ \mathbf{I_{abc-y-1}} \\ \mathbf{I_{abc-y-2}} \\ \mathbf{I_{abc-y-3}} \end{bmatrix} \tag{4.26}$$

$$\mathbf{J_{abc-x-01}} = -\mathbf{I_{abc-x-3}} \tag{4.27a}$$

$$\mathbf{J_{abc-y-01}} = -\mathbf{I_{abc-y-3}} \tag{4.27b}$$

$$|V_{a-0}| = \sqrt{(V_{a-x-0})^2 + (V_{a-y-0})^2} \tag{4.28a}$$

$$|V_{b-0}| = \sqrt{(V_{b-x-0})^2 + (V_{b-y-0})^2} \tag{4.28b}$$

$$|V_{c-0}| = \sqrt{(V_{c-x-0})^2 + (V_{c-y-0})^2} \tag{4.28c}$$

El número total de ecuaciones en los sistemas 4.26 , 4.27a, 4.27b, 4.28a, 4.28b y 4.28c es **27**, y el número de variables de estado $\mathbf{x_{abc}}$ es **21**; por tanto la red es observable.

Para el caso de la metodología de Estimación de Estado basada en las ecuaciones de potencia [3]; el vector de mediciones se define como:

$$\mathbf{z_{abc}} = \begin{bmatrix} |\mathbf{V_{abc-0}}| \\ \mathbf{P_{abc-01}} \\ \mathbf{Q_{abc-01}} \\ \mathbf{P_{abc-1}} \\ \mathbf{P_{abc-2}} \\ \mathbf{P_{abc-3}} \\ \mathbf{Q_{abc-1}} \\ \mathbf{Q_{abc-2}} \\ \mathbf{Q_{abc-3}} \end{bmatrix} \tag{4.29}$$

El número de ecuaiones no lineales que constituyen el vector $\mathbf{z_{abc}}$ es 27, por tanto tomando en cuenta que el número de variables de estado $\mathbf{x_{abc}}$ es 21, el problema cumple la condición de observabilidad.

4.1.2.3. Análisis de Monte Carlo

Los resultados obtenidos denotan se manera similar al caso de secuencia positiva, una dependencia lineal entre las varianzas iniciales y las resultantes en el consecutivo proceso de optimización. Dicha característica es consecuencia del cumplimiento del teorema del límite central durante cada iteración del experimento, y además es congruente con la teoría de mínimos cuadrados en la cual los errores resultantes del ajuste cuadrático tienen una característica del tipo normal. Los resultados obtenidos para las energías en las fases a, b y c se exponen en los siguientes despliegues gráficos:

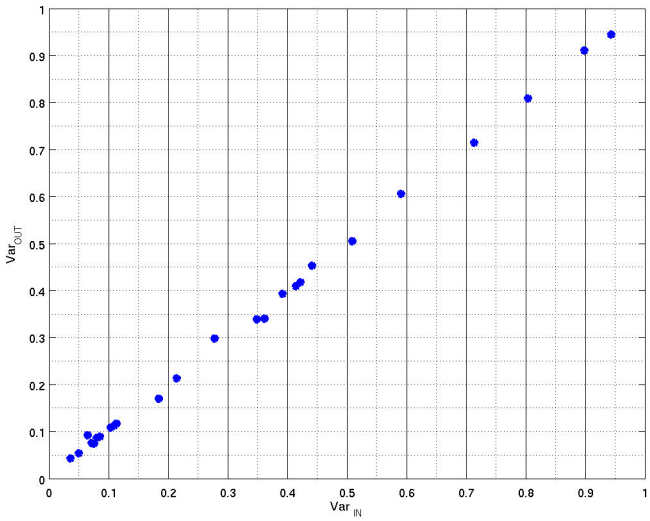


Figura 4.11. Relación entre las varianzas a la entrada y a la salida de las energías en la fase a

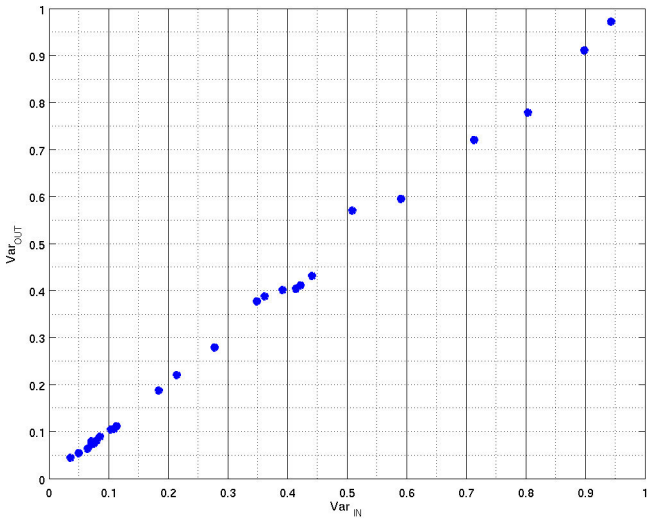


Figura 4.12. Relación entre las varianzas a la entrada y a la salida de las energías en la fase b

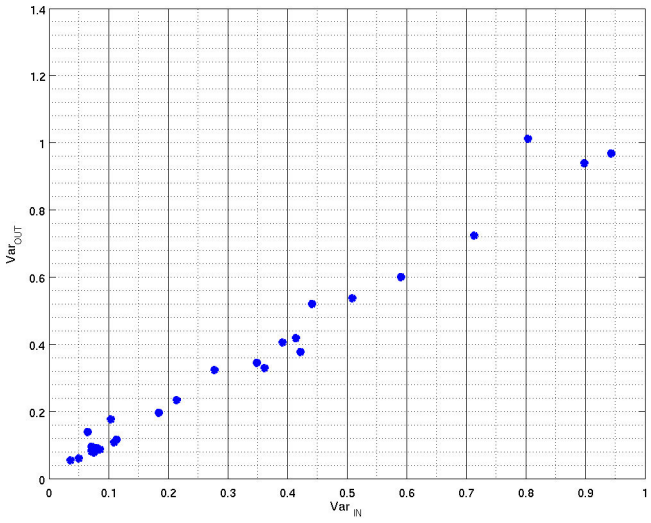


Figura 4.13. Relación entre las varianzas a la entrada y a la salida de las energías en la fase c

4.2. Caso 37 Nodos

4.2.1. Red de Secuencia Positiva

4.2.1.1. Tensiones y Ángulos

Los despliegues gráficos de los perfiles de tensiones y ángulos con ambas metodologías de estimación de estado se exponen a continuación:

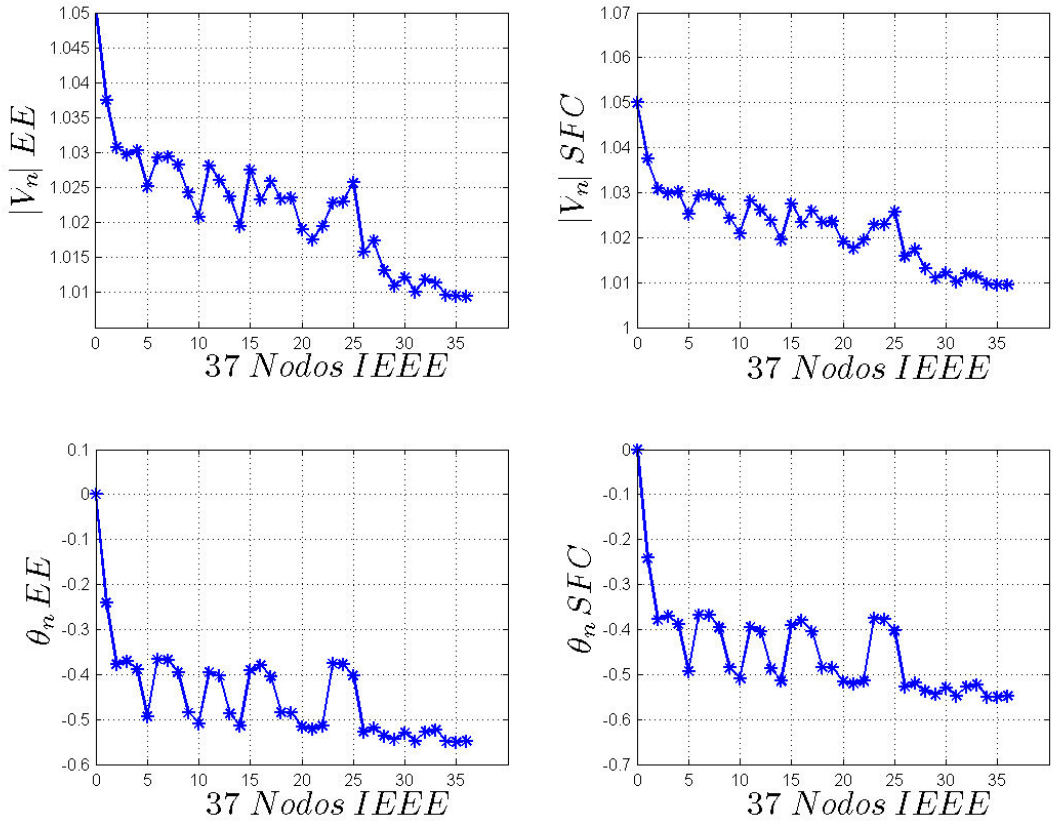


Figura 4.14. Variables de Estado Estimadas red *IEEE* de 37 nodos - Método Propuesto

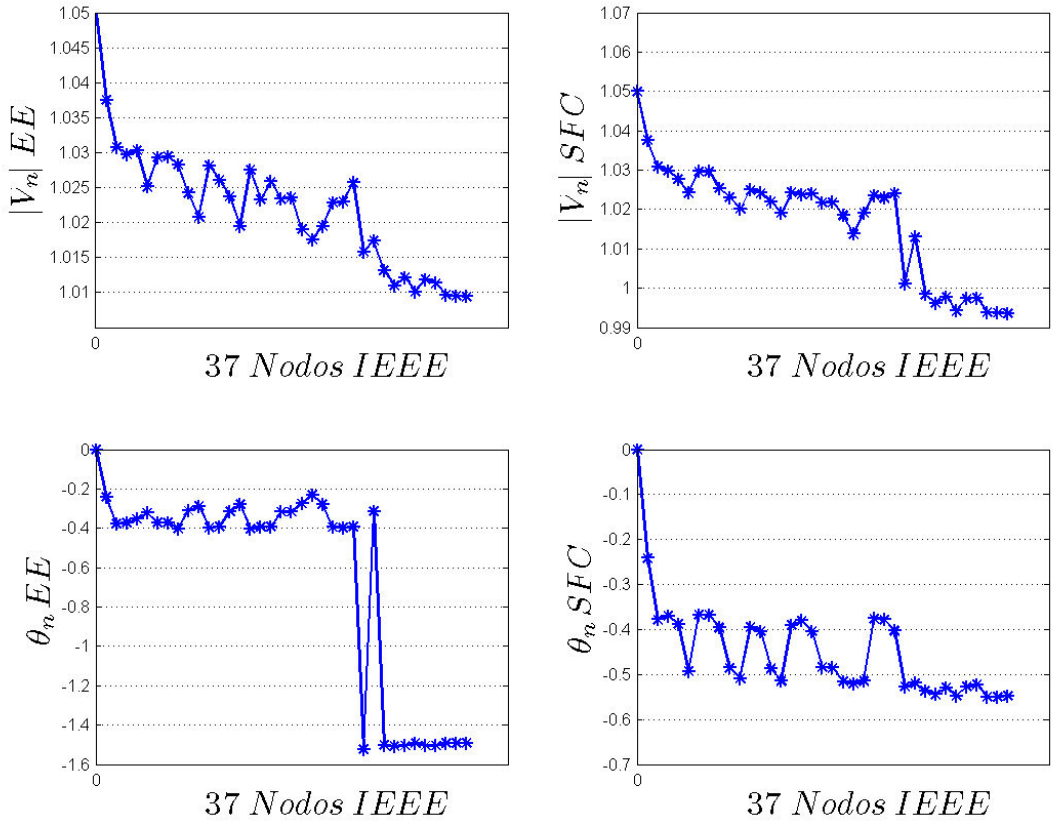


Figura 4.15. Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 37 nodos - Método de basado en ecuaciones de potencia

Los errores y residuos consecuentes a la aplicación de ambas metodologías se encuentran en el anexo III tabla C.8. La tendencia de los errores y residuos es incremental; esto es directamente consecuencia de la formulación de las restricciones concernientes a ambos problemas de optimización. Las variaciones en el cálculo de las pérdidas activas y reactivas para ambas metodologías de estimación de estado en función de la tolerancia de las restricciones, se denotan en las gráficas 4.16 y 4.17. La comparación de los cálculos de las pérdidas a través de ambos métodos, junto a las banderas de salida se encuentran en la gráfica 4.18.

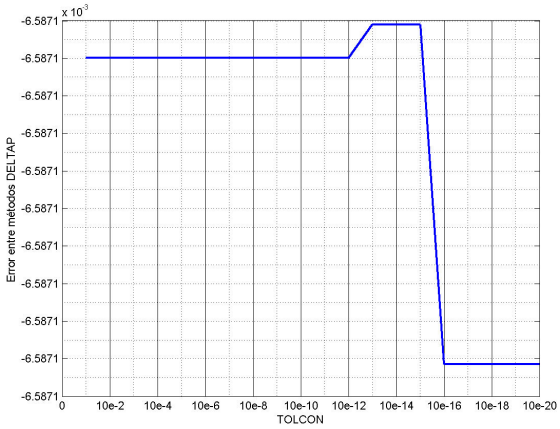


Figura 4.16. Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{P}$ para ambas metodologías - 37 nodos

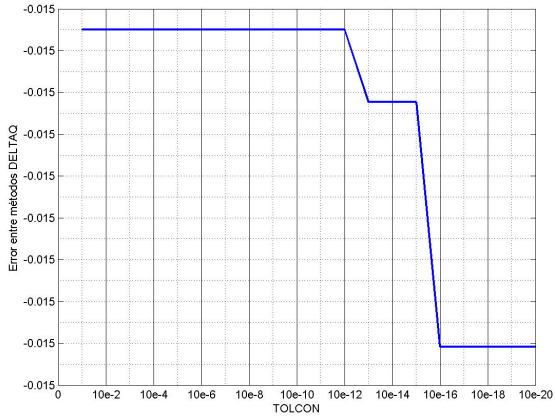


Figura 4.17. Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{Q}$ para ambas metodologías - 37 nodos

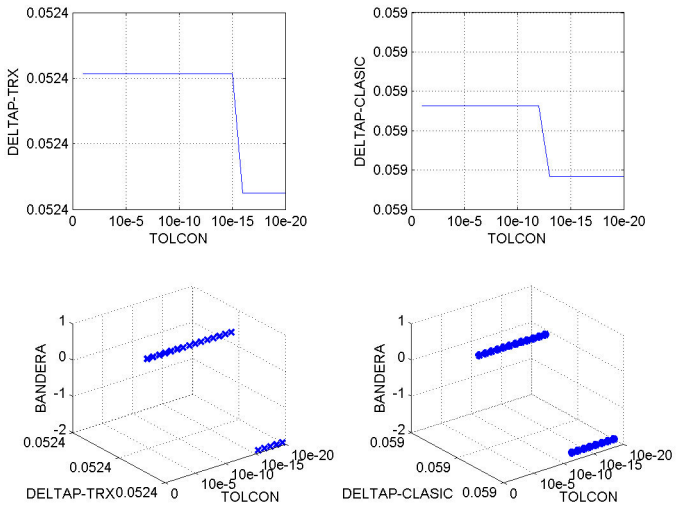


Figura 4.18. Pérdidas $\triangle\mathbf{P}$ y banderas de salida - 37 nodos

La diferencia entre el cálculo de pérdidas por medio de ambas metodologías se encuentra en el orden de 10^{-2} tal como se demuestra con la gráfica 4.18 la cual con respecto a la red IEEE de 4 nodos en su equivalente trifásico es más acentuado. Derivado de este hecho, las diferencias entre las variables de estado en ambas metodologías de estimación de estado son sustanciales.

Las energías inyectadas, factores de potencia y corrientes de línea se encuentran en el anexo III, según la siguiente ubicación:

Medida / Pseudomedida	Significado	Tabla	Gráfica
$\|\mathbf{V_0}^{\mathbf{m}}\|$	Tensiónes	C.1	No aplica
$\mathbf{W}^{\mathbf{m}}$	Energía	C.2	C.1
$\mathbf{fp}^{\mathbf{m}}$	Factor de Potencia	C.3	C.1
$\mathbf{J_{01}}^{\mathbf{m}}$	Corriente de rama	C.4	No aplica

Tabla 4.7. Red de 37 nodos secuencia positiva - Tabla de ubicación

4.2.1.2. Análisis de Observabilidad

En la siguiente tabla resumen se encuentran las dimensiones de las restricciones para ambos problemas de optimización.

Método	Restricción	Dimensión
Propuesto	$g(\mathbf{x})$	75
Potencia	$h(\mathbf{x})$	75

Tabla 4.8. Comparación entre restricciones para la red IEEE de 37 nodos

Dado que el número de variables de estado $\mathbf{x}$ para esta red es 73, ambas dimensiones de las restricciones $g(\mathbf{x})$ y $h(\mathbf{x})$ satisfacen el requerimiento de observabilidad, según lo expuesto en la tabla 4.8.

4.2.2. Equivalente Trifásico

4.2.2.1. Tensiones y Ángulos

Los despliegues gráficos de los perfiles de tensiones y ángulos con ambas metodologías de estimación de estado se exponen a continuación:

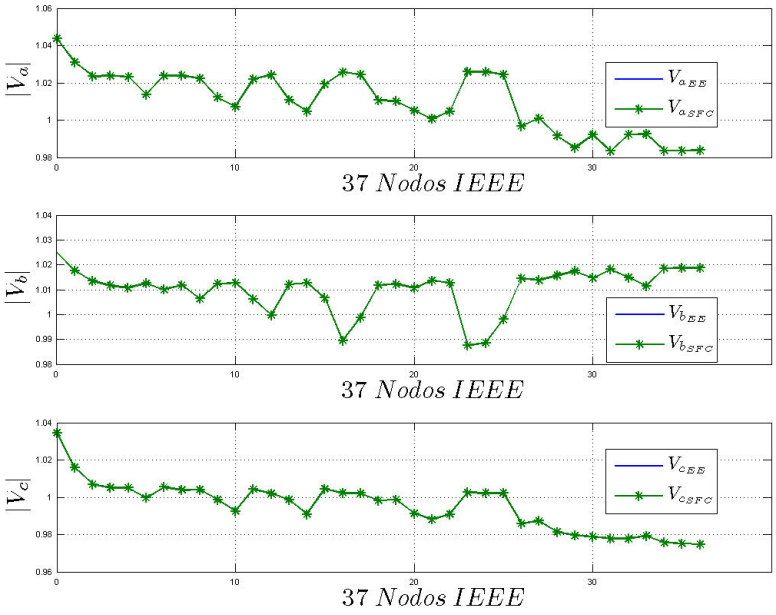


Figura 4.19. Módulos de Tensiones Estimadas red $IEEE$ de 37 nodos trifásico - Método propuesto

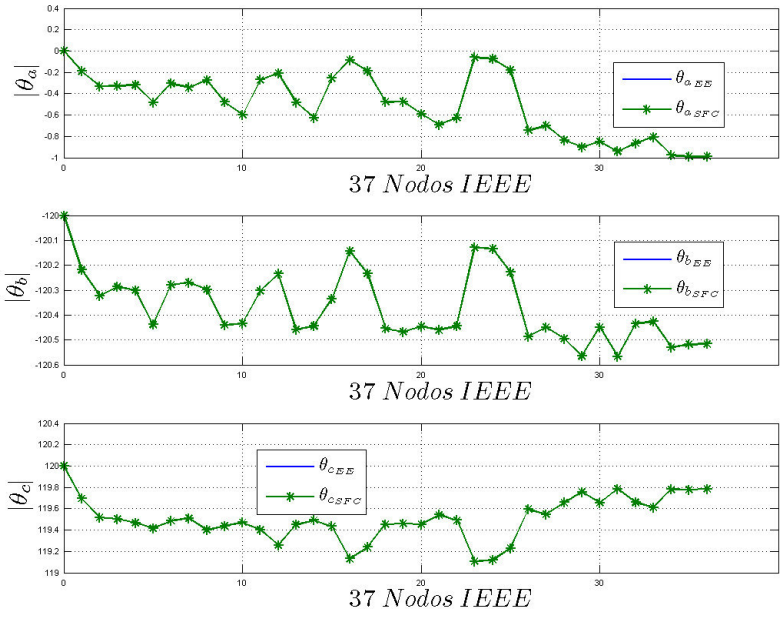


Figura 4.20. Ángulos Estimados red $IEEE$ de 37 nodos trifásico - Método propuesto

Según las gráficas 4.19 y 4.20 las variables de estado estimadas coinciden con la proveniente solución del flujo de carga. Los errores y residuos consecuentes a la aplicación de ambas metodologías se encuentran en el anexo III tabla C.13.

Los resultados de las energías, factores de potencia y corrientes de rama se muestran con su respectiva ubicación en la siguiente tabla:

Medida / Pseudomedida	Significado	Tabla	Gráfica
$\mathbf{\lvert V_{abc-0}\rvert^m}$	Tensiónes	C.9	No aplica
$\mathbf{W_{abc}{}^m}$	Energía	C.10	C.2
$\mathbf{fp_{abc}{}^m}$	Factor de Potencia	C.11	C.3
$\mathbf{J_{abc-01}{}^m}$	Corriente de rama	C.12	No aplica

Tabla 4.9. Red de 37 nodos trifásica - Tabla de ubicación

Con la metodología basada en las ecuaciones de potencia los resultados obtenidos se encuentran en las gráficas 4.21 y 4.22.

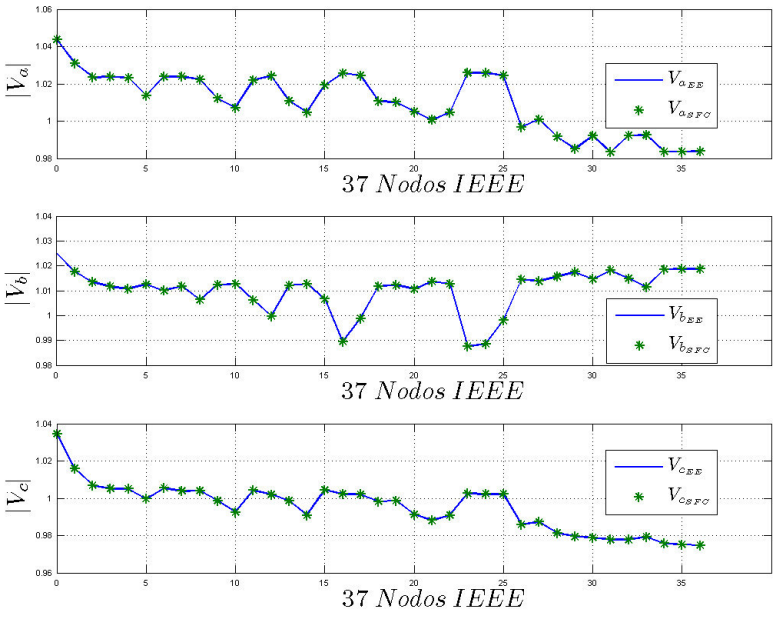


Figura 4.21. Módulos de Tensiones Estimadas red $IEEE$ de 37 nodos trifásico - Método basado en ecuaciones de potencia

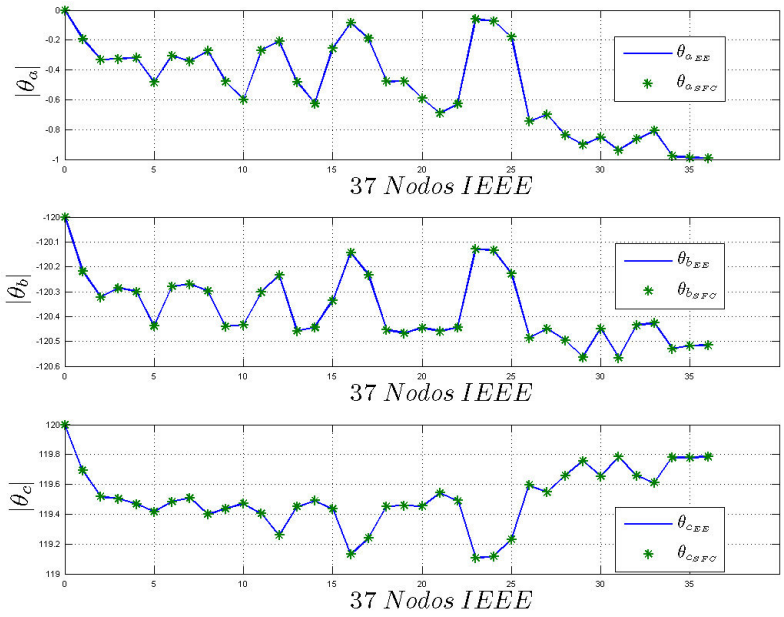


Figura 4.22. Ángulos Estimados red $IEEE$ de 37 nodos trifásico - Método basado en ecuaciones de potencia

Las diferencias entre los cálculos de las pérdidas en función de las tolerancias para las restricciones en ambos métodos de estimación de estado se encuentran en el orden de 10^{-7}. Es decir para este caso, las soluciones de las variables de estado convergen en términos prácticos a la misma solución (4.21 y 4.22) y de manera independiente a los diferentes rangos de tolerancia. Esto se denota en las gráficas C.4, C.5 y C.6 pertenecientes al anexo III.

4.2.2.2. Análisis de Observabilidad

En la siguiente tabla resumen se encuentran las dimensiones de las restricciones para ambos problemas de optimización.

Método	Restricción	Dimensión
Método Propuesto	$g(\mathbf{x})$	225
Potencia	$h(\mathbf{x})$	225

Tabla 4.10. Comparación entre restricciones para la red IEEE de 37 nodos trifásico

Dado que el número de variables de estado $\mathbf{x_{abc}}$ para esta red es 219, ambas dimensiones de las restricciones $g(\mathbf{x})$ y $h(\mathbf{x})$ satisfacen el requerimiento de observabilidad, según lo expuesto en la tabla 4.10.

4.3. Caso 123 Nodos

4.3.1. Red de Secuencia Positiva

4.3.1.1. Tensiones y Ángulos

Los despliegues gráficos de los perfiles de tensiones y ángulos con ambas metodologías de estimación de estado se exponen a continuación:

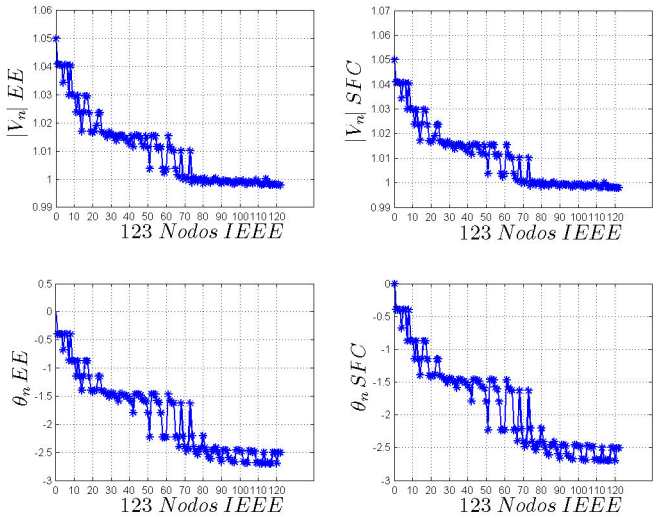


Figura 4.23. Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 123 nodos - Método Propuesto

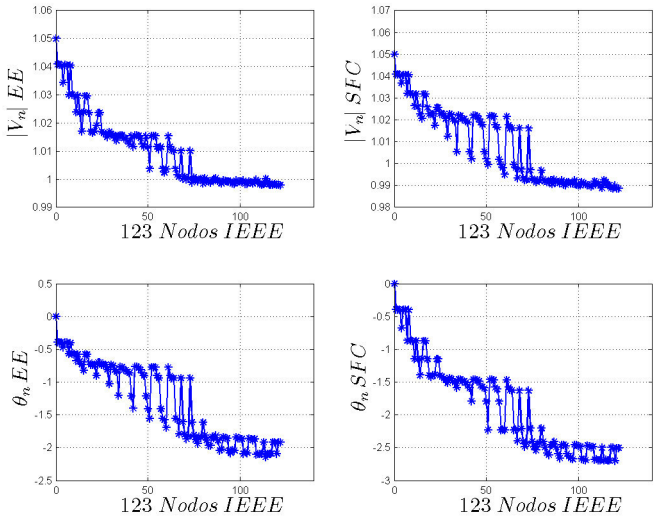


Figura 4.24. Variables de Estado Estimadas red $IEEE$ de 123 nodos - Método de basado en ecuaciones de potencia

En correspondencia con las gráficas 4.23 y 4.23 existen diferencias entre las variables de estado estimadas por medio de ambos métodos. De igual manera que en los casos anteriores la diferencia entre las pérdidas activas y reactivas calculadas efectuando variaciones sobre el parámetro TolCon se encuentran en el anexo IV con ubicación D.3, D.4 y D.5. Según dichas representaciones gráficas las diferencias entre los cálculos de las pérdidas se encuentran en el orden de 10^{-2}. Además los errores y residuos entre ambos métodos de estimación se ubican en la tabla D.8.

Las tablas con los resultados del estimador de estado propuesto en esta tesis, se encuentran en el anexo IV, según la ubicación especificada a continuación:

Medida / Pseudomedida	Significado	Tabla	Gráfica
$\mathbf{\lvert V_0 \rvert^m}$	Tensiónes	D.1	No aplica
$\mathbf{W^m}$	Energía	D.2	D.1
$\mathbf{fp^m}$	Factor de Potencia	D.3	D.1
$\mathbf{J_{01}{}^m}$	Corriente de rama	D.4	No aplica

Tabla 4.11. Red de 123 nodos - Tabla de ubicación

4.3.1.2. Análisis de Observabilidad

Método	Restricción	Dimensión
Propuesto	$g(\mathbf{x})$	247
Potencia	$h(\mathbf{x})$	247

Tabla 4.12. Comparación entre restricciones para la red IEEE de 123 nodos

El número de variables de estado $\mathbf{x}$ que conforman este problema es 245 , y la dimensión de las restricciones $g(\mathbf{x})$ y $h(\mathbf{x})$ son respectivamente 247 y 247 respectivamente, es decir se cumple el requerimiento de observabilidad.

4.3.2. Equivalente Trifásico

4.3.2.1. Tensiones y Ángulos

Los resultados obtenidos por medio de aplicación de ambas metodologías de estimación de estado son las siguientes:

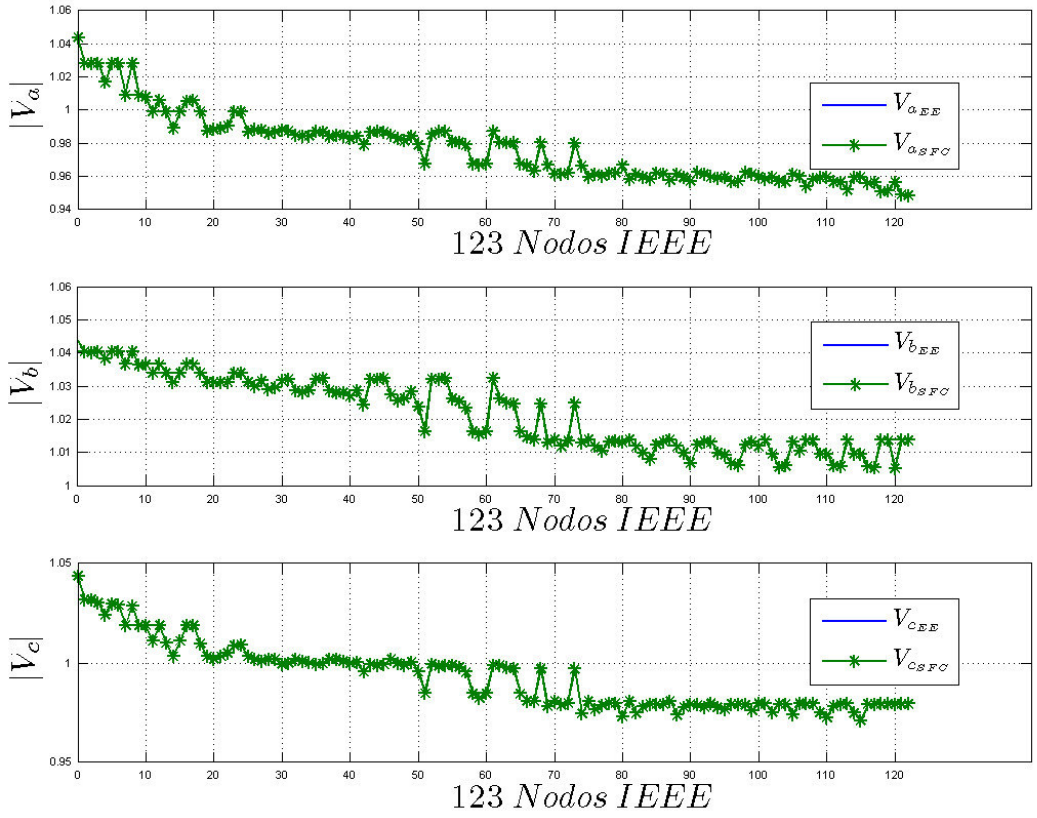


Figura 4.25. Módulos de Tensiones Estimadas red $IEEE$ de 123 nodos trifásico - Método Propuesto

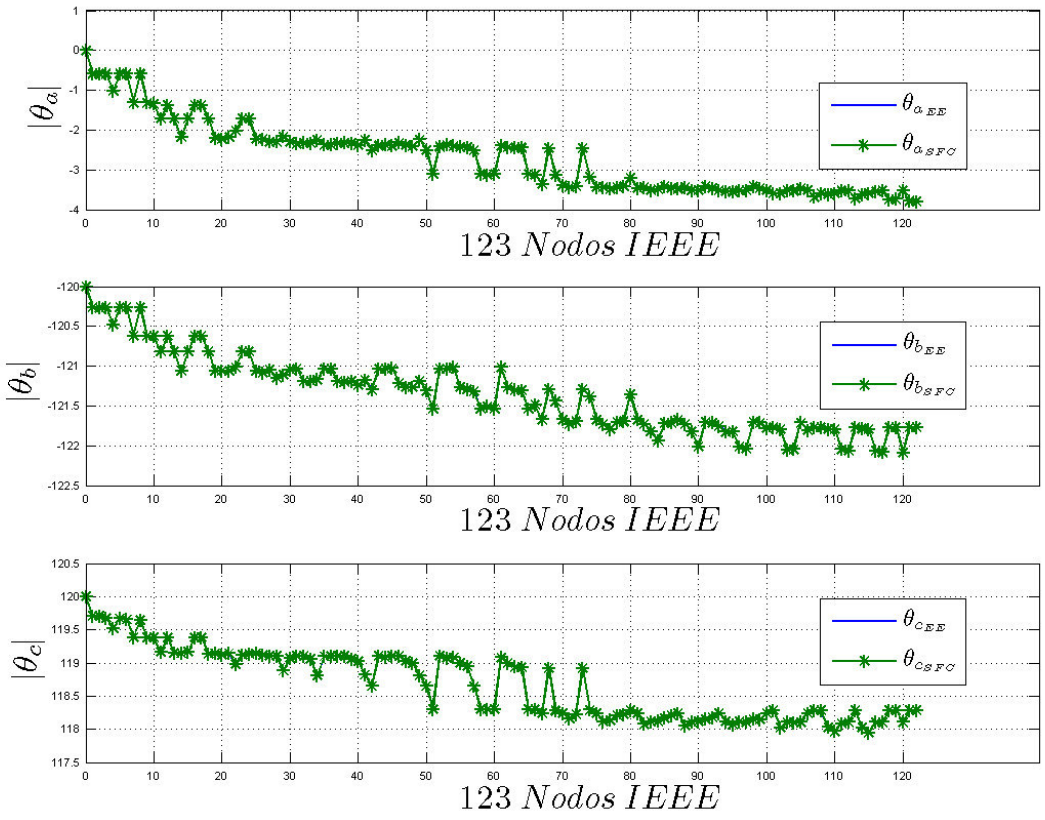


Figura 4.26. Ángulos Estimados red $IEEE$ de 123 nodos trifásico - Método Propuesto

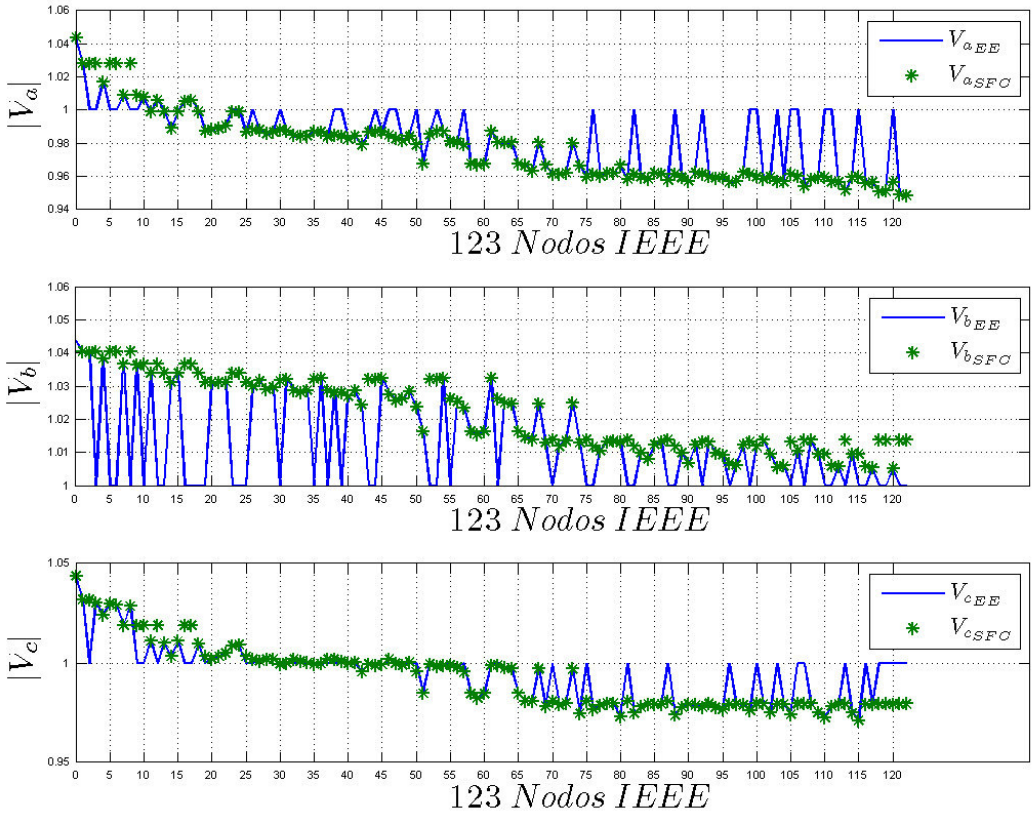


Figura 4.27. Módulos de Tensiones Estimadas red $IEEE$ de 123 nodos trifásico - Método basado en ecuaciones de potencia

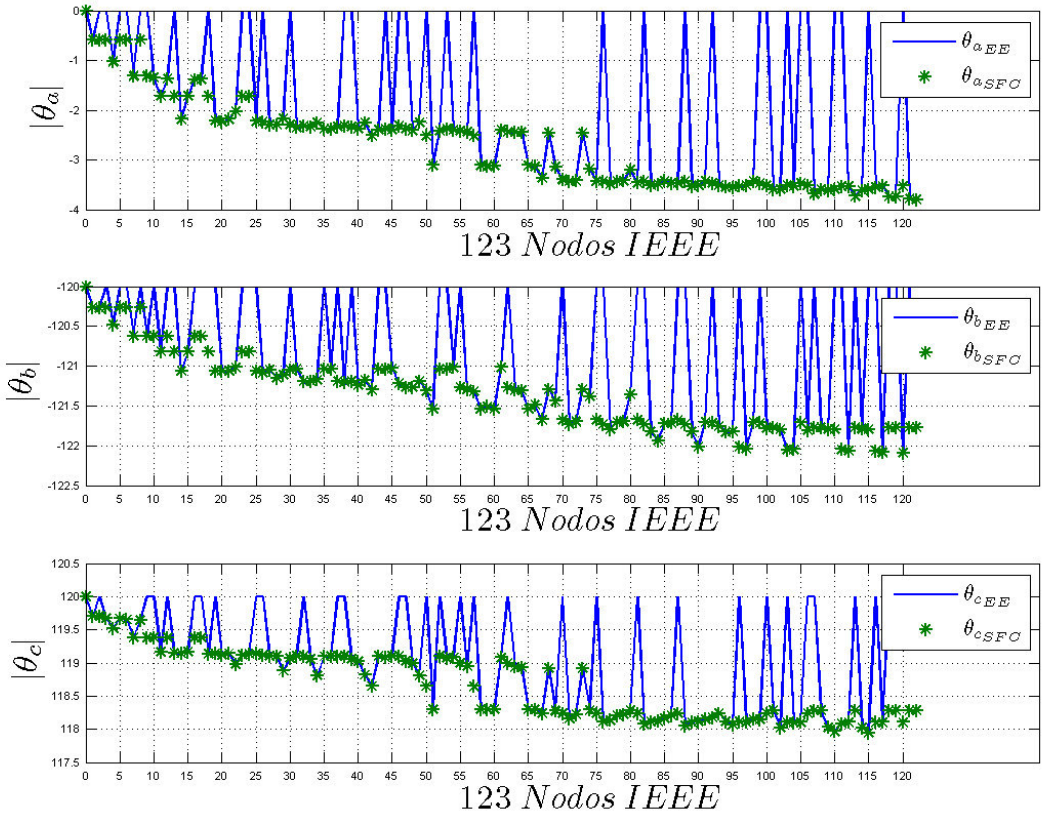


Figura 4.28. Ángulos Estimados red $IEEE$ de 123 nodos trifásico - Método basado en ecuaciones de potencia

Según las gráficas 4.25 y 4.26 las variables de estado estimadas coinciden con la solución de flujo de carga. Sin embargo al efectuar la comparación con el modelo de estimador de estado fundamentado en las ecuaciones de potencia (ver representaciones 4.27 y 4.28) se obtienen diferencias particulares que además de ser consecuencia de los criterios de parada de las restricciones, tienen también su origen en la topología intrínsica del modelo, el cual según [65] es desequilibrado tanto en potencia asignada por fase, como en configuraciones de tramos de línea. Los residuos y errores entre ambas metodologías se encuentran en el anexo IV D.16

El orden del error al efectuar las simulaciones de cálculo de pérdidas asumiendo diferentes tolerancias tiene por valor 10^{-6}. Las gráficas representativas se encuentran en el

anexo IV, D.6, D.7 y D.8.

Las tablas con los resultados del estimador de estado propuesto en esta tesis, se encuentran en el anexo IV, según la ubicación especificada a continuación:

Medida / Pseudomedida	Significado	Tabla	Gráfica
$\mathbf{\lvert V_{abc-0}\rvert^m}$	Tensiones	D.9	No aplica
$\mathbf{W^m}$	Energía	D.10	D.2
$\mathbf{fp^m}$	Factor de Potencia	D.11	D.2
$\mathbf{J_{01}}^{\mathbf{m}}$	Corriente de rama	D.12	No aplica

Tabla 4.13. Red de 123 nodos trifásica - Tabla de ubicación

4.3.2.2. Análisis de Observabilidad

Método	Restricción	Dimensión
Método Propuesto	$g(\mathbf{x})$	741
Potencia	$h(\mathbf{x})$	741

Tabla 4.14. Comparación entre restricciones para la red IEEE de 123 nodos trifásica

El número de variables de estado $\mathbf{x_{abc}}$ que conforman este problema es 735 , y la dimensión de las restricciones $g(\mathbf{x})$ y $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ son respectivamente 741 y 741 respectivamente, es decir se cumple el requerimiento de observabilidad.

Contexto Metodológico de Aportes desarrollados en esta Tesis

En esta sección se complementan las conclusiones expuestas anteriormente, presentando una tabla en la cual se resumen las metodologías de Estimación de Estado en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, por autor, escritura de las restricciones y vector de mediciones y/o pseudomediciones:

Autor	Metodología	Vector de Medidas/Pseudomedidas
Baran	Ecuaciones de Potencia [3]	Flujos de P. Potencias Inyec., Tensiones
De Oliveira P.	Ecuaciones de Tensiones [27]	Flujos de P, Potencias Inyec., Tensiones
Rojas Andrés	Ecuaciones de Tensiones [1]	Corrientes de Rama, Energía, Tensiones

Tabla 4.15. Contexto de Aportes Metodológicos

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentan las contribuciones principales, resultantes de aplicación exitosa de la metodología propuesta en este trabajo de tesis, a las redes de prueba de la IEEE de 4, 37 y 123 en sus equivalentes de secuencia positiva y trifásico. Finalmente se nombran una serie de recomendaciones para futuras líneas de investigación, relacionadas con este trabajo de tesis.

Las contribuciones principales son:

- En esta tesis se presentó una formulación novedosa del problema de EESDEE. Las ecuaciones que conforman el vector de restricciones de la función objetivo, se basan en la aplicación directa de las Leyes de Kirchoff escritas según la metodología desarrollada en [1] **utilizando como pseudomedidas las energías agregadas por punto de transformación en aquellos nodos de la red en los cuales se disponga de la relación cliente transformador**. Esto representa una diferencia con respecto a los modelos clásicos ([2] y [3]) donde se utilizan como restricciones las ecuaciones de potencias inyectadas y flujos de potencia en función de las variables de estado y también con respecto a la metodología expuesta en [27], la cual se fundamenta en un modelo de restricciones según [1] pero utilizando como medidas las inyecciones de potencia nodales

- La inclusión dentro del vector de medidas según la metodología propuesta, de la energía agregada por punto de transformación en aquellos nodos de la red en los cuales se disponga de la relación cliente transformador, representa una contribución única de alta envergadura en los que se refiere a la operación y planificación eficiente de los sistemas de distribución. Esto debido a que la información de medidas disponibles en las acometidas de baja tensión para los diferentes tipos de clientes, es

la realizada por los contadores de energía u otros dispositivos inteligentes, la cual a través de un procesamiento estadístico de agregación de demanda hasta la media tensión (donde se encuentra el protector de distribución), es factible conocer o aproximar su valor; y consecuentemente con la aplicación del algoritmo de EE se logra estimar con mayor precisión su valor, a su vez que se verifican las corrientes de rama en el circuito principal y posteriormente se efectúan estudios para la determinación de las pérdidas técnicas

- Otro aporte de este trabajo de tesis consiste en la definición de la condición de observabilidad para la aplicación de técnica de mínimo cuadrado. Es decir, la dimensión del vector de medidas y la dimensión del vector de inyecciones de potencias nulas, poseen un tratamiento por separado según se definió en 2.59. Esto representa un aporte considerable debido a que las inyecciones de potencia nula están directamente contenidas dentro del modelo que constituyen las restricciones (es decir son medidas virtuales con error cero) del problema de optimización, lo cual representa una diferencia con respecto a su tratamiento por medio de la metodología de EE expuesta por **Schweppe** en [2] y **Baran** [3], en donde las inyecciones de potencias nulas forman parte del vector de medidas y son congruentes con la resolución de ecuaciones no lineales de inyecciones de potencia y flujos de potencia, en función de la variables de estado

- El comportamiento estadístico del EE ante la entrada de vectores de medidas generados a partir de distribuciones de probabilidades del tipo normal, y considerando independencia entre ellas, produce también distribuciones de soluciones óptimas del tipo normal, en donde la relación entre las varianzas a la entrada y salida del proceso de optimización son lineales. Es decir, por medio de técnica de Monte Carlo se verificó el comportamiento estocástico del problema de EE, obteniendo como resultados las distribuciones de variables de estado, medidas y pseudomedidas estimadas, con un valor esperado consecuente con un escenario de condición de demanda máxima y varianzas pertenecientes a distribuciones del tipo normal. La tendencia lineal entre las varianzas generadas en las muestras de cada vector de medidas, y las resultantes con el proceso de optimización, obedece al cumplimiento en cada experimento del teorema del límite central basado en la ley de los grandes números, en la cual los fenómenos estocásticos tienden a medida que aumenta la muestra a ser gaussianos (propiedad estadística de los estimadores cuadráticos denominada **consistencia**) Finalmente la metodología propuesta constituye un problema de regresión no lineal

multivariable del tipo **insesgado** [66], es decir que la diferencia entre la esperanza de las variables estimadas y su valor verdadero son nulos o están centrados, dada la naturaleza probabilística del tipo normal de la medidas y de la respuesta del proceso de optimización, la cual fue validada mediante la aplicación de técnica de Monte Carlo aumentando el número de muestras (medidas) para diversos experimentos. Esto también posee relación con la propiedad **asintótica insesgada** del estimador cuadrático en el cual se establece lo siguiente [66]:

$$\lim_{n\to\infty} E(\widehat{\theta}) = \theta \tag{4.30}$$

Donde:

- n es el número de muestras del experimento
- E es la esperanza
- $\widehat{\theta}$ representan el conjunto de valores estimados
- θ es el valor verdadero

- La metodología de EE desarrollada en este trabajo de tesis representa un avance en cuanto a las técnicas de Asignación de Demanda (*Load Allocation*) utilizadas actualmente, las cuales se basan en aplicación de Factores de Capacidad, Flujo de Carga, entre otras

- Con la aplicación de ambas metodologías a las redes de prueba IEEE de 4, 37 y 123 nodos en sus equivalentes de secuencia positiva y trifásico, se obtuvieron resultados de las variables de estado estimadas relativamente similares. Las diferencias fueron consecuencia de los criterios de parada de ambos problemas de optimización, los cuales se basan en satisfacer tolerancias de tensiones (metodología propuesta) y potencias (metodología clásica). Es importante considerar que los resultados de las variables de estado estimadas provienen de la formulación de un vector de medidas y pseudomedidas coincidentes con los valores esperados, y además sus varianzas no poseen correlación y están asociadas a distribuciones de probabilidades del tipo normal

El conjunto de recomendaciones derivadas de este trabajo de tesis son:

- Extender la formulación de EESDEE desarrollada en esta tesis, utilizando los métodos de factores de asignación por punto de transformación, de manera que se elabore una herramienta para aplicación en tiempo en real con fines de supervisión y control de las redes de distribución

- Desarrollar un modelo estadístico para las energías nodales, basados en la distribución de Pearson de manera que utilizando simulación de Monte Carlo, se obtengan las distribuciones de probabilidades de las variables de estado y mediciones estimadas provenientes del algoritmo de EE propuesto. Otra metodología recomendada para el modelo de las energías, es la aplicación de técnicas Gaussianas Mixtas donde cualquier distribución de probabilidades puede ser descompuesta en varias del tipo normal. Una formulación extensa de este tipo se encuentra en [17]

- Elaborar un análisis de sensibilidad sobre la asignación de pesos del vector de medidas de manera que se obtengan espectros de soluciones óptimas.

- Ejecutar la prueba χ^2 (chi cuadrado) de manera que se verifiquen la calidad y verosimilitud de las variables estimadas mediante la metodología de EE propuesta en esta tesis

BIBLIOGRAFÍA

[1] P.M. De Oliveira-De Jesus, M.A. Alvarez, and J.M. Yusta. Distribution power flow method based on a real quasi-symmetric matrix. *Electric Power Systems Research*, 95:148 – 159, 2013.

[2] F. C. Schweppe and J. Wildes. Power system static-state estimation, part i: Exact model. *Power Systems, IEEE Transactions on*, (1):120–125, 1970.

[3] M. E. Baran and A. W. Kelley. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9(3):1601–1609, 1994.

[4] IEA. World energy outlook 2012: In-depth study on energy-efficiency. Technical report, IEA, 2012.

[5] P. De Oliveira. *Remuneration of Distributed Generation: A Holistic Approach*. PhD thesis, Universidade do Porto. Facultade de Engenharia, 2007.

[6] Dmitry Podkuiko Stephen McLaughlin and Patrick McDaniel. Energy theft in the advanced metering infrastructure. Technical report, Pennsylvania State University, University Park, PA.

[7] Ali Abur and Antonio Gomez Expósito. *Power System State Estimation Theory and Inplementation*. Marcel Dekker, Inc, 2004.

[8] M. E. Baran and A. W. Kelley. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. 10(1):483–491, 1995.

[9] I. Roytelman and S. M. Shahidehpour. State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions. 8(4):2009–2015, 1993.

[10] J. H. Teng and W.-H. E. Liu. Distribution system state estimation. 10(1):229–240, 1995.

[11] A. P. Sakis Meliopoulos. Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11:939–946, 1996.

[12] Jen-Hao Teng Whei-Min Lin. State estimation for distribution systems with zero-injection constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11:518–524, 1996.

[13] B.M. Zhang H.B. Sun. Distribution matching power flow: A new technique for distribution system state estimation. *Power Engineering Review, IEEE*, 22:45–47, 2002.

[14] Jie Wan and K. N. Miu. Weighted least squares methods for load estimation in distribution networks. 18(4):1338–1345, 2003.

[15] Noel N. Schulz Haibin Wang. A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 19:207–213, 2004.

[16] R. Singh. Choice of estimator for distribution system state estimation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 3:666–678, 2008.

[17] R. Singh B.C. Pal R.A. Jabr. Distribution system state estimation through gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement. *Published in IET Generation, Transmission & Distribution*, pages 50–59, 2009.

[18] Richard B. Vinter Ravindra Singh, Bikash C. Pal. Measurement placement in distribution system state estimation. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 24:668–675, 2009.

[19] I. Dzafic. High performance state estimation for smart grid distribution network operation. In *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES*, 2011.

[20] S. Henselmeyer I. Dzafic, Neisius. Real time distribution system state estimation based on interior point method. In *17 th Power Systems Computation Conference*, 2011.

[21] M. Karimi. Impact of load modeling in distribution state estimation. In *Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO) Melaka, Malaysia, 2012 Ieee International*, 2012.

[22] G.N. Korres. A state estimation algorithm for monitoring topology changes in distribution systems. In *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, 2012.

[23] Ahmad Abdel-Majeed. Low voltage system state estimation using smart meters. In *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012 47th International*, 2012.

[24] D. A. Haughton. A linear state estimation formulation for smart distribution systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, PP:1–9, 2012. Early Access.

[25] Jovica V. Milanovic Nick C. Woolley. Statistical estimation of the source and level of voltage unbalance in distribution networks. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 27:1450–1460, 2012.

[26] M Baran. Branch current based state estimation for distribution system monitoring. In *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, 2012.

[27] P. De Oliveira. Análisis avanzado de sistemas de distribución de energía eléctrica. Trabajo de ascenso a profesor titular, Universidad Simón Bolívar, Departamento de Conversión y Transporte de Energía, 2013.

[28] Ke Li. State estimation for power distribution system and measurement impacts. 11(2):911–916, 1996.

[29] A. K. Ghosh, D. L. Lubkeman, M. J. Downey, and R. H. Jones. Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach. 12(1):45–51, 1997.

[30] Robert H. Jones Atish K. Ghosh, David L. Lubkeman. Load modeling for distribution circuit state estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12:999–1005, 1997.

[31] Efthymios Manitsas Ravindra Singh. A recursive bayesian approach for identification of network configuration changes in distribution system state estimation. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 25:1329–1326, 2010.

[32] Aleksandar Kavcic Tao Yang Ying Hu, Anthony Kuh. A belief propagation based power distribution system state estimator. *IEEE COMPUTATIONAL INTELLIGENCE MAGAZINE*, pages 36–46, 2011.

[33] P.A. Pegoraro. On the robustness in distribution system state estimation. In *Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2012 IEEE International*, 2012.

[34] V. Miranda, J. Pereira, and J. T Saraiva. Load allocation in DMS with a fuzzy state estimator. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2):529–534, May 2000.

[35] João Tomé Saraiva Vladimiro Miranda, Jorge Pereira. State estimation in dms - combining fuzzy information and measurements. In *CIRED'96*, 1996.

[36] V. Miranda, J. Pereira, and J. T Saraiva. State estimation in dms - combining fuzzy information and measurements. *Proceedings of CIRED 96 - Congreso Internacional de Redes Eléctricas de Distribución*, pages pp.147–152, Buenos Aires, Argentina, 1996.

[37] V. Miranda, J. Pereira, and J. T Saraiva. Combining fuzzy and probabilistic data in power system state estimation. *IProceedings of PMAPS 97 - 5th International Probabilistic Methods Applied to Power Systems Conference*, pages pp.151–157, October, 1997.

[38] V. Miranda, J. Pereira, and J. T Saraiva. A comprehensive state estimation approach for ems/dms applications. *Proceedings of PowerTech 99 - IEEE Budapest Power Tech 99 Budapest, Hungary*, September, 1999.

[39] Jorge M. Correia Pereira. *A State Estimation Approach for Distribution Networks considering Uncertainties and Switching*. PhD thesis, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia, July, 2001.

[40] Jorge Pereira. An integrated load allocation/state estimation approach for distribution networks. *Proceedings of PMAPS 2004 - 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems*, 2004.

[41] Andrija T. Saric´ and Rade M. C´ iric. Integrated fuzzy state estimation and load flow analysis in distribution networks. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 18(2):571–578, 2003.

[42] Xin-SheYang. *Engineering Optimization: An Introduction with Metaheuristic Applications*. John Wiley & Sons, 2010.

[43] E. N. Abdallah A. A. Hossam-Eldin and M. S. El-Nozahy. A modified genetic based technique for solving the power system state estimation problem. *World Academy of Science, Engineering and Technology 55*, pages 311–320, 2009.

[44] Mitsuo Gen and Runwei Cheng. *Genetic algorithms and engineering optimization*. Wiley-IEEE, 2000.

[45] Nazia Nusrat. Development of novel state estimation algorithms for active distribution networks. In *Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of 2011 46th International*, 2011.

[46] W. L. Kling. Distributed state estimation for multi-agent based active distribution networks. In *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010.

[47] Yoshikazu Fukuyama. State estimation and optimal setting of voltage regulator in distribution systems. In *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, 2001.

[48] S. Naka. A hybrid particle swarm optimization for distribution state estimation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18:60–68, 2003.

[49] T. Niknam, A. M. Ranjbar, A. R. Shirani, and A. Ostadi. A new approach based on ant colony algorithm to distribution management system with regard to dispersed generation. In *Proc. 18th Int. Conf. and Exhibition Electricity Distribution CIRED 2005*, pages 1–5, 2005.

[50] S. Grenard O. Chilard and O. Devaux. Comparison of the performances of distribution state estimation algorithms: classical newton approach and pso approach. In *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, 2012.

[51] Chennakesava R. Alavala. *Fuzzy Logic and Neural Networks. Basic concepts and Application*. One World.

[52] Nikola K. Kasabov. *Foundations of Neural Networks, Fuzzy Systems, and Knowledge Engineering*. 1996 Massachusetts Institute of Technology, 1998.

[53] Bikash C. Pal Goran Strbac Efthymios Manitsas, Ravindra Singh. Distribution system state estimation using an artificial neural network approach for pseudo measurement modeling. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 27:1888–1895, 2011.

[54] G.A. Taylor. Smart distribution network operation: Emerging techniques and standards. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011.

[55] L. De Alvaro Garcia. Scalable distribution state estimation approach for distribution management systems. In *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, 2011.

[56] Ali Reza Seifi Ali Reza Abbasi. A new coordinated approach to state estimation in integrated power systems. *Electrical Power and Energy Systems*, 45:152–158, 2013.

[57] I. Dzafic and H-T. Neisius. Quasi-parallel network applications in real-time distribution management system. *Int. J. Innovative Computing and Applications*, 4:3–11, 2012.

[58] S. Henselmeyer I. Dzafic, D.Ablakovic. Real-time three-phase state estimation for radial distribution networks. 2012.

[59] Ravindra Singh. Meter placement for distribution system state estimation: An ordinal optimization approach. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 26:2328–2335, 2011.

[60] Rojas A D. Oliveira P. New formulation for distribution system state estimation. In *VI Andean Region International Conference, Andescon*, 2012.

[61] A. Monticelli. *State estimation in electric power systems: a generalized approach.* Springer, 1999.

[62] Jen-Hao Teng. A direct approach for distribution system load flow solutions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(3):882–887, 2003.

[63] IEEE 4 Node Test Feeder IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. 2006.

[64] IEEE 37 Node Test Feeder IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. 2004.

[65] IEEE 123 Node Test Feeder IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. 2004.

[66] Damodar N. Gujarati. *Basic Econometrics.* Mc Graw Hill.

APÉNDICE I

DATOS DE REDES IEEE

A.1. Datos de potencias inyectadas, factores de potencia y energías activas para las redes IEEE de 37 y 123 nodos

Tabla A.1. Potencias máximas inyectadas y su conversión a energía mensual para la red IEEE de 37 nodos - caso trifásico

Nodo	$\mathbf{P_i}$	$\cos\varphi_\mathbf{i}$	$\mathbf{W_i}$	Nodo	$\mathbf{P_i}$	$\cos\varphi_\mathbf{i}$	$\mathbf{W_i}$
701	-0.42	0.894	-272.16	729	-0.126	0.894	-81.648
701	-0.42	0.894	-272.16	729	0	0.000	0
701	-1.05	0.894	-680.4	729	0	0.000	0
702	0	0.000	0	731	0	0.000	0
702	0	0.000	0	731	-0.255	0.905	-165.24
702	0	0.000	0	731	0	0.000	0
705	0	0.000	0	708	0	0.000	0
705	0	0.000	0	708	0	0.000	0
705	0	0.000	0	708	0	0.000	0
713	0	0.000	0	775	0	0.000	0
713	0	0.000	0	775	0	0.000	0
713	-0.255	0.905	-165.24	775	0	0.000	0
703	0	0.000	0	724	0	0.000	0
703	0	0.000	0	724	-0.126	0.894	-81.648
703	0	0.000	0	724	0	0.000	0
742	-0.024	0.894	-15.552	722	0	0.000	0
742	-0.255	0.905	-165.24	722	-0.42	0.894	-272.16
742	0	0.000	0	722	-0.063	0.903	-40.824

712	0	0.000	0	725	0	0.000	0
712	0	0.000	0	725	-0.126	0.894	-81.648
712	-0.255	0.905	-165.24	725	0	0.000	0
704	0	0.000	0	733	-0.255	0.905	-165.24
704	0	0.000	0	733	0	0.000	0
704	0	0.000	0	733	0	0.000	0
727	0	0.000	0	732	0	0.000	0
727	0	0.000	0	732	0	0.000	0
727	-0.126	0.894	-81.648	732	-0.126	0.894	-81.648
730	0	0.000	0	734	0	0.000	0
730	0	0.000	0	734	0	0.000	0
730	-0.255	0.905	-165.24	734	-0.126	0.894	-81.648
714	-0.051	0.905	-33.048	737	-0.42	0.894	-272.16
714	-0.063	0.903	-40.824	737	0	0.000	0
714	0	0.000	0	737	0	0.000	0
720	0	0.000	0	710	0	0.000	0
720	0	0.000	0	710	0	0.000	0
720	-0.255	0.905	-165.24	710	0	0.000	0
744	-0.126	0.894	-81.648	738	-0.378	0.897	-244.944
744	0	0.000	0	738	0	0.000	0
744	0	0.000	0	738	0	0.000	0
709	0	0.000	0	735	0	0.000	0
709	0	0.000	0	735	0	0.000	0
709	0	0.000	0	735	-0.255	0.905	-165.24
718	-0.255	0.905	-165.24	736	0	0.000	0
718	0	0.000	0	736	-0.126	0.894	-81.648
718	0	0.000	0	736	0	0.000	0
707	0	0.000	0	711	0	0.000	0
707	0	0.000	0	711	0	0.000	0
707	0	0.000	0	711	0	0.000	0
706	0	0.000	0	741	0	0.000	0
706	0	0.000	0	741	0	0.000	0
706	0	0.000	0	741	-0.126	0.894	-81.648

728	-0.126	0.894	-81.648	740	0	0.000	0
728	-0.126	0.894	-81.648	740	0	0.000	0
728	-0.126	0.894	-81.648	740	-0.255	0.905	-165.24

Tabla A.2. Potencias máximas inyectadas y su conversión a energía mensual para la red IEEE de 123 nodos - caso trifásico

Nodo	R	X					
1	-0.12	0.894	-77.76	46	-0.06	0.894	-38.88
1	0	0.000	0	46	0	0.000	0
1	0	0.000	0	46	0	0.000	0
2	0	0.000	0	48	-0.21	0.814	-136.08
2	-0.06	0.894	-38.88	48	-0.21	0.814	-136.08
2	0	0.000	0	48	-0.21	0.814	-136.08
3	0	0.000	0	49	-0.105	0.814	-68.04
3	0	0.000	0	49	-0.21	0.814	-136.08
3	0	0.000	0	49	-0.105	0.814	-68.04
7	-0.06	0.894	-38.88	610	0	0.000	0
7	0	0.000	0	610	0	0.000	0
7	0	0.000	0	610	0	0.000	0
4	0	0.000	0	63	-0.12	0.894	-77.76
4	0	0.000	0	63	0	0.000	0
4	-0.12	0.894	-77.76	63	0	0.000	0
5	0	0.000	0	67	0	0.000	0
5	0	0.000	0	67	0	0.000	0
5	-0.06	0.894	-38.88	67	0	0.000	0
8	0	0.000	0	50	0	0.000	0
8	0	0.000	0	50	0	0.000	0
8	0	0.000	0	50	-0.12	0.894	-77.76
6	0	0.000	0	64	0	0.000	0
6	0	0.000	0	64	-0.225	0.906	-145.8
6	-0.12	0.894	-77.76	64	0	0.000	0
12	0	0.000	0	68	-0.06	0.894	-38.88
12	-0.06	0.894	-38.88	68	0	0.000	0
12	0	0.000	0	68	0	0.000	0
9	-0.12	0.894	-77.76	72	0	0.000	0
9	0	0.000	0	72	0	0.000	0
9	0	0.000	0	72	0	0.000	0
13	0	0.000	0	97	0	0.000	0

13	0	0.000	0	97	0	0.000	0
13	0	0.000	0	97	0	0.000	0
14	0	0.000	0	51	-0.06	0.894	-38.88
14	0	0.000	0	51	0	0.000	0
14	0	0.000	0	51	0	0.000	0
34	0	0.000	0	65	-0.105	0.814	-68.04
34	0	0.000	0	65	-0.105	0.814	-68.04
34	-0.12	0.894	-77.76	65	-0.21	0.814	-136.08
18	0	0.000	0	69	-0.12	0.894	-77.76
18	0	0.000	0	69	0	0.000	0
18	0	0.000	0	69	0	0.000	0
152	0	0.000	0	73	0	0.000	0
152	0	0.000	0	73	0	0.000	0
152	0	0.000	0	73	-0.12	0.894	-77.76
11	-0.12	0.894	-77.76	76	-0.315	0.795	-204.12
11	0	0.000	0	76	-0.21	0.814	-136.08
11	0	0.000	0	76	-0.21	0.814	-136.08
10	-0.06	0.894	-38.88	98	-0.12	0.894	-77.76
10	0	0.000	0	98	0	0.000	0
10	0	0.000	0	98	0	0.000	0
15	0	0.000	0	197	0	0.000	0
15	0	0.000	0	197	0	0.000	0
15	0	0.000	0	197	0	0.000	0
19	-0.12	0.894	-77.76	66	0	0.000	0
19	0	0.000	0	66	0	0.000	0
19	0	0.000	0	66	-0.225	0.906	-145.8
21	0	0.000	0	70	-0.06	0.894	-38.88
21	0	0.000	0	70	0	0.000	0
21	0	0.000	0	70	0	0.000	0
135	0	0.000	0	74	0	0.000	0
135	0	0.000	0	74	0	0.000	0
135	0	0.000	0	74	-0.12	0.894	-77.76
52	-0.12	0.894	-77.76	77	0	0.000	0

52	0	0.000	0	77	-0.12	0.894	-77.76
52	0	0.000	0	77	0	0.000	0
16	0	0.000	0	86	0	0.000	0
16	0	0.000	0	86	-0.06	0.894	-38.88
16	-0.12	0.894	-77.76	86	0	0.000	0
17	0	0.000	0	99	0	0.000	0
17	0	0.000	0	99	-0.12	0.894	-77.76
17	-0.06	0.894	-38.88	99	0	0.000	0
20	-0.12	0.894	-77.76	101	0	0.000	0
20	0	0.000	0	101	0	0.000	0
20	0	0.000	0	101	0	0.000	0
22	0	0.000	0	71	-0.12	0.894	-77.76
22	-0.12	0.894	-77.76	71	0	0.000	0
22	0	0.000	0	71	0	0.000	0
23	0	0.000	0	75	0	0.000	0
23	0	0.000	0	75	0	0.000	0
23	0	0.000	0	75	-0.12	0.894	-77.76
35	-0.12	0.894	-77.76	78	0	0.000	0
35	0	0.000	0	78	0	0.000	0
35	0	0.000	0	78	0	0.000	0
53	-0.12	0.894	-77.76	87	0	0.000	0
53	0	0.000	0	87	-0.12	0.894	-77.76
53	0	0.000	0	87	0	0.000	0
24	0	0.000	0	100	0	0.000	0
24	0	0.000	0	100	0	0.000	0
24	-0.12	0.894	-77.76	100	-0.12	0.894	-77.76
25	0	0.000	0	102	0	0.000	0
25	0	0.000	0	102	0	0.000	0
25	0	0.000	0	102	-0.06	0.894	-38.88
36	0	0.000	0	105	0	0.000	0
36	0	0.000	0	105	0	0.000	0
36	0	0.000	0	105	0	0.000	0
40	0	0.000	0	79	-0.12	0.894	-77.76

40	0	0.000	0	79	0	0.000	0
40	-0.06	0.894	-38.88	79	0	0.000	0
54	0	0.000	0	80	0	0.000	0
54	0	0.000	0	80	-0.12	0.894	-77.76
54	0	0.000	0	80	0	0.000	0
26	0	0.000	0	88	-0.12	0.894	-77.76
26	0	0.000	0	88	0	0.000	0
26	0	0.000	0	88	0	0.000	0
28	-0.12	0.894	-77.76	89	0	0.000	0
28	0	0.000	0	89	0	0.000	0
28	0	0.000	0	89	0	0.000	0
37	-0.12	0.894	-77.76	450	0	0.000	0
37	0	0.000	0	450	0	0.000	0
37	0	0.000	0	450	0	0.000	0
38	0	0.000	0	103	0	0.000	0
38	-0.06	0.894	-38.88	103	0	0.000	0
38	0	0.000	0	103	-0.12	0.894	-77.76
41	0	0.000	0	106	0	0.000	0
41	0	0.000	0	106	-0.12	0.894	-77.76
41	0	0.000	0	106	0	0.000	0
42	-0.06	0.894	-38.88	108	0	0.000	0
42	0	0.000	0	108	0	0.000	0
42	0	0.000	0	108	0	0.000	0
55	-0.06	0.894	-38.88	81	0	0.000	0
55	0	0.000	0	81	0	0.000	0
55	0	0.000	0	81	0	0.000	0
57	0	0.000	0	90	0	0.000	0
57	0	0.000	0	90	-0.12	0.894	-77.76
57	0	0.000	0	90	0	0.000	0
27	0	0.000	0	91	0	0.000	0
27	0	0.000	0	91	0	0.000	0
27	0	0.000	0	91	0	0.000	0
31	0	0.000	0	104	0	0.000	0

31	0	0.000	0	104	0	0.000	0
31	-0.06	0.894	-38.88	104	-0.12	0.894	-77.76
29	-0.12	0.894	-77.76	107	0	0.000	0
29	0	0.000	0	107	-0.12	0.894	-77.76
29	0	0.000	0	107	0	0.000	0
39	0	0.000	0	109	-0.12	0.894	-77.76
39	-0.06	0.894	-38.88	109	0	0.000	0
39	0	0.000	0	109	0	0.000	0
43	0	0.000	0	300	0	0.000	0
43	-0.12	0.894	-77.76	300	0	0.000	0
43	0	0.000	0	300	0	0.000	0
44	0	0.000	0	82	-0.12	0.894	-77.76
44	0	0.000	0	82	0	0.000	0
44	0	0.000	0	82	0	0.000	0
56	0	0.000	0	84	0	0.000	0
56	-0.06	0.894	-38.88	84	0	0.000	0
56	0	0.000	0	84	-0.06	0.894	-38.88
58	0	0.000	0	92	0	0.000	0
58	-0.06	0.894	-38.88	92	0	0.000	0
58	0	0.000	0	92	-0.12	0.894	-77.76
60	-0.06	0.894	-38.88	93	0	0.000	0
60	0	0.000	0	93	0	0.000	0
60	0	0.000	0	93	0	0.000	0
33	-0.12	0.894	-77.76	110	0	0.000	0
33	0	0.000	0	110	0	0.000	0
33	0	0.000	0	110	0	0.000	0
32	0	0.000	0	83	0	0.000	0
32	0	0.000	0	83	0	0.000	0
32	-0.06	0.894	-38.88	83	-0.06	0.894	-38.88
30	0	0.000	0	85	0	0.000	0
30	0	0.000	0	85	0	0.000	0
30	-0.12	0.894	-77.76	85	-0.12	0.894	-77.76
45	-0.06	0.894	-38.88	94	-0.12	0.894	-77.76

45	0	0.000	0	94	0	0.000	0
45	0	0.000	0	94	0	0.000	0
47	-0.105	0.814	-68.04	95	0	0.000	0
47	-0.105	0.814	-68.04	95	-0.06	0.894	-38.88
47	-0.105	0.814	-68.04	95	0	0.000	0
59	0	0.000	0	111	-0.06	0.894	-38.88
59	-0.06	0.894	-38.88	111	0	0.000	0
59	0	0.000	0	111	0	0.000	0
61	0	0.000	0	112	-0.06	0.894	-38.88
61	0	0.000	0	112	0	0.000	0
61	0	0.000	0	112	0	0.000	0
62	0	0.000	0	96	0	0.000	0
62	0	0.000	0	96	-0.06	0.894	-38.88
62	-0.12	0.894	-77.76	96	0	0.000	0
160	0	0.000	0	113	-0.12	0.894	-77.76
160	0	0.000	0	113	0	0.000	0
160	0	0.000	0	113	0	0.000	0
250	0	0.000	0	114	-0.06	0.894	-38.88
250	0	0.000	0	114	0	0.000	0
250	0	0.000	0	114	0	0.000	0

Tabla A.3. Términos que componen la matriz $\mathbf{Z_{abc}}$ para la red IEEE de 37 Nodos

Nodo	r_{aa}	r_{ab}	r_{ac}	x_{aa}	x_{ab}	x_{ac}
Nodo	r_{ba}	r_{bb}	r_{bc}	x_{ba}	x_{bb}	x_{bc}
Nodo	r_{ca}	r_{cb}	r_{cc}	x_{ca}	x_{cb}	x_{cc}
701	0.0044	0.001	0.0005	0.003	-0.0006	-0.0006
701	0.001	0.004	0.001	-0.0006	0.0029	-0.0006
701	0.0005	0.001	0.0044	-0.0006	-0.0006	0.003
702	0.0037	0.0013	0.001	0.0023	-0.0003	-0.0005
702	0.0013	0.0035	0.0013	-0.0003	0.0021	-0.0003
702	0.001	0.0013	0.0037	-0.0005	-0.0003	0.0023
705	0.0069	0.0017	0.0016	0.0026	0.0009	0.0007
705	0.0017	0.0069	0.0017	0.0009	0.0024	0.0009
705	0.0016	0.0017	0.0069	0.0007	0.0009	0.0026
713	0.0038	0.0014	0.0014	0.002	0.0006	0.0005
713	0.0014	0.0039	0.0014	0.0006	0.0019	0.0006
713	0.0014	0.0014	0.0038	0.0005	0.0006	0.002
703	0.0052	0.0018	0.0013	0.0032	-0.0004	-0.0007
703	0.0018	0.0049	0.0018	-0.0004	0.0029	-0.0004
703	0.0013	0.0018	0.0052	-0.0007	-0.0004	0.0032
742	0.0055	0.0014	0.0013	0.002	0.0007	0.0006
742	0.0014	0.0055	0.0014	0.0007	0.0019	0.0007
742	0.0013	0.0014	0.0055	0.0006	0.0007	0.002
712	0.0041	0.001	0.001	0.0015	0.0005	0.0004
712	0.001	0.0042	0.001	0.0005	0.0015	0.0005
712	0.001	0.001	0.0041	0.0004	0.0005	0.0015
704	0.0055	0.0021	0.002	0.0029	0.0009	0.0007
704	0.0021	0.0056	0.0021	0.0009	0.0027	0.0009
704	0.002	0.0021	0.0055	0.0007	0.0009	0.0029
727	0.0041	0.001	0.001	0.0015	0.0005	0.0004
727	0.001	0.0042	0.001	0.0005	0.0015	0.0005
727	0.001	0.001	0.0041	0.0004	0.0005	0.0015
730	0.0064	0.0024	0.0023	0.0033	0.001	0.0008
730	0.0024	0.0064	0.0024	0.001	0.0031	0.001
730	0.0023	0.0024	0.0064	0.0008	0.001	0.0033
714	0.0014	0.0003	0.0003	0.0005	0.0002	0.0001
714	0.0003	0.0014	0.0003	0.0002	0.0005	0.0002

714	0.0003	0.0003	0.0014	0.0001	0.0002	0.0005
720	0.0085	0.0032	0.003	0.0044	0.0014	0.001
720	0.0032	0.0086	0.0032	0.0014	0.0042	0.0014
720	0.003	0.0032	0.0085	0.001	0.0014	0.0044
744	0.003	0.0011	0.0011	0.0015	0.0005	0.0004
744	0.0011	0.003	0.0011	0.0005	0.0015	0.0005
744	0.0011	0.0011	0.003	0.0004	0.0005	0.0015
709	0.0021	0.0008	0.0008	0.0011	0.0003	0.0003
709	0.0008	0.0021	0.0008	0.0003	0.001	0.0003
709	0.0008	0.0008	0.0021	0.0003	0.0003	0.0011
718	0.009	0.0022	0.0021	0.0033	0.0012	0.0009
718	0.0022	0.009	0.0022	0.0012	0.0032	0.0012
718	0.0021	0.0022	0.009	0.0009	0.0012	0.0033
707	0.0158	0.0039	0.0037	0.0059	0.0021	0.0016
707	0.0039	0.0159	0.0039	0.0021	0.0056	0.0021
707	0.0037	0.0039	0.0158	0.0016	0.0021	0.0059
706	0.0064	0.0024	0.0023	0.0033	0.001	0.0008
706	0.0024	0.0064	0.0024	0.001	0.0031	0.001
706	0.0023	0.0024	0.0064	0.0008	0.001	0.0033
728	0.0034	0.0009	0.0008	0.0013	0.0005	0.0003
728	0.0009	0.0035	0.0009	0.0005	0.0012	0.0005
728	0.0008	0.0009	0.0034	0.0003	0.0005	0.0013
729	0.0048	0.0012	0.0011	0.0018	0.0006	0.0005
729	0.0012	0.0048	0.0012	0.0006	0.0017	0.0006
729	0.0011	0.0012	0.0048	0.0005	0.0006	0.0018
731	0.0064	0.0024	0.0023	0.0033	0.001	0.0008
731	0.0024	0.0064	0.0024	0.001	0.0031	0.001
731	0.0023	0.0024	0.0064	0.0008	0.001	0.0033
708	0.0034	0.0013	0.0012	0.0018	0.0006	0.0004
708	0.0013	0.0034	0.0013	0.0006	0.0017	0.0006
708	0.0012	0.0013	0.0034	0.0004	0.0006	0.0018
775	0.0018	0	0	0.0362	0	0
775	0	0.0018	0	0	0.0362	0
775	0	0	0.0018	0	0	0.0362
724	0.0131	0.0033	0.0031	0.0048	0.0017	0.0013
724	0.0033	0.0132	0.0033	0.0017	0.0046	0.0017

724	0.0031	0.0033	0.0131	0.0013	0.0017	0.0048
722	0.0021	0.0005	0.0005	0.0008	0.0003	0.0002
722	0.0005	0.0021	0.0005	0.0003	0.0007	0.0003
722	0.0005	0.0005	0.0021	0.0002	0.0003	0.0008
725	0.0048	0.0012	0.0011	0.0018	0.0006	0.0005
725	0.0012	0.0048	0.0012	0.0006	0.0017	0.0006
725	0.0011	0.0012	0.0048	0.0005	0.0006	0.0018
733	0.0034	0.0013	0.0012	0.0018	0.0006	0.0004
733	0.0013	0.0034	0.0013	0.0006	0.0017	0.0006
733	0.0012	0.0013	0.0034	0.0004	0.0006	0.0018
732	0.0055	0.0014	0.0013	0.002	0.0007	0.0006
732	0.0014	0.0055	0.0014	0.0007	0.0019	0.0007
732	0.0013	0.0014	0.0055	0.0006	0.0007	0.002
734	0.006	0.0022	0.0021	0.0031	0.001	0.0007
734	0.0022	0.006	0.0022	0.001	0.0029	0.001
734	0.0021	0.0022	0.006	0.0007	0.001	0.0031
737	0.0068	0.0026	0.0024	0.0035	0.0011	0.0008
737	0.0026	0.0069	0.0026	0.0011	0.0033	0.0011
737	0.0024	0.0026	0.0068	0.0008	0.0011	0.0035
710	0.009	0.0022	0.0021	0.0033	0.0012	0.0009
710	0.0022	0.009	0.0022	0.0012	0.0032	0.0012
710	0.0021	0.0022	0.009	0.0009	0.0012	0.0033
738	0.0043	0.0016	0.0015	0.0022	0.0007	0.0005
738	0.0016	0.0043	0.0016	0.0007	0.0021	0.0007
738	0.0015	0.0016	0.0043	0.0005	0.0007	0.0022
735	0.0034	0.0009	0.0008	0.0013	0.0005	0.0003
735	0.0009	0.0035	0.0009	0.0005	0.0012	0.0005
735	0.0008	0.0009	0.0034	0.0003	0.0005	0.0013
736	0.022	0.0055	0.0052	0.0082	0.0029	0.0022
736	0.0055	0.0222	0.0055	0.0029	0.0078	0.0029
736	0.0052	0.0055	0.022	0.0022	0.0029	0.0082
711	0.0043	0.0016	0.0015	0.0022	0.0007	0.0005
711	0.0016	0.0043	0.0016	0.0007	0.0021	0.0007
711	0.0015	0.0016	0.0043	0.0005	0.0007	0.0022
741	0.0043	0.0016	0.0015	0.0022	0.0007	0.0005
741	0.0016	0.0043	0.0016	0.0007	0.0021	0.0007

741	0.0015	0.0016	0.0043	0.0005	0.0007	0.0022
740	0.0034	0.0009	0.0008	0.0013	0.0005	0.0003
740	0.0009	0.0035	0.0009	0.0005	0.0012	0.0005
740	0.0008	0.0009	0.0034	0.0003	0.0005	0.0013

Tabla A.4. Términos que componen la matriz $\mathbf{Z_{abc}}$ para la red IEEE de 123 Nodos

Nodo	r_{aa}	r_{ab}	r_{ac}	x_{aa}	x_{ab}	x_{ac}
Nodo	r_{ba}	r_{bb}	r_{bc}	x_{ba}	x_{bb}	x_{bc}
Nodo	r_{ca}	r_{cb}	r_{cc}	x_{ca}	x_{cb}	x_{cc}
1	0.002	0.0007	0.0007	0.0047	0.0022	0.0017
1	0.0007	0.002	0.0007	0.0022	0.0046	0.0019
1	0.0007	0.0007	0.002	0.0017	0.0019	0.0047
2	0	0	0	0	0	0
2	0	0.0025	0	0	0.0026	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0.0036	0	0	0.0037
7	0.0015	0.0005	0.0005	0.0035	0.0016	0.0013
7	0.0005	0.0015	0.0005	0.0016	0.0034	0.0014
7	0.0005	0.0005	0.0015	0.0013	0.0014	0.0035
4	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0.0029	0	0	0.0029
5	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0.0047	0	0	0.0048
8	0.001	0.0003	0.0003	0.0024	0.0011	0.0008
8	0.0003	0.001	0.0003	0.0011	0.0023	0.0009
8	0.0003	0.0003	0.001	0.0008	0.0009	0.0023
6	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0.0036	0	0	0.0037
12	0	0	0	0	0	0
12	0	0.0033	0	0	0.0033	0
12	0	0	0	0	0	0
9	0.0033	0	0	0.0033	0	0
9	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
13	0.0015	0.0005	0.0005	0.0035	0.0016	0.0013
13	0.0005	0.0015	0.0005	0.0016	0.0034	0.0014

13	0.0005	0.0005	0.0015	0.0013	0.0014	0.0035
14	0.0062	0	0	0.0063	0	0
14	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0.0022	0	0	0.0022
18	0.0042	0.0014	0.0014	0.0095	0.0038	0.0045
18	0.0014	0.0042	0.0014	0.0038	0.0096	0.0035
18	0.0014	0.0014	0.0041	0.0045	0.0035	0.0097
152	0	0	0	0	0	0
152	0	0	0	0	0	0
152	0	0	0	0	0	0
11	0.0036	0	0	0.0037	0	0
11	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0
10	0.0036	0	0	0.0037	0	0
10	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0.0015	0	0	0.0015
19	0.0036	0	0	0.0037	0	0
19	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0
21	0.0015	0.0005	0.0005	0.0034	0.0014	0.0016
21	0.0005	0.0015	0.0005	0.0014	0.0035	0.0013
21	0.0005	0.0005	0.0015	0.0016	0.0013	0.0035
135	0	0	0	0	0	0
135	0	0	0	0	0	0
135	0	0	0	0	0	0
52	0.002	0.0007	0.0007	0.0047	0.0022	0.0017
52	0.0007	0.002	0.0007	0.0022	0.0046	0.0019
52	0.0007	0.0007	0.002	0.0017	0.0019	0.0047
16	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0

16	0	0	0.0055	0	0	0.0055
17	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0.0051	0	0	0.0052
20	0.0047	0	0	0.0048	0	0
20	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
22	0	0.0076	0	0	0.0077	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0012	0.0014
23	0.0004	0.0013	0.0004	0.0012	0.0029	0.0011
23	0.0004	0.0004	0.0013	0.0014	0.0011	0.0029
35	0.0019	0.0006	0.0006	0.0044	0.0016	0.0017
35	0.0006	0.0019	0.0006	0.0016	0.0043	0.0021
35	0.0006	0.0006	0.0019	0.0017	0.0021	0.0044
53	0.001	0.0003	0.0003	0.0024	0.0011	0.0008
53	0.0003	0.001	0.0003	0.0011	0.0023	0.0009
53	0.0003	0.0003	0.001	0.0008	0.0009	0.0023
24	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0.008	0	0	0.0081
25	0.0014	0.0005	0.0005	0.0032	0.0013	0.0015
25	0.0005	0.0014	0.0005	0.0013	0.0032	0.0012
25	0.0005	0.0005	0.0014	0.0015	0.0012	0.0032
36	0.0033	0.0011	0	0.0077	0.0027	0
36	0.0011	0.0033	0	0.0027	0.0076	0
36	0	0	0	0	0	0
40	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0014	0.0011
40	0.0004	0.0013	0.0004	0.0014	0.0029	0.0012
40	0.0004	0.0004	0.0013	0.0011	0.0012	0.0029
54	0.0006	0.0002	0.0002	0.0015	0.0007	0.0005
54	0.0002	0.0006	0.0002	0.0007	0.0014	0.0006
54	0.0002	0.0002	0.0006	0.0005	0.0006	0.0015
26	0.0018	0	0.0006	0.0041	0	0.0015
26	0	0	0	0	0	0

26	0.0006	0	0.0018	0.0015	0	0.0041
28	0.001	0.0003	0.0003	0.0023	0.0009	0.0011
28	0.0003	0.001	0.0003	0.0009	0.0023	0.0008
28	0.0003	0.0003	0.001	0.0011	0.0008	0.0024
37	0.0044	0	0	0.0044	0	0
37	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0
38	0	0.0036	0	0	0.0037	0
38	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0.0047	0	0	0.0048
42	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0014	0.0011
42	0.0004	0.0013	0.0004	0.0014	0.0029	0.0012
42	0.0004	0.0004	0.0013	0.0011	0.0012	0.0029
55	0.0014	0.0005	0.0005	0.0032	0.0015	0.0012
55	0.0005	0.0014	0.0005	0.0015	0.0032	0.0013
55	0.0005	0.0005	0.0014	0.0012	0.0013	0.0032
57	0.0018	0.0006	0.0006	0.0041	0.0015	0.0016
57	0.0006	0.0018	0.0006	0.0015	0.0041	0.0019
57	0.0006	0.0006	0.0018	0.0016	0.0019	0.004
27	0.0014	0	0.0005	0.0032	0	0.0012
27	0	0	0	0	0	0
27	0.0005	0	0.0014	0.0012	0	0.0032
31	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0.0033	0	0	0.0033
29	0.0015	0.0005	0.0005	0.0034	0.0014	0.0016
29	0.0005	0.0015	0.0005	0.0014	0.0035	0.0013
29	0.0005	0.0005	0.0015	0.0016	0.0013	0.0035
39	0	0	0	0	0	0
39	0	0.0047	0	0	0.0048	0
39	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0
43	0	0.0073	0	0	0.0074	0

43	0	0	0	0	0	0
44	0.001	0.0003	0.0003	0.0024	0.0011	0.0008
44	0.0003	0.001	0.0003	0.0011	0.0023	0.0009
44	0.0003	0.0003	0.001	0.0008	0.0009	0.0023
56	0.0014	0.0005	0.0005	0.0032	0.0015	0.0012
56	0.0005	0.0014	0.0005	0.0015	0.0032	0.0013
56	0.0005	0.0005	0.0014	0.0012	0.0013	0.0032
58	0	0	0	0	0	0
58	0	0.0036	0	0	0.0037	0
58	0	0	0	0	0	0
60	0.0038	0.0013	0.0013	0.0087	0.0032	0.0035
60	0.0013	0.0038	0.0013	0.0032	0.0088	0.0041
60	0.0013	0.0013	0.0038	0.0035	0.0041	0.0086
33	0.0073	0	0	0.0074	0	0
33	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0.0044	0	0	0.0044
30	0.0018	0.0006	0.0006	0.004	0.0016	0.0019
30	0.0006	0.0018	0.0006	0.0016	0.0041	0.0015
30	0.0006	0.0006	0.0018	0.0019	0.0015	0.0041
45	0.0029	0	0	0.0029	0	0
45	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
47	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0014	0.0011
47	0.0004	0.0013	0.0004	0.0014	0.0029	0.0012
47	0.0004	0.0004	0.0013	0.0011	0.0012	0.0029
59	0	0	0	0	0	0
59	0	0.0036	0	0	0.0037	0
59	0	0	0	0	0	0
61	0.0028	0.0009	0.001	0.0063	0.003	0.0025
61	0.0009	0.0028	0.0009	0.003	0.0065	0.0023
61	0.001	0.0009	0.0028	0.0025	0.0023	0.0064
62	0.0042	0.0014	0.0013	0.0021	0.0008	0.0006
62	0.0014	0.0042	0.0014	0.0008	0.002	0.0008

62	0.0013	0.0014	0.0042	0.0006	0.0008	0.0021
160	0	0	0	0	0	0
160	0	0	0	0	0	0
160	0	0	0	0	0	0
250	0.001	0.0003	0.0003	0.0023	0.0009	0.0011
250	0.0003	0.001	0.0003	0.0009	0.0023	0.0008
250	0.0003	0.0003	0.001	0.0011	0.0008	0.0024
46	0.0044	0	0	0.0044	0	0
46	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0
48	0.0008	0.0003	0.0003	0.0017	0.0006	0.0007
48	0.0003	0.0008	0.0003	0.0006	0.0017	0.0008
48	0.0003	0.0003	0.0008	0.0007	0.0008	0.0018
49	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0011	0.0012
49	0.0004	0.0013	0.0004	0.0011	0.0029	0.0014
49	0.0004	0.0004	0.0013	0.0012	0.0014	0.0029
610	0	0	0	0	0	0
610	0	0	0	0	0	0
610	0	0	0	0	0	0
63	0.0029	0.001	0.0009	0.0014	0.0005	0.0004
63	0.001	0.0029	0.001	0.0005	0.0014	0.0005
63	0.0009	0.001	0.0029	0.0004	0.0005	0.0014
67	0.0018	0.0006	0.0006	0.0041	0.0015	0.0019
67	0.0006	0.0018	0.0006	0.0015	0.0041	0.0016
67	0.0006	0.0006	0.0018	0.0019	0.0016	0.004
50	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0011	0.0012
50	0.0004	0.0013	0.0004	0.0011	0.0029	0.0014
50	0.0004	0.0004	0.0013	0.0012	0.0014	0.0029
64	0.0058	0.002	0.0019	0.0029	0.0011	0.0008
64	0.002	0.0059	0.002	0.0011	0.0027	0.0011
64	0.0019	0.002	0.0058	0.0008	0.0011	0.0029
68	0.0029	0	0	0.0029	0	0
68	0	0	0	0	0	0
68	0	0	0	0	0	0
72	0.0014	0.0005	0.0005	0.0032	0.0012	0.0013
72	0.0005	0.0014	0.0005	0.0012	0.0032	0.0015

72	0.0005	0.0005	0.0014	0.0013	0.0015	0.0032
97	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0011	0.0012
97	0.0004	0.0013	0.0004	0.0011	0.0029	0.0014
97	0.0004	0.0004	0.0013	0.0012	0.0014	0.0029
51	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0011	0.0012
51	0.0004	0.0013	0.0004	0.0011	0.0029	0.0014
51	0.0004	0.0004	0.0013	0.0012	0.0014	0.0029
65	0.0071	0.0024	0.0023	0.0035	0.0013	0.001
65	0.0024	0.0071	0.0024	0.0013	0.0033	0.0013
65	0.0023	0.0024	0.0071	0.001	0.0013	0.0035
69	0.004	0	0	0.0041	0	0
69	0	0	0	0	0	0
69	0	0	0	0	0	0
73	0	0	0	0	0	0
73	0	0	0	0	0	0
73	0	0	0.004	0	0	0.0041
76	0.001	0.0003	0.0003	0.0023	0.0008	0.0009
76	0.0003	0.001	0.0003	0.0008	0.0024	0.0011
76	0.0003	0.0003	0.001	0.0009	0.0011	0.0023
98	0.0014	0.0005	0.0005	0.0032	0.0012	0.0013
98	0.0005	0.0014	0.0005	0.0012	0.0032	0.0015
98	0.0005	0.0005	0.0014	0.0013	0.0015	0.0032
197	0	0	0	0	0	0
197	0	0	0	0	0	0
197	0	0	0	0	0	0
66	0.0054	0.0018	0.0018	0.0027	0.001	0.0008
66	0.0018	0.0055	0.0018	0.001	0.0025	0.001
66	0.0018	0.0018	0.0054	0.0008	0.001	0.0027
70	0.0047	0	0	0.0048	0	0
70	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
74	0	0	0	0	0	0
74	0	0	0	0	0	0
74	0	0	0.0051	0	0	0.0052
77	0.002	0.0007	0.0007	0.0047	0.0017	0.0022
77	0.0007	0.002	0.0007	0.0017	0.0047	0.0019

77	0.0007	0.0007	0.002	0.0022	0.0019	0.0046
86	0.0035	0.0012	0.0012	0.0082	0.0029	0.0032
86	0.0012	0.0035	0.0012	0.0029	0.0083	0.0038
86	0.0012	0.0012	0.0036	0.0032	0.0038	0.008
99	0.0028	0.0009	0.001	0.0064	0.0023	0.0025
99	0.0009	0.0028	0.0009	0.0023	0.0065	0.003
99	0.001	0.0009	0.0028	0.0025	0.003	0.0063
101	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0011	0.0012
101	0.0004	0.0013	0.0004	0.0011	0.0029	0.0014
101	0.0004	0.0004	0.0013	0.0012	0.0014	0.0029
71	0.004	0	0	0.0041	0	0
71	0	0	0	0	0	0
71	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0.0058	0	0	0.0059
78	0.0005	0.0002	0.0002	0.0012	0.0004	0.0005
78	0.0002	0.0005	0.0002	0.0004	0.0012	0.0005
78	0.0002	0.0002	0.0005	0.0005	0.0005	0.0011
87	0.0023	0.0008	0.0008	0.0053	0.0019	0.0025
87	0.0008	0.0023	0.0008	0.0019	0.0052	0.0021
87	0.0008	0.0008	0.0023	0.0025	0.0021	0.0052
100	0.0015	0.0005	0.0005	0.0035	0.0013	0.0014
100	0.0005	0.0015	0.0005	0.0013	0.0035	0.0016
100	0.0005	0.0005	0.0015	0.0014	0.0016	0.0034
102	0	0	0	0	0	0
102	0	0	0	0	0	0
102	0	0	0.0033	0	0	0.0033
105	0.0014	0.0005	0.0005	0.0032	0.0012	0.0013
105	0.0005	0.0014	0.0005	0.0012	0.0032	0.0015
105	0.0005	0.0005	0.0014	0.0013	0.0015	0.0032
79	0.0011	0.0004	0.0004	0.0027	0.0009	0.0012
79	0.0004	0.0011	0.0004	0.0009	0.0026	0.001
79	0.0004	0.0004	0.0011	0.0012	0.001	0.0026
80	0.0024	0.0008	0.0008	0.0056	0.002	0.0026
80	0.0008	0.0024	0.0008	0.002	0.0055	0.0022

80	0.0008	0.0008	0.0024	0.0026	0.0022	0.0054
88	0.0025	0	0	0.0026	0	0
88	0	0	0	0	0	0
88	0	0	0	0	0	0
89	0.0014	0.0005	0.0005	0.0032	0.0012	0.0015
89	0.0005	0.0014	0.0005	0.0012	0.0032	0.0013
89	0.0005	0.0005	0.0014	0.0015	0.0013	0.0032
450	0.004	0.0013	0.0014	0.0093	0.0034	0.0037
450	0.0013	0.004	0.0014	0.0034	0.0094	0.0044
450	0.0014	0.0014	0.0041	0.0037	0.0044	0.0092
103	0	0	0	0	0	0
103	0	0	0	0	0	0
103	0	0	0.0047	0	0	0.0048
106	0	0	0	0	0	0
106	0	0.0033	0	0	0.0033	0
106	0	0	0	0	0	0
108	0.0016	0.0005	0.0006	0.0038	0.0014	0.0015
108	0.0005	0.0016	0.0006	0.0014	0.0038	0.0018
108	0.0006	0.0006	0.0017	0.0015	0.0018	0.0037
81	0.0024	0.0008	0.0008	0.0056	0.002	0.0026
81	0.0008	0.0024	0.0008	0.002	0.0055	0.0022
81	0.0008	0.0008	0.0024	0.0026	0.0022	0.0054
90	0	0	0	0	0	0
90	0	0.0033	0	0	0.0033	0
90	0	0	0	0	0	0
91	0.0011	0.0004	0.0004	0.0027	0.0009	0.0012
91	0.0004	0.0011	0.0004	0.0009	0.0026	0.001
91	0.0004	0.0004	0.0011	0.0012	0.001	0.0026
104	0	0	0	0	0	0
104	0	0	0	0	0	0
104	0	0	0.0102	0	0	0.0103
107	0	0	0	0	0	0
107	0	0.0084	0	0	0.0085	0
107	0	0	0	0	0	0
109	0.0065	0	0	0.0066	0	0
109	0	0	0	0	0	0

109	0	0	0	0	0	0
300	0.0051	0.0017	0.0017	0.0117	0.0042	0.0046
300	0.0017	0.005	0.0017	0.0042	0.0118	0.0055
300	0.0017	0.0017	0.0051	0.0046	0.0055	0.0115
82	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0011	0.0014
82	0.0004	0.0013	0.0004	0.0011	0.0029	0.0012
82	0.0004	0.0004	0.0013	0.0014	0.0012	0.0029
84	0	0	0	0	0	0
84	0	0	0	0	0	0
84	0	0	0.0098	0	0	0.01
92	0	0	0	0	0	0
92	0	0	0	0	0	0
92	0	0	0.0044	0	0	0.0044
93	0.0011	0.0004	0.0004	0.0027	0.0009	0.0012
93	0.0004	0.0011	0.0004	0.0009	0.0026	0.001
93	0.0004	0.0004	0.0011	0.0012	0.001	0.0026
110	0.0044	0	0	0.0044	0	0
110	0	0	0	0	0	0
110	0	0	0	0	0	0
83	0.0013	0.0004	0.0004	0.0029	0.0011	0.0014
83	0.0004	0.0013	0.0004	0.0011	0.0029	0.0012
83	0.0004	0.0004	0.0013	0.0014	0.0012	0.0029
85	0	0	0	0	0	0
85	0	0	0	0	0	0
85	0	0	0.0069	0	0	0.007
94	0.004	0	0	0.0041	0	0
94	0	0	0	0	0	0
94	0	0	0	0	0	0
95	0.0015	0.0005	0.0005	0.0035	0.0013	0.0016
95	0.0005	0.0015	0.0005	0.0013	0.0035	0.0014
95	0.0005	0.0005	0.0015	0.0016	0.0014	0.0034
111	0.0084	0	0	0.0085	0	0
111	0	0	0	0	0	0
111	0	0	0	0	0	0
112	0.0018	0	0	0.0018	0	0
112	0	0	0	0	0	0

112	0	0	0	0	0	0
96	0	0	0	0	0	0
96	0	0.0029	0	0	0.0029	0
96	0	0	0	0	0	0
113	0.0076	0	0	0.0077	0	0
113	0	0	0	0	0	0
113	0	0	0	0	0	0
114	0.0047	0	0	0.0048	0	0
114	0	0	0	0	0	0
114	0	0	0	0	0	0

APÉNDICE II

RESULTADOS RED IEEE DE 4 NODOS

B.1. Tablas de Resultados - Equivalente en Secuencia Positiva

B.1.1. Estimador de Estado - Método Propuesto

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_x	V_y
0	12.470	1	0	1	0
1	12.337	0.9893	-0.3498	0.9892	-0.0060
2	3.910	0.9399	-3.5897	0.9380	-0.0588
3	3.803	0.8268	-8.8198	0.8170	-0.1268

Tabla B.1. Resultados red IEEE de 4 de nodos - Variables de Estado Estimadas

Nodo	W $^{kWh}/_{mes}$	W	W^{m-max}	residuo W
3	-3499200	-583.2	-583.2	-4.37E-06

Tabla B.2. Resultados red IEEE de 4 nodos - Energías inyectadas estimadas

Nodo	fp	fp^{m-max}	residuo fp
3	0.9	0.9	2.68E-12

Tabla B.3. Resultados red IEEE de 4 nodos - Factores de Potencia estimados

Tramo	J_x	J_y	$J_x{}^{m-max}$	$J_y{}^{m-max}$	residuo Jx	residuo Jy
01'	0.9948	-0.6878	0.9948	-0.6878	-8.03E-08	5.32E-08

Tabla B.4. Resultados red IEEE de 4 nodos - Corrientes de Rama

B.1.2. Estimador de Estado - Método basado en ecuaciones de Potencia

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_x	V_y	residuo Vx	residuo Vy
0	12.470	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	7.41773E-09	0
1	12.336	0.9893	-0.3498	0.9892	-0.0060	1.98702E-08	-3.53431E-10
2	3.910	0.9399	-3.5897	0.9380	-0.0588	1.51692E-08	-3.95042E-09
3	3.803	0.8268	-8.8198	0.8171	-0.1268	4.73872E-09	-7.92604E-09

Tabla B.5. Resultados red IEEE de 4m nodos - Variables de Estado

Nodo	P	P^m	residuo P
3	-0.9	-0.9000	-8.34E-08

Tabla B.6. Resultados red IEEE de 4 - Potencia activa estimada

Nodo	Q	Q^m	residuo Q
3	-0.4359	-0.4359	-4.40E-08

Tabla B.7. Resultados red IEEE de 4 - Potencia reactiva estimada

Tramo	P_{01}	Q_{01}	${P_{01}}^m$	${Q_{01}}^m$	residuo Pij	residuo Qij
01'	0.9948	0.6878	0.9948	0.6878	6.91451E-09	7.23946E-09

Tabla B.8. Resultados red IEEE de 4 - Flujos de Potencia

B.2. Tablas de Resultados- Equivalente Trifásico

B.2.1. Estimador de Estado - Método Propuesto

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_{abc-x}	V_{abc-y}
0a	12.4700	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000
0b	12.4697	1.0000	-120.0007	-0.5000	-0.8660
0c	12.4697	1.0000	120.0007	-0.5000	0.8660
1a	4.1393	0.9950	-0.1402	0.9950	-0.0024
1b	4.1084	0.9876	-120.1851	-0.4966	-0.8537
1c	4.0919	0.9836	119.2656	-0.4809	0.8581
2a	3.9932	0.9599	-2.2581	0.9592	-0.0378
2b	3.9050	0.9387	-123.6265	-0.5198	-0.7816
2c	3.8148	0.9170	114.7873	-0.3845	0.8325
3a	3.7670	0.9055	-4.1292	0.9032	-0.0652
3b	3.3415	0.8032	-126.8014	-0.4812	-0.6432
3c	3.1719	0.7625	102.8155	-0.1691	0.7435

Tabla B.9. Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica - Variables de Estado Estimadas

Nodo	W_{abc} $^{kWh}/_{mes}$	W_{abc}	$W_{abc}{}^{m}$	residuo
3a	-2478600.0000	-413.1000	-413.1000	-3.0998E-06
3b	-3499200.0000	-583.2000	-583.2000	-4.1398E-06
3c	-4617000.0000	-769.5000	-769.5000	-5.8417E-06

Tabla B.10. Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica - Energías inyectadas estimadas

Nodo	fp_{abc}	$fp_{abc}{}^{m}$	residuo fp
3a	0.8500	0.8500	-1.576E-11
3b	0.9000	0.9000	-7.386E-11
3c	0.9500	0.9500	5.536E-11

Tabla B.11. Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica- Factores de Potencia estimados

Tramo	J_{abc-x}	J_{abc-y}	$J_{abc-x}{}^{m}$	$J_{abc-y}{}^{m}$	residuo Jx	residuo Jy
01' A	0.6708	-0.4859	0.6708	-0.4859	2.4827E-07	2.6374E-07
01' B	-1.1057	-0.5721	-1.1057	-0.5721	-3.3906E-07	-1.9016E-07
01' C	0.1537	1.6322	0.1537	1.6322	1.0466E-07	-1.0313E-06

Tabla B.12. Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica- Corrientes de Rama

B.2.2. Estimador de Estado - Método basado en ecuaciones de Potencia

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_{abc-x}	V_{abc-y}	residuo Vabc-x	residuo Vabc-y
0a	12.4700	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.147E-08	-2.370E-07
0b	12.4697	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	-1.103E-05	6.550E-06
0c	12.4697	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	-1.125E-05	-5.975E-06
1a	4.1393	0.9950	-0.1399	0.9950	-0.0024	2.597E-06	-4.258E-06
1b	4.1084	0.9876	-120.1847	-0.4966	-0.8537	-6.364E-06	4.513E-06
1c	4.0920	0.9837	119.2649	-0.4809	0.8581	-9.973E-07	-2.485E-05
2a	3.9932	0.9599	-2.2580	0.9592	-0.0378	-3.217E-06	-2.539E-06
2b	3.9051	0.9387	-123.6252	-0.5198	-0.7817	-8.817E-06	2.555E-05
2c	3.8153	0.9171	114.7880	-0.3845	0.8326	5.446E-05	-9.034E-05
3a	3.7672	0.9056	-4.1234	0.9032	-0.0651	-5.700E-05	-8.821E-05
3b	3.3424	0.8035	-126.7983	-0.4813	-0.6434	1.007E-04	2.075E-04
3c	3.1741	0.7630	102.8440	-0.1696	0.7439	4.881E-04	-4.341E-04

Tabla B.13. Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica- Variables de Estado Estimadas

Nodo	P_{abc}	$P_{abc}{}^{m}$	residuo Pabc	Q_{abc}	$Q_{abc}{}^{m}$	residuo Qabc
3a	-0.63750	-0.63750	-8.7292E-08	-0.39509	-0.39508	-3.2879E-06
3b	-0.90000	-0.90001	6.9513E-06	-0.43589	-0.43589	3.1281E-06
3c	-1.18750	-1.18749	-1.2541E-05	-0.39031	-0.39031	2.2287E-06

Tabla B.14. Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica -Potencias activas y reactivas inyectadas

Tramo	P_{abc-01}	$Q_{ij_{est}}$	$P_{ij_{pseudo}}$	Q_{abc-01}	residuo Pabc	residuo Qabc
01 a	0.6708	0.4858	0.6708	0.4858	3.9529E-08	-1.8510E-08
01 b	1.0480	0.6713	1.0480	0.6713	4.4869E-08	-1.7681E-09
01 c	1.3361	0.9478	1.3361	0.9478	-1.1730E-07	5.2421E-08

Tabla B.15. Resultados red IEEE de 4 nodos trifásica - Flujos de Potencia

APÉNDICE III

RESULTADOS RED IEEE DE 37 NODOS

C.1. Tablas de Resultados - Equivalente en Secuencia Positiva

C.1.1. Estimador de Estado - Método Propuesto

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_x	V_y
799	241.5000	1.0500	0.0000	1.0500	0.0000
701	4.9798	1.0375	-0.2399	1.0374	-0.0043
702	4.9472	1.0307	-0.3755	1.0306	-0.0068
705	4.9422	1.0296	-0.3680	1.0296	-0.0066
713	4.9320	1.0275	-0.3507	1.0275	-0.0063
703	4.9152	1.0240	-0.3177	1.0240	-0.0057
742	4.9417	1.0295	-0.3698	1.0295	-0.0066
712	4.9418	1.0295	-0.3697	1.0295	-0.0066
704	4.9210	1.0252	-0.3978	1.0252	-0.0071
727	4.9095	1.0228	-0.3074	1.0228	-0.0055
730	4.8954	1.0199	-0.2814	1.0199	-0.0050
714	4.9189	1.0248	-0.3946	1.0247	-0.0071
720	4.9154	1.0240	-0.3882	1.0240	-0.0069
744	4.9043	1.0217	-0.3107	1.0217	-0.0055
709	4.8909	1.0189	-0.2729	1.0189	-0.0049
718	4.9162	1.0242	-0.3971	1.0242	-0.0071
707	4.9130	1.0236	-0.3897	1.0235	-0.0070
706	4.9149	1.0239	-0.3885	1.0239	-0.0069
728	4.9033	1.0215	-0.3114	1.0215	-0.0056
729	4.9040	1.0217	-0.3109	1.0217	-0.0055

731	4.8878	1.0183	-0.2682	1.0183	-0.0048
708	4.8649	1.0135	-0.2227	1.0135	-0.0039
775	4.8909	1.0189	-0.2729	1.0189	-0.0049
724	4.9120	1.0233	-0.3904	1.0233	-0.0070
722	4.9091	1.0227	-0.3923	1.0227	-0.0070
725	4.9143	1.0238	-0.3875	1.0238	-0.0069
733	4.8031	1.0007	-1.5204	1.0003	-0.0266
732	4.8610	1.0127	-0.3055	1.0127	-0.0054
734	4.7900	0.9979	-1.4978	0.9976	-0.0261
737	4.7796	0.9957	-1.5055	0.9954	-0.0262
710	4.7867	0.9972	-1.5006	0.9969	-0.0261
738	4.7700	0.9937	-1.4891	0.9934	-0.0258
735	4.7853	0.9969	-1.5019	0.9966	-0.0261
736	4.7860	0.9971	-1.5011	0.9967	-0.0261
711	4.7681	0.9934	-1.4861	0.9930	-0.0258
741	4.7674	0.9932	-1.4866	0.9929	-0.0258
740	4.7667	0.9931	-1.4874	0.9927	-0.0258

Tabla C.1. Resultados red IEEE de 37 nodos- Variables de Estado Estimadas

Nodo	W $^{kWh}/_{mes}$	W	W^m	residuo W
799	-4.0824E+08	-408.2400	-408.2400	-3.05E-06
705	-5.5080E+07	-55.0800	-55.0800	-4.17E-07
703	-6.0264E+07	-60.2640	-60.2640	-4.55E-07
742	-5.5080E+07	-55.0800	-55.0800	-4.17E-07
704	-2.7216E+07	-27.2160	-27.2160	-2.09E-07
727	-5.5080E+07	-55.0800	-55.0800	-4.17E-07
730	-2.4624E+07	-24.6240	-24.6240	-1.90E-07
714	-5.5080E+07	-55.0800	-55.0800	-4.17E-07
720	-2.7216E+07	-27.2160	-27.2160	-2.09E-07
709	-5.5080E+07	-55.0800	-55.0800	-4.17E-07
706	-8.1648E+07	-81.6480	-81.6480	-6.14E-07
728	-2.7216E+07	-27.2160	-27.2160	-2.09E-07
729	-5.5080E+07	-55.0800	-55.0800	-4.17E-07
775	-2.7216E+07	-27.2160	-27.2160	-2.09E-07
724	-1.0433E+08	-104.3280	-104.3280	-7.84E-07
722	-2.7216E+07	-27.2160	-27.2160	-2.09E-07
725	-5.5080E+07	-55.0800	-55.0800	-4.17E-07
733	-2.7216E+07	-27.2160	-27.2160	-2.09E-07
732	-2.7216E+07	-27.2160	-27.2160	-2.09E-07
734	-9.0720E+07	-90.7200	-90.7200	-6.82E-07
710	-8.1648E+07	-81.6480	-81.6480	-6.15E-07
738	-5.5080E+07	-55.0800	-55.0800	-4.17E-07
735	-2.7216E+07	-27.2160	-27.2160	-2.09E-07
711	-2.7216E+07	-27.2160	-27.2160	-2.09E-07
741	-5.5080E+07	-55.0800	-55.0800	-4.17E-07

Tabla C.2. Resultados red IEEE de 37 nodos - Energías inyectadas estimadas

Nodo	fp	fp^m	residuo fp
799	0.8944	0.8944	4.2222E-13
705	0.9048	0.9048	-5.5067E-14
703	0.9039	0.9039	1.1080E-12
742	0.9048	0.9048	1.1313E-12
704	0.8944	0.8944	-1.4985E-12
727	0.9048	0.9048	-1.8329E-12
730	0.9037	0.9037	1.5747E-12
714	0.9048	0.9048	-3.1508E-13
720	0.8944	0.8944	1.2068E-13
709	0.9048	0.9048	1.0183E-12
706	0.8944	0.8944	-4.6374E-13
728	0.8944	0.8944	5.5689E-13
729	0.9048	0.9048	-1.9633E-12
775	0.8944	0.8944	2.8865E-12
724	0.8955	0.8955	-7.1321E-13
722	0.8944	0.8944	-3.8207E-12
725	0.9048	0.9048	-1.2830E-12
733	0.8944	0.8944	-5.0820E-12
732	0.8944	0.8944	-9.2015E-13
734	0.8944	0.8944	-1.1389E-12
710	0.8973	0.8973	-1.1963E-12
738	0.9048	0.9048	-4.9449E-13
735	0.8944	0.8944	5.8997E-13
711	0.8944	0.8944	2.1959E-12
741	0.9048	0.9048	7.1287E-13

Tabla C.3. Resultados red IEEE de 37 - Factores de Potencia estimados

Tramo	J_x	J_y	$J_x{}^m$	$J_y{}^m$	residuo Jx	residuo Jy
01	2.3899	-1.1895	2.3899	-1.1895	-2.2228E-08	1.1005E-08

Tabla C.4. Resultados red IEEE de 37 nodos - Corrientes de Rama

C.1.2. Estimador de Estado basado en las Ecuaciones de Potencia

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_x	V_y	residuo Vx	residuo Vy
799	241.5000	1.0500	0.0000	1.0500	0.0000	0.00E+00	0.00E+00
701	4.9798	1.0375	-0.2399	1.0374	-0.0043	7.69E-05	2.70E-05
702	4.9472	1.0307	-0.3755	1.0306	-0.0068	1.33E-04	4.65E-05
705	4.9422	1.0296	-0.3680	1.0296	-0.0066	1.33E-04	4.65E-05
713	4.9320	1.0275	-0.3507	1.0275	-0.0063	2.77E-03	7.00E-04
703	4.9152	1.0240	-0.3177	1.0240	-0.0057	1.10E-03	3.15E-03
742	4.9417	1.0295	-0.3698	1.0295	-0.0066	2.11E-04	4.66E-05
712	4.9418	1.0295	-0.3697	1.0295	-0.0066	8.24E-05	2.44E-05
704	4.9210	1.0252	-0.3978	1.0252	-0.0071	3.09E-03	1.09E-05
727	4.9095	1.0228	-0.3074	1.0228	-0.0055	1.40E-03	3.19E-03
730	4.8954	1.0199	-0.2814	1.0199	-0.0050	8.59E-04	4.07E-03
714	4.9189	1.0248	-0.3946	1.0247	-0.0071	3.38E-03	2.88E-05
720	4.9154	1.0240	-0.3882	1.0240	-0.0069	2.03E-03	2.91E-04
744	4.9043	1.0217	-0.3107	1.0217	-0.0055	1.97E-03	3.16E-03
709	4.8909	1.0189	-0.2729	1.0189	-0.0049	4.76E-04	4.30E-03
718	4.9162	1.0242	-0.3971	1.0242	-0.0071	3.30E-03	9.99E-05
707	4.9130	1.0236	-0.3897	1.0235	-0.0070	2.46E-04	1.71E-04
706	4.9149	1.0239	-0.3885	1.0239	-0.0069	1.92E-03	2.96E-04
728	4.9033	1.0215	-0.3114	1.0215	-0.0056	1.81E-03	3.09E-03
729	4.9040	1.0217	-0.3109	1.0217	-0.0055	1.87E-03	3.13E-03
731	4.8878	1.0183	-0.2682	1.0183	-0.0048	7.01E-04	4.42E-03
708	4.8649	1.0135	-0.2227	1.0135	-0.0039	4.01E-03	5.32E-03
775	4.8909	1.0189	-0.2729	1.0189	-0.0049	4.76E-04	4.30E-03
724	4.9120	1.0233	-0.3904	1.0233	-0.0070	5.06E-04	2.57E-04
722	4.9091	1.0227	-0.3923	1.0227	-0.0070	2.84E-04	2.57E-04
725	4.9143	1.0238	-0.3875	1.0238	-0.0069	1.87E-03	2.88E-04
733	4.8031	1.0007	-1.5204	1.0003	-0.0266	1.55E-02	1.72E-02
732	4.8610	1.0127	-0.3055	1.0127	-0.0054	4.64E-03	3.83E-03
734	4.7900	0.9979	-1.4978	0.9976	-0.0261	1.55E-02	1.66E-02
737	4.7796	0.9957	-1.5055	0.9954	-0.0262	1.55E-02	1.65E-02
710	4.7867	0.9972	-1.5006	0.9969	-0.0261	1.52E-02	1.68E-02
738	4.7700	0.9937	-1.4891	0.9934	-0.0258	1.67E-02	1.62E-02
735	4.7853	0.9969	-1.5019	0.9966	-0.0261	1.53E-02	1.68E-02

736	4.7860	0.9971	-1.5011	0.9967	-0.0261	1.46E-02	1.69E-02
711	4.7681	0.9934	-1.4861	0.9930	-0.0258	1.66E-02	1.61E-02
741	4.7674	0.9932	-1.4866	0.9929	-0.0258	1.66E-02	1.61E-02
740	4.7667	0.9931	-1.4874	0.9927	-0.0258	1.67E-02	1.61E-02

Tabla C.5. Resultados red IEEE de 37 nodos- Variables de Estado Estimadas

Nodo	P	P^m	residuo P	Q	Q^m	residuo Q
799	-0.6300	-0.6298	-2.3755E-04	-0.3150	-0.3144	-5.8495E-04
705	-0.0850	-0.0848	-2.4737E-04	-0.0400	-0.0394	-5.8980E-04
703	-0.0930	-0.0928	-2.4589E-04	-0.0440	-0.0434	-5.8908E-04
742	-0.0850	-0.0848	-2.4589E-04	-0.0400	-0.0394	-5.8908E-04
704	-0.0420	-0.0417	-2.5098E-04	-0.0210	-0.0204	-5.9160E-04
727	-0.0850	-0.0847	-2.5329E-04	-0.0400	-0.0394	-5.9273E-04
730	-0.0380	-0.0377	-2.5024E-04	-0.0180	-0.0174	-5.9117E-04
714	-0.0850	-0.0847	-2.5079E-04	-0.0400	-0.0394	-5.9145E-04
720	-0.0420	-0.0417	-2.5194E-04	-0.0210	-0.0204	-5.9207E-04
709	-0.0850	-0.0847	-2.5075E-04	-0.0400	-0.0394	-5.9141E-04
706	-0.1260	-0.1257	-2.5213E-04	-0.0630	-0.0624	-5.9216E-04
728	-0.0420	-0.0417	-2.5200E-04	-0.0210	-0.0204	-5.9210E-04
729	-0.0850	-0.0847	-2.5451E-04	-0.0400	-0.0394	-5.9332E-04
775	-0.0420	-0.0417	-2.5140E-04	-0.0210	-0.0204	-5.9175E-04
724	-0.1610	-0.1607	-2.5195E-04	-0.0800	-0.0794	-5.9202E-04
722	-0.0420	-0.0417	-2.5097E-04	-0.0210	-0.0204	-5.9153E-04
725	-0.0850	-0.0847	-2.8680E-04	-0.0400	-0.0394	-6.0984E-04
733	-0.0420	-0.0417	-2.6007E-04	-0.0210	-0.0204	-5.9610E-04
732	-0.0420	-0.0417	-2.8909E-04	-0.0210	-0.0204	-6.1095E-04
734	-0.1400	-0.1397	-2.9127E-04	-0.0700	-0.0694	-6.1201E-04
710	-0.1260	-0.1257	-2.9297E-04	-0.0620	-0.0614	-6.1282E-04
738	-0.0850	-0.0847	-2.9008E-04	-0.0400	-0.0394	-6.1141E-04
735	-0.0420	-0.0417	-2.8993E-04	-0.0210	-0.0204	-6.1135E-04
711	-0.0420	-0.0417	-2.9344E-04	-0.0210	-0.0204	-6.1304E-04
741	-0.0850	-0.0847	-2.9359E-04	-0.0400	-0.0394	-6.1311E-04

Tabla C.6. Resultados red IEEE de 37 nodos -Potencias activas y reactivas inyectadas

Tramo	P_{01}	Q_{01}	$P_{01}{}^{m}$	$Q_{01}{}^{m}$	residuo P	residuo Q
01	2.5094	1.2489	2.5094	1.2489	-2.2225E-06	-5.7723E-06

Tabla C.7. Resultados red IEEE de 37 - Flujos de Potencia

residuo Vx	residuo Vy	error Vx	error Vy
0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00
7.6856E-05	2.7031E-05	7.4076E-03	6.1854E-01
1.3279E-04	4.6466E-05	1.2882E-02	6.8320E-01
1.3263E-04	4.6480E-05	1.2880E-02	6.9804E-01
2.7697E-03	6.9963E-04	2.6884E-01	1.0010E+01
1.1027E-03	3.1477E-03	1.0757E-01	3.5663E+01
2.1135E-04	4.6583E-05	2.0533E-02	7.0594E-01
8.2392E-05	2.4351E-05	8.0036E-03	3.6793E-01
3.0880E-03	1.0889E-05	3.0031E-01	1.5322E-01
1.4034E-03	3.1928E-03	1.3702E-01	3.6779E+01
8.5933E-04	4.0717E-03	8.4189E-02	4.4843E+01
3.3770E-03	2.8814E-05	3.2846E-01	4.0658E-01
2.0346E-03	2.9086E-04	1.9829E-01	4.0233E+00
1.9734E-03	3.1633E-03	1.9278E-01	3.6342E+01
4.7634E-04	4.3005E-03	4.6728E-02	4.6977E+01
3.2982E-03	9.9915E-05	3.2100E-01	1.4276E+00
2.4644E-04	1.7079E-04	2.4083E-02	2.5147E+00
1.9214E-03	2.9622E-04	1.8730E-01	4.0918E+00
1.8143E-03	3.0922E-03	1.7730E-01	3.5775E+01
1.8707E-03	3.1315E-03	1.8277E-01	3.6095E+01
7.0065E-04	4.4177E-03	6.8761E-02	4.8102E+01
4.0062E-03	5.3185E-03	3.9372E-01	5.7448E+01
4.7634E-04	4.3005E-03	4.6728E-02	4.6977E+01
5.0568E-04	2.5680E-04	4.9441E-02	3.8239E+00
2.8423E-04	2.5696E-04	2.7784E-02	3.8088E+00
1.8720E-03	2.8824E-04	1.8252E-01	3.9970E+00
1.5461E-02	1.7195E-02	1.5221E+00	1.8378E+02
4.6395E-03	3.8263E-03	4.5605E-01	4.1476E+01
1.5497E-02	1.6583E-02	1.5297E+00	1.7455E+02
1.5533E-02	1.6549E-02	1.5365E+00	1.7216E+02
1.5215E-02	1.6759E-02	1.5033E+00	1.7912E+02

1.6662E-02	1.6164E-02	1.6496E+00	1.6731E+02
1.5255E-02	1.6809E-02	1.5076E+00	1.8033E+02
1.4557E-02	1.6894E-02	1.4394E+00	1.8314E+02
1.6614E-02	1.6075E-02	1.6455E+00	1.6593E+02
1.6617E-02	1.6072E-02	1.6460E+00	1.6580E+02
1.6654E-02	1.6125E-02	1.6499E+00	1.6706E+02

Tabla C.8. Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 37 nodos

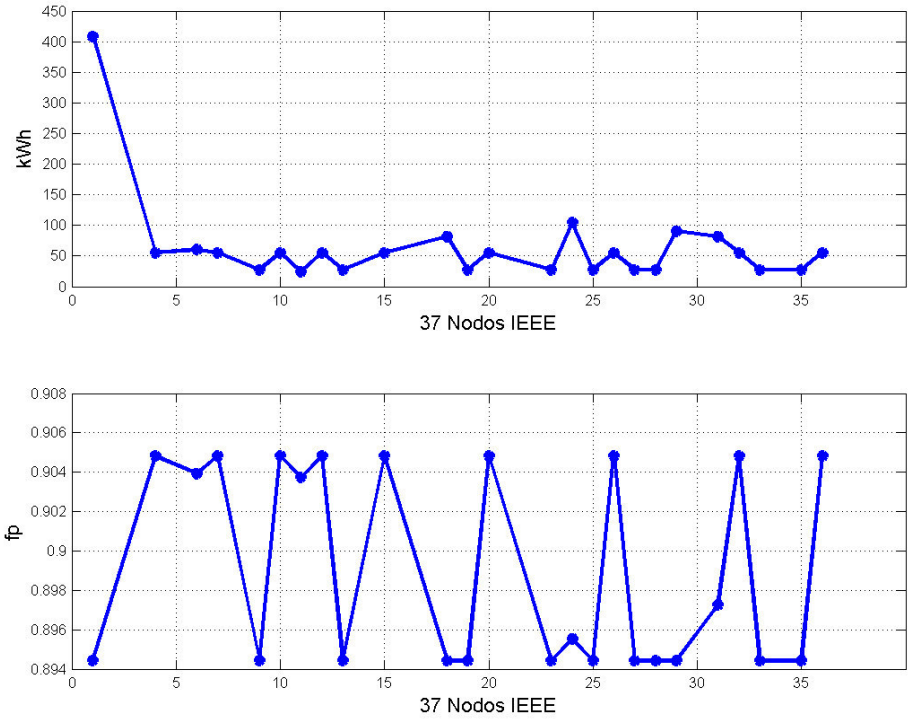


Figura C.1. Energías y factores de potencia Estimados red 37 nodos

C.2. Tablas de Resultados - Equivalente Trifásico

C.2.1. Estimador de Estado - Método Propuesto

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_x	V_y

799a	13.0149	1.0437	0.0000	1.0437	0.0000
799b	12.7815	1.0250	-120.0007	-0.5125	-0.8876
799c	12.8999	1.0345	120.0007	-0.5173	0.8959
701a	4.9493	1.0311	-0.1910	1.0311	-0.0034
701b	4.8845	1.0176	-120.2186	-0.5122	-0.8793
701c	4.8766	1.0159	119.6930	-0.5033	0.8825
702a	4.9127	1.0235	-0.3306	1.0235	-0.0059
702b	4.8644	1.0134	-120.3232	-0.5117	-0.8748
702c	4.8329	1.0069	119.5171	-0.4961	0.8762
705a	4.9141	1.0238	-0.3272	1.0237	-0.0058
705b	4.8560	1.0117	-120.2866	-0.5102	-0.8736
705c	4.8246	1.0051	119.5035	-0.4950	0.8748
713a	4.9109	1.0231	-0.3193	1.0231	-0.0057
713b	4.8511	1.0107	-120.3002	-0.5099	-0.8726
713c	4.8241	1.0050	119.4674	-0.4944	0.8750
703a	4.8662	1.0138	-0.4834	1.0138	-0.0086
703b	4.8600	1.0125	-120.4382	-0.5129	-0.8729
703c	4.7981	0.9996	119.4171	-0.4910	0.8707
742a	4.9143	1.0238	-0.3048	1.0238	-0.0054
742b	4.8483	1.0101	-120.2791	-0.5093	-0.8723
742c	4.8258	1.0054	119.4845	-0.4948	0.8752
712a	4.9147	1.0239	-0.3418	1.0239	-0.0061
712b	4.8567	1.0118	-120.2703	-0.5100	-0.8739
712c	4.8187	1.0039	119.5095	-0.4945	0.8737
704a	4.9072	1.0223	-0.2729	1.0223	-0.0049
704b	4.8303	1.0063	-120.2974	-0.5077	-0.8689
704c	4.8197	1.0041	119.3993	-0.4929	0.8748
727a	4.8584	1.0122	-0.4791	1.0121	-0.0085
727b	4.8590	1.0123	-120.4411	-0.5129	-0.8727
727c	4.7937	0.9987	119.4381	-0.4908	0.8697
730a	4.8338	1.0070	-0.5999	1.0070	-0.0105
730b	4.8610	1.0127	-120.4339	-0.5130	-0.8732
730c	4.7644	0.9926	119.4711	-0.4883	0.8641
714a	4.9049	1.0219	-0.2693	1.0218	-0.0048
714b	4.8301	1.0063	-120.3029	-0.5077	-0.8688

714c	4.8201	1.0042	119.4037	-0.4930	0.8748
720a	4.9162	1.0242	-0.2062	1.0242	-0.0037
720b	4.7987	0.9997	-120.2344	-0.5034	-0.8637
720c	4.8094	1.0020	119.2580	-0.4897	0.8741
744a	4.8524	1.0109	-0.4805	1.0109	-0.0085
744b	4.8583	1.0122	-120.4585	-0.5131	-0.8725
744c	4.7932	0.9986	119.4500	-0.4910	0.8695
709a	4.8225	1.0047	-0.6273	1.0046	-0.0110
709b	4.8607	1.0127	-120.4443	-0.5131	-0.8730
709c	4.7564	0.9909	119.4909	-0.4878	0.8625
718a	4.8923	1.0192	-0.2567	1.0192	-0.0046
718b	4.8319	1.0067	-120.3363	-0.5084	-0.8688
718c	4.8217	1.0045	119.4345	-0.4936	0.8748
707a	4.9232	1.0257	-0.0857	1.0257	-0.0015
707b	4.7498	0.9895	-120.1438	-0.4969	-0.8557
707c	4.8108	1.0022	119.1307	-0.4879	0.8755
706a	4.9172	1.0244	-0.1889	1.0244	-0.0034
706b	4.7939	0.9987	-120.2337	-0.5029	-0.8629
706c	4.8102	1.0021	119.2392	-0.4895	0.8744
728a	4.8506	1.0105	-0.4770	1.0105	-0.0084
728b	4.8565	1.0118	-120.4546	-0.5128	-0.8722
728c	4.7914	0.9982	119.4525	-0.4908	0.8692
729a	4.8490	1.0102	-0.4761	1.0102	-0.0084
729b	4.8588	1.0122	-120.4676	-0.5133	-0.8725
729c	4.7936	0.9987	119.4583	-0.4911	0.8696
731a	4.8244	1.0051	-0.5918	1.0050	-0.0104
731b	4.8512	1.0107	-120.4457	-0.5121	-0.8713
731c	4.7580	0.9913	119.4537	-0.4874	0.8631
708a	4.8036	1.0007	-0.6904	1.0007	-0.0121
708b	4.8654	1.0136	-120.4603	-0.5138	-0.8737
708c	4.7427	0.9881	119.5424	-0.4872	0.8596
775a	4.8225	1.0047	-0.6273	1.0046	-0.0110
775b	4.8607	1.0127	-120.4443	-0.5131	-0.8730
775c	4.7564	0.9909	119.4909	-0.4878	0.8625
724a	4.9244	1.0259	-0.0601	1.0259	-0.0011

724b	4.7403	0.9876	-120.1293	-0.4957	-0.8541
724c	4.8121	1.0025	119.1053	-0.4876	0.8759
722a	4.9239	1.0258	-0.0741	1.0258	-0.0013
722b	4.7449	0.9885	-120.1341	-0.4963	-0.8549
722c	4.8107	1.0022	119.1181	-0.4877	0.8756
725a	4.9176	1.0245	-0.1795	1.0245	-0.0032
725b	4.7905	0.9980	-120.2285	-0.5024	-0.8623
725c	4.8107	1.0022	119.2299	-0.4894	0.8746
733a	4.7843	0.9967	-0.7443	0.9967	-0.0129
733b	4.8695	1.0145	-120.4856	-0.5147	-0.8742
733c	4.7317	0.9858	119.5947	-0.4868	0.8572
732a	4.8040	1.0008	-0.7006	1.0008	-0.0122
732b	4.8659	1.0137	-120.4493	-0.5137	-0.8739
732c	4.7387	0.9872	119.5477	-0.4869	0.8588
734a	4.7597	0.9916	-0.8352	0.9915	-0.0145
734b	4.8752	1.0157	-120.4955	-0.5154	-0.8752
734c	4.7106	0.9814	119.6577	-0.4856	0.8528
737a	4.7285	0.9851	-0.9008	0.9850	-0.0155
737b	4.8837	1.0174	-120.5649	-0.5174	-0.8761
737c	4.7016	0.9795	119.7564	-0.4861	0.8503
710a	4.7620	0.9921	-0.8509	0.9920	-0.0147
710b	4.8705	1.0147	-120.4498	-0.5142	-0.8747
710c	4.6983	0.9788	119.6538	-0.4843	0.8506
738a	4.7200	0.9833	-0.9401	0.9832	-0.0161
738b	4.8873	1.0182	-120.5663	-0.5178	-0.8767
738c	4.6937	0.9778	119.7837	-0.4857	0.8487
735a	4.7626	0.9922	-0.8638	0.9921	-0.0150
735b	4.8711	1.0148	-120.4358	-0.5141	-0.8750
735c	4.6933	0.9778	119.6591	-0.4838	0.8497
736a	4.7640	0.9925	-0.8072	0.9924	-0.0140
736b	4.8549	1.0114	-120.4266	-0.5122	-0.8721
736c	4.7005	0.9793	119.6107	-0.4839	0.8514
711a	4.7213	0.9836	-0.9769	0.9835	-0.0168
711b	4.8892	1.0186	-120.5301	-0.5174	-0.8774
711c	4.6837	0.9758	119.7800	-0.4846	0.8469

741a	4.7217	0.9837	-0.9892	0.9835	-0.0170
741b	4.8898	1.0187	-120.5182	-0.5173	-0.8776
741c	4.6804	0.9751	119.7794	-0.4843	0.8463
740a	4.7219	0.9837	-0.9899	0.9836	-0.0170
740b	4.8898	1.0187	-120.5161	-0.5173	-0.8776
740c	4.6786	0.9747	119.7853	-0.4842	0.8459

Tabla C.9. Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico - Variables de Estado Estimadas

Nodo	W $^{kWh}/_{mes}$	W	W^m	residuo W
701a	-272160000	-272.1600	-272.1600	-2.0831E-06
701b	-272160000	-272.1600	-272.1600	-1.8716E-06
701c	-680400000	-680.4000	-680.4000	-5.0089E-06
713c	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.2181E-06
742a	-15552000	-15.5520	-15.5520	-1.8303E-07
742b	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.1523E-06
712c	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.2200E-06
727c	-81648000	-81.6480	-81.6480	-5.8572E-07
730c	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.2127E-06
714a	-33048000	-33.0480	-33.0480	-2.9467E-07
714b	-40824000	-40.8240	-40.8240	-2.5572E-07
720c	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.2134E-06
744a	-81648000	-81.6480	-81.6480	-6.5774E-07
718a	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.2804E-06
728a	-81648000	-81.6480	-81.6480	-6.5763E-07
728b	-81648000	-81.6480	-81.6480	-5.5738E-07
728c	-81648000	-81.6480	-81.6480	-5.8431E-07
729a	-81648000	-81.6480	-81.6480	-6.5755E-07
731b	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.2044E-06
724b	-81648000	-81.6480	-81.6480	-6.3168E-07
722b	-272160000	-272.1600	-272.1600	-2.0212E-06
722c	-40824000	-40.8240	-40.8240	-2.9139E-07
725b	-81648000	-81.6480	-81.6480	-5.9316E-07
733a	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.2531E-06
732c	-81648000	-81.6480	-81.6480	-5.7495E-07
734c	-81648000	-81.6480	-81.6480	-5.6811E-07
737a	-272160000	-272.1600	-272.1600	-2.0249E-06
738a	-244944000	-244.9440	-244.9440	-1.8159E-06
735c	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.1996E-06
736b	-81648000	-81.6480	-81.6480	-6.3561E-07
741c	-81648000	-81.6480	-81.6480	-5.6201E-07
740c	-165240000	-165.2400	-165.2400	-1.1939E-06

Tabla C.10. Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico- Energías Inyectadas estimadas

Nodo	fp	fp^m	residuo fp
701a	0.8944	0.8944	-1.6159E-10
701b	0.8944	0.8944	1.2773E-10
701c	0.8944	0.8944	7.8132E-12
713c	0.9048	0.9048	-1.2516E-10
742a	0.8944	0.8944	-2.8040E-09
742b	0.9048	0.9048	1.7244E-10
712c	0.9048	0.9048	-1.2529E-10
727c	0.8944	0.8944	-2.7767E-10
730c	0.9048	0.9048	-1.0855E-10
714a	0.9048	0.9048	-1.1975E-09
714b	0.9029	0.9029	6.7891E-10
720c	0.9048	0.9048	-1.2775E-10
744a	0.8944	0.8944	-4.9660E-10
718a	0.9048	0.9048	-2.4565E-10
728a	0.8944	0.8944	-4.9593E-10
728b	0.8944	0.8944	3.3648E-10
728c	0.8944	0.8944	-2.7572E-10
729a	0.8944	0.8944	-4.9697E-10
731b	0.9048	0.9048	1.4854E-10
724b	0.8944	0.8944	2.9784E-10
722b	0.8944	0.8944	1.0372E-10
722c	0.9029	0.9029	-6.8700E-10
725b	0.8944	0.8944	3.0993E-10
733a	0.9048	0.9048	-2.3376E-10
732c	0.8944	0.8944	-2.4333E-10
734c	0.8944	0.8944	-2.2252E-10
737a	0.8944	0.8944	-1.2941E-10
738a	0.8973	0.8973	-1.4989E-10
735c	0.9048	0.9048	-9.0991E-11
736b	0.8944	0.8944	1.9804E-10
741c	0.8944	0.8944	-2.0248E-10
740c	0.9048	0.9048	-8.1618E-11

Tabla C.11. Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico- Factores de Potencia estimadas

Tramo	J_x	J_y	J_x^m	J_y^m	residuo Jx	residuo Jy
799-701a	2.1604	-1.0886	2.1604	-1.0886	-6.14615E-08	3.10875E-08
799-701b	-1.7714	-1.1754	-1.7714	-1.1754	-2.17581E-08	-2.27865E-08
799-701c	-0.2334	3.6340	-0.2334	3.6340	3.46676E-09	-3.24444E-08

Tabla C.12. Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico - Corrientes de Rama

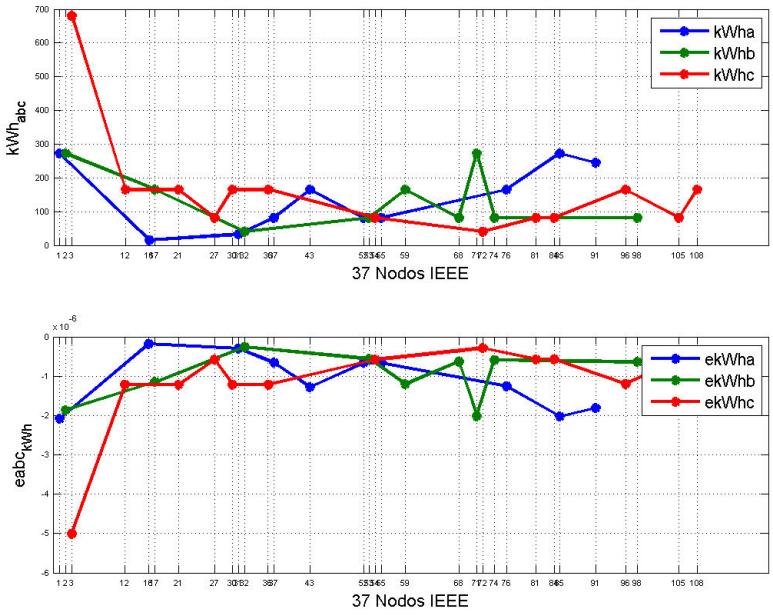


Figura C.2. Energías estimadas red *IEEE* de 37 nodos trifásico

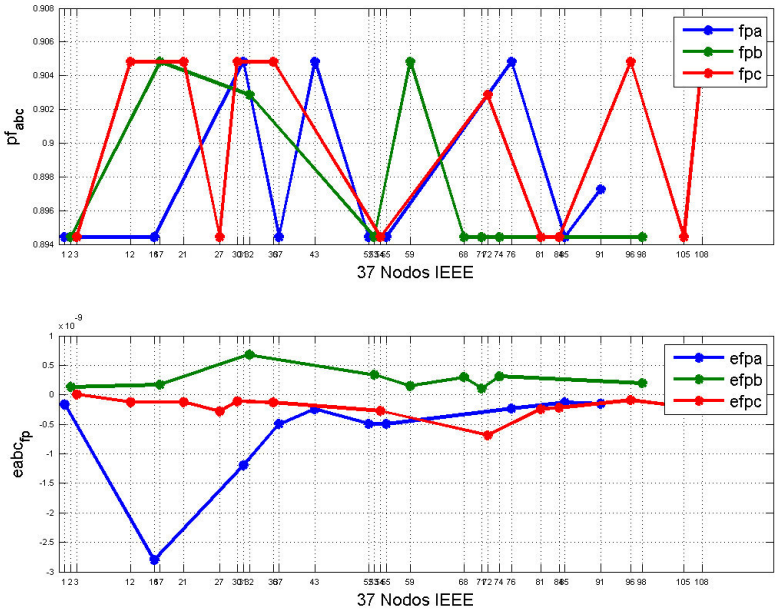


Figura C.3. Factores de potencia estimados red *IEEE* de 37 nodos trifásico

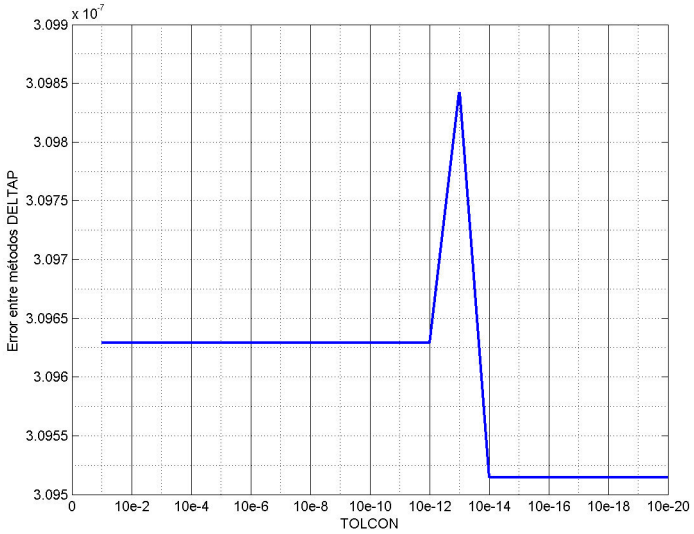


Figura C.4. Diferencia de $\triangle \mathbf{P_{abc}}$ entre ambos métodos, red 37 nodos



Figura C.5. Diferencia de $\triangle \mathbf{Q_{abc}}$ entre ambos métodos, red 37 nodos

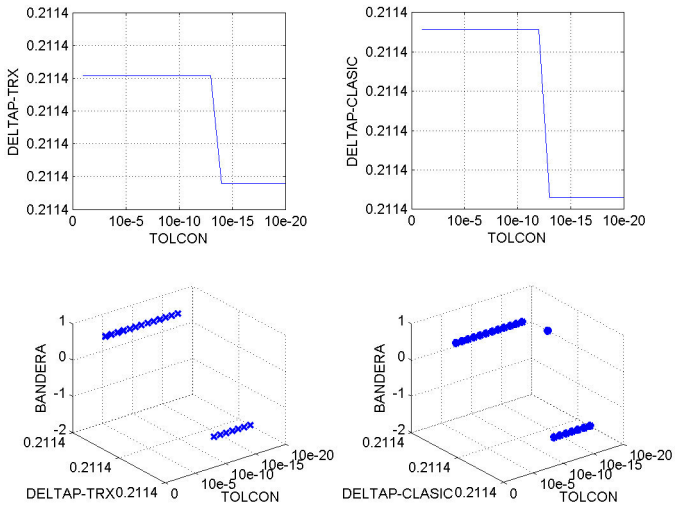


Figura C.6. Pérdidas $\triangle \mathbf{P_{abc}}$ y banderas de salida, red 37 nodos

residuo Vx	residuo Vy	error Vx	error Vy
2.1339E-08	8.4190E-08	2.0446E-06	0.0000E+00
1.1274E-05	6.5132E-06	2.1999E-03	7.3376E-04
1.1394E-05	6.5527E-06	2.2027E-03	7.3143E-04
3.7040E-08	5.1454E-09	3.5923E-06	1.4970E-04
1.1105E-05	6.4396E-06	2.1683E-03	7.3233E-04

1.1185E-05	6.4391E-06	2.2225E-03	7.2960E-04
7.0165E-08	4.9218E-08	6.8557E-06	8.3331E-04
1.0989E-05	6.3922E-06	2.1478E-03	7.3072E-04
1.1056E-05	6.3891E-06	2.2288E-03	7.2920E-04
7.9865E-08	5.1777E-08	7.8013E-06	8.8575E-04
1.0963E-05	6.3795E-06	2.1487E-03	7.3027E-04
1.1026E-05	6.3830E-06	2.2274E-03	7.2966E-04
9.3046E-08	5.7354E-08	9.0946E-06	1.0061E-03
1.0940E-05	6.3732E-06	2.1454E-03	7.3037E-04
1.1012E-05	6.3828E-06	2.2273E-03	7.2945E-04
9.4413E-08	8.6589E-08	9.3132E-06	1.0124E-03
1.0921E-05	6.3662E-06	2.1291E-03	7.2927E-04
1.0949E-05	6.3355E-06	2.2300E-03	7.2762E-04
8.2934E-08	5.5965E-08	8.1007E-06	1.0277E-03
1.0946E-05	6.3666E-06	2.1494E-03	7.2990E-04
1.1021E-05	6.3860E-06	2.2273E-03	7.2969E-04
8.3383E-08	5.0170E-08	8.1438E-06	8.2129E-04
1.0959E-05	6.3816E-06	2.1487E-03	7.3027E-04
1.1011E-05	6.3771E-06	2.2267E-03	7.2993E-04
1.1901E-07	7.1609E-08	1.1641E-05	1.4706E-03
1.0875E-05	6.3423E-06	2.1421E-03	7.2995E-04
1.0967E-05	6.3844E-06	2.2249E-03	7.2982E-04
9.5890E-08	8.9902E-08	9.4740E-06	1.0621E-03
1.0912E-05	6.3620E-06	2.1276E-03	7.2897E-04
1.0932E-05	6.3325E-06	2.2272E-03	7.2808E-04
1.3937E-07	8.7906E-08	1.3840E-05	8.3371E-04
1.0850E-05	6.3623E-06	2.1151E-03	7.2864E-04
1.0832E-05	6.2894E-06	2.2181E-03	7.2782E-04
1.1846E-07	7.2592E-08	1.1592E-05	1.5116E-03
1.0874E-05	6.3413E-06	2.1417E-03	7.2990E-04
1.0967E-05	6.3848E-06	2.2244E-03	7.2984E-04
1.6118E-07	8.5845E-08	1.5737E-05	2.3289E-03
1.0781E-05	6.3013E-06	2.1417E-03	7.2953E-04
1.0899E-05	6.3835E-06	2.2256E-03	7.3027E-04
9.7006E-08	9.3726E-08	9.5962E-06	1.1055E-03

1.0906E-05	6.3586E-06	2.1256E-03	7.2881E-04
1.0926E-05	6.3320E-06	2.2253E-03	7.2819E-04
1.5160E-07	8.9319E-08	1.5090E-05	8.1202E-04
1.0829E-05	6.3597E-06	2.1105E-03	7.2846E-04
1.0800E-05	6.2782E-06	2.2140E-03	7.2789E-04
1.1577E-07	7.5185E-08	1.1358E-05	1.6468E-03
1.0875E-05	6.3405E-06	2.1389E-03	7.2978E-04
1.0967E-05	6.3855E-06	2.2217E-03	7.2989E-04
1.9546E-07	1.0162E-07	1.9058E-05	6.6242E-03
1.0672E-05	6.2227E-06	2.1477E-03	7.2719E-04
1.0852E-05	6.3969E-06	2.2243E-03	7.3068E-04
1.6514E-07	8.8482E-08	1.6121E-05	2.6198E-03
1.0770E-05	6.2946E-06	2.1417E-03	7.2948E-04
1.0895E-05	6.3862E-06	2.2257E-03	7.3031E-04
9.8931E-08	9.5029E-08	9.7903E-06	1.1296E-03
1.0899E-05	6.3550E-06	2.1253E-03	7.2863E-04
1.0918E-05	6.3310E-06	2.2244E-03	7.2837E-04
9.5443E-08	9.5164E-08	9.4481E-06	1.1337E-03
1.0906E-05	6.3582E-06	2.1249E-03	7.2876E-04
1.0926E-05	6.3323E-06	2.2246E-03	7.2822E-04
1.5936E-07	9.4248E-08	1.5856E-05	9.0782E-04
1.0808E-05	6.3472E-06	2.1104E-03	7.2847E-04
1.0793E-05	6.2831E-06	2.2142E-03	7.2794E-04
1.6704E-07	8.8950E-08	1.6693E-05	7.3770E-04
1.0808E-05	6.3622E-06	2.1033E-03	7.2817E-04
1.0754E-05	6.2577E-06	2.2075E-03	7.2797E-04
1.5160E-07	8.9319E-08	1.5090E-05	8.1202E-04
1.0829E-05	6.3597E-06	2.1105E-03	7.2846E-04
1.0800E-05	6.2782E-06	2.2140E-03	7.2789E-04
2.0135E-07	1.0489E-07	1.9626E-05	9.7524E-03
1.0652E-05	6.2071E-06	2.1488E-03	7.2671E-04
1.0846E-05	6.4001E-06	2.2242E-03	7.3067E-04
1.9901E-07	1.0317E-07	1.9400E-05	7.7811E-03
1.0661E-05	6.2149E-06	2.1483E-03	7.2695E-04
1.0847E-05	6.3981E-06	2.2241E-03	7.3074E-04

1.6729E-07	8.9687E-08	1.6329E-05	2.7937E-03
1.0763E-05	6.2888E-06	2.1421E-03	7.2931E-04
1.0893E-05	6.3874E-06	2.2257E-03	7.3031E-04
1.8016E-07	8.9232E-08	1.8077E-05	6.8920E-04
1.0789E-05	6.3637E-06	2.0962E-03	7.2791E-04
1.0715E-05	6.2403E-06	2.2010E-03	7.2800E-04
1.6954E-07	8.8006E-08	1.6941E-05	7.1911E-04
1.0805E-05	6.3634E-06	2.1032E-03	7.2815E-04
1.0744E-05	6.2543E-06	2.2068E-03	7.2823E-04
2.0476E-07	8.7728E-08	2.0651E-05	6.0692E-04
1.0754E-05	6.3671E-06	2.0865E-03	7.2752E-04
1.0646E-05	6.2091E-06	2.1923E-03	7.2807E-04
2.1524E-07	8.7705E-08	2.1852E-05	5.6633E-04
1.0741E-05	6.3718E-06	2.0760E-03	7.2731E-04
1.0609E-05	6.1905E-06	2.1822E-03	7.2800E-04
2.1637E-07	8.6408E-08	2.1811E-05	5.8646E-04
1.0733E-05	6.3611E-06	2.0872E-03	7.2721E-04
1.0609E-05	6.1984E-06	2.1907E-03	7.2868E-04
2.2273E-07	8.6299E-08	2.2654E-05	5.3491E-04
1.0733E-05	6.3752E-06	2.0728E-03	7.2719E-04
1.0585E-05	6.1785E-06	2.1793E-03	7.2801E-04
2.1934E-07	8.5054E-08	2.2108E-05	5.6859E-04
1.0730E-05	6.3629E-06	2.0872E-03	7.2721E-04
1.0596E-05	6.1934E-06	2.1901E-03	7.2892E-04
2.2593E-07	9.1827E-08	2.2766E-05	6.5676E-04
1.0700E-05	6.3355E-06	2.0889E-03	7.2643E-04
1.0599E-05	6.2038E-06	2.1906E-03	7.2868E-04
2.3122E-07	8.3476E-08	2.3511E-05	4.9778E-04
1.0724E-05	6.3791E-06	2.0725E-03	7.2708E-04
1.0561E-05	6.1660E-06	2.1792E-03	7.2807E-04
2.3415E-07	8.2648E-08	2.3807E-05	4.8665E-04
1.0720E-05	6.3803E-06	2.0723E-03	7.2703E-04
1.0553E-05	6.1622E-06	2.1791E-03	7.2812E-04
2.3420E-07	8.2105E-08	2.3811E-05	4.8312E-04
1.0720E-05	6.3809E-06	2.0724E-03	7.2708E-04

1.0549E-05	6.1610E-06	2.1786E-03	7.2830E-04

Tabla C.13. Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 37 nodos trifásica

C.2.2. Estimador de Estado - Método basado en las Ecuaciones de Potencia

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_{abc-x}	V_{abc-y}	error Vabcx	error Vabcy
799a	13.0149	1.0437	0.0000	1.0437	0.0000	2.1339E-08	8.4190E-08
799b	12.7815	1.0250	-120.0000	-0.5125	-0.8877	1.1274E-05	6.5132E-06
799c	12.8999	1.0345	120.0000	-0.5172	0.8959	1.1394E-05	6.5527E-06
701a	4.9493	1.0311	-0.1910	1.0311	-0.0034	3.7040E-08	5.1454E-09
701b	4.8845	1.0176	-120.2179	-0.5122	-0.8793	1.1105E-05	6.4396E-06
701c	4.8766	1.0159	119.6923	-0.5032	0.8826	1.1185E-05	6.4391E-06
702a	4.9127	1.0235	-0.3306	1.0235	-0.0059	7.0165E-08	4.9218E-08
702b	4.8644	1.0134	-120.3225	-0.5116	-0.8748	1.0989E-05	6.3922E-06
702c	4.8329	1.0069	119.5164	-0.4961	0.8762	1.1056E-05	6.3891E-06
705a	4.9141	1.0238	-0.3271	1.0237	-0.0058	7.9865E-08	5.1777E-08
705b	4.8560	1.0117	-120.2859	-0.5102	-0.8736	1.0963E-05	6.3795E-06
705c	4.8246	1.0051	119.5027	-0.4950	0.8748	1.1026E-05	6.3830E-06
713a	4.9109	1.0231	-0.3193	1.0231	-0.0057	9.3046E-08	5.7354E-08
713b	4.8511	1.0107	-120.2994	-0.5099	-0.8726	1.0940E-05	6.3732E-06
713c	4.8241	1.0050	119.4667	-0.4944	0.8750	1.1012E-05	6.3828E-06
703a	4.8662	1.0138	-0.4834	1.0138	-0.0086	9.4413E-08	8.6589E-08
703b	4.8600	1.0125	-120.4375	-0.5129	-0.8730	1.0921E-05	6.3662E-06
703c	4.7981	0.9996	119.4163	-0.4910	0.8707	1.0949E-05	6.3355E-06
742a	4.9143	1.0238	-0.3048	1.0238	-0.0054	8.2934E-08	5.5965E-08
742b	4.8483	1.0101	-120.2784	-0.5093	-0.8723	1.0946E-05	6.3666E-06
742c	4.8258	1.0054	119.4838	-0.4948	0.8752	1.1021E-05	6.3860E-06
712a	4.9147	1.0239	-0.3418	1.0239	-0.0061	8.3383E-08	5.0170E-08
712b	4.8567	1.0118	-120.2696	-0.5100	-0.8739	1.0959E-05	6.3816E-06
712c	4.8187	1.0039	119.5087	-0.4945	0.8737	1.1011E-05	6.3771E-06
704a	4.9072	1.0223	-0.2729	1.0223	-0.0049	1.1901E-07	7.1609E-08
704b	4.8303	1.0063	-120.2967	-0.5077	-0.8689	1.0875E-05	6.3423E-06
704c	4.8197	1.0041	119.3986	-0.4929	0.8748	1.0967E-05	6.3844E-06
727a	4.8584	1.0122	-0.4791	1.0121	-0.0085	9.5890E-08	8.9902E-08

727b	4.8590	1.0123	-120.4404	-0.5129	-0.8728	1.0912E-05	6.3620E-06
727c	4.7937	0.9987	119.4374	-0.4908	0.8698	1.0932E-05	6.3325E-06
730a	4.8338	1.0070	-0.5999	1.0070	-0.0105	1.3937E-07	8.7906E-08
730b	4.8610	1.0127	-120.4331	-0.5130	-0.8732	1.0850E-05	6.3623E-06
730c	4.7644	0.9926	119.4704	-0.4883	0.8641	1.0832E-05	6.2894E-06
714a	4.9049	1.0219	-0.2693	1.0218	-0.0048	1.1846E-07	7.2592E-08
714b	4.8301	1.0063	-120.3022	-0.5077	-0.8688	1.0874E-05	6.3413E-06
714c	4.8201	1.0042	119.4030	-0.4930	0.8748	1.0967E-05	6.3848E-06
720a	4.9162	1.0242	-0.2062	1.0242	-0.0037	1.6118E-07	8.5845E-08
720b	4.7987	0.9997	-120.2337	-0.5034	-0.8638	1.0781E-05	6.3013E-06
720c	4.8094	1.0020	119.2573	-0.4897	0.8741	1.0899E-05	6.3835E-06
744a	4.8524	1.0109	-0.4805	1.0109	-0.0085	9.7006E-08	9.3726E-08
744b	4.8583	1.0122	-120.4578	-0.5131	-0.8725	1.0906E-05	6.3586E-06
744c	4.7932	0.9986	119.4493	-0.4910	0.8696	1.0926E-05	6.3320E-06
709a	4.8225	1.0047	-0.6273	1.0046	-0.0110	1.5160E-07	8.9319E-08
709b	4.8607	1.0127	-120.4436	-0.5131	-0.8730	1.0829E-05	6.3597E-06
709c	4.7564	0.9909	119.4901	-0.4878	0.8625	1.0800E-05	6.2782E-06
718a	4.8923	1.0192	-0.2567	1.0192	-0.0046	1.1577E-07	7.5185E-08
718b	4.8319	1.0067	-120.3355	-0.5084	-0.8688	1.0875E-05	6.3405E-06
718c	4.8217	1.0045	119.4338	-0.4936	0.8749	1.0967E-05	6.3855E-06
707a	4.9232	1.0257	-0.0857	1.0257	-0.0015	1.9546E-07	1.0162E-07
707b	4.7498	0.9895	-120.1431	-0.4969	-0.8557	1.0672E-05	6.2227E-06
707c	4.8108	1.0022	119.1300	-0.4879	0.8755	1.0852E-05	6.3969E-06
706a	4.9172	1.0244	-0.1889	1.0244	-0.0034	1.6514E-07	8.8482E-08
706b	4.7939	0.9987	-120.2330	-0.5029	-0.8629	1.0770E-05	6.2946E-06
706c	4.8102	1.0021	119.2385	-0.4895	0.8745	1.0895E-05	6.3862E-06
728a	4.8506	1.0105	-0.4770	1.0105	-0.0084	9.8931E-08	9.5029E-08
728b	4.8565	1.0118	-120.4539	-0.5128	-0.8722	1.0899E-05	6.3550E-06
728c	4.7914	0.9982	119.4518	-0.4908	0.8692	1.0918E-05	6.3310E-06
729a	4.8490	1.0102	-0.4761	1.0102	-0.0084	9.5443E-08	9.5164E-08
729b	4.8588	1.0122	-120.4669	-0.5133	-0.8725	1.0906E-05	6.3582E-06
729c	4.7936	0.9987	119.4575	-0.4911	0.8696	1.0926E-05	6.3323E-06
731a	4.8244	1.0051	-0.5918	1.0050	-0.0104	1.5936E-07	9.4248E-08
731b	4.8512	1.0107	-120.4450	-0.5121	-0.8713	1.0808E-05	6.3472E-06
731c	4.7580	0.9913	119.4530	-0.4874	0.8631	1.0793E-05	6.2831E-06

708a	4.8036	1.0007	-0.6904	1.0007	-0.0121	1.6704E-07	8.8950E-08
708b	4.8654	1.0136	-120.4596	-0.5138	-0.8737	1.0808E-05	6.3622E-06
708c	4.7427	0.9881	119.5417	-0.4872	0.8596	1.0754E-05	6.2577E-06
775a	4.8225	1.0047	-0.6273	1.0046	-0.0110	1.5160E-07	8.9319E-08
775b	4.8607	1.0127	-120.4436	-0.5131	-0.8730	1.0829E-05	6.3597E-06
775c	4.7564	0.9909	119.4901	-0.4878	0.8625	1.0800E-05	6.2782E-06
724a	4.9244	1.0259	-0.0601	1.0259	-0.0011	2.0135E-07	1.0489E-07
724b	4.7403	0.9876	-120.1286	-0.4957	-0.8541	1.0652E-05	6.2071E-06
724c	4.8121	1.0025	119.1046	-0.4876	0.8759	1.0846E-05	6.4001E-06
722a	4.9239	1.0258	-0.0740	1.0258	-0.0013	1.9901E-07	1.0317E-07
722b	4.7449	0.9885	-120.1334	-0.4963	-0.8549	1.0661E-05	6.2149E-06
722c	4.8107	1.0022	119.1174	-0.4877	0.8756	1.0847E-05	6.3981E-06
725a	4.9176	1.0245	-0.1795	1.0245	-0.0032	1.6729E-07	8.9687E-08
725b	4.7905	0.9980	-120.2278	-0.5024	-0.8623	1.0763E-05	6.2888E-06
725c	4.8107	1.0022	119.2292	-0.4894	0.8746	1.0893E-05	6.3874E-06
733a	4.7843	0.9967	-0.7443	0.9967	-0.0129	1.8016E-07	8.9232E-08
733b	4.8695	1.0145	-120.4849	-0.5147	-0.8742	1.0789E-05	6.3637E-06
733c	4.7317	0.9858	119.5940	-0.4868	0.8572	1.0715E-05	6.2403E-06
732a	4.8040	1.0008	-0.7006	1.0008	-0.0122	1.6954E-07	8.8006E-08
732b	4.8659	1.0137	-120.4486	-0.5137	-0.8739	1.0805E-05	6.3634E-06
732c	4.7387	0.9872	119.5470	-0.4868	0.8588	1.0744E-05	6.2543E-06
734a	4.7597	0.9916	-0.8352	0.9915	-0.0145	2.0476E-07	8.7728E-08
734b	4.8752	1.0157	-120.4948	-0.5154	-0.8752	1.0754E-05	6.3671E-06
734c	4.7106	0.9814	119.6570	-0.4856	0.8528	1.0646E-05	6.2091E-06
737a	4.7285	0.9851	-0.9008	0.9850	-0.0155	2.1524E-07	8.7705E-08
737b	4.8837	1.0174	-120.5642	-0.5174	-0.8761	1.0741E-05	6.3718E-06
737c	4.7016	0.9795	119.7557	-0.4861	0.8504	1.0609E-05	6.1905E-06
710a	4.7620	0.9921	-0.8509	0.9920	-0.0147	2.1637E-07	8.6408E-08
710b	4.8705	1.0147	-120.4491	-0.5142	-0.8747	1.0733E-05	6.3611E-06
710c	4.6983	0.9788	119.6531	-0.4843	0.8506	1.0609E-05	6.1984E-06
738a	4.7200	0.9833	-0.9401	0.9832	-0.0161	2.2273E-07	8.6299E-08
738b	4.8873	1.0182	-120.5656	-0.5178	-0.8767	1.0733E-05	6.3752E-06
738c	4.6937	0.9778	119.7830	-0.4857	0.8487	1.0585E-05	6.1785E-06
735a	4.7626	0.9922	-0.8638	0.9921	-0.0150	2.1934E-07	8.5054E-08
735b	4.8711	1.0148	-120.4351	-0.5141	-0.8750	1.0730E-05	6.3629E-06

735c	4.6933	0.9778	119.6584	-0.4838	0.8497	1.0596E-05	6.1934E-06
736a	4.7640	0.9925	-0.8072	0.9924	-0.0140	2.2593E-07	9.1827E-08
736b	4.8549	1.0114	-120.4259	-0.5122	-0.8721	1.0700E-05	6.3355E-06
736c	4.7005	0.9793	119.6100	-0.4838	0.8514	1.0599E-05	6.2038E-06
711a	4.7213	0.9836	-0.9769	0.9835	-0.0168	2.3122E-07	8.3476E-08
711b	4.8892	1.0186	-120.5294	-0.5174	-0.8774	1.0724E-05	6.3791E-06
711c	4.6837	0.9758	119.7793	-0.4846	0.8469	1.0561E-05	6.1660E-06
741a	4.7217	0.9837	-0.9892	0.9835	-0.0170	2.3415E-07	8.2648E-08
741b	4.8898	1.0187	-120.5175	-0.5173	-0.8776	1.0720E-05	6.3803E-06
741c	4.6804	0.9751	119.7786	-0.4843	0.8463	1.0553E-05	6.1622E-06
740a	4.7219	0.9837	-0.9899	0.9836	-0.0170	2.3420E-07	8.2105E-08
740b	4.8898	1.0187	-120.5154	-0.5173	-0.8776	1.0720E-05	6.3809E-06
740c	4.6786	0.9747	119.7846	-0.4842	0.8460	1.0549E-05	6.1610E-06

Tabla C.14. Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico- Variables de Estado Estimadas

Nodo	P_{abc}	$P_{abc}{}^{m}$	residuo Pabc	Q_{abc}	$Q_{abc}{}^{m}$	residuo Qabc
701a	-0.4200	-0.4200	-3.9152E-07	-0.2100	-0.2100	1.5365E-07
701b	-0.4200	-0.4200	4.0127E-08	-0.2100	-0.2100	-6.1575E-08
701c	-1.0500	-1.0500	-1.8239E-07	-0.5250	-0.5250	1.4935E-08
713c	-0.2550	-0.2550	-1.8483E-07	-0.1200	-0.1200	6.7427E-09
742a	-0.0240	-0.0240	-3.8948E-07	-0.0120	-0.0120	1.5730E-07
742b	-0.2550	-0.2550	3.3655E-08	-0.1200	-0.1200	-4.2111E-08
712c	-0.2550	-0.2550	-1.8736E-07	-0.1200	-0.1200	1.3160E-08
727c	-0.1260	-0.1260	-1.7557E-07	-0.0630	-0.0630	4.5938E-10
730c	-0.2550	-0.2550	-1.7989E-07	-0.1200	-0.1200	8.2388E-09
714a	-0.0510	-0.0510	-4.0004E-07	-0.0240	-0.0240	1.6377E-07
714b	-0.0630	-0.0630	2.8937E-08	-0.0300	-0.0300	-4.3445E-08
720c	-0.2550	-0.2550	-2.0222E-07	-0.1200	-0.1200	1.2252E-08
744a	-0.1260	-0.1260	-4.0394E-07	-0.0630	-0.0630	1.6377E-07
718a	-0.2550	-0.2550	-4.0424E-07	-0.1200	-0.1200	1.6585E-07
728a	-0.1260	-0.1260	-4.0418E-07	-0.0630	-0.0630	1.6613E-07
728b	-0.1260	-0.1260	3.3315E-08	-0.0630	-0.0630	-4.0328E-08
728c	-0.1260	-0.1260	-1.7903E-07	-0.0630	-0.0630	-1.3868E-09
729a	-0.1260	-0.1260	-4.0371E-07	-0.0630	-0.0630	1.6685E-07
731b	-0.2550	-0.2550	3.1580E-08	-0.1200	-0.1200	-4.2581E-08

724b	-0.1260	-0.1260	2.7556E-08	-0.0630	-0.0630	-4.3322E-08
722b	-0.4200	-0.4200	2.7377E-08	-0.2100	-0.2100	-4.1945E-08
722c	-0.0630	-0.0630	-2.0746E-07	-0.0300	-0.0300	7.3660E-09
725b	-0.1260	-0.1260	3.3529E-08	-0.0630	-0.0630	-4.3632E-08
733a	-0.2550	-0.2550	-4.0904E-07	-0.1200	-0.1200	1.5606E-07
732c	-0.1260	-0.1260	-1.8534E-07	-0.0630	-0.0630	4.4151E-09
734c	-0.1260	-0.1260	-1.8823E-07	-0.0630	-0.0630	3.7250E-09
737a	-0.4200	-0.4200	-4.1551E-07	-0.2100	-0.2100	1.5752E-07
738a	-0.3780	-0.3780	-4.1614E-07	-0.1860	-0.1860	1.5759E-07
735c	-0.2550	-0.2550	-1.8439E-07	-0.1200	-0.1200	-2.8553E-09
736b	-0.1260	-0.1260	4.1877E-08	-0.0630	-0.0630	-5.1465E-08
741c	-0.1260	-0.1260	-1.9611E-07	-0.0630	-0.0630	4.9024E-09
740c	-0.2550	-0.2550	-1.9416E-07	-0.1200	-0.1200	5.5447E-09

Tabla C.15. Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico-Potencias activas y reactivas inyectadas

Tramo	P_{abc-01}	Q_{abc-01}	${P_{abc-01}}^{m}$	${Q_{abc-01}}^{m}$	residuo Pabc	residuo Qabc
01 a	2.2548	1.1361	2.2548	1.1361	1.2974E-08	1.0201E-08
01 b	1.9512	0.9700	1.9512	0.9700	1.4932E-08	7.0372E-09
01 c	3.3764	1.6706	3.3764	1.6706	2.3421E-08	1.2642E-08

Tabla C.16. Resultados red IEEE de 37 nodos trifásico - Flujos de Potencia

APÉNDICE IV

RESULTADOS RED IEEE DE 123 NODOS

D.1. Tablas de Resultados - Equivalente en Secuencia Positiva

D.1.1. Estimador de Estado - Método Propuesto

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_x	V_y
149	120.7500	1.0500	0.0000	1.0500	0.0000
1	4.3299	1.0409	-0.3918	1.0408	-0.0071
2	4.3298	1.0408	-0.3923	1.0408	-0.0071
3	4.3292	1.0407	-0.3951	1.0407	-0.0072
7	4.3028	1.0343	-0.6768	1.0343	-0.0122
4	4.3290	1.0406	-0.3961	1.0406	-0.0072
5	4.3286	1.0405	-0.3977	1.0405	-0.0072
8	4.2849	1.0300	-0.8677	1.0299	-0.0156
6	4.3284	1.0405	-0.3990	1.0404	-0.0072
12	4.2848	1.0300	-0.8684	1.0299	-0.0156
9	4.2843	1.0299	-0.8708	1.0298	-0.0157
13	4.2591	1.0238	-1.1469	1.0236	-0.0205
14	4.2835	1.0297	-0.8742	1.0296	-0.0157
34	4.2587	1.0237	-1.1489	1.0235	-0.0205
18	4.2312	1.0171	-1.3947	1.0168	-0.0248
152	4.2591	1.0238	-1.1475	1.0236	-0.0205
11	4.2832	1.0296	-0.8756	1.0295	-0.0157
10	4.2834	1.0297	-0.8749	1.0295	-0.0157
15	4.2585	1.0237	-1.1498	1.0235	-0.0205
19	4.2306	1.0170	-1.3975	1.0167	-0.0248

21	4.2288	1.0165	-1.4189	1.0162	-0.0252
135	4.2311	1.0171	-1.3949	1.0168	-0.0248
52	4.2395	1.0191	-1.3924	1.0188	-0.0248
16	4.2581	1.0236	-1.1518	1.0234	-0.0206
17	4.2583	1.0236	-1.1507	1.0234	-0.0206
20	4.2302	1.0169	-1.3993	1.0166	-0.0248
22	4.2282	1.0164	-1.4218	1.0161	-0.0252
23	4.2272	1.0161	-1.4361	1.0158	-0.0255
35	4.2222	1.0150	-1.4696	1.0146	-0.0260
53	4.2300	1.0168	-1.5134	1.0165	-0.0269
24	4.2265	1.0160	-1.4392	1.0157	-0.0255
25	4.2256	1.0158	-1.4520	1.0155	-0.0257
36	4.2209	1.0146	-1.4841	1.0143	-0.0263
40	4.2171	1.0137	-1.5109	1.0134	-0.0267
54	4.2242	1.0154	-1.5879	1.0150	-0.0281
26	4.2249	1.0156	-1.4598	1.0153	-0.0259
28	4.2250	1.0156	-1.4589	1.0153	-0.0259
37	4.2206	1.0146	-1.4858	1.0142	-0.0263
38	4.2206	1.0146	-1.4855	1.0142	-0.0263
41	4.2171	1.0137	-1.5109	1.0134	-0.0267
42	4.2121	1.0125	-1.5509	1.0122	-0.0274
55	4.2238	1.0153	-1.5911	1.0150	-0.0282
57	4.2083	1.0116	-1.7934	1.0111	-0.0317
27	4.2247	1.0155	-1.4628	1.0152	-0.0259
31	4.2247	1.0155	-1.4610	1.0152	-0.0259
29	4.2243	1.0155	-1.4658	1.0151	-0.0260
39	4.2204	1.0145	-1.4864	1.0142	-0.0263
43	4.2115	1.0124	-1.5537	1.0120	-0.0274
44	4.2084	1.0116	-1.5795	1.0113	-0.0279
56	4.2237	1.0153	-1.5927	1.0149	-0.0282
58	4.2080	1.0115	-1.7948	1.0110	-0.0317
60	4.1753	1.0037	-2.2302	1.0029	-0.0391
33	4.2241	1.0154	-1.4656	1.0151	-0.0260
32	4.2245	1.0155	-1.4619	1.0152	-0.0259
30	4.2239	1.0154	-1.4698	1.0150	-0.0260

45	4.2082	1.0116	-1.5806	1.0112	-0.0279
47	4.2042	1.0106	-1.6123	1.0102	-0.0284
59	4.2078	1.0115	-1.7955	1.0110	-0.0317
61	4.1753	1.0037	-2.2302	1.0029	-0.0391
62	4.1699	1.0024	-2.2249	1.0016	-0.0389
160	4.1753	1.0037	-2.2307	1.0029	-0.0391
250	4.2239	1.0154	-1.4698	1.0150	-0.0260
46	4.2080	1.0115	-1.5814	1.0112	-0.0279
48	4.2031	1.0104	-1.6202	1.0100	-0.0286
49	4.2025	1.0102	-1.6255	1.0098	-0.0287
610	4.1753	1.0037	-2.2302	1.0029	-0.0391
63	4.1665	1.0016	-2.2213	1.0008	-0.0388
67	4.1641	1.0010	-2.3978	1.0001	-0.0419
50	4.2021	1.0101	-1.6298	1.0097	-0.0287
64	4.1605	1.0001	-2.2142	0.9994	-0.0386
68	4.1634	1.0008	-2.4012	0.9999	-0.0419
72	4.1596	0.9999	-2.4839	0.9990	-0.0433
97	4.1610	1.0002	-2.4305	0.9993	-0.0424
51	4.2020	1.0101	-1.6313	1.0097	-0.0288
65	4.1550	0.9988	-2.2054	0.9981	-0.0384
69	4.1625	1.0006	-2.4052	0.9997	-0.0420
73	4.1586	0.9997	-2.4886	0.9987	-0.0434
76	4.1571	0.9993	-2.5395	0.9983	-0.0443
98	4.1600	1.0000	-2.4403	0.9991	-0.0426
197	4.1610	1.0002	-2.4306	0.9993	-0.0424
66	4.1536	0.9985	-2.2055	0.9977	-0.0384
70	4.1619	1.0005	-2.4079	0.9996	-0.0420
74	4.1578	0.9995	-2.4926	0.9985	-0.0435
77	4.1567	0.9992	-2.5834	0.9982	-0.0450
86	4.1550	0.9988	-2.6138	0.9977	-0.0455
99	4.1588	0.9997	-2.4534	0.9988	-0.0428
101	4.1587	0.9997	-2.4544	0.9988	-0.0428
71	4.1616	1.0004	-2.4095	0.9995	-0.0421
75	4.1573	0.9994	-2.4949	0.9984	-0.0435
78	4.1567	0.9992	-2.5932	0.9982	-0.0452

87	4.1538	0.9985	-2.6590	0.9974	-0.0463
100	4.1585	0.9996	-2.4569	0.9987	-0.0429
102	4.1580	0.9995	-2.4576	0.9986	-0.0429
105	4.1570	0.9993	-2.4724	0.9983	-0.0431
79	4.1564	0.9991	-2.5959	0.9981	-0.0453
80	4.1572	0.9993	-2.6341	0.9983	-0.0459
88	4.1538	0.9985	-2.6625	0.9974	-0.0464
89	4.1534	0.9984	-2.6774	0.9973	-0.0466
450	4.1585	0.9996	-2.4569	0.9987	-0.0429
103	4.1572	0.9993	-2.4613	0.9984	-0.0429
106	4.1565	0.9991	-2.4750	0.9982	-0.0431
108	4.1557	0.9990	-2.4859	0.9980	-0.0433
81	4.1583	0.9996	-2.6693	0.9985	-0.0466
90	4.1533	0.9984	-2.6819	0.9973	-0.0467
91	4.1529	0.9983	-2.6877	0.9972	-0.0468
104	4.1564	0.9991	-2.4653	0.9982	-0.0430
107	4.1558	0.9990	-2.4782	0.9980	-0.0432
109	4.1538	0.9985	-2.4949	0.9976	-0.0435
300	4.1557	0.9990	-2.4859	0.9980	-0.0433
82	4.1593	0.9998	-2.6834	0.9987	-0.0468
84	4.1571	0.9993	-2.6751	0.9982	-0.0466
92	4.1529	0.9983	-2.6936	0.9972	-0.0469
93	4.1524	0.9982	-2.6930	0.9971	-0.0469
110	4.1529	0.9983	-2.4992	0.9973	-0.0435
83	4.1606	1.0002	-2.6944	0.9990	-0.0470
85	4.1565	0.9992	-2.6778	0.9981	-0.0467
94	4.1521	0.9981	-2.6946	0.9970	-0.0469
95	4.1521	0.9981	-2.6966	0.9970	-0.0470
111	4.1525	0.9982	-2.5009	0.9973	-0.0436
112	4.1526	0.9982	-2.5007	0.9973	-0.0436
96	4.1520	0.9981	-2.6972	0.9970	-0.0470
113	4.1516	0.9980	-2.5052	0.9970	-0.0436
114	4.1514	0.9979	-2.5061	0.9970	-0.0436

Tabla D.1. Resultados red IEEE de 123 nodos- Variables de Estado Estimadas

Nodo	W $^{kWh}/_{mes}$	W	W^m	residuo W
149	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.02E-07
1	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
3	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
7	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.02E-07
4	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
8	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.02E-07
6	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
12	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.02E-07
14	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.02E-07
152	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.02E-07
11	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
15	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
135	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
52	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.02E-07
16	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
17	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
20	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
23	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
35	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
53	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
36	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
26	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
28	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
37	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
41	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
42	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
27	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
31	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
29	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
39	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
44	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
56	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
58	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
60	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07

33	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
32	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
30	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
45	-68040000	-68.0400	-68.0400	-5.17E-07
47	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
61	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
250	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
46	-136080000	-136.0800	-136.0800	-1.02E-06
48	-90720000	-90.7200	-90.7200	-6.86E-07
610	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
67	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
50	-48600000	-48.6000	-48.6000	-3.72E-07
64	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
97	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.06E-07
51	-90720000	-90.7200	-90.7200	-6.86E-07
65	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
69	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
73	-158760000	-158.7600	-158.7600	-1.19E-06
76	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
197	-48600000	-48.6000	-48.6000	-3.72E-07
66	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
70	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
74	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
77	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
86	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
101	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
71	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
78	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
87	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
100	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
105	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
79	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
80	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
450	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
103	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07

81	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
91	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
104	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
107	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
300	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
82	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
84	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
110	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
83	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
85	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
94	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
95	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
111	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
112	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07
96	-25920000	-25.9200	-25.9200	-2.03E-07
113	-12960000	-12.9600	-12.9600	-1.07E-07

Tabla D.2. Resultados red IEEE de 123 nodos - Energías inyectadas estimadas

Nodo	fp	fp^m	residuo fp
149	0.8944	0.8944	9.5601E-13
1	0.8944	0.8944	2.8783E-12
3	0.8944	0.8944	-8.7030E-13
7	0.8944	0.8944	1.2585E-12
4	0.8944	0.8944	1.8606E-12
8	0.8944	0.8944	9.5524E-13
6	0.8944	0.8944	1.5461E-12
12	0.8944	0.8944	5.6777E-13
14	0.8944	0.8944	-8.8063E-13
152	0.8944	0.8944	6.2361E-13
11	0.8944	0.8944	1.1324E-14
15	0.8944	0.8944	-2.2057E-12
135	0.8944	0.8944	-3.1108E-13
52	0.8944	0.8944	8.2823E-14
16	0.8944	0.8944	8.4199E-13
17	0.8944	0.8944	-1.9591E-12

20	0.8944	0.8944	-2.0427E-12
23	0.8944	0.8944	-2.5386E-12
35	0.8944	0.8944	-1.6154E-13
53	0.8944	0.8944	-2.4033E-12
36	0.8944	0.8944	-5.7973E-12
26	0.8944	0.8944	-2.2081E-12
28	0.8944	0.8944	-2.1935E-12
37	0.8944	0.8944	-5.4005E-12
41	0.8944	0.8944	-6.8663E-12
42	0.8944	0.8944	-6.7946E-13
27	0.8944	0.8944	-6.8330E-12
31	0.8944	0.8944	-2.4483E-12
29	0.8944	0.8944	-6.3763E-12
39	0.8944	0.8944	-3.1160E-12
44	0.8944	0.8944	-1.9771E-12
56	0.8944	0.8944	-2.0909E-12
58	0.8944	0.8944	-1.6921E-12
60	0.8944	0.8944	-2.5571E-12
33	0.8944	0.8944	-5.7603E-12
32	0.8944	0.8944	-2.5978E-12
30	0.8944	0.8944	-4.4853E-12
45	0.8137	0.8137	-1.3345E-11
47	0.8944	0.8944	-7.0166E-14
61	0.8944	0.8944	-8.3045E-13
250	0.8944	0.8944	-4.9455E-12
46	0.8137	0.8137	-6.6755E-12
48	0.8137	0.8137	-1.0059E-11
610	0.8944	0.8944	-8.6298E-13
67	0.8944	0.8944	-3.4138E-12
50	0.9062	0.9062	1.6590E-12
64	0.8944	0.8944	-4.8983E-13
97	0.8944	0.8944	-4.2517E-12
51	0.8137	0.8137	-9.3441E-12
65	0.8944	0.8944	-8.5520E-13
69	0.8944	0.8944	-1.7527E-12

73	0.8059	0.8059	-6.0260E-12
76	0.8944	0.8944	-6.0874E-13
197	0.9062	0.9062	1.6761E-12
66	0.8944	0.8944	-1.3043E-12
70	0.8944	0.8944	-9.5612E-13
74	0.8944	0.8944	-2.2640E-12
77	0.8944	0.8944	-2.6827E-12
86	0.8944	0.8944	-6.0019E-13
101	0.8944	0.8944	-3.5794E-13
71	0.8944	0.8944	-1.5755E-12
78	0.8944	0.8944	-1.6032E-12
87	0.8944	0.8944	-2.4647E-14
100	0.8944	0.8944	-5.9663E-13
105	0.8944	0.8944	-2.0806E-12
79	0.8944	0.8944	-2.6600E-12
80	0.8000	0.8000	-1.8492E-10
450	0.8944	0.8944	-6.8723E-13
103	0.8944	0.8944	-7.7460E-13
81	0.8000	0.8000	-1.8517E-10
91	0.8944	0.8944	-9.2437E-13
104	0.8944	0.8944	-6.3671E-13
107	0.8944	0.8944	-6.6935E-13
300	0.8944	0.8944	-3.4226E-12
82	0.8944	0.8944	-3.6440E-12
84	0.8000	0.8000	-1.8465E-10
110	0.1047	0.1047	-8.4449E-11
83	0.8944	0.8944	-2.9561E-12
85	0.8944	0.8944	-1.7918E-12
94	0.8944	0.8944	-3.4875E-12
95	0.8944	0.8944	-1.1190E-12
111	0.8944	0.8944	3.7748E-15
112	0.8944	0.8944	-4.3808E-12
96	0.8944	0.8944	5.0160E-13
113	0.8944	0.8944	1.2764E-12

Tabla D.3. Resultados red IEEE de 123 - Factores de Potencia estimados

Tramo	J_x	J_y	$\Re(\overline{J_{01}}^m)$	$Im(\overline{J_{01}}^m)$	residuo Jx	residuo Jy
01	3.4112	-1.6764	3.4112	-1.6764	-3.5776E-08	1.7633E-08

Tabla D.4. Resultados red IEEE de 123 - Corrientes de Rama

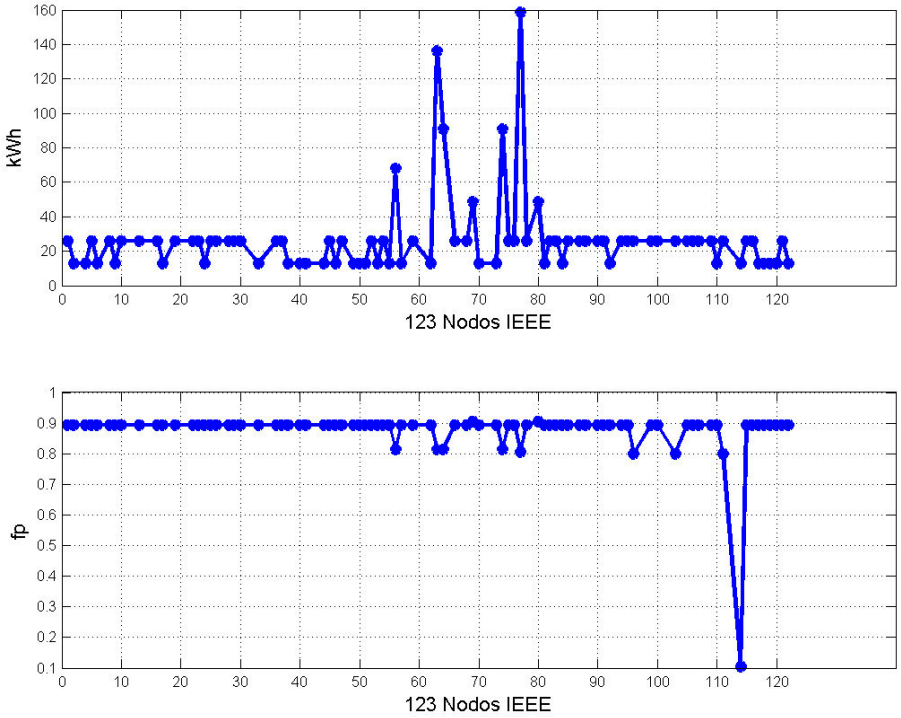


Figura D.1. Energías y factores de potencia de red IEEE de 123 nodos

D.1.2. Estimador de Estado basado en las Ecuaciones de Potencia

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_x	V_y	$error_{Vx}$	$error_{Vy}$
149	120.7500	1.0500	0.0000	1.0500	0.0000	0.0000E+00	0.0000E+00
1	4.3299	1.0408	-0.3982	1.0408	-0.0072	3.3055E-06	1.1562E-04
2	4.3298	1.0408	-0.3986	1.0408	-0.0072	3.5580E-06	1.1557E-04
3	4.3294	1.0407	-0.4005	1.0407	-0.0073	-4.8730E-05	9.7873E-05
7	4.3127	1.0367	-0.4821	1.0367	-0.0087	-2.4071E-03	-3.4958E-03
4	4.3291	1.0406	-0.4038	1.0406	-0.0073	-2.5944E-05	1.3845E-04
5	4.3289	1.0406	-0.4054	1.0406	-0.0074	-6.7101E-05	1.4118E-04
8	4.2931	1.0320	-0.5783	1.0320	-0.0104	-2.0379E-03	-5.1838E-03

6	4.3287	1.0406	-0.4076	1.0405	-0.0074	-8.4758E-05	1.5728E-04
12	4.2930	1.0320	-0.5789	1.0319	-0.0104	-2.0341E-03	-5.1825E-03
9	4.2924	1.0318	-0.5816	1.0318	-0.0105	-2.0196E-03	-5.1774E-03
13	4.2696	1.0263	-0.6957	1.0263	-0.0125	-2.6388E-03	-8.0312E-03
14	4.2919	1.0317	-0.5866	1.0317	-0.0106	-2.0813E-03	-5.1469E-03
34	4.2683	1.0260	-0.7014	1.0260	-0.0126	-2.4407E-03	-7.9664E-03
18	4.2545	1.0227	-0.7487	1.0226	-0.0134	-5.8324E-03	-1.1392E-02
152	4.2459	1.0206	-0.8386	1.0205	-0.0149	3.0777E-03	-5.5653E-03
11	4.2917	1.0317	-0.5874	1.0316	-0.0106	-2.1098E-03	-5.1560E-03
10	4.2918	1.0317	-0.5870	1.0316	-0.0106	-2.0954E-03	-5.1514E-03
15	4.2669	1.0257	-0.7154	1.0256	-0.0128	-2.1507E-03	-7.7334E-03
19	4.2545	1.0227	-0.7488	1.0226	-0.0134	-5.9767E-03	-1.1437E-02
21	4.2545	1.0227	-0.7488	1.0226	-0.0134	-6.4021E-03	-1.1805E-02
135	4.2545	1.0227	-0.7489	1.0226	-0.0134	-5.8325E-03	-1.1392E-02
52	4.2320	1.0173	-0.9234	1.0172	-0.0164	1.6437E-03	-8.3696E-03
16	4.2666	1.0256	-0.7168	1.0256	-0.0128	-2.1866E-03	-7.7444E-03
17	4.2668	1.0257	-0.7161	1.0256	-0.0128	-2.1648E-03	-7.7378E-03
20	4.2542	1.0226	-0.7522	1.0226	-0.0134	-5.9900E-03	-1.1406E-02
22	4.2545	1.0227	-0.7488	1.0226	-0.0134	-6.5540E-03	-1.1852E-02
23	4.2545	1.0227	-0.7489	1.0226	-0.0134	-6.8088E-03	-1.2100E-02
35	4.2450	1.0204	-0.8279	1.0203	-0.0147	-5.7065E-03	-1.1286E-02
53	4.2116	1.0124	-1.0496	1.0122	-0.0185	4.2417E-03	-8.3104E-03
24	4.2541	1.0226	-0.7532	1.0225	-0.0134	-6.8672E-03	-1.2075E-02
25	4.2524	1.0222	-0.7702	1.0221	-0.0137	-6.6764E-03	-1.1997E-02
36	4.2445	1.0203	-0.8325	1.0202	-0.0148	-5.9121E-03	-1.1456E-02
40	4.2409	1.0194	-0.8606	1.0193	-0.0153	-5.9655E-03	-1.1418E-02
54	4.1823	1.0054	-1.2338	1.0051	-0.0216	9.9015E-03	-6.4901E-03
26	4.2512	1.0219	-0.7846	1.0218	-0.0140	-6.5335E-03	-1.1879E-02
28	4.2505	1.0218	-0.7918	1.0217	-0.0141	-6.3734E-03	-1.1738E-02
37	4.2443	1.0203	-0.8353	1.0201	-0.0149	-5.9316E-03	-1.1433E-02
38	4.2443	1.0203	-0.8353	1.0201	-0.0149	-5.9167E-03	-1.1428E-02
41	4.2409	1.0194	-0.8606	1.0193	-0.0153	-5.9655E-03	-1.1418E-02
42	4.2384	1.0188	-0.8804	1.0187	-0.0157	-6.5793E-03	-1.1749E-02
55	4.1820	1.0053	-1.2378	1.0050	-0.0217	9.9127E-03	-6.4759E-03
57	4.1682	1.0020	-1.4349	1.0017	-0.0251	9.4453E-03	-6.5688E-03

27	4.2509	1.0219	-0.7869	1.0218	-0.0140	-6.5459E-03	-1.1892E-02
31	4.2509	1.0219	-0.7869	1.0218	-0.0140	-6.5445E-03	-1.1860E-02
29	4.2498	1.0216	-0.7950	1.0215	-0.0142	-6.3634E-03	-1.1801E-02
39	4.2441	1.0202	-0.8362	1.0201	-0.0149	-5.9166E-03	-1.1428E-02
43	4.2381	1.0188	-0.8835	1.0187	-0.0157	-6.6504E-03	-1.1740E-02
44	4.2334	1.0176	-0.9192	1.0175	-0.0163	-6.2565E-03	-1.1559E-02
56	4.1818	1.0052	-1.2399	1.0050	-0.0218	9.9238E-03	-6.4678E-03
58	4.1680	1.0019	-1.4381	1.0016	-0.0251	9.4405E-03	-6.5375E-03
60	4.1575	0.9994	-1.5907	0.9990	-0.0277	3.9075E-03	-1.1316E-02
33	4.2507	1.0218	-0.7881	1.0217	-0.0141	-6.6260E-03	-1.1917E-02
32	4.2508	1.0218	-0.7886	1.0217	-0.0141	-6.5473E-03	-1.1843E-02
30	4.2494	1.0215	-0.7968	1.0214	-0.0142	-6.3648E-03	-1.1840E-02
45	4.2331	1.0176	-0.9224	1.0174	-0.0164	-6.2397E-03	-1.1522E-02
47	4.2287	1.0165	-0.9550	1.0164	-0.0169	-6.1633E-03	-1.1493E-02
59	4.1675	1.0018	-1.4425	1.0015	-0.0252	9.5087E-03	-6.4734E-03
61	4.1575	0.9994	-1.5907	0.9990	-0.0277	3.9075E-03	-1.1316E-02
62	4.1516	0.9980	-1.6136	0.9976	-0.0281	4.0395E-03	-1.0812E-02
160	4.1385	0.9948	-1.7332	0.9944	-0.0301	8.5443E-03	-8.9783E-03
250	4.2494	1.0215	-0.7968	1.0214	-0.0142	-6.3648E-03	-1.1840E-02
46	4.2330	1.0175	-0.9238	1.0174	-0.0164	-6.2493E-03	-1.1510E-02
48	4.2269	1.0161	-0.9592	1.0159	-0.0170	-5.9908E-03	-1.1558E-02
49	4.2271	1.0161	-0.9598	1.0160	-0.0170	-6.1579E-03	-1.1634E-02
610	4.1575	0.9994	-1.5907	0.9990	-0.0277	3.9075E-03	-1.1316E-02
63	4.1516	0.9980	-1.6137	0.9976	-0.0281	3.2276E-03	-1.0715E-02
67	4.1320	0.9933	-1.8305	0.9928	-0.0317	7.3506E-03	-1.0152E-02
50	4.2271	1.0161	-0.9599	1.0160	-0.0170	-6.2603E-03	-1.1708E-02
64	4.1485	0.9972	-1.6424	0.9968	-0.0286	2.5573E-03	-1.0059E-02
68	4.1311	0.9931	-1.8395	0.9925	-0.0319	7.3846E-03	-1.0054E-02
72	4.1279	0.9923	-1.9101	0.9917	-0.0331	7.2517E-03	-1.0262E-02
97	4.1288	0.9925	-1.8638	0.9920	-0.0323	7.3580E-03	-1.0138E-02
51	4.2267	1.0160	-0.9597	1.0159	-0.0170	-6.1991E-03	-1.1737E-02
65	4.1470	0.9969	-1.6470	0.9965	-0.0287	1.5900E-03	-9.7835E-03
69	4.1303	0.9929	-1.8478	0.9923	-0.0320	7.3750E-03	-9.9759E-03
73	4.1270	0.9921	-1.9191	0.9915	-0.0332	7.2187E-03	-1.0183E-02
76	4.1246	0.9915	-1.9807	0.9909	-0.0343	7.4176E-03	-1.0008E-02

98	4.1280	0.9923	-1.8728	0.9918	-0.0324	7.3385E-03	-1.0149E-02
197	4.1265	0.9919	-1.8880	0.9914	-0.0327	7.9224E-03	-9.7381E-03
66	4.1464	0.9967	-1.6502	0.9963	-0.0287	1.4087E-03	-9.7229E-03
70	4.1298	0.9927	-1.8502	0.9922	-0.0321	7.3543E-03	-9.9811E-03
74	4.1265	0.9920	-1.9240	0.9914	-0.0333	7.1240E-03	-1.0164E-02
77	4.1243	0.9914	-2.0114	0.9908	-0.0348	7.3739E-03	-1.0240E-02
86	4.1238	0.9913	-2.0104	0.9907	-0.0348	7.0695E-03	-1.0773E-02
99	4.1279	0.9923	-1.8729	0.9918	-0.0324	7.0311E-03	-1.0364E-02
101	4.1205	0.9905	-1.8861	0.9900	-0.0326	8.8133E-03	-1.0210E-02
71	4.1294	0.9926	-1.8523	0.9921	-0.0321	7.3776E-03	-9.9733E-03
75	4.1261	0.9918	-1.9288	0.9913	-0.0334	7.1183E-03	-1.0119E-02
78	4.1243	0.9914	-2.0812	0.9908	-0.0360	7.4097E-03	-9.2035E-03
87	4.1223	0.9909	-2.0666	0.9903	-0.0357	7.1382E-03	-1.0589E-02
100	4.1277	0.9922	-1.8759	0.9917	-0.0325	7.0176E-03	-1.0373E-02
102	4.1196	0.9903	-1.8901	0.9898	-0.0327	8.8530E-03	-1.0197E-02
105	4.1186	0.9900	-1.8949	0.9895	-0.0327	8.8442E-03	-1.0370E-02
79	4.1238	0.9913	-2.0867	0.9906	-0.0361	7.4739E-03	-9.1576E-03
80	4.1248	0.9915	-2.1206	0.9909	-0.0367	7.4123E-03	-9.2358E-03
88	4.1224	0.9910	-2.0731	0.9903	-0.0358	7.1101E-03	-1.0534E-02
89	4.1218	0.9908	-2.0870	0.9902	-0.0361	7.1500E-03	-1.0556E-02
450	4.1277	0.9922	-1.8759	0.9917	-0.0325	7.0176E-03	-1.0373E-02
103	4.1190	0.9901	-1.8968	0.9896	-0.0328	8.8157E-03	-1.0143E-02
106	4.1181	0.9899	-1.9004	0.9894	-0.0328	8.8379E-03	-1.0318E-02
108	4.1177	0.9898	-1.9045	0.9893	-0.0329	8.7487E-03	-1.0434E-02
81	4.1249	0.9916	-2.1336	0.9909	-0.0369	7.6394E-03	-9.6374E-03
90	4.1221	0.9909	-2.1045	0.9902	-0.0364	7.0905E-03	-1.0327E-02
91	4.1202	0.9904	-2.1240	0.9898	-0.0367	7.4454E-03	-1.0104E-02
104	4.1187	0.9901	-1.8981	0.9895	-0.0328	8.6756E-03	-1.0184E-02
107	4.1177	0.9898	-1.9043	0.9893	-0.0329	8.7592E-03	-1.0303E-02
109	4.1158	0.9894	-1.9247	0.9888	-0.0332	8.7532E-03	-1.0237E-02
300	4.1177	0.9898	-1.9045	0.9893	-0.0329	8.7487E-03	-1.0434E-02
82	4.1254	0.9917	-2.1482	0.9910	-0.0372	7.7560E-03	-9.6354E-03
84	4.1245	0.9915	-2.1355	0.9908	-0.0369	7.4403E-03	-9.6943E-03
92	4.1201	0.9904	-2.1380	0.9897	-0.0369	7.4696E-03	-9.9656E-03
93	4.1185	0.9900	-2.1321	0.9893	-0.0368	7.7407E-03	-1.0067E-02

110	4.1129	0.9887	-1.9552	0.9881	-0.0337	9.2414E-03	-9.8000E-03
83	4.1278	0.9923	-2.1883	0.9915	-0.0379	7.5143E-03	-9.1284E-03
85	4.1241	0.9914	-2.1373	0.9907	-0.0370	7.3893E-03	-9.7084E-03
94	4.1181	0.9899	-2.1339	0.9892	-0.0369	7.7491E-03	-1.0063E-02
95	4.1181	0.9899	-2.1339	0.9892	-0.0369	7.7470E-03	-1.0098E-02
111	4.1127	0.9886	-1.9567	0.9881	-0.0338	9.1917E-03	-9.7999E-03
112	4.1123	0.9885	-1.9613	0.9880	-0.0338	9.3093E-03	-9.7213E-03
96	4.1178	0.9898	-2.1355	0.9892	-0.0369	7.8041E-03	-1.0081E-02
113	4.1119	0.9884	-1.9630	0.9879	-0.0339	9.1658E-03	-9.7627E-03
114	4.1117	0.9884	-1.9640	0.9878	-0.0339	9.1667E-03	-9.7622E-03

Tabla D.5. Resultados red IEEE de 123 nodos- Variables de Estado Estimadas

Nodo	P	P^m	residuo P	Q	Q^m	residuo Q
1	-0.0400	-0.0401	1.2593E-04	-0.0200	-0.0202	1.8044E-04
2	-0.0200	-0.0201	1.2595E-04	-0.0100	-0.0102	1.8045E-04
4	-0.0200	-0.0201	1.2764E-04	-0.0100	-0.0102	1.8127E-04
5	-0.0400	-0.0401	1.2602E-04	-0.0200	-0.0202	1.8049E-04
6	-0.0200	-0.0201	1.2605E-04	-0.0100	-0.0102	1.8050E-04
8	-0.0400	-0.0401	1.2607E-04	-0.0200	-0.0202	1.8051E-04
9	-0.0200	-0.0201	1.2961E-04	-0.0100	-0.0102	1.8222E-04
10	-0.0400	-0.0401	1.2967E-04	-0.0200	-0.0202	1.8225E-04
13	-0.0400	-0.0401	1.3211E-04	-0.0200	-0.0202	1.8341E-04
16	-0.0400	-0.0401	1.2975E-04	-0.0200	-0.0202	1.8228E-04
17	-0.0200	-0.0201	1.2974E-04	-0.0100	-0.0102	1.8228E-04
19	-0.0400	-0.0401	1.3336E-04	-0.0200	-0.0202	1.8415E-04
22	-0.0400	-0.0401	1.3616E-04	-0.0200	-0.0202	1.8502E-04
23	-0.0400	-0.0401	1.3232E-04	-0.0200	-0.0202	1.8351E-04
24	-0.0200	-0.0201	1.3231E-04	-0.0100	-0.0102	1.8351E-04
25	-0.0400	-0.0401	1.3340E-04	-0.0200	-0.0202	1.8417E-04
26	-0.0400	-0.0401	1.3336E-04	-0.0200	-0.0202	1.8415E-04
28	-0.0400	-0.0401	1.3439E-04	-0.0200	-0.0202	1.8478E-04
29	-0.0400	-0.0401	1.3848E-04	-0.0200	-0.0202	1.8592E-04
30	-0.0400	-0.0401	1.3340E-04	-0.0200	-0.0202	1.8418E-04
33	-0.0200	-0.0201	1.3483E-04	-0.0100	-0.0102	1.8506E-04
36	-0.0400	-0.0401	1.3386E-04	-0.0200	-0.0202	1.8434E-04

37	-0.0400	-0.0401	1.3449E-04	-0.0200	-0.0202	1.8481E-04
38	-0.0200	-0.0201	1.3449E-04	-0.0100	-0.0102	1.8481E-04
40	-0.0200	-0.0201	1.3509E-04	-0.0100	-0.0102	1.8523E-04
41	-0.0200	-0.0201	1.4193E-04	-0.0100	-0.0102	1.8725E-04
44	-0.0200	-0.0201	1.3381E-04	-0.0100	-0.0102	1.8431E-04
45	-0.0400	-0.0401	1.3393E-04	-0.0200	-0.0202	1.8437E-04
46	-0.0200	-0.0201	1.3451E-04	-0.0100	-0.0102	1.8482E-04
47	-0.0400	-0.0401	1.3513E-04	-0.0200	-0.0202	1.8524E-04
49	-0.0200	-0.0201	1.4196E-04	-0.0100	-0.0102	1.8727E-04
50	-0.0200	-0.0201	1.4402E-04	-0.0100	-0.0102	1.8804E-04
51	-0.0200	-0.0201	1.4561E-04	-0.0100	-0.0102	1.8862E-04
52	-0.0400	-0.0401	1.3384E-04	-0.0200	-0.0202	1.8432E-04
53	-0.0200	-0.0201	1.3384E-04	-0.0100	-0.0102	1.8432E-04
54	-0.0400	-0.0401	1.3397E-04	-0.0200	-0.0202	1.8439E-04
55	-0.0200	-0.0201	1.3565E-04	-0.0100	-0.0102	1.8560E-04
56	-0.1050	-0.1051	1.3608E-04	-0.0750	-0.0752	1.8592E-04
57	-0.0200	-0.0201	1.4408E-04	-0.0100	-0.0102	1.8807E-04
59	-0.0400	-0.0401	1.4620E-04	-0.0200	-0.0202	1.8898E-04
62	-0.0200	-0.0201	1.3567E-04	-0.0100	-0.0102	1.8560E-04
63	-0.2100	-0.2101	1.3623E-04	-0.1500	-0.1502	1.8603E-04
64	-0.1400	-0.1401	1.3623E-04	-0.1000	-0.1002	1.8604E-04
66	-0.0400	-0.0401	1.4620E-04	-0.0200	-0.0202	1.8898E-04
68	-0.0400	-0.0401	1.3624E-04	-0.0200	-0.0202	1.8605E-04
69	-0.0750	-0.0751	1.4657E-04	-0.0350	-0.0352	1.8919E-04
70	-0.0200	-0.0201	1.4915E-04	-0.0100	-0.0102	1.8971E-04
73	-0.0200	-0.0201	1.3627E-04	-0.0100	-0.0102	1.8605E-04
74	-0.1400	-0.1401	1.4671E-04	-0.1000	-0.1002	1.8928E-04
75	-0.0400	-0.0401	1.4926E-04	-0.0200	-0.0202	1.8975E-04
76	-0.0400	-0.0401	1.4996E-04	-0.0200	-0.0202	1.8983E-04
77	-0.2450	-0.2452	1.5052E-04	-0.1800	-0.1802	1.8984E-04
78	-0.0400	-0.0401	1.4955E-04	-0.0200	-0.0202	1.8993E-04
80	-0.0750	-0.0751	1.4679E-04	-0.0350	-0.0352	1.8931E-04
81	-0.0200	-0.0201	1.4931E-04	-0.0100	-0.0102	1.8978E-04
82	-0.0400	-0.0402	1.5002E-04	-0.0200	-0.0202	1.8986E-04
83	-0.0400	-0.0402	1.5078E-04	-0.0200	-0.0202	1.8977E-04

84	-0.0200	-0.0202	1.5081E-04	-0.0100	-0.0102	1.8983E-04
85	-0.0400	-0.0401	1.4955E-04	-0.0200	-0.0202	1.8993E-04
87	-0.0400	-0.0401	1.4936E-04	-0.0200	-0.0202	1.8980E-04
88	-0.0400	-0.0402	1.5008E-04	-0.0200	-0.0202	1.8989E-04
90	-0.0400	-0.0402	1.5130E-04	-0.0200	-0.0202	1.8976E-04
91	-0.0400	-0.0401	1.4959E-04	-0.0200	-0.0202	1.8995E-04
92	-0.0200	-0.0202	1.5041E-04	-0.0100	-0.0102	1.9033E-04
94	-0.0400	-0.0402	1.5138E-04	-0.0200	-0.0202	1.8955E-04
95	-0.0400	-0.0402	1.5158E-04	-0.0200	-0.0202	1.8932E-04
96	-0.0400	-0.0402	1.5134E-04	0.0300	0.0298	1.8975E-04
99	-0.0400	-0.0402	1.5049E-04	-0.0200	-0.0202	1.9036E-04
100	-0.0400	-0.0402	1.5059E-04	-0.0200	-0.0202	1.9042E-04
103	-0.0400	-0.0402	1.5159E-04	0.0300	0.0298	1.8966E-04
105	-0.0400	-0.0402	1.5052E-04	-0.0200	-0.0202	1.9038E-04
106	-0.0400	-0.0402	1.5064E-04	-0.0200	-0.0202	1.9044E-04
107	-0.0400	-0.0402	1.5090E-04	-0.0200	-0.0202	1.9058E-04
109	-0.0400	-0.0402	1.5170E-04	-0.0200	-0.0202	1.8911E-04
110	-0.0200	-0.0202	1.5170E-04	-0.0100	-0.0102	1.8927E-04
111	-0.0400	-0.0402	1.5193E-04	0.0300	0.0298	1.8971E-04
114	-0.0200	-0.0202	1.5175E-04	0.1900	0.1898	1.8871E-04
115	-0.0400	-0.0402	1.5174E-04	-0.0200	-0.0202	1.8929E-04
116	-0.0400	-0.0402	1.5207E-04	-0.0200	-0.0202	1.8987E-04
117	-0.0200	-0.0202	1.5207E-04	-0.0100	-0.0102	1.8987E-04
118	-0.0200	-0.0202	1.5131E-04	-0.0100	-0.0102	1.9079E-04
119	-0.0200	-0.0202	1.5137E-04	-0.0100	-0.0102	1.9082E-04
120	-0.0200	-0.0202	1.5211E-04	-0.0100	-0.0102	1.8989E-04
121	-0.0400	-0.0402	1.5141E-04	-0.0200	-0.0202	1.9084E-04
122	-0.0200	-0.0202	1.5143E-04	-0.0100	-0.0102	1.9085E-04

Tabla D.6. Resultados red IEEE de 123 nodos -Potencias activas y reactivas inyectadas

Tramo	P_{ij}	Q_{ij}	P_{ij}^{m}	Q_{ij}^{m}	residuo Pij	residuo Qij
01	3.6180	1.7437	3.6180	1.7438	1.2418E-06	1.7936E-06

Tabla D.7. Resultados red IEEE de 123 - Flujos de Potencia

0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00
3.306E-06	1.156E-04	3.176E-04	1.624E+00
3.558E-06	1.156E-04	3.419E-04	1.622E+00
4.873E-05	9.787E-05	4.683E-03	1.364E+00
2.407E-03	3.496E-03	2.327E-01	2.861E+01
2.594E-05	1.384E-04	2.493E-03	1.924E+00
6.710E-05	1.412E-04	6.449E-03	1.955E+00
2.038E-03	5.184E-03	1.979E-01	3.323E+01
8.476E-05	1.573E-04	8.146E-03	2.171E+00
2.034E-03	5.183E-03	1.975E-01	3.320E+01
2.020E-03	5.177E-03	1.961E-01	3.308E+01
2.639E-03	8.031E-03	2.578E-01	3.919E+01
2.081E-03	5.147E-03	2.022E-01	3.276E+01
2.441E-03	7.966E-03	2.385E-01	3.881E+01
5.832E-03	1.139E-02	5.736E-01	4.602E+01
3.078E-03	5.565E-03	3.007E-01	2.714E+01
2.110E-03	5.156E-03	2.049E-01	3.277E+01
2.095E-03	5.151E-03	2.035E-01	3.277E+01
2.151E-03	7.733E-03	2.101E-01	3.765E+01
5.977E-03	1.144E-02	5.879E-01	4.611E+01
6.402E-03	1.180E-02	6.300E-01	4.690E+01
5.832E-03	1.139E-02	5.736E-01	4.601E+01
1.644E-03	8.370E-03	1.613E-01	3.380E+01
2.187E-03	7.744E-03	2.137E-01	3.764E+01
2.165E-03	7.738E-03	2.115E-01	3.764E+01
5.990E-03	1.141E-02	5.892E-01	4.594E+01
6.554E-03	1.185E-02	6.450E-01	4.700E+01
6.809E-03	1.210E-02	6.703E-01	4.751E+01
5.707E-03	1.129E-02	5.624E-01	4.336E+01
4.242E-03	8.310E-03	4.173E-01	3.094E+01
6.867E-03	1.208E-02	6.761E-01	4.732E+01
6.676E-03	1.200E-02	6.575E-01	4.661E+01
5.912E-03	1.146E-02	5.829E-01	4.359E+01
5.966E-03	1.142E-02	5.887E-01	4.272E+01
9.901E-03	6.490E-03	9.755E-01	2.307E+01

6.534E-03	1.188E-02	6.435E-01	4.591E+01
6.373E-03	1.174E-02	6.277E-01	4.540E+01
5.932E-03	1.143E-02	5.848E-01	4.346E+01
5.917E-03	1.143E-02	5.834E-01	4.345E+01
5.966E-03	1.142E-02	5.887E-01	4.272E+01
6.579E-03	1.175E-02	6.500E-01	4.287E+01
9.913E-03	6.476E-03	9.767E-01	2.297E+01
9.445E-03	6.569E-03	9.341E-01	2.075E+01
6.546E-03	1.189E-02	6.448E-01	4.587E+01
6.545E-03	1.186E-02	6.446E-01	4.580E+01
6.363E-03	1.180E-02	6.269E-01	4.543E+01
5.917E-03	1.143E-02	5.834E-01	4.342E+01
6.650E-03	1.174E-02	6.572E-01	4.277E+01
6.257E-03	1.156E-02	6.187E-01	4.145E+01
9.924E-03	6.468E-03	9.778E-01	2.292E+01
9.440E-03	6.538E-03	9.337E-01	2.063E+01
3.908E-03	1.132E-02	3.896E-01	2.897E+01
6.626E-03	1.192E-02	6.528E-01	4.588E+01
6.547E-03	1.184E-02	6.449E-01	4.572E+01
6.365E-03	1.184E-02	6.271E-01	4.546E+01
6.240E-03	1.152E-02	6.171E-01	4.129E+01
6.163E-03	1.149E-02	6.101E-01	4.042E+01
9.509E-03	6.473E-03	9.405E-01	2.043E+01
3.908E-03	1.132E-02	3.896E-01	2.897E+01
4.040E-03	1.081E-02	4.033E-01	2.778E+01
8.544E-03	8.978E-03	8.519E-01	2.298E+01
6.365E-03	1.184E-02	6.271E-01	4.546E+01
6.249E-03	1.151E-02	6.180E-01	4.123E+01
5.991E-03	1.156E-02	5.932E-01	4.046E+01
6.158E-03	1.163E-02	6.098E-01	4.060E+01
3.908E-03	1.132E-02	3.896E-01	2.897E+01
3.228E-03	1.072E-02	3.225E-01	2.760E+01
7.351E-03	1.015E-02	7.350E-01	2.424E+01
6.260E-03	1.171E-02	6.200E-01	4.075E+01
2.557E-03	1.006E-02	2.559E-01	2.603E+01

7.385E-03	1.005E-02	7.385E-01	2.398E+01
7.252E-03	1.026E-02	7.259E-01	2.368E+01
7.358E-03	1.014E-02	7.363E-01	2.390E+01
6.199E-03	1.174E-02	6.140E-01	4.082E+01
1.590E-03	9.783E-03	1.593E-01	2.545E+01
7.375E-03	9.976E-03	7.377E-01	2.376E+01
7.219E-03	1.018E-02	7.228E-01	2.346E+01
7.418E-03	1.001E-02	7.430E-01	2.260E+01
7.338E-03	1.015E-02	7.345E-01	2.384E+01
7.922E-03	9.738E-03	7.928E-01	2.296E+01
1.409E-03	9.723E-03	1.412E-01	2.530E+01
7.354E-03	9.981E-03	7.357E-01	2.375E+01
7.124E-03	1.016E-02	7.135E-01	2.338E+01
7.374E-03	1.024E-02	7.387E-01	2.274E+01
7.070E-03	1.077E-02	7.086E-01	2.365E+01
7.031E-03	1.036E-02	7.040E-01	2.422E+01
8.813E-03	1.021E-02	8.824E-01	2.385E+01
7.378E-03	9.973E-03	7.381E-01	2.371E+01
7.118E-03	1.012E-02	7.130E-01	2.326E+01
7.410E-03	9.203E-03	7.423E-01	2.036E+01
7.138E-03	1.059E-02	7.156E-01	2.286E+01
7.018E-03	1.037E-02	7.027E-01	2.421E+01
8.853E-03	1.020E-02	8.865E-01	2.379E+01
8.844E-03	1.037E-02	8.859E-01	2.406E+01
7.474E-03	9.158E-03	7.488E-01	2.024E+01
7.412E-03	9.236E-03	7.425E-01	2.011E+01
7.110E-03	1.053E-02	7.128E-01	2.271E+01
7.150E-03	1.056E-02	7.169E-01	2.263E+01
7.018E-03	1.037E-02	7.027E-01	2.421E+01
8.816E-03	1.014E-02	8.830E-01	2.363E+01
8.838E-03	1.032E-02	8.854E-01	2.392E+01
8.749E-03	1.043E-02	8.766E-01	2.408E+01
7.639E-03	9.637E-03	7.651E-01	2.070E+01
7.091E-03	1.033E-02	7.110E-01	2.211E+01
7.445E-03	1.010E-02	7.466E-01	2.158E+01

8.676E-03	1.018E-02	8.691E-01	2.370E+01
8.759E-03	1.030E-02	8.776E-01	2.385E+01
8.753E-03	1.024E-02	8.775E-01	2.355E+01
8.749E-03	1.043E-02	8.766E-01	2.408E+01
7.756E-03	9.635E-03	7.766E-01	2.058E+01
7.440E-03	9.694E-03	7.454E-01	2.079E+01
7.470E-03	9.966E-03	7.491E-01	2.124E+01
7.741E-03	1.007E-02	7.763E-01	2.146E+01
9.241E-03	9.800E-03	9.266E-01	2.251E+01
7.514E-03	9.128E-03	7.522E-01	1.942E+01
7.389E-03	9.708E-03	7.404E-01	2.080E+01
7.749E-03	1.006E-02	7.772E-01	2.145E+01
7.747E-03	1.010E-02	7.770E-01	2.151E+01
9.192E-03	9.800E-03	9.217E-01	2.250E+01
9.309E-03	9.721E-03	9.335E-01	2.232E+01
7.804E-03	1.008E-02	7.828E-01	2.146E+01
9.166E-03	9.763E-03	9.193E-01	2.238E+01
9.167E-03	9.762E-03	9.194E-01	2.237E+01

Tabla D.8. Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 123 nodos

D.2. Tablas de Resultados - Equivalente Trifásico

D.2.1. Estimador de Estado Método Propuesto

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_{abc-x}	V_{abc-y}
149a	125.2440	1.0437	0.0000	1.0437	0.0000
149b	125.2292	1.0436	-120.0000	-0.5218	-0.9038
149c	125.2293	1.0436	120.0000	-0.5218	0.9038
1a	4.2776	1.0283	-0.5903	1.0282	-0.0106
1b	4.3282	1.0404	-120.2645	-0.5244	-0.8986
1c	4.2925	1.0319	119.7052	-0.5113	0.8963
2a	4.2776	1.0283	-0.5903	1.0282	-0.0106
2b	4.3273	1.0402	-120.2687	-0.5243	-0.8984
2c	4.2925	1.0319	119.7052	-0.5113	0.8963

3a	4.2776	1.0283	-0.5903	1.0282	-0.0106
3b	4.3282	1.0404	-120.2645	-0.5244	-0.8986
3c	4.2859	1.0303	119.6749	-0.5101	0.8951
7a	4.2298	1.0168	-1.0246	1.0166	-0.0182
7b	4.3187	1.0382	-120.4784	-0.5266	-0.8947
7c	4.2598	1.0240	119.5163	-0.5045	0.8911
4a	4.2776	1.0283	-0.5903	1.0282	-0.0106
4b	4.3282	1.0404	-120.2645	-0.5244	-0.8986
4c	4.2838	1.0298	119.6653	-0.5097	0.8948
5a	4.2776	1.0283	-0.5903	1.0282	-0.0106
5b	4.3282	1.0404	-120.2645	-0.5244	-0.8986
5c	4.2807	1.0290	119.6513	-0.5091	0.8943
8a	4.1986	1.0093	-1.3134	1.0090	-0.0231
8b	4.3122	1.0366	-120.6205	-0.5280	-0.8920
8c	4.2380	1.0188	119.3854	-0.4999	0.8877
6a	4.2776	1.0283	-0.5903	1.0282	-0.0106
6b	4.3282	1.0404	-120.2645	-0.5244	-0.8986
6c	4.2781	1.0284	119.6392	-0.5086	0.8938
12a	4.1986	1.0093	-1.3134	1.0090	-0.0231
12b	4.3110	1.0363	-120.6259	-0.5279	-0.8917
12c	4.2380	1.0188	119.3854	-0.4999	0.8877
9a	4.1924	1.0078	-1.3418	1.0075	-0.0236
9b	4.3122	1.0366	-120.6205	-0.5280	-0.8920
9c	4.2380	1.0188	119.3854	-0.4999	0.8877
13a	4.1561	0.9991	-1.7127	0.9986	-0.0299
13b	4.3008	1.0339	-120.8179	-0.5297	-0.8879
13c	4.2054	1.0109	119.1629	-0.4926	0.8828
14a	4.1855	1.0061	-1.3741	1.0058	-0.0241
14b	4.3122	1.0366	-120.6205	-0.5280	-0.8920
14c	4.2380	1.0188	119.3854	-0.4999	0.8877
34a	4.1561	0.9991	-1.7127	0.9986	-0.0299
34b	4.3008	1.0339	-120.8179	-0.5297	-0.8879
34c	4.2013	1.0099	119.1441	-0.4918	0.8821
18a	4.1140	0.9890	-2.1833	0.9882	-0.0377
18b	4.2895	1.0311	-121.0631	-0.5320	-0.8833

18c	4.1730	1.0031	119.1386	-0.4884	0.8762
152a	4.1560	0.9990	-1.7135	0.9986	-0.0299
152b	4.3008	1.0338	-120.8184	-0.5297	-0.8879
152c	4.2053	1.0109	119.1625	-0.4926	0.8828
11a	4.1828	1.0055	-1.3868	1.0052	-0.0243
11b	4.3122	1.0366	-120.6205	-0.5280	-0.8920
11c	4.2380	1.0188	119.3854	-0.4999	0.8877
10a	4.1841	1.0058	-1.3804	1.0055	-0.0242
10b	4.3122	1.0366	-120.6205	-0.5280	-0.8920
10c	4.2380	1.0188	119.3854	-0.4999	0.8877
15a	4.1561	0.9991	-1.7127	0.9986	-0.0299
15b	4.3008	1.0339	-120.8179	-0.5297	-0.8879
15c	4.1997	1.0095	119.1365	-0.4915	0.8818
19a	4.1085	0.9876	-2.2096	0.9869	-0.0381
19b	4.2895	1.0311	-121.0631	-0.5320	-0.8833
19c	4.1730	1.0031	119.1386	-0.4884	0.8762
21a	4.1117	0.9884	-2.2376	0.9876	-0.0386
21b	4.2899	1.0312	-121.0617	-0.5321	-0.8834
21c	4.1680	1.0019	119.1169	-0.4875	0.8753
135a	4.1140	0.9889	-2.1836	0.9882	-0.0377
135b	4.2895	1.0311	-121.0634	-0.5320	-0.8833
135c	4.1729	1.0031	119.1385	-0.4884	0.8762
52a	4.1209	0.9906	-2.0226	0.9900	-0.0350
52b	4.2896	1.0312	-121.0141	-0.5313	-0.8837
52c	4.1805	1.0049	118.9784	-0.4869	0.8791
16a	4.1561	0.9991	-1.7127	0.9986	-0.0299
16b	4.3008	1.0339	-120.8179	-0.5297	-0.8879
16c	4.1956	1.0086	119.1176	-0.4908	0.8811
17a	4.1561	0.9991	-1.7127	0.9986	-0.0299
17b	4.3008	1.0339	-120.8179	-0.5297	-0.8879
17c	4.1978	1.0091	119.1277	-0.4912	0.8815
20a	4.1049	0.9868	-2.2268	0.9860	-0.0383
20b	4.2895	1.0311	-121.0631	-0.5320	-0.8833
20c	4.1730	1.0031	119.1386	-0.4884	0.8762
22a	4.1117	0.9884	-2.2376	0.9876	-0.0386

22b	4.2843	1.0299	-121.0871	-0.5318	-0.8820
22c	4.1680	1.0019	119.1169	-0.4875	0.8753
23a	4.1100	0.9880	-2.2919	0.9872	-0.0395
23b	4.2915	1.0316	-121.0457	-0.5320	-0.8838
23c	4.1633	1.0008	119.1015	-0.4867	0.8745
35a	4.1012	0.9859	-2.2971	0.9851	-0.0395
35b	4.2807	1.0290	-121.1462	-0.5322	-0.8807
35c	4.1675	1.0018	119.1029	-0.4873	0.8753
53a	4.1045	0.9867	-2.1660	0.9860	-0.0373
53b	4.2834	1.0297	-121.1102	-0.5320	-0.8816
53c	4.1682	1.0020	118.8786	-0.4839	0.8774
24a	4.1100	0.9880	-2.2919	0.9872	-0.0395
24b	4.2915	1.0316	-121.0457	-0.5320	-0.8838
24c	4.1573	0.9993	119.0733	-0.4856	0.8734
25a	4.1071	0.9873	-2.3490	0.9865	-0.0405
25b	4.2934	1.0321	-121.0372	-0.5321	-0.8843
25c	4.1596	0.9999	119.1021	-0.4863	0.8737
36a	4.0972	0.9849	-2.3180	0.9841	-0.0398
36b	4.2788	1.0286	-121.1922	-0.5327	-0.8799
36c	4.1675	1.0018	119.1029	-0.4873	0.8753
40a	4.0947	0.9843	-2.3374	0.9835	-0.0401
40b	4.2763	1.0280	-121.1901	-0.5324	-0.8794
40c	4.1628	1.0007	119.0602	-0.4861	0.8747
54a	4.0950	0.9844	-2.2479	0.9836	-0.0386
54b	4.2791	1.0286	-121.1690	-0.5324	-0.8801
54c	4.1605	1.0001	118.8116	-0.4820	0.8763
26a	4.1061	0.9870	-2.3756	0.9862	-0.0409
26b	4.2934	1.0321	-121.0372	-0.5321	-0.8843
26c	4.1576	0.9994	119.0923	-0.4859	0.8733
28a	4.1056	0.9869	-2.3761	0.9861	-0.0409
28b	4.2943	1.0323	-121.0353	-0.5322	-0.8845
28c	4.1582	0.9996	119.1067	-0.4862	0.8733
37a	4.0939	0.9841	-2.3339	0.9833	-0.0401
37b	4.2788	1.0286	-121.1922	-0.5327	-0.8799
37c	4.1675	1.0018	119.1029	-0.4873	0.8753

38a	4.0972	0.9849	-2.3180	0.9841	-0.0398
38b	4.2762	1.0279	-121.2044	-0.5326	-0.8792
38c	4.1675	1.0018	119.1029	-0.4873	0.8753
41a	4.0947	0.9843	-2.3374	0.9835	-0.0401
41b	4.2763	1.0280	-121.1901	-0.5324	-0.8794
41c	4.1628	1.0007	119.0602	-0.4861	0.8747
42a	4.0880	0.9827	-2.3766	0.9818	-0.0407
42b	4.2720	1.0269	-121.2387	-0.5326	-0.8780
42c	4.1589	0.9997	119.0252	-0.4851	0.8742
55a	4.0941	0.9842	-2.2513	0.9834	-0.0387
55b	4.2788	1.0286	-121.1785	-0.5325	-0.8800
55c	4.1608	1.0002	118.8149	-0.4821	0.8764
57a	4.0728	0.9790	-2.5119	0.9781	-0.0429
57b	4.2615	1.0244	-121.3006	-0.5322	-0.8753
57c	4.1408	0.9954	118.6473	-0.4772	0.8735
27a	4.1045	0.9867	-2.3936	0.9858	-0.0412
27b	4.2934	1.0321	-121.0372	-0.5321	-0.8843
27c	4.1574	0.9994	119.1019	-0.4861	0.8732
31a	4.1061	0.9870	-2.3756	0.9862	-0.0409
31b	4.2934	1.0321	-121.0372	-0.5321	-0.8843
31c	4.1551	0.9988	119.0807	-0.4855	0.8729
29a	4.1049	0.9867	-2.3979	0.9859	-0.0413
29b	4.2950	1.0324	-121.0289	-0.5322	-0.8847
29c	4.1563	0.9991	119.1005	-0.4859	0.8730
39a	4.0972	0.9849	-2.3180	0.9841	-0.0398
39b	4.2745	1.0275	-121.2123	-0.5325	-0.8788
39c	4.1675	1.0018	119.1029	-0.4873	0.8753
43a	4.0880	0.9827	-2.3766	0.9818	-0.0407
43b	4.2667	1.0256	-121.2630	-0.5323	-0.8767
43c	4.1589	0.9997	119.0252	-0.4851	0.8742
44a	4.0833	0.9816	-2.4098	0.9807	-0.0413
44b	4.2693	1.0263	-121.2647	-0.5326	-0.8772
44c	4.1552	0.9989	118.9959	-0.4842	0.8737
56a	4.0940	0.9841	-2.2455	0.9834	-0.0386
56b	4.2781	1.0284	-121.1865	-0.5325	-0.8798

56c	4.1612	1.0003	118.8134	-0.4821	0.8764
58a	4.0728	0.9790	-2.5119	0.9781	-0.0429
58b	4.2588	1.0238	-121.3128	-0.5321	-0.8746
58c	4.1408	0.9954	118.6473	-0.4772	0.8735
60a	4.0259	0.9678	-3.1130	0.9663	-0.0526
60b	4.2278	1.0163	-121.5399	-0.5316	-0.8662
60c	4.0962	0.9847	118.2975	-0.4668	0.8670
33a	4.0990	0.9853	-2.4201	0.9845	-0.0416
33b	4.2934	1.0321	-121.0372	-0.5321	-0.8843
33c	4.1574	0.9994	119.1019	-0.4861	0.8732
32a	4.1061	0.9870	-2.3756	0.9862	-0.0409
32b	4.2934	1.0321	-121.0372	-0.5321	-0.8843
32c	4.1535	0.9984	119.0730	-0.4852	0.8726
30a	4.1060	0.9870	-2.4013	0.9861	-0.0414
30b	4.2948	1.0324	-121.0173	-0.5320	-0.8848
30c	4.1544	0.9987	119.0781	-0.4853	0.8728
45a	4.0811	0.9810	-2.4204	0.9802	-0.0414
45b	4.2693	1.0263	-121.2647	-0.5326	-0.8772
45c	4.1552	0.9989	118.9959	-0.4842	0.8737
47a	4.0789	0.9805	-2.4347	0.9796	-0.0417
47b	4.2651	1.0253	-121.2946	-0.5326	-0.8761
47c	4.1508	0.9978	118.9505	-0.4830	0.8731
59a	4.0728	0.9790	-2.5119	0.9781	-0.0429
59b	4.2575	1.0234	-121.3189	-0.5320	-0.8743
59c	4.1408	0.9954	118.6473	-0.4772	0.8735
61a	4.0259	0.9678	-3.1130	0.9663	-0.0526
61b	4.2278	1.0163	-121.5399	-0.5316	-0.8662
61c	4.0962	0.9847	118.2975	-0.4668	0.8670
62a	4.0236	0.9672	-3.1273	0.9658	-0.0528
62b	4.2237	1.0153	-121.5057	-0.5306	-0.8656
62c	4.0859	0.9822	118.2955	-0.4656	0.8648
160a	4.0258	0.9677	-3.1136	0.9663	-0.0526
160b	4.2278	1.0163	-121.5403	-0.5316	-0.8662
160c	4.0962	0.9847	118.2972	-0.4668	0.8670
250a	4.1060	0.9870	-2.4013	0.9861	-0.0414

250b	4.2948	1.0324	-121.0173	-0.5320	-0.8848
250c	4.1544	0.9987	119.0781	-0.4853	0.8728
46a	4.0794	0.9806	-2.4285	0.9798	-0.0416
46b	4.2693	1.0263	-121.2647	-0.5326	-0.8772
46c	4.1552	0.9989	118.9959	-0.4842	0.8737
48a	4.0778	0.9802	-2.4445	0.9794	-0.0418
48b	4.2640	1.0250	-121.3004	-0.5325	-0.8758
48c	4.1498	0.9976	118.9419	-0.4827	0.8730
49a	4.0779	0.9803	-2.4454	0.9794	-0.0418
49b	4.2628	1.0247	-121.3017	-0.5324	-0.8756
49c	4.1492	0.9974	118.9279	-0.4825	0.8730
610a	4.0259	0.9678	-3.1130	0.9663	-0.0526
610b	4.2278	1.0163	-121.5399	-0.5316	-0.8662
610c	4.0962	0.9847	118.2975	-0.4668	0.8670
63a	4.0217	0.9668	-3.1300	0.9653	-0.0528
63b	4.2206	1.0146	-121.4893	-0.5299	-0.8652
63c	4.0805	0.9809	118.2940	-0.4649	0.8637
67a	4.0070	0.9632	-3.3619	0.9616	-0.0565
67b	4.2178	1.0139	-121.6732	-0.5324	-0.8629
67c	4.0794	0.9806	118.2379	-0.4640	0.8639
50a	4.0779	0.9803	-2.4562	0.9794	-0.0420
50b	4.2629	1.0247	-121.2928	-0.5323	-0.8757
50c	4.1478	0.9971	118.9166	-0.4821	0.8728
64a	4.0217	0.9667	-3.1356	0.9653	-0.0529
64b	4.2137	1.0129	-121.4412	-0.5284	-0.8642
64c	4.0690	0.9781	118.2771	-0.4634	0.8614
68a	4.0002	0.9616	-3.3952	0.9599	-0.0569
68b	4.2178	1.0139	-121.6732	-0.5324	-0.8629
68c	4.0794	0.9806	118.2379	-0.4640	0.8639
72a	4.0004	0.9616	-3.4333	0.9599	-0.0576
72b	4.2092	1.0118	-121.7280	-0.5321	-0.8606
72c	4.0725	0.9790	118.1564	-0.4620	0.8631
97a	4.0025	0.9622	-3.4217	0.9604	-0.0574
97b	4.2157	1.0134	-121.6964	-0.5325	-0.8622
97c	4.0762	0.9799	118.2189	-0.4633	0.8634

51a	4.0772	0.9801	-2.4643	0.9792	-0.0421
51b	4.2632	1.0248	-121.2942	-0.5323	-0.8757
51c	4.1477	0.9971	118.9214	-0.4822	0.8727
65a	4.0205	0.9665	-3.1785	0.9650	-0.0536
65b	4.2133	1.0128	-121.3826	-0.5274	-0.8646
65c	4.0536	0.9744	118.2894	-0.4618	0.8580
69a	3.9923	0.9597	-3.4334	0.9580	-0.0575
69b	4.2178	1.0139	-121.6732	-0.5324	-0.8629
69c	4.0794	0.9806	118.2379	-0.4640	0.8639
73a	4.0004	0.9616	-3.4333	0.9599	-0.0576
73b	4.2092	1.0118	-121.7280	-0.5321	-0.8606
73c	4.0632	0.9767	118.1121	-0.4602	0.8615
76a	3.9940	0.9601	-3.4789	0.9583	-0.0583
76b	4.2036	1.0105	-121.7939	-0.5324	-0.8588
76c	4.0708	0.9786	118.1355	-0.4615	0.8629
98a	4.0016	0.9619	-3.4337	0.9602	-0.0576
98b	4.2147	1.0131	-121.7051	-0.5325	-0.8619
98c	4.0754	0.9797	118.2093	-0.4631	0.8633
197a	4.0025	0.9621	-3.4219	0.9604	-0.0574
197b	4.2157	1.0134	-121.6964	-0.5325	-0.8622
197c	4.0762	0.9799	118.2189	-0.4633	0.8634
66a	4.0215	0.9667	-3.2035	0.9652	-0.0540
66b	4.2143	1.0131	-121.3557	-0.5271	-0.8651
66c	4.0472	0.9729	118.2874	-0.4610	0.8567
70a	3.9868	0.9584	-3.4607	0.9566	-0.0578
70b	4.2178	1.0139	-121.6732	-0.5324	-0.8629
70c	4.0794	0.9806	118.2379	-0.4640	0.8639
74a	4.0004	0.9616	-3.4333	0.9599	-0.0576
74b	4.2092	1.0118	-121.7280	-0.5321	-0.8606
74c	4.0554	0.9748	118.0743	-0.4588	0.8601
77a	3.9916	0.9595	-3.5145	0.9577	-0.0588
77b	4.2007	1.0098	-121.8228	-0.5325	-0.8580
77c	4.0678	0.9778	118.1116	-0.4607	0.8625
86a	3.9866	0.9583	-3.4960	0.9565	-0.0584
86b	4.1931	1.0080	-121.9347	-0.5332	-0.8554

86c	4.0738	0.9793	118.1199	-0.4615	0.8637
99a	4.0028	0.9622	-3.4205	0.9605	-0.0574
99b	4.2112	1.0123	-121.7158	-0.5322	-0.8611
99c	4.0740	0.9793	118.1684	-0.4623	0.8633
101a	3.9989	0.9613	-3.4709	0.9595	-0.0582
101b	4.2146	1.0131	-121.7117	-0.5325	-0.8619
101c	4.0738	0.9793	118.2086	-0.4629	0.8630
71a	3.9836	0.9576	-3.4761	0.9558	-0.0581
71b	4.2178	1.0139	-121.6732	-0.5324	-0.8629
71c	4.0794	0.9806	118.2379	-0.4640	0.8639
75a	4.0004	0.9616	-3.4333	0.9599	-0.0576
75b	4.2092	1.0118	-121.7280	-0.5321	-0.8606
75c	4.0509	0.9738	118.0526	-0.4579	0.8594
78a	3.9910	0.9594	-3.5269	0.9576	-0.0590
78b	4.2006	1.0098	-121.8238	-0.5325	-0.8580
78c	4.0668	0.9776	118.1067	-0.4606	0.8623
87a	3.9821	0.9572	-3.5157	0.9554	-0.0587
87b	4.1878	1.0067	-122.0124	-0.5336	-0.8536
87c	4.0740	0.9793	118.1168	-0.4615	0.8638
100a	4.0036	0.9624	-3.4237	0.9607	-0.0575
100b	4.2109	1.0122	-121.7029	-0.5320	-0.8612
100c	4.0724	0.9789	118.1492	-0.4618	0.8631
102a	3.9989	0.9613	-3.4709	0.9595	-0.0582
102b	4.2146	1.0131	-121.7117	-0.5325	-0.8619
102c	4.0675	0.9778	118.1784	-0.4617	0.8619
105a	3.9931	0.9599	-3.5175	0.9581	-0.0589
105b	4.2141	1.0130	-121.7581	-0.5332	-0.8613
105c	4.0749	0.9795	118.2413	-0.4635	0.8629
79a	3.9898	0.9591	-3.5425	0.9572	-0.0593
79b	4.2011	1.0099	-121.8266	-0.5326	-0.8580
79c	4.0666	0.9775	118.1170	-0.4607	0.8622
80a	3.9911	0.9594	-3.5528	0.9576	-0.0595
80b	4.1986	1.0093	-121.8231	-0.5322	-0.8576
80c	4.0623	0.9765	118.0619	-0.4594	0.8617
88a	3.9801	0.9568	-3.5255	0.9549	-0.0588

88b	4.1878	1.0067	-122.0124	-0.5336	-0.8536
88c	4.0740	0.9793	118.1168	-0.4615	0.8638
89a	3.9811	0.9570	-3.5183	0.9552	-0.0587
89b	4.1853	1.0061	-122.0395	-0.5337	-0.8528
89c	4.0737	0.9793	118.1055	-0.4613	0.8638
450a	4.0036	0.9624	-3.4237	0.9607	-0.0575
450b	4.2109	1.0122	-121.7029	-0.5320	-0.8612
450c	4.0724	0.9789	118.1492	-0.4618	0.8631
103a	3.9989	0.9613	-3.4709	0.9595	-0.0582
103b	4.2146	1.0131	-121.7117	-0.5325	-0.8619
103c	4.0602	0.9760	118.1434	-0.4604	0.8606
106a	3.9931	0.9599	-3.5175	0.9581	-0.0589
106b	4.2092	1.0118	-121.7806	-0.5329	-0.8601
106c	4.0749	0.9795	118.2413	-0.4635	0.8629
108a	3.9866	0.9583	-3.5955	0.9564	-0.0601
108b	4.2169	1.0137	-121.7723	-0.5337	-0.8618
108c	4.0743	0.9794	118.2869	-0.4641	0.8624
81a	3.9915	0.9595	-3.5953	0.9576	-0.0602
81b	4.1992	1.0094	-121.7931	-0.5318	-0.8580
81c	4.0566	0.9752	118.0223	-0.4581	0.8608
90a	3.9811	0.9570	-3.5183	0.9552	-0.0587
90b	4.1829	1.0055	-122.0509	-0.5336	-0.8522
90c	4.0737	0.9793	118.1055	-0.4613	0.8638
91a	3.9804	0.9568	-3.5283	0.9550	-0.0589
91b	4.1845	1.0059	-122.0477	-0.5338	-0.8526
91c	4.0729	0.9791	118.0988	-0.4611	0.8637
104a	3.9989	0.9613	-3.4709	0.9595	-0.0582
104b	4.2146	1.0131	-121.7117	-0.5325	-0.8619
104c	4.0523	0.9741	118.1055	-0.4589	0.8592
107a	3.9931	0.9599	-3.5175	0.9581	-0.0589
107b	4.2030	1.0103	-121.8095	-0.5325	-0.8586
107c	4.0749	0.9795	118.2413	-0.4635	0.8629
109a	3.9684	0.9540	-3.6840	0.9520	-0.0613
109b	4.2169	1.0137	-121.7723	-0.5337	-0.8618
109c	4.0743	0.9794	118.2869	-0.4641	0.8624

300a	3.9866	0.9583	-3.5955	0.9564	-0.0601
300b	4.2169	1.0137	-121.7723	-0.5337	-0.8618
300c	4.0743	0.9794	118.2869	-0.4641	0.8624
82a	3.9905	0.9592	-3.6139	0.9573	-0.0605
82b	4.1997	1.0095	-121.7915	-0.5319	-0.8581
82c	4.0557	0.9749	118.0257	-0.4581	0.8606
84a	3.9915	0.9595	-3.5953	0.9576	-0.0602
84b	4.1992	1.0094	-121.7931	-0.5318	-0.8580
84c	4.0452	0.9724	117.9675	-0.4560	0.8588
92a	3.9804	0.9568	-3.5283	0.9550	-0.0589
92b	4.1845	1.0059	-122.0477	-0.5338	-0.8526
92c	4.0695	0.9783	118.0827	-0.4605	0.8631
93a	3.9790	0.9565	-3.5361	0.9547	-0.0590
93b	4.1838	1.0057	-122.0645	-0.5339	-0.8523
93c	4.0733	0.9792	118.1066	-0.4613	0.8637
110a	3.9598	0.9519	-3.7264	0.9499	-0.0619
110b	4.2169	1.0137	-121.7723	-0.5337	-0.8618
110c	4.0743	0.9794	118.2869	-0.4641	0.8624
83a	3.9909	0.9593	-3.6152	0.9574	-0.0605
83b	4.1996	1.0095	-121.7867	-0.5318	-0.8581
83c	4.0550	0.9748	118.0176	-0.4579	0.8605
85a	3.9915	0.9595	-3.5953	0.9576	-0.0602
85b	4.1992	1.0094	-121.7931	-0.5318	-0.8580
85c	4.0399	0.9711	117.9416	-0.4550	0.8579
94a	3.9759	0.9557	-3.5515	0.9539	-0.0592
94b	4.1838	1.0057	-122.0645	-0.5339	-0.8523
94c	4.0733	0.9792	118.1066	-0.4613	0.8637
95a	3.9788	0.9565	-3.5255	0.9546	-0.0588
95b	4.1822	1.0053	-122.0831	-0.5340	-0.8518
95c	4.0741	0.9793	118.1031	-0.4613	0.8639
111a	3.9565	0.9511	-3.7428	0.9491	-0.0621
111b	4.2169	1.0137	-121.7723	-0.5337	-0.8618
111c	4.0743	0.9794	118.2869	-0.4641	0.8624
112a	3.9569	0.9512	-3.7406	0.9492	-0.0621
112b	4.2169	1.0137	-121.7723	-0.5337	-0.8618

112c	4.0743	0.9794	118.2869	-0.4641	0.8624
96a	3.9788	0.9565	-3.5255	0.9546	-0.0588
96b	4.1811	1.0051	-122.0882	-0.5339	-0.8515
96c	4.0741	0.9793	118.1031	-0.4613	0.8639
113a	3.9478	0.9490	-3.7855	0.9469	-0.0627
113b	4.2169	1.0137	-121.7723	-0.5337	-0.8618
113c	4.0743	0.9794	118.2869	-0.4641	0.8624
114a	3.9460	0.9485	-3.7947	0.9465	-0.0628
114b	4.2169	1.0137	-121.7723	-0.5337	-0.8618
114c	4.0743	0.9794	118.2869	-0.4641	0.8624

Tabla D.9. Resultados red IEEE de 123 nodos - Variables de Estado Estimadas

Nodo	W_{abc} kWh/mes	W_{abc}	$W_{abc}{}^{m}$	residuo Wabc
1a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-6.0927E-07
2b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-3.0328E-06
7a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-3.0822E-07
4c	-77760000	-77.7600	-77.7600	3.1778E-06
5c	-38880000	-38.8800	-38.8800	3.4671E-06
6c	-77760000	-77.7600	-77.7600	3.1740E-06
12b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.9225E-06
9a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.9494E-07
34c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.9121E-06
11a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.9751E-07
10a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-3.0698E-07
19a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.6586E-07
52a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.6955E-07
16c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.9075E-06
17c	-38880000	-38.8800	-38.8800	3.2001E-06
20a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.6649E-07
22b	-77760000	-77.7600	-77.7600	-3.0542E-06
35a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.6164E-07
53a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.6338E-07
24c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.8267E-06
40c	-38880000	-38.8800	-38.8800	3.0876E-06
28a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.6010E-07

37a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.6247E-07
38b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.7310E-06
42a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.6570E-07
55a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.6785E-07
31c	-38880000	-38.8800	-38.8800	3.1168E-06
29a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.5941E-07
39b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.7319E-06
43b	-77760000	-77.7600	-77.7600	-2.9965E-06
56b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.7316E-06
58b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.6766E-06
60a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.2238E-07
33a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.6155E-07
32c	-38880000	-38.8800	-38.8800	3.1132E-06
30c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.8217E-06
45a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.6695E-07
47a	-68040000	-68.0400	-68.0400	-4.7919E-07
47b	-68040000	-68.0400	-68.0400	-2.9047E-06
47c	-68040000	-68.0400	-68.0400	2.8239E-06
59b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.6755E-06
62c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.4992E-06
46a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.6603E-07
48a	-136080000	-136.0800	-136.0800	-9.8999E-07
48b	-136080000	-136.0800	-136.0800	-3.4120E-06
48c	-136080000	-136.0800	-136.0800	2.3075E-06
49a	-68040000	-68.0400	-68.0400	-4.7856E-07
49b	-136080000	-136.0800	-136.0800	-3.4100E-06
49c	-68040000	-68.0400	-68.0400	2.8150E-06
63a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-4.9986E-07
50c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.7383E-06
64b	-145800000	-145.8000	-145.8000	-3.3921E-06
68a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.1226E-07
51a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.5950E-07
65a	-68040000	-68.0400	-68.0400	-4.0757E-07
65b	-68040000	-68.0400	-68.0400	-2.8153E-06
65c	-136080000	-136.0800	-136.0800	2.0435E-06

69a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.0331E-07
73c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.4113E-06
76a	-204120000	-204.1200	-204.1200	-1.4406E-06
76b	-136080000	-136.0800	-136.0800	-3.2264E-06
76c	-136080000	-136.0800	-136.0800	1.9674E-06
98a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-4.9791E-07
66c	-145800000	-145.8000	-145.8000	1.9706E-06
70a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.1294E-07
74c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.4038E-06
77b	-77760000	-77.7600	-77.7600	-2.7808E-06
86b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.4715E-06
99b	-77760000	-77.7600	-77.7600	-2.8087E-06
71a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.0373E-07
75c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.3989E-06
87b	-77760000	-77.7600	-77.7600	-2.7477E-06
100c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.4265E-06
102c	-38880000	-38.8800	-38.8800	2.7226E-06
79a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-4.8845E-07
80b	-77760000	-77.7600	-77.7600	-2.7762E-06
88a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-4.8873E-07
103c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.4229E-06
106b	-77760000	-77.7600	-77.7600	-2.7994E-06
90b	-77760000	-77.7600	-77.7600	-2.7398E-06
104c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.4146E-06
107b	-77760000	-77.7600	-77.7600	-2.7949E-06
109a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.0012E-07
82a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-4.8167E-07
84c	-38880000	-38.8800	-38.8800	2.6453E-06
92c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.3650E-06
83c	-38880000	-38.8800	-38.8800	2.6540E-06
85c	-77760000	-77.7600	-77.7600	2.3490E-06
94a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-4.8584E-07
95b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.4417E-06
111a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.0948E-07
112a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.0918E-07

96b	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.4398E-06
113a	-77760000	-77.7600	-77.7600	-5.0117E-07
114a	-38880000	-38.8800	-38.8800	-2.0816E-07

Tabla D.10. Resultados red IEEE de 123 nodos - Energías Inyectadas estimadas

Nodo	fp_{abc}	fp^{m}	residuo fpabc
1a	0.8944	0.8944	2.0663E-09
2b	0.8944	0.8944	-5.6373E-08
7a	0.8944	0.8944	3.8058E-09
4c	0.8944	0.8944	3.5946E-08
5c	0.8944	0.8944	7.1914E-08
6c	0.8944	0.8944	3.5944E-08
12b	0.8944	0.8944	-5.5349E-08
9a	0.8944	0.8944	1.7953E-09
34c	0.8944	0.8944	3.5862E-08
11a	0.8944	0.8944	1.7976E-09
10a	0.8944	0.8944	3.6116E-09
19a	0.8944	0.8944	1.4662E-09
52a	0.8944	0.8944	1.4857E-09
16c	0.8944	0.8944	3.5861E-08
17c	0.8944	0.8944	7.1741E-08
20a	0.8944	0.8944	1.4660E-09
22b	0.8944	0.8944	-2.7100E-08
35a	0.8944	0.8944	1.4221E-09
53a	0.8944	0.8944	1.4106E-09
24c	0.8944	0.8944	3.5881E-08
40c	0.8944	0.8944	7.1717E-08
28a	0.8944	0.8944	1.4377E-09
37a	0.8944	0.8944	1.4211E-09
38b	0.8944	0.8944	-5.4067E-08
42a	0.8944	0.8944	2.7426E-09
55a	0.8944	0.8944	2.7372E-09
31c	0.8944	0.8944	7.1808E-08
29a	0.8944	0.8944	1.4374E-09
39b	0.8944	0.8944	-5.4081E-08

43b	0.8944	0.8944	-2.6957E-08
56b	0.8944	0.8944	-5.3918E-08
58b	0.8944	0.8944	-5.3459E-08
60a	0.8944	0.8944	2.0030E-09
33a	0.8944	0.8944	1.4364E-09
32c	0.8944	0.8944	7.1785E-08
30c	0.8944	0.8944	3.5897E-08
45a	0.8944	0.8944	2.6887E-09
47a	0.8137	0.8137	1.6553E-09
47b	0.8137	0.8137	-3.5958E-08
47c	0.8137	0.8137	4.8114E-08
59b	0.8944	0.8944	-5.3472E-08
62c	0.8944	0.8944	3.5613E-08
46a	0.8944	0.8944	2.6941E-09
48a	0.8137	0.8137	8.1943E-10
48b	0.8137	0.8137	-1.7974E-08
48c	0.8137	0.8137	2.4050E-08
49a	0.8137	0.8137	1.6351E-09
49b	0.8137	0.8137	-1.7970E-08
49c	0.8137	0.8137	4.8101E-08
63a	0.8944	0.8944	1.0066E-09
50c	0.8944	0.8944	3.5832E-08
64b	0.9062	0.9062	-1.3356E-08
68a	0.8944	0.8944	1.8050E-09
51a	0.8944	0.8944	2.6214E-09
65a	0.8137	0.8137	1.3921E-09
65b	0.8137	0.8137	-3.4878E-08
65c	0.8137	0.8137	2.3714E-08
69a	0.8944	0.8944	9.0744E-10
73c	0.8944	0.8944	3.5591E-08
76a	0.7954	0.7954	3.8124E-10
76b	0.8137	0.8137	-1.7319E-08
76c	0.8137	0.8137	2.3680E-08
98a	0.8944	0.8944	8.8496E-10
66c	0.9062	0.9062	1.8159E-08

70a	0.8944	0.8944	1.8000E-09
74c	0.8944	0.8944	3.5608E-08
77b	0.8944	0.8944	-2.5970E-08
86b	0.8944	0.8944	-5.1890E-08
99b	0.8944	0.8944	-2.6051E-08
71a	0.8944	0.8944	9.0856E-10
75c	0.8944	0.8944	3.5605E-08
87b	0.8944	0.8944	-2.5941E-08
100c	0.8944	0.8944	3.5608E-08
102c	0.8944	0.8944	7.1226E-08
79a	0.8944	0.8944	7.9968E-10
80b	0.8944	0.8944	-2.5945E-08
88a	0.8944	0.8944	7.6652E-10
103c	0.8944	0.8944	3.5610E-08
106b	0.8944	0.8944	-2.6031E-08
90b	0.8944	0.8944	-2.5924E-08
104c	0.8944	0.8944	3.5610E-08
107b	0.8944	0.8944	-2.6029E-08
109a	0.8944	0.8944	8.6537E-10
82a	0.8944	0.8944	7.8000E-10
84c	0.8944	0.8944	7.1160E-08
92c	0.8944	0.8944	3.5506E-08
83c	0.8944	0.8944	7.1138E-08
85c	0.8944	0.8944	3.5570E-08
94a	0.8944	0.8944	7.5300E-10
95b	0.8944	0.8944	-5.1808E-08
111a	0.8944	0.8944	1.7266E-09
112a	0.8944	0.8944	1.7293E-09
96b	0.8944	0.8944	-5.1826E-08
113a	0.8944	0.8944	8.5901E-10
114a	0.8944	0.8944	1.7769E-09

Tabla D.11. Resultados red IEEE de 123 nodos - Factores de Potencia estimadas

Tramo	J_{abc-x}	J_{abc-y}	$J_{abc-x}{}^{m}$	$J_{abc-y}{}^{m}$	residuo Jabc-x	residuo Jabc-y
149-1a	4.2473	-2.5919	4.2473	-2.5919	-3.3164E-07	3.5848E-06
149-1b	-2.7051	-1.5066	-2.7051	-1.5066	-1.8615E-05	3.2856E-05
149-1c	0.0151	3.9973	0.0151	3.9973	-4.7542E-05	2.9469E-06

Tabla D.12. Resultados red IEEE de 123 - Corrientes de Rama

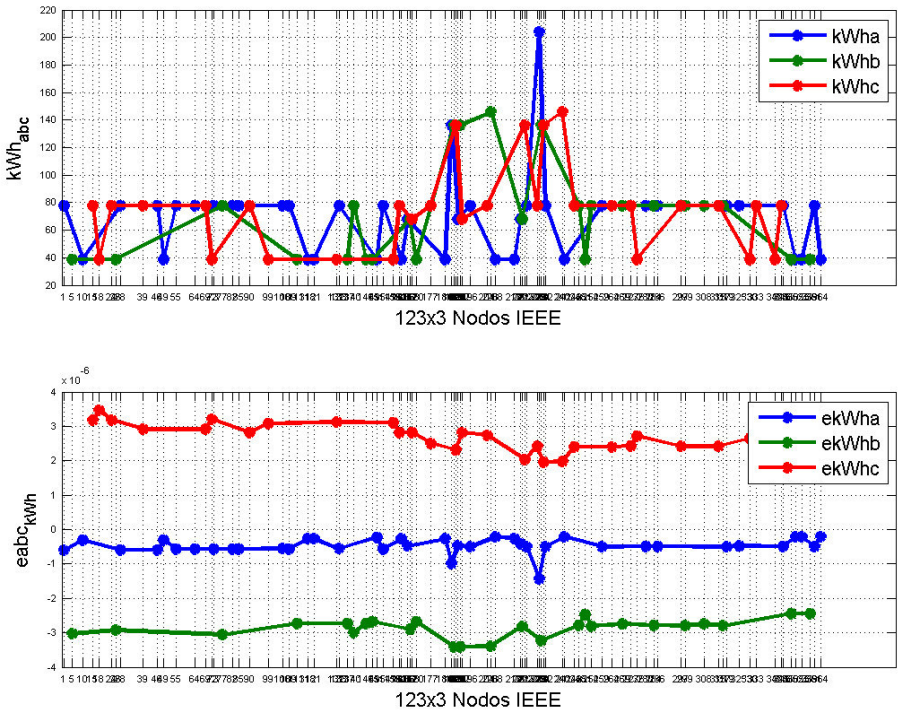


Figura D.2. Energías y factores de potencia de red IEEE de 123 nodos trifásico

D.2.2. Estimador de Estado - Método basado en las Ecuaciones de Potencia

Nodo	kV	Módulo	Ángulo	V_x	V_y	$error_{Vabc-x}$	$error_{Vabc-y}$
149a	125.2440	1.0437	0.0000	1.0437	0.0000	2.7979E-07	7.2635E-83
149b	125.2292	1.0436	-120.0007	-0.5218	-0.9038	1.1858E-05	5.9735E-06
149c	125.2292	1.0436	120.0007	-0.5218	0.9038	1.1057E-05	7.3594E-06
1a	4.2776	1.0283	-0.5903	1.0282	-0.0106	2.5123E-07	1.0488E-08
1b	4.3282	1.0404	-120.2645	-0.5244	-0.8986	3.7000E-07	6.4213E-07
1c	4.2925	1.0319	119.7052	-0.5113	0.8963	4.4099E-07	7.5466E-07
2a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	2.8224E-02	1.0593E-02

2b	4.3273	1.0402	-120.2687	-0.5243	-0.8984	3.7594E-07	6.2751E-07
2c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.1326E-02	3.0237E-02
3a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	2.8224E-02	1.0593E-02
3b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.4367E-02	3.2599E-02
3c	4.2859	1.0303	119.6749	-0.5101	0.8951	4.3695E-07	7.5924E-07
7a	4.2298	1.0168	-1.0246	1.0166	-0.0182	2.2756E-07	1.1820E-08
7b	4.3187	1.0382	-120.4784	-0.5266	-0.8947	3.5794E-07	6.4896E-07
7c	4.2598	1.0240	119.5163	-0.5045	0.8911	4.5600E-07	7.6897E-07
4a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	2.8224E-02	1.0593E-02
4b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.4367E-02	3.2599E-02
4c	4.2838	1.0298	119.6653	-0.5097	0.8948	4.3593E-07	7.6052E-07
5a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	2.8224E-02	1.0593E-02
5b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.4367E-02	3.2599E-02
5c	4.2807	1.0290	119.6513	-0.5091	0.8943	4.3336E-07	7.6313E-07
8a	4.1985	1.0093	-1.3134	1.0090	-0.0231	2.1708E-07	1.0460E-08
8b	4.3122	1.0366	-120.6205	-0.5280	-0.8920	3.5218E-07	6.5476E-07
8c	4.2380	1.0188	119.3854	-0.4999	0.8877	4.6414E-07	7.7934E-07
6a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	2.8224E-02	1.0593E-02
6b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.4367E-02	3.2599E-02
6c	4.2780	1.0284	119.6392	-0.5086	0.8938	4.3209E-07	7.6472E-07
12a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	9.0018E-03	2.3133E-02
12b	4.3110	1.0363	-120.6258	-0.5279	-0.8917	3.5932E-07	6.3584E-07
12c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.1520E-04	2.1656E-02
9a	4.1924	1.0078	-1.3418	1.0075	-0.0236	1.8421E-07	1.1146E-08
9b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.7980E-02	2.6012E-02
9c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.1520E-04	2.1656E-02
13a	4.1561	0.9991	-1.7127	0.9986	-0.0299	2.2082E-07	7.0997E-09
13b	4.3008	1.0339	-120.8179	-0.5297	-0.8879	3.4344E-07	6.8155E-07
13c	4.2054	1.0109	119.1629	-0.4926	0.8828	4.7213E-07	8.0339E-07
14a	4.1855	1.0061	-1.3741	1.0058	-0.0241	1.4265E-07	1.2042E-08
14b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.7980E-02	2.6012E-02
14c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.1520E-04	2.1656E-02
34a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.3891E-03	2.9860E-02
34b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.9654E-02	2.1848E-02
34c	4.2013	1.0099	119.1441	-0.4918	0.8821	4.7056E-07	8.0643E-07

18a	4.1140	0.9890	-2.1833	0.9882	-0.0377	6.9732E-07	4.7030E-07
18b	4.2895	1.0311	-121.0631	-0.5320	-0.8833	1.3787E-07	1.4401E-06
18c	4.1730	1.0031	119.1386	-0.4884	0.8762	3.5973E-07	1.1446E-06
152a	4.1560	0.9990	-1.7135	0.9986	-0.0299	2.2029E-07	6.5346E-09
152b	4.3008	1.0338	-120.8184	-0.5297	-0.8879	3.4360E-07	6.8068E-07
152c	4.2053	1.0109	119.1625	-0.4926	0.8828	4.7220E-07	8.0308E-07
11a	4.1828	1.0055	-1.3868	1.0052	-0.0243	1.3044E-07	1.2297E-08
11b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.7980E-02	2.6012E-02
11c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.1520E-04	2.1656E-02
10a	4.1841	1.0058	-1.3804	1.0055	-0.0242	1.3041E-07	1.2314E-08
10b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.7980E-02	2.6012E-02
10c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.1520E-04	2.1656E-02
15a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.3891E-03	2.9860E-02
15b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.9654E-02	2.1848E-02
15c	4.1997	1.0095	119.1365	-0.4915	0.8818	4.6983E-07	8.0776E-07
19a	4.1085	0.9876	-2.2096	0.9869	-0.0381	6.7147E-07	4.6954E-07
19b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2047E-02	1.7244E-02
19c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.1558E-02	1.0141E-02
21a	4.1117	0.9884	-2.2376	0.9876	-0.0386	6.9192E-07	4.5211E-07
21b	4.2899	1.0312	-121.0616	-0.5321	-0.8834	1.4464E-07	1.4191E-06
21c	4.1680	1.0019	119.1170	-0.4875	0.8753	3.6121E-07	1.1192E-06
135a	4.1140	0.9889	-2.1836	0.9882	-0.0377	6.9793E-07	4.7101E-07
135b	4.2895	1.0311	-121.0633	-0.5320	-0.8833	1.3769E-07	1.4412E-06
135c	4.1729	1.0031	119.1385	-0.4884	0.8762	3.5967E-07	1.1451E-06
52a	4.1209	0.9906	-2.0226	0.9900	-0.0350	1.2219E-08	2.1952E-07
52b	4.2896	1.0312	-121.0141	-0.5313	-0.8837	4.0896E-07	3.3212E-07
52c	4.1805	1.0049	118.9784	-0.4869	0.8791	5.0123E-07	6.7897E-07
16a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.3891E-03	2.9860E-02
16b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.9654E-02	2.1848E-02
16c	4.1956	1.0086	119.1176	-0.4908	0.8811	4.6865E-07	8.1041E-07
17a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.3891E-03	2.9860E-02
17b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	2.9654E-02	2.1848E-02
17c	4.1978	1.0091	119.1277	-0.4912	0.8815	4.6840E-07	8.0992E-07
20a	4.1049	0.9868	-2.2268	0.9860	-0.0383	6.5463E-07	4.6904E-07
20b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2047E-02	1.7244E-02

20c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.1558E-02	1.0141E-02
22a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.2358E-02	3.8590E-02
22b	4.2843	1.0299	-121.0870	-0.5318	-0.8820	1.6108E-07	1.3754E-06
22c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.2469E-02	9.2858E-03
23a	4.1099	0.9880	-2.2919	0.9872	-0.0395	6.8367E-07	4.4071E-07
23b	4.2915	1.0316	-121.0456	-0.5320	-0.8838	1.4119E-07	1.4117E-06
23c	4.1633	1.0008	119.1016	-0.4867	0.8745	3.6578E-07	1.1015E-06
35a	4.1012	0.9859	-2.2971	0.9851	-0.0395	9.5647E-07	7.0958E-07
35b	4.2807	1.0290	-121.1462	-0.5322	-0.8807	3.9413E-08	1.8083E-06
35c	4.1675	1.0018	119.1029	-0.4873	0.8753	3.4769E-07	1.3410E-06
53a	4.1045	0.9867	-2.1660	0.9860	-0.0373	8.5695E-08	3.3011E-07
53b	4.2834	1.0297	-121.1102	-0.5320	-0.8816	4.4427E-07	1.5921E-07
53c	4.1682	1.0020	118.8786	-0.4839	0.8774	5.1359E-07	6.1783E-07
24a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.2821E-02	3.9509E-02
24b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2019E-02	1.7807E-02
24c	4.1573	0.9993	119.0733	-0.4856	0.8734	3.6489E-07	1.1055E-06
25a	4.1071	0.9873	-2.3491	0.9865	-0.0405	6.7475E-07	4.2764E-07
25b	4.2934	1.0321	-121.0372	-0.5321	-0.8843	1.3747E-07	1.4032E-06
25c	4.1596	0.9999	119.1021	-0.4863	0.8737	3.7061E-07	1.0808E-06
36a	4.0944	0.9842	-2.3303	0.9834	-0.0400	6.9580E-04	1.8279E-04
36b	4.2819	1.0293	-121.2143	-0.5334	-0.8803	7.2526E-04	4.3184E-04
36c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.2746E-02	9.2932E-03
40a	4.0947	0.9843	-2.3374	0.9835	-0.0401	9.2095E-07	6.7243E-07
40b	4.2763	1.0280	-121.1901	-0.5324	-0.8794	5.1974E-08	1.7579E-06
40c	4.1628	1.0007	119.0602	-0.4861	0.8747	3.5312E-07	1.3235E-06
54a	4.0950	0.9844	-2.2479	0.9836	-0.0386	1.4296E-07	3.9768E-07
54b	4.2791	1.0286	-121.1690	-0.5324	-0.8801	4.6802E-07	5.2002E-08
54c	4.1605	1.0001	118.8116	-0.4820	0.8763	5.1994E-07	5.8019E-07
26a	4.1060	0.9870	-2.3759	0.9862	-0.0409	1.6523E-05	3.9469E-06
26b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2125E-02	1.8278E-02
26c	4.1576	0.9994	119.0948	-0.4860	0.8733	4.4273E-05	9.6257E-06
28a	4.1056	0.9869	-2.3762	0.9861	-0.0409	6.6298E-07	4.2329E-07
28b	4.2943	1.0323	-121.0352	-0.5322	-0.8845	1.3295E-07	1.4014E-06
28c	4.1582	0.9996	119.1067	-0.4862	0.8733	3.7580E-07	1.0789E-06
37a	4.0910	0.9834	-2.3462	0.9826	-0.0403	6.9641E-04	1.8278E-04

37b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2708E-02	1.3848E-02
37c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.2746E-02	9.2932E-03
38a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.5895E-02	3.9836E-02
38b	4.2793	1.0287	-121.2265	-0.5333	-0.8796	7.2512E-04	4.3233E-04
38c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.2746E-02	9.2932E-03
41a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.6506E-02	4.0144E-02
41b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2361E-02	1.3348E-02
41c	4.1628	1.0007	119.0602	-0.4861	0.8747	3.5312E-07	1.3235E-06
42a	4.0880	0.9827	-2.3766	0.9818	-0.0408	8.8545E-07	6.3492E-07
42b	4.2720	1.0269	-121.2386	-0.5326	-0.8780	6.4572E-08	1.7071E-06
42c	4.1589	0.9997	119.0253	-0.4851	0.8742	3.5852E-07	1.3049E-06
55a	4.0941	0.9842	-2.2513	0.9834	-0.0387	1.4678E-07	4.0601E-07
55b	4.2788	1.0286	-121.1785	-0.5325	-0.8800	4.7367E-07	3.8287E-08
55c	4.1608	1.0002	118.8149	-0.4821	0.8764	5.1902E-07	5.7449E-07
57a	4.0728	0.9790	-2.5119	0.9781	-0.0429	3.2252E-07	5.5663E-07
57b	4.2615	1.0244	-121.3006	-0.5322	-0.8753	5.5323E-07	2.1443E-07
57c	4.1408	0.9954	118.6473	-0.4772	0.8735	5.2815E-07	4.6669E-07
27a	4.1044	0.9866	-2.3943	0.9858	-0.0412	3.1753E-05	9.7883E-06
27b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2125E-02	1.8278E-02
27c	4.1575	0.9994	119.1070	-0.4862	0.8732	8.7381E-05	2.4725E-05
31a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.3815E-02	4.0913E-02
31b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2125E-02	1.8278E-02
31c	4.1552	0.9988	119.0832	-0.4855	0.8729	4.4263E-05	9.6025E-06
29a	4.1049	0.9867	-2.3979	0.9859	-0.0413	6.5408E-07	4.2032E-07
29b	4.2950	1.0324	-121.0289	-0.5322	-0.8847	1.2951E-07	1.4002E-06
29c	4.1563	0.9991	119.1005	-0.4859	0.8730	3.7980E-07	1.0782E-06
39a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.5895E-02	3.9836E-02
39b	4.2776	1.0283	-121.2344	-0.5332	-0.8792	7.2503E-04	4.3265E-04
39c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.2746E-02	9.2932E-03
43a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.8153E-02	4.0749E-02
43b	4.2667	1.0256	-121.2630	-0.5323	-0.8767	8.0191E-08	1.6654E-06
43c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.4937E-02	8.1433E-03
44a	4.0833	0.9816	-2.4098	0.9807	-0.0413	8.5953E-07	6.1080E-07
44b	4.2693	1.0263	-121.2647	-0.5326	-0.8772	7.0168E-08	1.6761E-06
44c	4.1552	0.9989	118.9959	-0.4842	0.8737	3.6367E-07	1.2941E-06

56a	4.0940	0.9841	-2.2455	0.9834	-0.0386	1.4188E-07	4.1086E-07
56b	4.2781	1.0284	-121.1865	-0.5325	-0.8798	4.8307E-07	2.6518E-08
56c	4.1612	1.0003	118.8134	-0.4821	0.8764	5.1504E-07	5.7009E-07
58a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	2.1905E-02	4.2908E-02
58b	4.2588	1.0238	-121.3128	-0.5321	-0.8746	5.6674E-07	2.5788E-07
58c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	2.2802E-02	7.5025E-03
60a	4.0259	0.9678	-3.1130	0.9663	-0.0526	7.2656E-07	8.7440E-07
60b	4.2278	1.0163	-121.5400	-0.5316	-0.8662	6.8280E-07	7.1964E-07
60c	4.0962	0.9847	118.2975	-0.4668	0.8670	5.7236E-07	2.5045E-07
33a	4.0989	0.9853	-2.4207	0.9844	-0.0416	3.1773E-05	9.7854E-06
33b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2125E-02	1.8278E-02
33c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.3935E-02	7.1928E-03
32a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.3815E-02	4.0913E-02
32b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2125E-02	1.8278E-02
32c	4.1535	0.9984	119.0755	-0.4852	0.8726	4.4257E-05	9.5871E-06
30a	4.1060	0.9870	-2.4013	0.9861	-0.0414	6.5390E-07	4.2102E-07
30b	4.2948	1.0324	-121.0173	-0.5320	-0.8848	1.2941E-07	1.4008E-06
30c	4.1544	0.9987	119.0781	-0.4853	0.8728	3.8004E-07	1.0798E-06
45a	4.0811	0.9810	-2.4205	0.9802	-0.0414	8.3776E-07	6.1037E-07
45b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2631E-02	1.1214E-02
45c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.5808E-02	7.6263E-03
47a	4.0789	0.9805	-2.4348	0.9796	-0.0417	8.4265E-07	5.8717E-07
47b	4.2651	1.0253	-121.2945	-0.5326	-0.8761	8.3802E-08	1.6409E-06
47c	4.1508	0.9978	118.9505	-0.4830	0.8731	3.6467E-07	1.2829E-06
59a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	2.1905E-02	4.2908E-02
59b	4.2575	1.0234	-121.3190	-0.5320	-0.8743	5.7350E-07	2.7960E-07
59c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	2.2802E-02	7.5025E-03
61a	4.0259	0.9678	-3.1130	0.9663	-0.0526	7.2656E-07	8.7440E-07
61b	4.2278	1.0163	-121.5400	-0.5316	-0.8662	6.8280E-07	7.1964E-07
61c	4.0962	0.9847	118.2975	-0.4668	0.8670	5.7236E-07	2.5045E-07
62a	4.0236	0.9672	-3.1273	0.9658	-0.0528	7.5278E-07	8.7725E-07
62b	4.2237	1.0153	-121.5057	-0.5306	-0.8656	6.6978E-07	7.5577E-07
62c	4.0859	0.9822	118.2955	-0.4656	0.8648	5.7841E-07	2.4477E-07
160a	4.0258	0.9677	-3.1136	0.9663	-0.0526	7.2697E-07	8.7480E-07
160b	4.2278	1.0163	-121.5403	-0.5316	-0.8662	6.8288E-07	7.2025E-07

160c	4.0962	0.9847	118.2972	-0.4668	0.8670	5.7243E-07	2.5024E-07
250a	4.1060	0.9870	-2.4013	0.9861	-0.0414	6.5390E-07	4.2102E-07
250b	4.2948	1.0324	-121.0173	-0.5320	-0.8848	1.2941E-07	1.4008E-06
250c	4.1544	0.9987	119.0781	-0.4853	0.8728	3.8004E-07	1.0798E-06
46a	4.0794	0.9806	-2.4285	0.9798	-0.0416	8.2143E-07	6.1005E-07
46b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2631E-02	1.1214E-02
46c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	1.5808E-02	7.6263E-03
48a	4.0778	0.9802	-2.4446	0.9794	-0.0418	8.4024E-07	5.8347E-07
48b	4.2640	1.0250	-121.3004	-0.5325	-0.8758	8.7558E-08	1.6346E-06
48c	4.1498	0.9976	118.9419	-0.4827	0.8730	3.6400E-07	1.2805E-06
49a	4.0779	0.9803	-2.4454	0.9794	-0.0418	8.3044E-07	5.7825E-07
49b	4.2628	1.0247	-121.3017	-0.5324	-0.8756	8.7177E-08	1.6297E-06
49c	4.1492	0.9974	118.9280	-0.4825	0.8730	3.6654E-07	1.2785E-06
610a	4.0259	0.9678	-3.1130	0.9663	-0.0526	7.2656E-07	8.7440E-07
610b	4.2278	1.0163	-121.5400	-0.5316	-0.8662	6.8280E-07	7.1964E-07
610c	4.0962	0.9847	118.2975	-0.4668	0.8670	5.7236E-07	2.5045E-07
63a	4.0217	0.9668	-3.1300	0.9653	-0.0528	7.7136E-07	8.7957E-07
63b	4.2206	1.0146	-121.4894	-0.5299	-0.8652	6.6045E-07	7.8143E-07
63c	4.0805	0.9809	118.2940	-0.4649	0.8637	5.8330E-07	2.3975E-07
67a	4.0070	0.9632	-3.3618	0.9616	-0.0565	8.8787E-07	1.0013E-06
67b	4.2178	1.0139	-121.6732	-0.5324	-0.8629	7.3255E-07	9.2096E-07
67c	4.0794	0.9806	118.2379	-0.4640	0.8639	6.1264E-07	1.6094E-07
50a	4.0779	0.9803	-2.4562	0.9794	-0.0420	8.2249E-07	5.7550E-07
50b	4.2629	1.0247	-121.2927	-0.5323	-0.8757	8.4209E-08	1.6290E-06
50c	4.1478	0.9971	118.9167	-0.4821	0.8728	3.6989E-07	1.2782E-06
64a	4.0217	0.9668	-3.1356	0.9653	-0.0529	7.9003E-07	8.9115E-07
64b	4.2137	1.0129	-121.4413	-0.5284	-0.8642	6.4829E-07	8.3496E-07
64c	4.0690	0.9781	118.2771	-0.4634	0.8614	5.8735E-07	2.2724E-07
68a	4.0002	0.9616	-3.3951	0.9599	-0.0569	9.3962E-07	9.9995E-07
68b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2363E-02	3.1529E-03
68c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.6037E-02	2.1121E-03
72a	4.0004	0.9616	-3.4333	0.9599	-0.0576	9.1715E-07	1.0508E-06
72b	4.2092	1.0118	-121.7281	-0.5321	-0.8606	7.8343E-07	1.0274E-06
72c	4.0725	0.9790	118.1564	-0.4620	0.8631	5.9894E-07	1.2026E-07
97a	4.0026	0.9622	-3.4216	0.9604	-0.0574	9.3733E-07	1.0325E-06

97b	4.2157	1.0134	-121.6964	-0.5325	-0.8622	7.3611E-07	9.6204E-07
97c	4.0762	0.9799	118.2189	-0.4633	0.8634	6.2308E-07	1.4183E-07
51a	4.0772	0.9801	-2.4644	0.9792	-0.0421	8.1471E-07	5.7233E-07
51b	4.2632	1.0248	-121.2942	-0.5323	-0.8757	8.1466E-08	1.6277E-06
51c	4.1477	0.9971	118.9214	-0.4822	0.8727	3.7286E-07	1.2768E-06
65a	4.0205	0.9665	-3.1785	0.9650	-0.0536	8.1177E-07	8.9296E-07
65b	4.2133	1.0128	-121.3826	-0.5274	-0.8646	6.3804E-07	8.6502E-07
65c	4.0536	0.9744	118.2894	-0.4618	0.8580	5.9133E-07	2.2428E-07
69a	3.9923	0.9597	-3.4334	0.9580	-0.0575	9.9337E-07	9.9844E-07
69b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2363E-02	3.1529E-03
69c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.6037E-02	2.1121E-03
73a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.0081E-02	5.7590E-02
73b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2109E-02	5.4083E-03
73c	4.0632	0.9767	118.1120	-0.4602	0.8615	5.9788E-07	1.2684E-07
76a	3.9940	0.9601	-3.4789	0.9583	-0.0583	9.3814E-07	1.0879E-06
76b	4.2036	1.0105	-121.7939	-0.5324	-0.8588	8.2086E-07	1.1062E-06
76c	4.0708	0.9786	118.1355	-0.4615	0.8629	5.8839E-07	8.7791E-08
98a	4.0016	0.9619	-3.4337	0.9602	-0.0576	9.4453E-07	1.0400E-06
98b	4.2147	1.0131	-121.7051	-0.5325	-0.8619	7.4134E-07	9.7566E-07
98c	4.0754	0.9797	118.2093	-0.4631	0.8633	6.2268E-07	1.3623E-07
197a	4.0025	0.9621	-3.4218	0.9604	-0.0574	9.3749E-07	1.0326E-06
197b	4.2157	1.0134	-121.6965	-0.5325	-0.8622	7.3609E-07	9.6217E-07
197c	4.0762	0.9799	118.2188	-0.4633	0.8634	6.2313E-07	1.4178E-07
66a	4.0215	0.9667	-3.2035	0.9652	-0.0540	8.1133E-07	8.9222E-07
66b	4.2143	1.0131	-121.3558	-0.5271	-0.8651	6.3845E-07	8.6417E-07
66c	4.0472	0.9729	118.2874	-0.4610	0.8567	5.9007E-07	2.2669E-07
70a	3.9868	0.9584	-3.4606	0.9566	-0.0578	1.0356E-06	9.9738E-07
70b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2363E-02	3.1529E-03
70c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.6037E-02	2.1121E-03
74a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.0081E-02	5.7590E-02
74b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2109E-02	5.4083E-03
74c	4.0554	0.9748	118.0743	-0.4588	0.8601	5.9699E-07	1.3243E-07
77a	3.9916	0.9595	-3.5144	0.9577	-0.0588	9.6046E-07	1.1094E-06
77b	4.2007	1.0098	-121.8228	-0.5325	-0.8580	8.3496E-07	1.1457E-06
77c	4.0678	0.9778	118.1116	-0.4607	0.8625	5.9227E-07	7.2953E-08

86a	3.9866	0.9583	-3.4960	0.9565	-0.0584	9.5102E-07	1.1631E-06
86b	4.1931	1.0080	-121.9348	-0.5332	-0.8554	9.1633E-07	1.2785E-06
86c	4.0738	0.9793	118.1199	-0.4615	0.8637	5.5104E-07	1.3467E-08
99a	4.0028	0.9622	-3.4204	0.9605	-0.0574	9.3817E-07	1.0479E-06
99b	4.2112	1.0123	-121.7159	-0.5322	-0.8611	7.5913E-07	1.0001E-06
99c	4.0740	0.9793	118.1683	-0.4623	0.8633	6.1393E-07	1.2826E-07
101a	3.9989	0.9613	-3.4708	0.9595	-0.0582	9.8040E-07	1.0569E-06
101b	4.2146	1.0131	-121.7118	-0.5326	-0.8619	7.3490E-07	9.9088E-07
101c	4.0738	0.9793	118.2085	-0.4629	0.8630	6.3394E-07	1.2775E-07
71a	3.9836	0.9576	-3.4760	0.9558	-0.0581	1.0538E-06	9.9677E-07
71b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2363E-02	3.1529E-03
71c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.6037E-02	2.1121E-03
75a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.0081E-02	5.7590E-02
75b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2109E-02	5.4083E-03
75c	4.0509	0.9738	118.0526	-0.4579	0.8594	5.9649E-07	1.3563E-07
78a	3.9910	0.9594	-3.5268	0.9576	-0.0590	9.6723E-07	1.1131E-06
78b	4.2006	1.0098	-121.8239	-0.5325	-0.8580	8.3528E-07	1.1509E-06
78c	4.0668	0.9776	118.1067	-0.4606	0.8623	5.9458E-07	7.1005E-08
87a	3.9821	0.9572	-3.5156	0.9554	-0.0587	9.6511E-07	1.2044E-06
87b	4.1878	1.0067	-122.0125	-0.5336	-0.8536	9.6154E-07	1.3679E-06
87c	4.0740	0.9793	118.1168	-0.4615	0.8638	5.4248E-07	2.3692E-08
100a	4.0036	0.9624	-3.4237	0.9607	-0.0575	9.3831E-07	1.0473E-06
100b	4.2109	1.0122	-121.7030	-0.5320	-0.8612	7.5893E-07	9.9947E-07
100c	4.0724	0.9789	118.1491	-0.4618	0.8631	6.1421E-07	1.2971E-07
102a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.0482E-02	5.8197E-02
102b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2550E-02	4.1477E-03
102c	4.0675	0.9778	118.1783	-0.4617	0.8619	6.3304E-07	1.3301E-07
105a	3.9931	0.9599	-3.5174	0.9581	-0.0589	1.0272E-06	1.0852E-06
105b	4.2141	1.0130	-121.7581	-0.5332	-0.8613	7.3413E-07	1.0242E-06
105c	4.0749	0.9795	118.2412	-0.4635	0.8629	6.4510E-07	1.0844E-07
79a	3.9898	0.9591	-3.5424	0.9572	-0.0593	9.7593E-07	1.1161E-06
79b	4.2011	1.0099	-121.8267	-0.5326	-0.8580	8.3223E-07	1.1520E-06
79c	4.0666	0.9775	118.1170	-0.4607	0.8622	5.9833E-07	6.9265E-08
80a	3.9911	0.9594	-3.5527	0.9576	-0.0595	9.8103E-07	1.1244E-06
80b	4.1986	1.0093	-121.8232	-0.5322	-0.8576	8.4326E-07	1.1731E-06

80c	4.0623	0.9765	118.0619	-0.4594	0.8617	5.9764E-07	6.5425E-08
88a	3.9801	0.9568	-3.5255	0.9549	-0.0588	9.7681E-07	1.2039E-06
88b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.3640E-02	1.2432E-02
88c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.8466E-02	2.2602E-03
89a	3.9811	0.9570	-3.5182	0.9552	-0.0587	9.6620E-07	1.2213E-06
89b	4.1853	1.0061	-122.0396	-0.5337	-0.8528	9.8425E-07	1.4081E-06
89c	4.0737	0.9793	118.1055	-0.4613	0.8638	5.3625E-07	3.9326E-08
450a	4.0036	0.9624	-3.4237	0.9607	-0.0575	9.3831E-07	1.0473E-06
450b	4.2109	1.0122	-121.7030	-0.5320	-0.8612	7.5893E-07	9.9947E-07
450c	4.0724	0.9789	118.1491	-0.4618	0.8631	6.1421E-07	1.2971E-07
103a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.0482E-02	5.8197E-02
103b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2550E-02	4.1477E-03
103c	4.0602	0.9760	118.1433	-0.4604	0.8606	6.3217E-07	1.3829E-07
106a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.1930E-02	5.8891E-02
106b	4.2092	1.0118	-121.7807	-0.5329	-0.8601	7.4379E-07	1.0648E-06
106c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.6492E-02	3.0786E-03
108a	3.9866	0.9583	-3.5954	0.9564	-0.0601	1.0903E-06	1.1080E-06
108b	4.2169	1.0137	-121.7724	-0.5338	-0.8618	7.1185E-07	1.0330E-06
108c	4.0743	0.9794	118.2868	-0.4641	0.8624	6.6919E-07	9.8298E-08
81a	3.9915	0.9595	-3.5953	0.9576	-0.0602	1.0005E-06	1.1279E-06
81b	4.1992	1.0094	-121.7931	-0.5318	-0.8580	8.3605E-07	1.1730E-06
81c	4.0566	0.9752	118.0223	-0.4581	0.8608	6.0706E-07	6.8231E-08
90a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.4807E-02	5.8728E-02
90b	4.1828	1.0055	-122.0510	-0.5336	-0.8522	9.8867E-07	1.4286E-06
90c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.8672E-02	2.2350E-03
91a	3.9804	0.9568	-3.5282	0.9550	-0.0589	9.6974E-07	1.2313E-06
91b	4.1845	1.0059	-122.0478	-0.5338	-0.8526	9.9574E-07	1.4301E-06
91c	4.0729	0.9791	118.0988	-0.4611	0.8637	5.3414E-07	4.8062E-08
104a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.0482E-02	5.8197E-02
104b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.2550E-02	4.1477E-03
104c	4.0523	0.9741	118.1055	-0.4589	0.8592	6.3124E-07	1.4400E-07
107a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.1930E-02	5.8891E-02
107b	4.2030	1.0103	-121.8096	-0.5325	-0.8586	7.5606E-07	1.1168E-06
107c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.6492E-02	3.0786E-03
109a	3.9684	0.9540	-3.6839	0.9520	-0.0613	1.2418E-06	1.1045E-06

109b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.3750E-02	4.2462E-03
109c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.5877E-02	3.5808E-03
300a	3.9866	0.9583	-3.5954	0.9564	-0.0601	1.0903E-06	1.1080E-06
300b	4.2169	1.0137	-121.7724	-0.5338	-0.8618	7.1185E-07	1.0330E-06
300c	4.0743	0.9794	118.2868	-0.4641	0.8624	6.6919E-07	9.8298E-08
82a	3.9905	0.9592	-3.6139	0.9573	-0.0605	1.0104E-06	1.1308E-06
82b	4.1997	1.0095	-121.7915	-0.5319	-0.8581	8.3252E-07	1.1738E-06
82c	4.0557	0.9749	118.0257	-0.4581	0.8606	6.1149E-07	6.7390E-08
84a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.2395E-02	6.0169E-02
84b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.1814E-02	8.0660E-03
84c	4.0452	0.9724	117.9674	-0.4560	0.8588	6.0564E-07	7.8727E-08
92a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.4983E-02	5.8885E-02
92b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.3751E-02	1.3427E-02
92c	4.0695	0.9783	118.0827	-0.4605	0.8631	5.3381E-07	4.5821E-08
93a	3.9790	0.9565	-3.5360	0.9547	-0.0590	9.7312E-07	1.2418E-06
93b	4.1838	1.0057	-122.0646	-0.5339	-0.8523	1.0073E-06	1.4525E-06
93c	4.0733	0.9792	118.1065	-0.4613	0.8637	5.3180E-07	5.7805E-08
110a	3.9598	0.9519	-3.7264	0.9499	-0.0619	1.3225E-06	1.1029E-06
110b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.3750E-02	4.2462E-03
110c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.5877E-02	3.5808E-03
83a	3.9909	0.9593	-3.6151	0.9574	-0.0605	1.0105E-06	1.1303E-06
83b	4.1996	1.0095	-121.7868	-0.5318	-0.8581	8.3240E-07	1.1734E-06
83c	4.0550	0.9748	118.0176	-0.4579	0.8605	6.1173E-07	6.8479E-08
85a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.2395E-02	6.0169E-02
85b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.1814E-02	8.0660E-03
85c	4.0399	0.9711	117.9416	-0.4550	0.8579	6.0512E-07	8.2639E-08
94a	3.9759	0.9557	-3.5514	0.9539	-0.0592	9.9161E-07	1.2410E-06
94b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.3916E-02	1.3716E-02
94c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.8706E-02	2.3372E-03
95a	3.9788	0.9565	-3.5254	0.9546	-0.0588	9.6582E-07	1.2517E-06
95b	4.1822	1.0053	-122.0832	-0.5340	-0.8518	1.0269E-06	1.4809E-06
95c	4.0741	0.9793	118.1031	-0.4613	0.8639	5.2360E-07	6.8447E-08
111a	3.9565	0.9511	-3.7427	0.9491	-0.0621	1.3606E-06	1.1023E-06
111b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.3750E-02	4.2462E-03
111c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.5877E-02	3.5808E-03

112a	3.9569	0.9512	-3.7406	0.9492	-0.0621	1.3478E-06	1.1023E-06
112b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.3750E-02	4.2462E-03
112c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.5877E-02	3.5808E-03
96a	4.1600	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	4.5359E-02	5.8814E-02
96b	4.1811	1.0051	-122.0883	-0.5339	-0.8515	1.0313E-06	1.4992E-06
96c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.8669E-02	2.1426E-03
113a	3.9478	0.9490	-3.7854	0.9469	-0.0627	1.4194E-06	1.1006E-06
113b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.3750E-02	4.2462E-03
113c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.5877E-02	3.5808E-03
114a	3.9460	0.9485	-3.7947	0.9465	-0.0628	1.4411E-06	1.1003E-06
114b	4.1600	1.0000	-120.0000	-0.5000	-0.8660	3.3750E-02	4.2462E-03
114c	4.1600	1.0000	120.0000	-0.5000	0.8660	3.5877E-02	3.5808E-03

Tabla D.13. Resultados red IEEE de 123 nodos trifásico- Variables de Estado Estimadas

Nodo	P_{abc}	$P_{abc}{}^{m}$	residuo Pabc	Q_{abc}	$Q_{abc}{}^{m}$	residuo Qabc
1a	-0.1200	-0.1200	-1.6086E-06	-0.0600	-0.0600	-1.5051E-06
2b	-0.0600	-0.0600	4.5302E-06	-0.0300	-0.0300	-5.2364E-07
7a	-0.0600	-0.0600	-1.6858E-06	-0.0300	-0.0300	-1.5672E-06
4c	-0.1200	-0.1200	-2.6057E-07	-0.0600	-0.0600	3.1089E-07
5c	-0.0600	-0.0600	-2.6027E-07	-0.0300	-0.0300	3.1007E-07
6c	-0.1200	-0.1200	-2.6011E-07	-0.0600	-0.0600	3.0956E-07
12b	-0.0600	-0.0600	4.5090E-06	-0.0300	-0.0300	-4.3379E-07
9a	-0.1200	-0.1200	-1.7447E-06	-0.0600	-0.0600	-1.6127E-06
34c	-0.1200	-0.1200	-1.6464E-07	-0.0600	-0.0600	3.0514E-07
11a	-0.1200	-0.1200	-1.7563E-06	-0.0600	-0.0600	-1.6187E-06
10a	-0.0600	-0.0600	-1.7550E-06	-0.0300	-0.0300	-1.6180E-06
19a	-0.1200	-0.1200	-1.8938E-06	-0.0600	-0.0600	-1.7319E-06
52a	-0.1200	-0.1200	-1.8738E-06	-0.0600	-0.0600	-1.7202E-06
16c	-0.1200	-0.1200	-1.6218E-07	-0.0600	-0.0600	3.0574E-07
17c	-0.0600	-0.0600	-1.6238E-07	-0.0300	-0.0300	3.0565E-07
20a	-0.1200	-0.1200	-1.8984E-06	-0.0600	-0.0600	-1.7346E-06
22b	-0.1200	-0.1200	4.5064E-06	-0.0600	-0.0600	-3.3860E-07
35a	-0.1200	-0.1200	-1.9114E-06	-0.0600	-0.0600	-1.7486E-06
53a	-0.1200	-0.1200	-1.9035E-06	-0.0600	-0.0600	-1.7447E-06
24c	-0.1200	-0.1200	-1.2754E-07	-0.0600	-0.0600	3.0472E-07

40c	-0.0600	-0.0600	-1.0502E-07	-0.0300	-0.0300	3.0457E-07
28a	-0.1200	-0.1200	-1.9044E-06	-0.0600	-0.0600	-1.7331E-06
37a	-0.1200	-0.1200	-1.9206E-06	-0.0600	-0.0600	-1.7609E-06
38b	-0.0600	-0.0600	4.4980E-06	-0.0300	-0.0300	-3.2302E-07
42a	-0.0600	-0.0600	-1.9352E-06	-0.0300	-0.0300	-1.7731E-06
55a	-0.0600	-0.0600	-1.9242E-06	-0.0300	-0.0300	-1.7603E-06
31c	-0.0600	-0.0600	-1.2767E-07	-0.0300	-0.0300	3.0393E-07
29a	-0.1200	-0.1200	-1.9065E-06	-0.0600	-0.0600	-1.7333E-06
39b	-0.0600	-0.0600	4.5004E-06	-0.0300	-0.0300	-3.2339E-07
43b	-0.1200	-0.1200	4.5099E-06	-0.0600	-0.0600	-3.0439E-07
56b	-0.0600	-0.0600	4.4982E-06	-0.0300	-0.0300	-3.0389E-07
58b	-0.0600	-0.0600	4.5071E-06	-0.0300	-0.0300	-2.7751E-07
60a	-0.0600	-0.0600	-2.0769E-06	-0.0300	-0.0300	-1.8724E-06
33a	-0.1200	-0.1200	-1.9139E-06	-0.0600	-0.0600	-1.7381E-06
32c	-0.0600	-0.0600	-1.2821E-07	-0.0300	-0.0300	3.0426E-07
30c	-0.1200	-0.1200	-1.2724E-07	-0.0600	-0.0600	3.0254E-07
45a	-0.0600	-0.0600	-1.9481E-06	-0.0300	-0.0300	-1.7828E-06
47a	-0.1050	-0.1050	-1.9527E-06	-0.0750	-0.0750	-1.7910E-06
47b	-0.1050	-0.1050	4.5040E-06	-0.0750	-0.0750	-2.9055E-07
47c	-0.1050	-0.1050	-8.6938E-08	-0.0750	-0.0750	3.0374E-07
59b	-0.0600	-0.0600	4.5076E-06	-0.0300	-0.0300	-2.8050E-07
62c	-0.1200	-0.1200	-1.2324E-08	-0.0600	-0.0600	2.8525E-07
46a	-0.0600	-0.0600	-1.9509E-06	-0.0300	-0.0300	-1.7837E-06
48a	-0.2100	-0.2100	-1.9547E-06	-0.1500	-0.1500	-1.7930E-06
48b	-0.2100	-0.2100	4.5043E-06	-0.1500	-0.1500	-2.8884E-07
48c	-0.2100	-0.2100	-8.5422E-08	-0.1500	-0.1500	3.0377E-07
49a	-0.1050	-0.1050	-1.9564E-06	-0.0750	-0.0750	-1.7939E-06
49b	-0.2100	-0.2100	4.5056E-06	-0.1500	-0.1500	-2.8693E-07
49c	-0.1050	-0.1050	-8.4523E-08	-0.0750	-0.0750	3.0357E-07
63a	-0.1200	-0.1200	-2.0904E-06	-0.0600	-0.0600	-1.8730E-06
50c	-0.1200	-0.1200	-8.4284E-08	-0.0600	-0.0600	3.0355E-07
64b	-0.2250	-0.2250	4.5488E-06	-0.1050	-0.1050	-1.7531E-07
68a	-0.0600	-0.0600	-2.1274E-06	-0.0300	-0.0300	-1.9087E-06
51a	-0.0600	-0.0600	-1.9594E-06	-0.0300	-0.0300	-1.7950E-06
65a	-0.1050	-0.1050	-2.1018E-06	-0.0750	-0.0750	-1.8715E-06

65b	-0.1050	-0.1050	4.5509E-06	-0.0750	-0.0750	-1.6791E-07
65c	-0.2100	-0.2100	-5.2522E-09	-0.1500	-0.1500	2.7645E-07
69a	-0.1200	-0.1200	-2.1365E-06	-0.0600	-0.0600	-1.9145E-06
73c	-0.1200	-0.1200	3.0640E-08	-0.0600	-0.0600	2.8539E-07
76a	-0.3150	-0.3150	-2.1461E-06	-0.2400	-0.2400	-1.9282E-06
76b	-0.2100	-0.2100	4.5292E-06	-0.1500	-0.1500	-1.4931E-07
76c	-0.2100	-0.2100	3.7257E-08	-0.1500	-0.1500	2.8455E-07
98a	-0.1200	-0.1200	-2.1323E-06	-0.0600	-0.0600	-1.9127E-06
66c	-0.2250	-0.2250	-4.9671E-09	-0.1050	-0.1050	2.7660E-07
70a	-0.0600	-0.0600	-2.1424E-06	-0.0300	-0.0300	-1.9187E-06
74c	-0.1200	-0.1200	3.2432E-08	-0.0600	-0.0600	2.8533E-07
77b	-0.1200	-0.1200	4.5288E-06	-0.0600	-0.0600	-1.4547E-07
86b	-0.0600	-0.0600	4.5400E-06	-0.0300	-0.0300	-1.3852E-07
99b	-0.1200	-0.1200	4.5238E-06	-0.0600	-0.0600	-1.6216E-07
71a	-0.1200	-0.1200	-2.1459E-06	-0.0600	-0.0600	-1.9211E-06
75c	-0.1200	-0.1200	3.3450E-08	-0.0600	-0.0600	2.8533E-07
87b	-0.1200	-0.1200	4.5455E-06	-0.0600	-0.0600	-1.3244E-07
100c	-0.1200	-0.1200	2.8765E-08	-0.0600	-0.0600	2.8709E-07
102c	-0.0600	-0.0600	2.8290E-08	-0.0300	-0.0300	2.8702E-07
79a	-0.1200	-0.1200	-2.1539E-06	-0.0600	-0.0600	-1.9365E-06
80b	-0.1200	-0.1200	4.5280E-06	-0.0600	-0.0600	-1.4140E-07
88a	-0.1200	-0.1200	-2.1754E-06	-0.0600	-0.0600	-1.9476E-06
103c	-0.1200	-0.1200	2.9482E-08	-0.0600	-0.0600	2.8774E-07
106b	-0.1200	-0.1200	4.5272E-06	-0.0600	-0.0600	-1.5371E-07
90b	-0.1200	-0.1200	4.5517E-06	-0.0600	-0.0600	-1.2843E-07
104c	-0.1200	-0.1200	3.0651E-08	-0.0600	-0.0600	2.8887E-07
107b	-0.1200	-0.1200	4.5356E-06	-0.0600	-0.0600	-1.4852E-07
109a	-0.1200	-0.1200	-2.1833E-06	-0.0600	-0.0600	-1.9378E-06
82a	-0.1200	-0.1200	-2.1556E-06	-0.0600	-0.0600	-1.9404E-06
84c	-0.0600	-0.0600	5.0972E-08	-0.0300	-0.0300	2.9080E-07
92c	-0.1200	-0.1200	5.9308E-08	-0.0600	-0.0600	2.6944E-07
83c	-0.0600	-0.0600	5.0689E-08	-0.0300	-0.0300	2.9063E-07
85c	-0.1200	-0.1200	5.1456E-08	-0.0600	-0.0600	2.9131E-07
94a	-0.1200	-0.1200	-2.1854E-06	-0.0600	-0.0600	-1.9527E-06
95b	-0.0600	-0.0600	4.5518E-06	-0.0300	-0.0300	-1.2675E-07

111a	-0.0600	-0.0600	-2.1994E-06	-0.0300	-0.0300	-1.9451E-06
112a	-0.0600	-0.0600	-2.1992E-06	-0.0300	-0.0300	-1.9449E-06
96b	-0.0600	-0.0600	4.5533E-06	-0.0300	-0.0300	-1.2615E-07
113a	-0.1200	-0.1200	-2.2121E-06	-0.0600	-0.0600	-1.9509E-06
114a	-0.0600	-0.0600	-2.2147E-06	-0.0300	-0.0300	-1.9520E-06

Tabla D.14. Resultados red IEEE de 123 nodos trifásico-Potencias activas y reactivas inyectadas

Tramo	P_{abc-01}	Q_{abc-01}	$P_{abc-01}{}^{m}$	$Q_{abc-01}{}^{m}$	residuo Pabc	residuo Qabc
01 a	2.2548	1.1361	2.2548	1.1361	1.2974E-08	1.0201E-08
01 b	1.9512	0.9700	1.9512	0.9700	1.4932E-08	7.0372E-09
01 c	3.3764	1.6706	3.3764	1.6706	2.3421E-08	1.2642E-08

Tabla D.15. Resultados red IEEE de 123 nodos trifásico - Flujos de Potencia

residuo Vx	residuo Vy	error Vx	error Vy
2.7979E-07	7.2635E-83	2.6807E-05	0.0000E+00
1.1858E-05	5.9735E-06	2.2725E-03	6.6095E-04
1.1057E-05	7.3594E-06	2.1191E-03	8.1431E-04
2.5123E-07	1.0488E-08	2.4434E-05	9.9011E-05
3.7000E-07	6.4213E-07	7.0560E-05	7.1457E-05
4.4099E-07	7.5466E-07	8.6245E-05	8.4201E-05
2.8224E-02	1.0593E-02	2.7449E+00	1.0000E+02
3.7594E-07	6.2751E-07	7.1700E-05	6.9848E-05
1.1326E-02	3.0237E-02	2.2150E+00	3.3737E+00
2.8224E-02	1.0593E-02	2.7449E+00	1.0000E+02
2.4367E-02	3.2599E-02	4.6470E+00	3.6277E+00
4.3695E-07	7.5924E-07	8.5666E-05	8.4818E-05
2.2756E-07	1.1820E-08	2.2384E-05	6.5012E-05
3.5794E-07	6.4896E-07	6.7977E-05	7.2534E-05
4.5600E-07	7.6897E-07	9.0388E-05	8.6295E-05
2.8224E-02	1.0593E-02	2.7449E+00	1.0000E+02
2.4367E-02	3.2599E-02	4.6470E+00	3.6277E+00
4.3593E-07	7.6052E-07	8.5534E-05	8.4994E-05
2.8224E-02	1.0593E-02	2.7449E+00	1.0000E+02

2.4367E-02	3.2599E-02	4.6470E+00	3.6277E+00
4.3336E-07	7.6313E-07	8.5127E-05	8.5335E-05
2.1708E-07	1.0460E-08	2.1515E-05	4.5217E-05
3.5218E-07	6.5476E-07	6.6703E-05	7.3401E-05
4.6414E-07	7.7934E-07	9.2849E-05	8.7795E-05
2.8224E-02	1.0593E-02	2.7449E+00	1.0000E+02
2.4367E-02	3.2599E-02	4.6470E+00	3.6277E+00
4.3209E-07	7.6472E-07	8.4962E-05	8.5556E-05
9.0018E-03	2.3133E-02	8.9215E-01	1.0000E+02
3.5932E-07	6.3584E-07	6.8063E-05	7.1304E-05
1.1520E-04	2.1656E-02	2.3046E-02	2.4396E+00
1.8421E-07	1.1146E-08	1.8283E-05	4.7232E-05
2.7980E-02	2.6012E-02	5.2994E+00	2.9161E+00
1.1520E-04	2.1656E-02	2.3046E-02	2.4396E+00
2.2082E-07	7.0997E-09	2.2112E-05	2.3776E-05
3.4344E-07	6.8155E-07	6.4842E-05	7.6762E-05
4.7213E-07	8.0339E-07	9.5842E-05	9.1008E-05
1.4265E-07	1.2042E-08	1.4182E-05	4.9911E-05
2.7980E-02	2.6012E-02	5.2994E+00	2.9161E+00
1.1520E-04	2.1656E-02	2.3046E-02	2.4396E+00
1.3891E-03	2.9860E-02	1.3910E-01	1.0000E+02
2.9654E-02	2.1848E-02	5.5988E+00	2.4607E+00
4.7056E-07	8.0643E-07	9.5672E-05	9.1424E-05
6.9732E-07	4.7030E-07	7.0562E-05	1.2483E-03
1.3787E-07	1.4401E-06	2.5914E-05	1.6305E-04
3.5973E-07	1.1446E-06	7.3649E-05	1.3064E-04
2.2029E-07	6.5346E-09	2.2061E-05	2.1874E-05
3.4360E-07	6.8068E-07	6.4872E-05	7.6665E-05
4.7220E-07	8.0308E-07	9.5859E-05	9.0973E-05
1.3044E-07	1.2297E-08	1.2977E-05	5.0535E-05
2.7980E-02	2.6012E-02	5.2994E+00	2.9161E+00
1.1520E-04	2.1656E-02	2.3046E-02	2.4396E+00
1.3041E-07	1.2314E-08	1.2969E-05	5.0818E-05
2.7980E-02	2.6012E-02	5.2994E+00	2.9161E+00
1.1520E-04	2.1656E-02	2.3046E-02	2.4396E+00

1.3891E-03	2.9860E-02	1.3910E-01	1.0000E+02
2.9654E-02	2.1848E-02	5.5988E+00	2.4607E+00
4.6983E-07	8.0776E-07	9.5584E-05	9.1603E-05
6.7147E-07	4.6954E-07	6.8039E-05	1.2331E-03
3.2047E-02	1.7244E-02	6.0233E+00	1.9523E+00
1.1558E-02	1.0141E-02	2.3664E+00	1.1574E+00
6.9192E-07	4.5211E-07	7.0058E-05	1.1716E-03
1.4464E-07	1.4191E-06	2.7185E-05	1.6065E-04
3.6121E-07	1.1192E-06	7.4089E-05	1.2786E-04
6.9793E-07	4.7101E-07	7.0624E-05	1.2500E-03
1.3769E-07	1.4412E-06	2.5879E-05	1.6317E-04
3.5967E-07	1.1451E-06	7.3636E-05	1.3069E-04
1.2219E-08	2.1952E-07	1.2343E-06	6.2789E-04
4.0896E-07	3.3212E-07	7.6974E-05	3.7581E-05
5.0123E-07	6.7897E-07	1.0295E-04	7.7233E-05
1.3891E-03	2.9860E-02	1.3910E-01	1.0000E+02
2.9654E-02	2.1848E-02	5.5988E+00	2.4607E+00
4.6865E-07	8.1041E-07	9.5492E-05	9.1976E-05
1.3891E-03	2.9860E-02	1.3910E-01	1.0000E+02
2.9654E-02	2.1848E-02	5.5988E+00	2.4607E+00
4.6840E-07	8.0992E-07	9.5361E-05	9.1883E-05
6.5463E-07	4.6904E-07	6.6392E-05	1.2234E-03
3.2047E-02	1.7244E-02	6.0233E+00	1.9523E+00
1.1558E-02	1.0141E-02	2.3664E+00	1.1574E+00
1.2358E-02	3.8590E-02	1.2513E+00	1.0000E+02
1.6108E-07	1.3754E-06	3.0292E-05	1.5594E-04
1.2469E-02	9.2858E-03	2.5575E+00	1.0609E+00
6.8367E-07	4.4071E-07	6.9255E-05	1.1155E-03
1.4119E-07	1.4117E-06	2.6539E-05	1.5973E-04
3.6578E-07	1.1015E-06	7.5148E-05	1.2596E-04
9.5647E-07	7.0958E-07	9.7097E-05	1.7958E-03
3.9413E-08	1.8083E-06	7.4052E-06	2.0532E-04
3.4769E-07	1.3410E-06	7.1356E-05	1.5320E-04
8.5695E-08	3.3011E-07	8.6915E-06	8.8523E-04
4.4427E-07	1.5921E-07	8.3507E-05	1.8060E-05

5.1359E-07	6.1783E-07	1.0613E-04	7.0418E-05
1.2821E-02	3.9509E-02	1.2987E+00	1.0000E+02
3.2019E-02	1.7807E-02	6.0184E+00	2.0147E+00
3.6489E-07	1.1055E-06	7.5141E-05	1.2657E-04
6.7475E-07	4.2764E-07	6.8401E-05	1.0568E-03
1.3747E-07	1.4032E-06	2.5835E-05	1.5868E-04
3.7061E-07	1.0808E-06	7.6207E-05	1.2371E-04
6.9580E-04	1.8279E-04	7.0704E-02	4.5885E-01
7.2526E-04	4.3184E-04	1.3615E-01	4.9080E-02
1.2746E-02	9.2932E-03	2.6158E+00	1.0617E+00
9.2095E-07	6.7243E-07	9.3640E-05	1.6750E-03
5.1974E-08	1.7579E-06	9.7629E-06	1.9990E-04
3.5312E-07	1.3235E-06	7.2650E-05	1.5131E-04
1.4296E-07	3.9768E-07	1.4534E-05	1.0300E-03
4.6802E-07	5.2002E-08	8.7910E-05	5.9083E-06
5.1994E-07	5.8019E-07	1.0787E-04	6.6207E-05
1.6523E-05	3.9469E-06	1.6754E-03	9.6471E-03
3.2125E-02	1.8278E-02	6.0371E+00	2.0670E+00
4.4273E-05	9.6257E-06	9.1110E-03	1.1022E-03
6.6298E-07	4.2329E-07	6.7235E-05	1.0345E-03
1.3295E-07	1.4014E-06	2.4980E-05	1.5843E-04
3.7580E-07	1.0789E-06	7.7289E-05	1.2354E-04
6.9641E-04	1.8278E-04	7.0824E-02	4.5608E-01
3.2708E-02	1.3848E-02	6.1399E+00	1.5739E+00
1.2746E-02	9.2932E-03	2.6158E+00	1.0617E+00
1.5895E-02	3.9836E-02	1.6152E+00	1.0000E+02
7.2512E-04	4.3233E-04	1.3616E-01	4.9172E-02
1.2746E-02	9.2932E-03	2.6158E+00	1.0617E+00
1.6506E-02	4.0144E-02	1.6783E+00	1.0000E+02
3.2361E-02	1.3348E-02	6.0787E+00	1.5179E+00
3.5312E-07	1.3235E-06	7.2650E-05	1.5131E-04
8.8545E-07	6.3492E-07	9.0182E-05	1.5581E-03
6.4572E-08	1.7071E-06	1.2125E-05	1.9443E-04
3.5852E-07	1.3049E-06	7.3911E-05	1.4928E-04
1.4678E-07	4.0601E-07	1.4926E-05	1.0502E-03

4.7367E-07	3.8287E-08	8.8954E-05	4.3508E-06
5.1902E-07	5.7449E-07	1.0766E-04	6.5554E-05
3.2252E-07	5.5663E-07	3.2974E-05	1.2973E-03
5.5323E-07	2.1443E-07	1.0395E-04	2.4498E-05
5.2815E-07	4.6669E-07	1.1068E-04	5.3426E-05
3.1753E-05	9.7883E-06	3.2210E-03	2.3753E-02
3.2125E-02	1.8278E-02	6.0371E+00	2.0670E+00
8.7381E-05	2.4725E-05	1.7977E-02	2.8314E-03
1.3815E-02	4.0913E-02	1.4008E+00	1.0000E+02
3.2125E-02	1.8278E-02	6.0371E+00	2.0670E+00
4.4263E-05	9.6025E-06	9.1176E-03	1.1001E-03
6.5408E-07	4.2032E-07	6.6344E-05	1.0181E-03
1.2951E-07	1.4002E-06	2.4335E-05	1.5827E-04
3.7980E-07	1.0782E-06	7.8161E-05	1.2351E-04
1.5895E-02	3.9836E-02	1.6152E+00	1.0000E+02
7.2503E-04	4.3265E-04	1.3616E-01	4.9233E-02
1.2746E-02	9.2932E-03	2.6158E+00	1.0617E+00
1.8153E-02	4.0749E-02	1.8488E+00	1.0000E+02
8.0191E-08	1.6654E-06	1.5066E-05	1.8995E-04
1.4937E-02	8.1433E-03	3.0794E+00	9.3155E-01
8.5953E-07	6.1080E-07	8.7644E-05	1.4800E-03
7.0168E-08	1.6761E-06	1.3174E-05	1.9106E-04
3.6367E-07	1.2941E-06	7.5109E-05	1.4812E-04
1.4188E-07	4.1086E-07	1.4428E-05	1.0655E-03
4.8307E-07	2.6518E-08	9.0712E-05	3.0141E-06
5.1504E-07	5.7009E-07	1.0683E-04	6.5046E-05
2.1905E-02	4.2908E-02	2.2396E+00	1.0000E+02
5.6674E-07	2.5788E-07	1.0652E-04	2.9484E-05
2.2802E-02	7.5025E-03	4.7782E+00	8.5887E-01
7.2656E-07	8.7440E-07	7.5188E-05	1.6638E-03
6.8280E-07	7.1964E-07	1.2844E-04	8.3083E-05
5.7236E-07	2.5045E-07	1.2262E-04	2.8888E-05
3.1773E-05	9.7854E-06	3.2275E-03	2.3519E-02
3.2125E-02	1.8278E-02	6.0371E+00	2.0670E+00
1.3935E-02	7.1928E-03	2.8669E+00	8.2371E-01

1.3815E-02	4.0913E-02	1.4008E+00	1.0000E+02
3.2125E-02	1.8278E-02	6.0371E+00	2.0670E+00
4.4257E-05	9.5871E-06	9.1221E-03	1.0986E-03
6.5390E-07	4.2102E-07	6.6308E-05	1.0181E-03
1.2941E-07	1.4008E-06	2.4326E-05	1.5832E-04
3.8004E-07	1.0798E-06	7.8301E-05	1.2372E-04
8.3776E-07	6.1037E-07	8.5472E-05	1.4732E-03
3.2631E-02	1.1214E-02	6.1263E+00	1.2783E+00
1.5808E-02	7.6263E-03	3.2649E+00	8.7292E-01
8.4265E-07	5.8717E-07	8.6017E-05	1.4096E-03
8.3802E-08	1.6409E-06	1.5736E-05	1.8729E-04
3.6467E-07	1.2829E-06	7.5505E-05	1.4694E-04
2.1905E-02	4.2908E-02	2.2396E+00	1.0000E+02
5.7350E-07	2.7960E-07	1.0780E-04	3.1980E-05
2.2802E-02	7.5025E-03	4.7782E+00	8.5887E-01
7.2656E-07	8.7440E-07	7.5188E-05	1.6638E-03
6.8280E-07	7.1964E-07	1.2844E-04	8.3083E-05
5.7236E-07	2.5045E-07	1.2262E-04	2.8888E-05
7.5278E-07	8.7725E-07	7.7946E-05	1.6625E-03
6.6978E-07	7.5577E-07	1.2623E-04	8.7306E-05
5.7841E-07	2.4477E-07	1.2424E-04	2.8303E-05
7.2697E-07	8.7480E-07	7.5231E-05	1.6642E-03
6.8288E-07	7.2025E-07	1.2845E-04	8.3155E-05
5.7243E-07	2.5024E-07	1.2264E-04	2.8863E-05
6.5390E-07	4.2102E-07	6.6308E-05	1.0181E-03
1.2941E-07	1.4008E-06	2.4326E-05	1.5832E-04
3.8004E-07	1.0798E-06	7.8301E-05	1.2372E-04
8.2143E-07	6.1005E-07	8.3840E-05	1.4682E-03
3.2631E-02	1.1214E-02	6.1263E+00	1.2783E+00
1.5808E-02	7.6263E-03	3.2649E+00	8.7292E-01
8.4024E-07	5.8347E-07	8.5795E-05	1.3955E-03
8.7558E-08	1.6346E-06	1.6442E-05	1.8664E-04
3.6400E-07	1.2805E-06	7.5402E-05	1.4668E-04
8.3044E-07	5.7825E-07	8.4793E-05	1.3825E-03
8.7177E-08	1.6297E-06	1.6375E-05	1.8613E-04

3.6654E-07	1.2785E-06	7.5973E-05	1.4645E-04
7.2656E-07	8.7440E-07	7.5188E-05	1.6638E-03
6.8280E-07	7.1964E-07	1.2844E-04	8.3083E-05
5.7236E-07	2.5045E-07	1.2262E-04	2.8888E-05
7.7136E-07	8.7957E-07	7.9908E-05	1.6663E-03
6.6045E-07	7.8143E-07	1.2463E-04	9.0322E-05
5.8330E-07	2.3975E-07	1.2546E-04	2.7759E-05
8.8787E-07	1.0013E-06	9.2335E-05	1.7726E-03
7.3255E-07	9.2096E-07	1.3760E-04	1.0673E-04
6.1264E-07	1.6094E-07	1.3204E-04	1.8629E-05
8.2249E-07	5.7550E-07	8.3982E-05	1.3699E-03
8.4209E-08	1.6290E-06	1.5821E-05	1.8602E-04
3.6989E-07	1.2782E-06	7.6722E-05	1.4645E-04
7.9003E-07	8.9115E-07	8.1843E-05	1.6852E-03
6.4829E-07	8.3496E-07	1.2270E-04	9.6619E-05
5.8735E-07	2.2724E-07	1.2675E-04	2.6380E-05
9.3962E-07	9.9995E-07	9.7887E-05	1.7559E-03
3.2363E-02	3.1529E-03	6.0791E+00	3.6540E-01
3.6037E-02	2.1121E-03	7.7673E+00	2.4448E-01
9.1715E-07	1.0508E-06	9.5544E-05	1.8246E-03
7.8343E-07	1.0274E-06	1.4723E-04	1.1938E-04
5.9894E-07	1.2026E-07	1.2965E-04	1.3933E-05
9.3733E-07	1.0325E-06	9.7594E-05	1.7979E-03
7.3611E-07	9.6204E-07	1.3825E-04	1.1157E-04
6.2308E-07	1.4183E-07	1.3448E-04	1.6427E-05
8.1471E-07	5.7233E-07	8.3202E-05	1.3581E-03
8.1466E-08	1.6277E-06	1.5304E-05	1.8588E-04
3.7286E-07	1.2768E-06	7.7327E-05	1.4630E-04
8.1177E-07	8.9296E-07	8.4124E-05	1.6664E-03
6.3804E-07	8.6502E-07	1.2097E-04	1.0004E-04
5.9133E-07	2.2428E-07	1.2805E-04	2.6139E-05
9.9337E-07	9.9844E-07	1.0370E-04	1.7372E-03
3.2363E-02	3.1529E-03	6.0791E+00	3.6540E-01
3.6037E-02	2.1121E-03	7.7673E+00	2.4448E-01
4.0081E-02	5.7590E-02	4.1754E+00	1.0000E+02

3.2109E-02	5.4083E-03	6.0343E+00	6.2842E-01
5.9788E-07	1.2684E-07	1.2991E-04	1.4723E-05
9.3814E-07	1.0879E-06	9.7893E-05	1.8673E-03
8.2086E-07	1.1062E-06	1.5419E-04	1.2880E-04
5.8839E-07	8.7791E-08	1.2751E-04	1.0174E-05
9.4453E-07	1.0400E-06	9.8369E-05	1.8052E-03
7.4134E-07	9.7566E-07	1.3923E-04	1.1319E-04
6.2268E-07	1.3623E-07	1.3447E-04	1.5781E-05
9.3749E-07	1.0326E-06	9.7611E-05	1.7980E-03
7.3609E-07	9.6217E-07	1.3824E-04	1.1159E-04
6.2313E-07	1.4178E-07	1.3449E-04	1.6421E-05
8.1133E-07	8.9222E-07	8.4060E-05	1.6516E-03
6.3845E-07	8.6417E-07	1.2112E-04	9.9892E-05
5.9007E-07	2.2669E-07	1.2799E-04	2.6460E-05
1.0356E-06	9.9738E-07	1.0826E-04	1.7241E-03
3.2363E-02	3.1529E-03	6.0791E+00	3.6540E-01
3.6037E-02	2.1121E-03	7.7673E+00	2.4448E-01
4.0081E-02	5.7590E-02	4.1754E+00	1.0000E+02
3.2109E-02	5.4083E-03	6.0343E+00	6.2842E-01
5.9699E-07	1.3243E-07	1.3013E-04	1.5396E-05
9.6046E-07	1.1094E-06	1.0029E-04	1.8861E-03
8.3496E-07	1.1457E-06	1.5681E-04	1.3353E-04
5.9227E-07	7.2953E-08	1.2855E-04	8.4584E-06
9.5102E-07	1.1631E-06	9.9424E-05	1.9904E-03
9.1633E-07	1.2785E-06	1.7187E-04	1.4946E-04
5.5104E-07	1.3467E-08	1.1939E-04	1.5593E-06
9.3817E-07	1.0479E-06	9.7676E-05	1.8253E-03
7.5913E-07	1.0001E-06	1.4265E-04	1.1614E-04
6.1393E-07	1.2826E-07	1.3280E-04	1.4856E-05
9.8040E-07	1.0569E-06	1.0218E-04	1.8161E-03
7.3490E-07	9.9088E-07	1.3800E-04	1.1497E-04
6.3394E-07	1.2775E-07	1.3696E-04	1.4804E-05
1.0538E-06	9.9677E-07	1.1025E-04	1.7168E-03
3.2363E-02	3.1529E-03	6.0791E+00	3.6540E-01
3.6037E-02	2.1121E-03	7.7673E+00	2.4448E-01

4.0081E-02	5.7590E-02	4.1754E+00	1.0000E+02
3.2109E-02	5.4083E-03	6.0343E+00	6.2842E-01
5.9649E-07	1.3563E-07	1.3025E-04	1.5782E-05
9.6723E-07	1.1131E-06	1.0101E-04	1.8860E-03
8.3528E-07	1.1509E-06	1.5687E-04	1.3414E-04
5.9458E-07	7.1005E-08	1.2910E-04	8.2343E-06
9.6511E-07	1.2044E-06	1.0101E-04	2.0517E-03
9.6154E-07	1.3679E-06	1.8018E-04	1.6025E-04
5.4248E-07	2.3692E-08	1.1754E-04	2.7428E-06
9.3831E-07	1.0473E-06	9.7672E-05	1.8223E-03
7.5893E-07	9.9947E-07	1.4267E-04	1.1606E-04
6.1421E-07	1.2971E-07	1.3300E-04	1.5028E-05
4.0482E-02	5.8197E-02	4.2190E+00	1.0000E+02
3.2550E-02	4.1477E-03	6.1121E+00	4.8124E-01
6.3304E-07	1.3301E-07	1.3711E-04	1.5433E-05
1.0272E-06	1.0852E-06	1.0722E-04	1.8427E-03
7.3413E-07	1.0242E-06	1.3769E-04	1.1891E-04
6.4510E-07	1.0844E-07	1.3918E-04	1.2566E-05
9.7593E-07	1.1161E-06	1.0195E-04	1.8834E-03
8.3223E-07	1.1520E-06	1.5627E-04	1.3426E-04
5.9833E-07	6.9265E-08	1.2988E-04	8.0337E-06
9.8103E-07	1.1244E-06	1.0245E-04	1.8913E-03
8.4326E-07	1.1731E-06	1.5845E-04	1.3679E-04
5.9764E-07	6.5425E-08	1.3010E-04	7.5924E-06
9.7681E-07	1.2039E-06	1.0229E-04	2.0462E-03
3.3640E-02	1.2432E-02	6.3039E+00	1.4565E+00
3.8466E-02	2.2602E-03	8.3345E+00	2.6167E-01
9.6620E-07	1.2213E-06	1.0115E-04	2.0796E-03
9.8425E-07	1.4081E-06	1.8441E-04	1.6510E-04
5.3625E-07	3.9326E-08	1.1624E-04	4.5527E-06
9.3831E-07	1.0473E-06	9.7672E-05	1.8223E-03
7.5893E-07	9.9947E-07	1.4267E-04	1.1606E-04
6.1421E-07	1.2971E-07	1.3300E-04	1.5028E-05
4.0482E-02	5.8197E-02	4.2190E+00	1.0000E+02
3.2550E-02	4.1477E-03	6.1121E+00	4.8124E-01

6.3217E-07	1.3829E-07	1.3732E-04	1.6069E-05
4.1930E-02	5.8891E-02	4.3765E+00	1.0000E+02
7.4379E-07	1.0648E-06	1.3957E-04	1.2379E-04
3.6492E-02	3.0786E-03	7.8729E+00	3.5676E-01
1.0903E-06	1.1080E-06	1.1400E-04	1.8437E-03
7.1185E-07	1.0330E-06	1.3337E-04	1.1987E-04
6.6919E-07	9.8298E-08	1.4418E-04	1.1398E-05
1.0005E-06	1.1279E-06	1.0448E-04	1.8746E-03
8.3605E-07	1.1730E-06	1.5721E-04	1.3672E-04
6.0706E-07	6.8231E-08	1.3250E-04	7.9262E-06
4.4807E-02	5.8728E-02	4.6909E+00	1.0000E+02
9.8867E-07	1.4286E-06	1.8529E-04	1.6764E-04
3.8672E-02	2.2350E-03	8.3827E+00	2.5874E-01
9.6974E-07	1.2313E-06	1.0154E-04	2.0911E-03
9.9574E-07	1.4301E-06	1.8655E-04	1.6773E-04
5.3414E-07	4.8062E-08	1.1583E-04	5.5649E-06
4.0482E-02	5.8197E-02	4.2190E+00	1.0000E+02
3.2550E-02	4.1477E-03	6.1121E+00	4.8124E-01
6.3124E-07	1.4400E-07	1.3756E-04	1.6759E-05
4.1930E-02	5.8891E-02	4.3765E+00	1.0000E+02
7.5606E-07	1.1168E-06	1.4197E-04	1.3007E-04
3.6492E-02	3.0786E-03	7.8729E+00	3.5676E-01
1.2418E-06	1.1045E-06	1.3045E-04	1.8019E-03
3.3750E-02	4.2462E-03	6.3232E+00	4.9273E-01
3.5877E-02	3.5808E-03	7.7300E+00	4.1520E-01
1.0903E-06	1.1080E-06	1.1400E-04	1.8437E-03
7.1185E-07	1.0330E-06	1.3337E-04	1.1987E-04
6.6919E-07	9.8298E-08	1.4418E-04	1.1398E-05
1.0104E-06	1.1308E-06	1.0554E-04	1.8701E-03
8.3252E-07	1.1738E-06	1.5653E-04	1.3680E-04
6.1149E-07	6.7390E-08	1.3349E-04	7.8305E-06
4.2395E-02	6.0169E-02	4.4272E+00	1.0000E+02
3.1814E-02	8.0660E-03	5.9821E+00	9.4013E-01
6.0564E-07	7.8727E-08	1.3281E-04	9.1665E-06
4.4983E-02	5.8885E-02	4.7101E+00	1.0000E+02

3.3751E-02	1.3427E-02	6.3234E+00	1.5748E+00
5.3381E-07	4.5821E-08	1.1592E-04	5.3090E-06
9.7312E-07	1.2418E-06	1.0193E-04	2.1050E-03
1.0073E-06	1.4525E-06	1.8867E-04	1.7042E-04
5.3180E-07	5.7805E-08	1.1529E-04	6.6928E-06
1.3225E-06	1.1029E-06	1.3923E-04	1.7827E-03
3.3750E-02	4.2462E-03	6.3232E+00	4.9273E-01
3.5877E-02	3.5808E-03	7.7300E+00	4.1520E-01
1.0105E-06	1.1303E-06	1.0554E-04	1.8685E-03
8.3240E-07	1.1734E-06	1.5653E-04	1.3674E-04
6.1173E-07	6.8479E-08	1.3360E-04	7.9577E-06
4.2395E-02	6.0169E-02	4.4272E+00	1.0000E+02
3.1814E-02	8.0660E-03	5.9821E+00	9.4013E-01
6.0512E-07	8.2639E-08	1.3298E-04	9.6325E-06
9.9161E-07	1.2410E-06	1.0395E-04	2.0961E-03
3.3916E-02	1.3716E-02	6.3524E+00	1.6093E+00
3.8706E-02	2.3372E-03	8.3908E+00	2.7061E-01
9.6582E-07	1.2517E-06	1.0117E-04	2.1283E-03
1.0269E-06	1.4809E-06	1.9232E-04	1.7386E-04
5.2360E-07	6.8447E-08	1.1350E-04	7.9232E-06
1.3606E-06	1.1023E-06	1.4337E-04	1.7754E-03
3.3750E-02	4.2462E-03	6.3232E+00	4.9273E-01
3.5877E-02	3.5808E-03	7.7300E+00	4.1520E-01
1.3478E-06	1.1023E-06	1.4200E-04	1.7764E-03
3.3750E-02	4.2462E-03	6.3232E+00	4.9273E-01
3.5877E-02	3.5808E-03	7.7300E+00	4.1520E-01
4.5359E-02	5.8814E-02	4.7515E+00	1.0000E+02
1.0313E-06	1.4992E-06	1.9316E-04	1.7605E-04
3.8669E-02	2.1426E-03	8.3820E+00	2.4803E-01
1.4194E-06	1.1006E-06	1.4989E-04	1.7567E-03
3.3750E-02	4.2462E-03	6.3232E+00	4.9273E-01
3.5877E-02	3.5808E-03	7.7300E+00	4.1520E-01
1.4411E-06	1.1003E-06	1.5227E-04	1.7527E-03
3.3750E-02	4.2462E-03	6.3232E+00	4.9273E-01
3.5877E-02	3.5808E-03	7.7300E+00	4.1520E-01

Tabla D.16. Residuos y Errores porcentuales en la red IEEE de 123 nodos trifásica

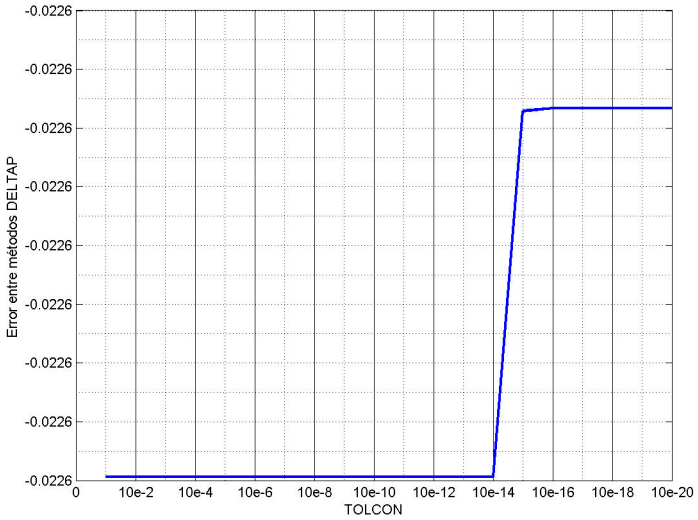


Figura D.3. Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{P}$ para ambas metodologías - 123 nodos

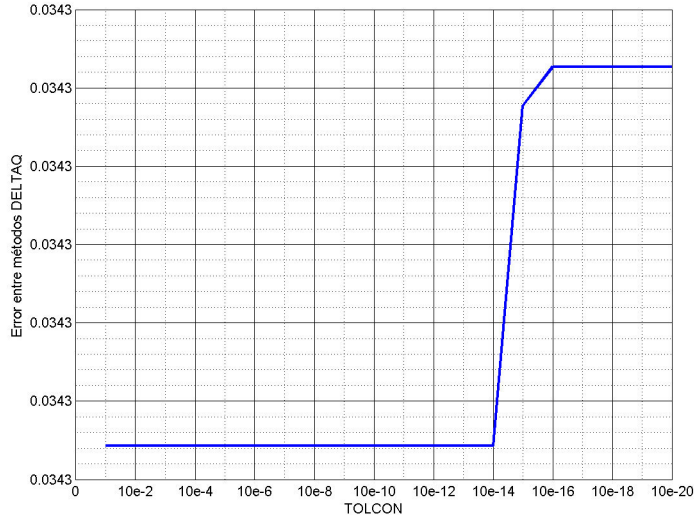


Figura D.4. Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{Q}$ para ambas metodologías - 123 nodos

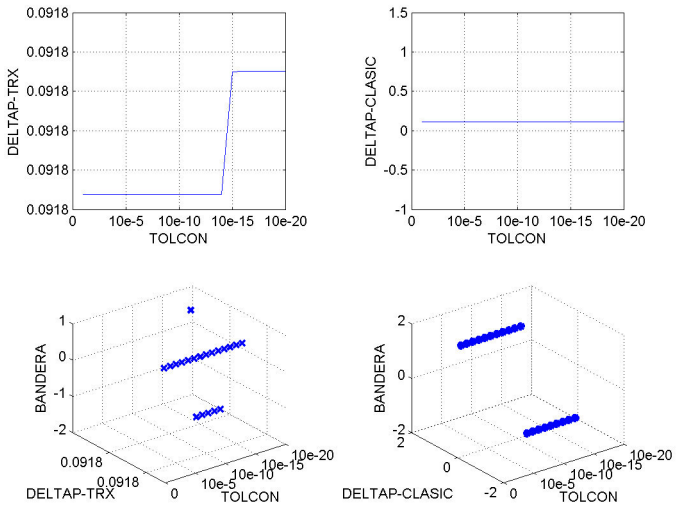


Figura D.5. Pérdidas $\triangle\mathbf{P}$ y banderas de salida - 123 nodos

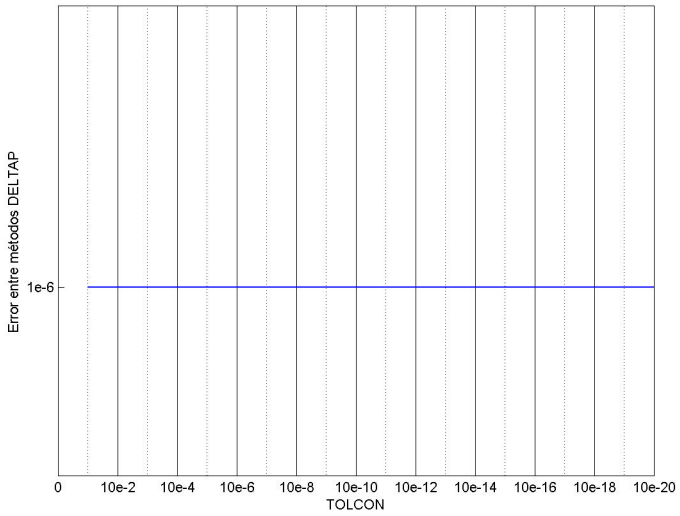


Figura D.6. Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{P}$ para ambas metodologías - 123 nodos trifásico

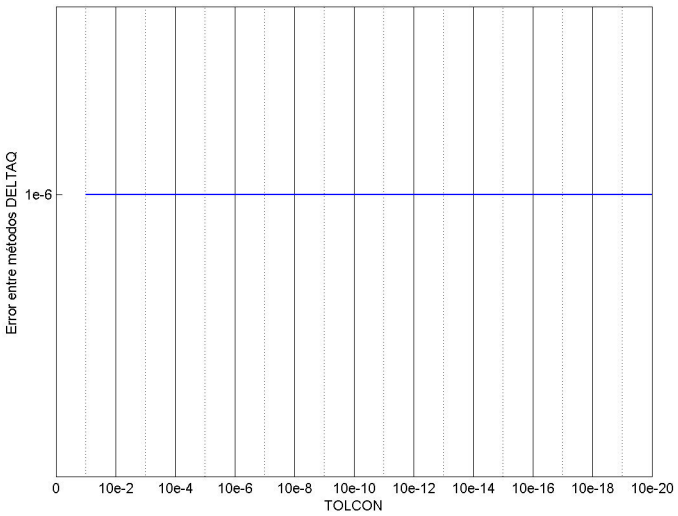


Figura D.7. Error en el cálculo de $\triangle\mathbf{Q}$ para ambas metodologías - 123 nodos trifásico

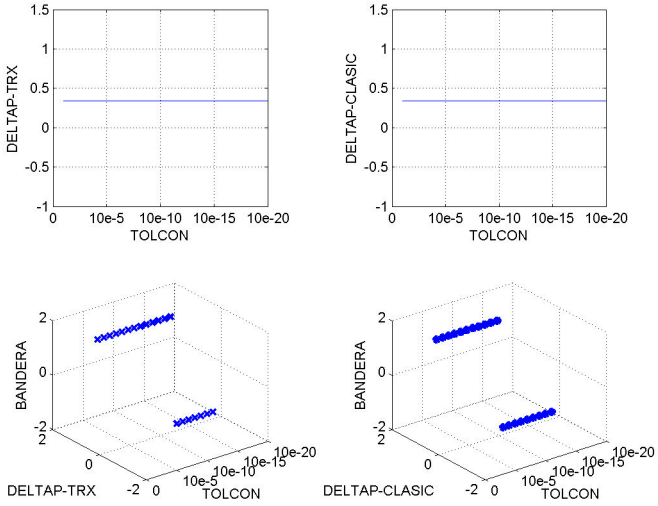


Figura D.8. Pérdidas $\triangle\mathbf{P}$ y banderas de salida - 123 nodos trifásico



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DECANATO DE ESTUDIOS PROFESIONALES
COORDINACIÓN DE TECNOLOGIA E INGENIERÍA ELÉCTRICA

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DE FLUJO DE CARGA IMPLEMENTADO EN UNA PLATAFORMA G.I.S.

Por:

Daniel Vitulli Ballesteros

PROYECTO DE GRADO
Presentado ante la Ilustre Universidad Simón Bolívar
Como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Sartenejas, Septiembre de 2013



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DECANATO DE ESTUDIOS PROFESIONALES
COORDINACIÓN DE TECNOLOGIA E INGENIERÍA ELÉCTRICA

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DE FLUJO DE CARGA IMPLEMENTADO EN UNA PLATAFORMA G.I.S.

Por:

Daniel Vitulli Ballesteros

Realizado con la asesoría de:

Tutor Académico: Paulo De Oliveira
Tutor Industrial: Francisco Ochoa

PROYECTO DE GRADO
Presentado ante la Ilustre Universidad Simón Bolívar
Como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Sartenejas, Noviembre de 2013.

UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DEX Decanato de Extensión
Coordinación de Cooperación Técnica y Desarrollo Social

17b30e522a

ACTA DE EVALUACIÓN

Período: Abril-Septiembre 2013 **Fecha:** 09/10/2013 **Tipo Pasantía:** Pasantia larga EP-3420

Título: Desarrollo de una Herramienta Computacional de flujo de Carga Implementado de una Plataforma G.I.S.

Nombres y Apellidos: Daniel Vitulli Ballesteros **Carnet:**02-35560 **Carrera:** Ingeniería Eléctrica 0100

CALIFICACIÓN	APROBADO X	REPROBADO
TUTOR ACADÉMICO	Firma: _____ Nombre: Paulo De Oliveira CI : 11034666	Sello del Departamento
TUTOR INDUSTRIAL	Firma: _____ Nombre: Francisco Ochoa CI : 17.148.102	Sello de la Coordinacion de Carrera
JURADO	Firma: _____ Nombre: Julio Montenegro CI: 7214530	Sello del Departamento

Artículo 15. Páragrafo Único. Reglamento de los Cursos en Cooperación: Cuando el jurado examinador considere por unanimidd que el Trabajo realizado por el pasante es **EXCEPCIONALMENTE BUENO**,lo hara constar en forma razonada en el Acta

Validación de CCT
Firma y Sello

Nota: En caso de inasistencia del Tutor Industrial, el jurado examinador quedará conformado por el Tutor Académico y Jurado, y se solicitará al estudiante la evaluación del Tutor Industrial como referencia, en este caso favor colocar 'No-Presente' en el espacio correspondiente al Tutor Industrial. En caso de que el jurado le otorgue la mención Excepcionalmente Bueno, el jurado debe firmar nuevamente en el espacio de la justificación. Este documento no puede llevar enmienda.

Sartenejas, Baruta, Edif. Comunicaciones Telf: (0212) 906.3157al 64 Apartado postal 89000, Zip Code 1080-A. www.usb.ve

RESUMEN

Las compañías eléctricas presentan normalmente múltiples problemas para acceder a la información del estado del sistema eléctrico de distribución, desde el manejo de los datos debido a la incompatibilidad entre formatos de los distintos software que utilizan hasta la accesibilidad de la fuente de datos para calcular Flujos de Carga que, en muchos casos, tienen que pasar entre departamentos aislados para poder ejecutarse. Este proyecto presenta una aplicación de analisis numérico (Flujo de Carga) con soporte geográfico, constituyéndose en una opción válida para superar los inconvenientes derivados de la asimetría en la información. Para ello se ha desarrollado una aplicación fusionando herramientas de software libre de distintos propósitos para integrar en un mismo objetivo la información básica requerida para la planeación, diseño, mantenimiento y operación de cualquier red eléctrica de distribución que cumpla con la estructura del Modelo de Datos normalizado propuesto.

De forma resumida el proyecto fue realizado bajo un lenguaje de programación de alto nivel "Python" buscando diseñar un sistema computacional de software libre que pueda obtener datos en tiempo real desde un Modelo específico actualizable, y por medio de un sistema web accesible desde cualquier computador, lograr visualizar de forma geográficamente referenciada un Flujo de Carga del circuito que se desea estudiar; esto gracias a la creación de código en formato KML (Keyhole Markup Language). Otro enfoque importante que busca el proyecto es promover el uso del software libre debido a la gran cantidad de ventajas que para una empresa este representa tanto en tiempo como en inversión de capital. El proyecto se enfoca en el desarrollo de una herramienta de carácter investigativo, que pueda servir como base para la posterior creación, o adecuación de la empresa interesada en sus requerimientos particulares y así lograr una mejora en la visión a futuro para el crecimiento y operación del servicio eléctrico prestado a los ciudadanos, y es importante recalcar que no existe actualmente en Venezuela herramientas que analicen sistemas de distribución y potencias con detalles geográficos referenciados que sean de software libre, únicamente propietarios y bajo licencias costosas para la nación.

Esta tesis se ha desarrollado en el Instituto de Energia de la Universidad Simon Bolivar (INDENE) en el contexto del Proyecto MCTI-FONACIT-PEI: Desarrollo de una Herramienta Computacional en Codigo Abierto para Estudios del Sistema Electrico de Transmision y Distribucion de Venezuela. No.2012000092

DEDICATORIA

A mi querida esposa.

A mi familia y amigos.

A mi suegra hermosa allá en el cielo.

AGRADECIMIENTOS

Es difícil escribir estas palabras y expresar el agradeciomiento a todas las personas que me ayudaron para lograr este pequeño paso. Le doy gracias a mi esposa, que siempre estuvo a mi lado en esta larga faena, apoyándome, dándome fuerzas para no renunciar aunque el camino fuera muy empinado.

Agradezco a mis padres, por todo su apoyo incondicional, su comprensión y cariño. Al Señor Gino y la Señora Martha, que han sido como unos segundos padres para mí.

A mis hermanos, que fueron columna de apoyo tanto económico como moral, muchas gracias.

A mis amigos, Kike, Dani, Jose Gregorio, Gabriela, estoy sumamente agradecido por todo lo que me han brindado alrededor de los años.

Gracias especiales a mis tutores, Francisco Ochoa y Paulo De Oliveira por su guía en la realización del proyecto, así como al ingeniero Carlos Ruiz que me llevó paso a paso por el camino correcto. Gracias de Verdad.

A una persona que tengo en el corazón y que Dios se la llevó para ser un ángel en el cielo, mi querida suegra Josefina, muchas gracias por tu apoyo, tu comprensión, tu paciencia. Mis triunfos son tuyos también.

Finalmente a todas las personas que no he nombrado y que me han ayudado.

¡Muchas Gracias!

ÍNDICE GENERAL

Índice general v

Lista de abreviaturas x

Lista de símbolos xii

Introducción.....1

Descripción de la Empresa 5

1. Capítulo 1: Marco Teórico 10

1.1. Sistema de Información Geográfico o GIS 10

1.2. KML (Keyhole Markup Language) 12

1.3. Análisis de Flujo de Carga. 14

1.3.1. Ecuaciones. 16

1.3.2. El Método Numérico de Newton-Raphson..... 17

2. Capítulo 2: Paquetes Computacionales para Estudio de Sistemas Eléctricos, Sistemas de Información Geográfica y Lenguajes de Programación..... 21

2.1. Definición de Software 21

2.1.1. Software privativo, Propietario o de Código Cerrado. 22

2.1.2. Software Libre 23

2.1.3. Programas de Software Libre para un Sistema de Información Geográfica y Cálculo de Flujos de Carga. 25

2.1.4. Programas de Software Privativo para un Sistema de Información Geográfica y Cálculo de Flujos de Carga. 28

2.2. Elección del lenguaje de programación a utilizar en el proyecto 29

2.2.1. Python..... 33

3. Capítulo 3: Aplicación de Software para el análisis del flujo de carga 34

3.1. Formato del caso de estudio en PyPower 34

3.1.1. Uso de Pypower y Funciones de Importancia de la Librería. 38

3.1.2. Función ppoption. 39

3.1.3. Función runpf..... 40

4. Capítulo 4: Aplicación del Software para Referenciar Geográficamente e Implantación Web. 42

4.1. OpenLayers. 42

4.1.1. Código Importante OpenLayers..... 43

4.2. Modelo-Vista-Controlador..... 45

4.3. Pyramid: 46

4.3.1. Uso de Pyramid para un Proyecto Base. 47
5. Capítulo 5: Metodología aplicada. 51
5.1. Reconocimiento de la Estructura de la Base de Datos 52
5.1.1. La Tabla Branch 53
5.1.2. La Tabla element_parameters: 55
5.1.3. La Tabla Node 56
5.1.4. La tabla node_capacity 57
5.1.5. Tabla circuit 57
5.1.6. Tabla circuit_factors 58
5.2. Verificación de Radialidad en las Ramas del Sistema: 59
5.3. Conversión del Tipo de Coordenadas: 61
5.4. Algoritmo de Obtención de Datos en tiempo real de la Base de Datos y Conversión de Datos para utilizar la librería Pypower y correr el Flujo de Carga. 62
5.5. Algoritmo para la creación del código en formato KML 64
5.6. Montaje del Resultado en Pyramid 65
5.6.1. Setup.py 66
5.6.2. _init_.py 66
5.6.3. Views.py 67
6. Capítulo 6: Resultados 68
6.1. Respuestas de los Circuitos 71
Conclusiones y Recomendaciones 81
Referencias bibliográficas 84
ANEXO A: Caso de Estudio 4 Barras. 86
ANEXO B: Caso de Estudio Circuito del Modelo de Datos. 87
ANEXO C: Generación del KML. 89
ANEXO D: Plantillas web y configuración archivos de Pyramid. 94
ANEXO E: Conversión de Datos del Modelo hacia PyPower. 105
ANEXO F: Kersting, Capítulo 4, Sección 4.2. 108
ANEXO G: Resultados de los Flujos de Carga, Circuitos 9001-9005. 112

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 6.1. Voltajes en p.u. y ángulos en grados del Circuito 9001. 71
Cuadro 6.2. Información de Flujos de Potencia en las Ramas del Circuito 9001. 74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ejemplo de un Sistema de Información Geográfico. 11
Figura 1.2. Ejemplo de una vista satelital ofrecida por Google Maps. 12
Figura 1.3. Datos e incógnitas según el tipo de barra 16
Figura 2.1. Paquetes de código abierto y libre para análisis de sistemas de potencia. (Milano F. , 2010) 27
Figura 2.2. Comparación de lenguajes de programación. (INDENE-USB, 2010) ..31
Figura 3.1. Usó de la Librería PyPower para el caso de estudio de 9 barras. 39
Figura 4.1. Relaciones dentro del Modelo-Vista-Controlador. 45
Figura 4.2. Interfaz de proyecto inicial en Pyramid 49
Figura 5.1. Diagrama de Flujo de la Metodología General del Proyecto. 51
Figura 5.2. Tablas que conforman la Base de Datos Normalizada. 53
Figura 5.3. Campos de la Tabla “branch”. 54
Figura 5.4. Campos de la Tabla “branch” modificados. 54
Figura 5.5. Campos de la tabla “element_parameters”. 55
Figura 5.6. Campos de la tabla “node”. 56
Figura 5.7. Campos de la tabla “node”. 57
Figura 5.8. Campos de la tabla “node_capacity”. 57
Figura 5.9. Campos de la tabla “circuit”. 58
Figura 5.10. Campos de la tabla “circuit_factors”. 58
Figura 5.11. Tablas de la Base de Datos Original. 59
Figura 5.12. Diagrama de Flujo de la Verificación de Radialidad de los Circuitos. 60
Figura 5.13. Diagrama de Flujo de la Conversión a Formato PyPower y del Flujo de Carga. 62
Figura 5.14. Diagrama de Flujo de la creación del script KML. 64
Figura 6.1. Interfaz Principal de Acceso al Sistema. 68
Figura 6.2. Resultados del Flujo de Carga bajo un mapa en OpenLayers del Circuito 9001. 69

Figura 6.3. Resultados del Flujo de Carga del Circuito 9001 entregados por PyPower. 70
Figura 6.4. Leyenda y Criterio del 66% utilizado para la interfaz del mapa. 70
Figura 6.5. Circuito 9001 Referenciado Geográficamente con resultados del Flujo de Carga. 71
Figura 6.6. Voltaje en p.u. del circuito 9001 con respecto a las barras del sistema. 73
Figura 6.7. Ángulos en grados del circuito 9001 con respecto a las barras del sistema. 73
Figura 6.8. Voltajes del circuito 9001 referenciados por coordenadas de longitud y latitud. 73
Figura 6.9. Información de nodos en el mapa. 75
Figura 6.10. Información de Ramas en el mapa. 76
Figura 6.11. Resumen del Circuito 9001 entregado por PyPower. 76

LISTA DE ABREVIATURAS

AC	Alternate Currente "Corriente Alterna"
API	Del inglés Application Programming Interface.
ASM	Lenguaje de Ensamblado.
CADAFE	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico
CORPOELEC	Corporación Eléctrica Nacional
DC	Direct Current "Corriente Directa"
EA	Análisis de estabilidad de pequeña señal
EDC	Electricidad de Caracas
EMT	Transitorio electromagnético
ENELVEN	C.A. Energía Eléctrica de Venezuela.
FONACIT	Fondo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación.
FUNINDES	Fundación de Investigación y Desarrollo de la Universidad Simón Bolívar.
GIS	Sistema de Información Geográfico
GPL	Licencia Pública General del inglés General Public License.
GUI	Interfaz Gráfica de Usuario
GRASS	Programa de manejo de información geográfico.
HTML	HyperText Markup Language "Lenguaje de Etiquetas de hipertexto"
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electricistas
KML	Del Inglés Keyhole Markup Language
InterPSS	Simulador de Sistemas de Potencia basado en tecnología de Internet
IP	Etiqueta numérica del inglés Internet Protocol.
MATLAB	Matrix Laboratory "Laboratorio de Matrices"
MCTI	Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación.
MVC	Modelo-Vista-Controlador.
OOP	Object Oriented Programming
OPF	Optimal Power Flow
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.

PEI	Programa de Entrenamiento para la Investigación.
PF	Power Flow "Flujo de carga"
PQ	Tipo de barra a la que se le conoce la potencia y reactiva consumida
PSAT	Power System Analysis Toolbox "Caja de análisis de sistemas potencia"
PV	Tipo de barra con módulo de voltaje y potencia generada y consumida conocidos
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SLACK	Barra del sistema de referencia cuyo voltaje y ángulo es conocido.
URL	Localizador de recursos uniforme del inglés uniform resource locator
SQL	Del inglés structured query language.
UTM	Sistema de Coordenadas del inglés Universal Transverse Mercator
WGS84	Sistema de Coordenadas del inglés World Geodetic System 84
XML	Del Inglés eXtensible Markup Language

LISTA DE SÍMBOLOS

%.	Porcentaje
Hz.	Hertz
θ	Angulo del voltaje
G	Conductancia
Δ	Diferencial.Puede ser de potencia activa o reactiva
Y	elemento de la matriz de admitancias o la matriz en sí según el caso
Z.	Impedancia
kA.	Kilo Amper
kV.	Kilo Voltio
km.	Kilómetros
MW	Mega Vatio
MVA.	Mega Voltio Amper
Mvar.	Mega Voltio Amper Reactivo
Ω.	Ohmio
pu.	Por Unidad
P	Potencia activa
Pd	Potencia activa demandada
Pg	Potencia activa generada
$P_{inyectada}$	Potencia activa inyectada en una barra
Q	Potencia reactiva
Qd	Potencia reactiva demandada
Qg	Potencia reactiva generada
$Q_{inyectada}$	Potencia reactiva inyectada en una barra
B	Susceptancia
X_0	Vector de partida para los procesos iterativos.
fp	Factor de Potencia
fu	Factor de Utilización.

INTRODUCCIÓN

Día a día las compañías eléctricas deben lidiar con problemas de diversas índoles que suelen colocar trabas para el correcto funcionamiento del servicio. Debido a esto, actividades como el diseño y la planificación del sistema para prever una correcta expansión del mismo, identificación de las zonas críticas de la red, e inclusive los tiempos de respuesta del trabajo de campo pueden verse afectadas y merman su eficiencia. Si aunamos a este hecho, que el manejo de los datos utilizado no es ni eficiente ni fácilmente actualizable, llegamos a un punto donde el buen uso de los sistemas computarizados toma una gran importancia.

Las empresas suelen adquirir licencias con programas que les facilite el control de todos estos aspectos, sin embargo, las mismas además de ser costosas, suelen tener limitantes a la hora de trabajar con las data, y normalmente su capacidad de personalización hacia los requerimientos particulares necesarios son pocos o inexistentes. En este orden de ideas, el software libre ofrece grandes beneficios, sin embargo, incluso en las versiones OpenSource de sistemas de control eléctrico el manejo de la data para exportación es muy limitado y prácticamente ningún software ofrece posibilidades de vincular el mundo eléctrico con el mundo real, siendo este el bastón de apoyo de este proyecto a realizar.

ANTECEDENTES

Existe una cantidad considerable de software orientado al análisis de sistemas de potencia y distribución, de hecho ha habido un auge creciente dentro de este contexto, sin embargo, la mayoría pertenece al tipo de software denominado “privativo”. Empresas como PDVSA utilizan programas como ETAP que poseen gran cantidad de módulos de cálculo pero las licencias suelen costar alrededor de $22.000. Otro Software bastante utilizado por las empresas son los de la compañía DigSilent pero como en el caso del ETAP las licencias son bastante onerosas teniendo un promedio de $15.000 c/u. Entes como CADAFE utilizan un software denominado PADEE,

pero está basado en Licencias AUTOCAD y de forma similar la EDC trabaja con los software SIMIP y SIGRED que son basados en licencias Bentley y ENELVEN con FeederAll de ABB. Hay otros programas privativos que analizan sistemas de potencia y distribución, sin embargo, muchos de los lenguajes utilizados para los mismos son considerados cerrados como es el caso del lenguaje de programación "M", licenciado por MATLAB (del inglés MATrix LABoratory). En ellos están escritos programas como el desarrollado por el profesor Federico Milano PSAT (Power System Analisys Toolbox), con el cual se pueden realizar Análisis de Cortocircuitos y Flujos de Carga. También existen herramientas OpenSource para análisis eléctricos como los es INTERPSS del cual se hablará en capítulos posteriores, sin embargo, muy pocas herramienta colocan una referencia geográfica real de los nodos a ser analizados y mostrarlos en consecuencia en un mapa ya que las herramientas para mostrar Sistemas de Información Geográficos suelen ser tratados para funciones distintas.

JUSTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Hoy día debido al tamaño y complejidad de los circuitos eléctricos es necesario el uso de algún software computacional, y con esto las empresas eléctricas se enfrentan a tener que tomar una decisión para la elección de los mismos. Normalmente las opciones de software libre son mucho más personalizables y por ende adaptables a las necesidades de las empresas pero suelen también ser incompletas o con muchos errores para datos masivos.

Por otro lado, las de software privativo suelen ser costosas y menos personalizables, aunque suelen poseer muchos más módulos de cálculo y también ser probados rigurosamente.

Sin embargo, no existe prácticamente ningún software que vincule el mundo eléctrico con el mundo real, uno donde se pueda plasmar visualmente la ubicación del mismo en un mapa, y que en consecuencia ayude a mejorar la planificación de expansión de la red a la cual se presta

servicio, o ser accesible vía web desde cualquier computador de la empresa con los permisos necesarios y por ende una mayor accesibilidad a los datos y resultados.

A fin de buscar solución a este inconveniente el INDENE (Instituto de Energía de Universidad Simón Bolívar) se plantea la elaboración de una herramienta bajo un lenguaje abierto (Python) y bajo un criterio de estandarización de la información en un Modelo de Datos que puede ser actualizable en tiempo real a futuro bajo un sistema SCADA (del inglés Supervisory Control And Data Acquisition) que cumpla con la estructura requerida. Mayor información del proyecto puede ser encontrado en la página web del Instituto (INDENE-USB, 2013).

En Venezuela es común ver que la empresa que brinda el servicio eléctrico presenta limitaciones grandes en el manejo de los datos, lo que conlleva a una escasa actualización por parte de los mismos y una gran dificultad para el uso de nuevas herramientas de trabajo por incompatibilidad entre los formatos, así como múltiples programas de licencias libre y propietario para el manejo de funciones distintas. Con la realización de este proyecto y una posible adaptación y expansión del mismo, se podrá optimizar todos los procesos de análisis y se podrá integrar en una sola herramienta las funciones normalmente asociadas por separado a varios software incompatibles entre sí.

Este proyecto pretende mostrar las virtudes de un Lenguaje de Programación como Python en la aplicación de sistemas eléctricos, incluir y proponer el software libre para aprovechar todos los beneficios que una empresa debe tener en cuenta, y adaptar en una forma sencilla lo geográfico con lo eléctrico, fomentando un complemento al diseño, planificación y operación que debe ser aprovechado en futuros emprendimientos eléctricos que sean realizados en el país.

OBJETIVO GENERAL.

El objetivo general de este trabajo es la integración de diversos módulos en software libre para la ejecución de un Flujo de Carga bajo el método del Newton-Raphson y la posterior visualización de los circuitos analizados en una plataforma web de forma geográficamente referenciada bajo un patrón de arquitectura de Modelo-Vista-Controlador.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

Algunos de los objetivos específicos de este trabajo de grado son:

- Capacitación y Adiestramiento en Python y PostgreSQL.
- Analizar los Modelos de Datos suministrado por INDENE para la identificación de los parámetros requeridos del proyecto.
- Adaptar y Relacionar los Modelos de Datos para el funcionamiento de la herramienta.
- Realizar algoritmo de búsqueda de radialidad en los Circuitos del Modelo.
- Convertir tipos de coordenadas para el uso en OpenLayers.
- Generación de Algoritmo para conversión de los datos del Modelo al formato PyPower.
- Creación de resultados en código KML.
- Capacitación en Pyramid.
- Creación de plantillas web y montaje del servidor web.

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.

La Fundación de Investigación y Desarrollo de la Universidad Simón Bolívar (FUNINDES) fue creada en 1986 para funcionar de vínculo entre los sectores privados y públicos de Venezuela y las capacidades de desarrollo de la Universidad Simón Bolívar y como ente a logrado fomentar proyectos de desarrollo en las áreas de naturaleza científica, humanística y gerencial.

La participación activa de FUNINDES ha logrado la contratación de 2000 proyectos en los últimos 5 años, lo que representan 500.000 horas hombre que han sido aprovechadas por empresas y organizaciones. Hoy día la Fundación representa la mejor opción del empresario para atender las exigencias de la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación.

Entre los objetivos de la Fundación Tenemos los siguientes (FUNINDES-USB, 2013):

1. "Evaluación, selección y control de tecnología.
2. Adaptación y asimilación de tecnologías extranjeras.
3. Sustitución de tecnología importada por otras de origen nacional.
4. Buscar, obtener y difundir información acerca de las tecnologías disponibles y de las condiciones de su comercialización y transferencia.
5. Recuperar y procurar un uso adecuado del acervo científico-tecnológico de la USB.
6. Gestionar la concepción y ejecución de planes y programas dirigidos a la actualización, el mejoramiento profesional y formación de recursos humanos.
7. Realizar labores de consultoría, asesoría, estudios e investigación aplicada en cualquier área del conocimiento que posean las distintas dependencias académicas de la USB.
8. Dictado de cursos, seminarios, talleres de perfeccionamiento, capacitación y actualización profesional en distintas áreas del conocimiento."

La estructura organizativa de la empresa viene dada por (FUNINDES-USB, 2013):

"Presidencia

Es la máxima autoridad ejecutiva y tiene a su cargo la dirección, supervisión y control de las funciones asignadas a las gerencias y demás instancias y órganos de la Fundación.

La Presidencia cuenta con cuatro unidades de Staff, las cuales se encargan de brindar apoyo a toda la Fundación en aspectos prioritarios para su funcionamiento. Estas son:

Consultoría Jurídica

Tiene como función velar por la aplicación de las normativas legales que estén relacionadas con cada uno de los actos y negocios de FUNINDES, a fin de asegurar la absoluta legalidad de la organización, en sus vinculaciones tanto internas como externas.

Coordinación de Recursos Humanos

Ejecuta los procesos concernientes a la administración de los Recursos Humanos y asesora a gerentes y supervisores en la selección, evaluación del desempeño, capacitación y desarrollo del personal a fin de asegurar las mejores condiciones de trabajo con base a la misión, visión y valores de la Fundación.

Oficina de Atención Ciudadana

Está encargada de atender todas las inquietudes de quienes interactúan con la fundación, orientándolos y ayudándolos a canalizarlas y resolverlas a la brevedad posible.

Coordinación de Gestión de Calidad

Desarrolla un sistema de gestión de calidad para asegurar y controlar los procesos y productos desarrollados por FUNINDES.

Gerencia de Planificación y Desarrollo

La Gerencia de Planificación y Desarrollo (GPD) tiene como misión, según los Estatutos de FUNINDES (cláusula décima primera

"Gestionar la vinculación entre la oferta real o potencial de las capacidades concentradas en la Universidad Simón Bolívar y la demanda de las mismas, atendiendo a las políticas y lineamientos dictados por la Universidad Simón Bolívar y dentro del alcance y objeto de la Fundación".

Para cumplir con esta misión la Gerencia de Planificación y Desarrollo cuenta con tres coordinaciones:

Coordinación de Mercadeo y Promoción

Esta coordinación realizar actividades pertinentes a la vinculación de la Universidad con su entorno. Para ello detecta las necesidades de los clientes, establece los alcances del servicio solicitado, ubica el equipo de trabajo más idóneo dentro de la USB, propicia convenios y contratos, coordina las relaciones cliente-profesor para esbozar la oferta de servicio, coordina la actualización de los canales de comunicación existentes e implementa nuevos instrumentos de promoción

Coordinación de Ofertas

Una vez culminado el proceso de mercadeo, esta coordinación prepara el ensamblaje de las ofertas de servicio de FUNINDES (proyectos, cursos y servicios de laboratorios) y asesora a las

Unidades Operativas y profesores a elaborar la propuesta que mejor satisfaga las expectativas del cliente y produzca los mejores beneficios a los objetivos tanto de la Fundación como de la Universidad Simón Bolívar.

Coordinación de Enlace con Laboratorios

Esta coordinación se encarga de articular las acciones logísticas, operativas y administrativas que facilitan la prestación de los Servicios de Laboratorio, mediante la vinculación eficiente entre la universidad, FUNINDES y el mercado, asegurando la entrega de los servicios contratados de manera oportuna y satisfactoria a los clientes

Gerencia de Operaciones

La Gerencia de Operaciones (GO) tiene como misión, según los Estatutos de FUNINDES (cláusula décima segunda)

"La gestión de políticas financieras, administrativas y de control administrativo, requerida para los fines y cumplimiento de las funciones de sus funciones

Su principal actividad es administrar eficientemente el capital humano y financiero, establecer controles correspondientes para la utilización eficiente y productiva de dichos recursos y ofrecer así un adecuado soporte a los productos de FUNINDES, asegurando la rentabilidad y satisfacción de todos sus clientes

La Gerencia de Operaciones se compone de cuatro coordinaciones:

Coordinación de Administración

Esta Coordinación tiene como misión ejecutar los procesos administrativos de la Fundación, aplicando para ello las normas y procedimientos establecidos por la organización y velando por el

cumplimiento de las regulaciones gubernamentales y la legislación tributaria, a fin de asegurar el uso y aprovechamiento óptimo de los recursos.

Coordinación de Contabilidad

Esta Coordinación tiene a su cargo la responsabilidad de crear y mantener los registros contables de las transacciones financieras de la Fundación de tal manera que se facilite la elaboración de los estados financieros, de acuerdo con las normas contables y los parámetros del sistema de información establecidos

Coordinación de Seguimiento Ejecutivo

Esta Coordinación es el pilar fundamental en el control del buen desarrollo del proyecto, desde la contratación hasta la entrega de los productos previstos, asegurando para ello los requerimientos logísticos administrativos, el cumplimiento de los tiempos estipulados, el control de los ingresos y egresos de acuerdo con lo presupuestado y facilitando la relación armónica y productiva entre los profesores de la USB y los clientes.

Coordinación de Servicios Generales

La Coordinación Servicios Generales tiene como misión primordial formular e implementar las estrategias y el sistema de información que soporten la operación de todos los procesos de FUNINDES, así como asegurar la prestación de servicios de apoyo logístico y servicios generales que satisfagan los requerimientos de clientes internos y externos.

Coordinación de Informática

Se encarga de articular acciones que garanticen el funcionamiento de redes sistemas y equipos de tecnología de información, con el objetivo de proveer una infraestructura tecnológica acorde con las necesidades de FUNINDES, de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos de manera eficaz y eficiente.

CAPÍTULO 1
MARCO TEÓRICO

Uno de los problemas que las compañías eléctricas deben enfrentar para el análisis, planificación y desarrollo de la red, es el manejo de los datos para calcular Flujos de Carga. Para lograr un resultado más confiable deben tener información actualizada, estandarizada para su software particular y accesible por todo el grupo de trabajo. Sin embargo, dichas premisas no siempre suelen cumplirse y especialmente en el caso particular de Venezuela con la creación de la Corporación Eléctrica Nacional (**CORPOELEC**), donde diversas empresas se fusionaron y con ellas sus datos, la adecuación de los diversos formatos, confiabilidad de la data e implantación de la misma para manejo de Flujos de Carga se han visto dramáticamente afectados. Aunado a esto, también existe una separación importante del mundo eléctrico y el real, ya que el software utilizado comúnmente en sistemas de información geográfica son usados con otros fines distintos a ver los flujos de potencia y condiciones de la red.

La idea de este proyecto es la de unir el mundo eléctrico y el mundo geográfico, buscando obtener una aplicación donde exista un modelo de datos estandarizado y actualizable en tiempo real, de una accesibilidad mejorada vía web pudiendo ser aplicable a cualquier parte del mundo, y donde se logre la integración visual del circuito con un mapa de coordenadas.

1.1. Sistema de Información Geográfico o GIS

De sus siglas en inglés Geographic Information System, son un conjunto estructurado de unidades que contribuyen ordenadamente a manipular, analizar, capturar, almacenar y desplegar la información geográficamente referenciada y su principal objetivo es la ayudar a la resolución de problemas de gestión geográfica y planificación. Con dichos sistemas los usuarios tienen la

capacidad de generar consultas donde los resultados son mostrados de forma dinámica. Sus temas de aplicación son múltiples: Marketing, Planificación Urbana, Logística, Arqueología, Investigaciones Científicas, Análisis Estadístico de diversas índoles, hasta para evaluaciones de impactos ambientales o desastres naturales. Un ejemplo de estos sistemas puede observarse en la Figura 1.1.

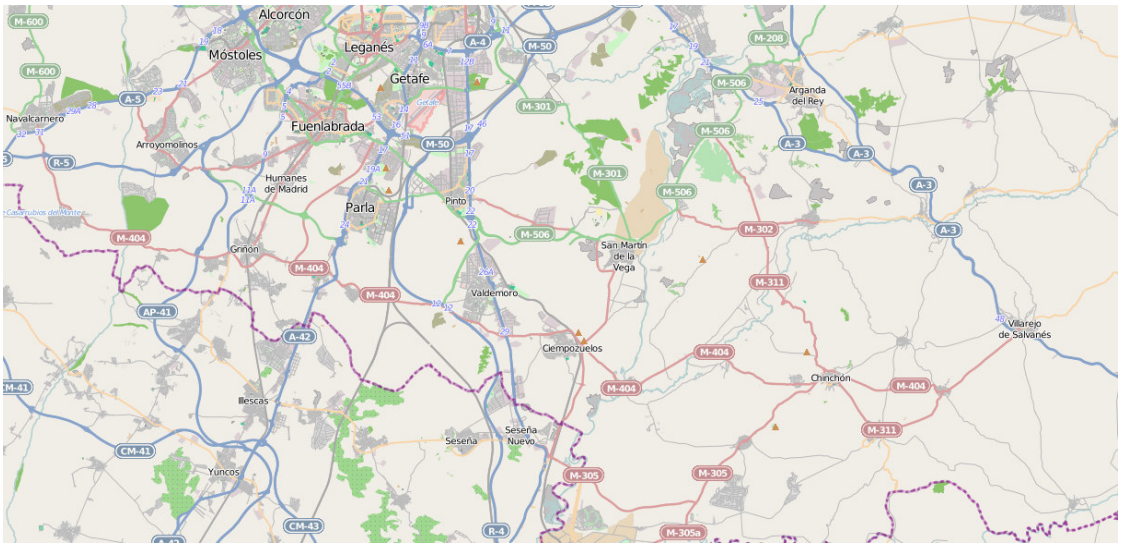


Figura 1.1. Ejemplo de un Sistema de Información Geográfico.

Debido a esto se han realizado avances en el desarrollo de software por medio de la Geomática utilizando tecnologías GIS como herramienta. La Geomática puede ser definida (Ruiz C.,2012) de la siguiente forma: "es un término científico moderno que hace referencia a un conjunto de ciencias en las cuales se integran los medios para la captura, tratamiento, análisis, interpretación, difusión y almacenamiento de información geográfica. Este término, nacido en Canadá, ya es parte de las normas de estandarización ISO", y corresponde a la fusión del prefijo proveniente del griego "Geo" que significa "Tierra" con informática.

En los últimos años la cartografía dirigida a entornos web ha aumentado vertiginosamente con el desarrollo del internet y las redes de comunicación, haciendo accesible a usuarios una cantidad enorme de información y posibilidades de edición de la misma con aplicaciones como Google

Maps u OpenStreetMap. Por lo general, se ofrecen al público imágenes aéreas satelitales o de callejones que facilitan la ubicación geográfica de calles, instituciones, hoteles o cualquier elemento como los mostrados en la Figura 1.2. Existen muchos fuentes de datos desde donde estos software pueden cargar los raster o elementos vectoriales, y uno de ellos estandarizado y creado por Google, lleva las siglas KML (del inglés Keyhole Markup Language) el cual fue elegido para la realización del proyecto.

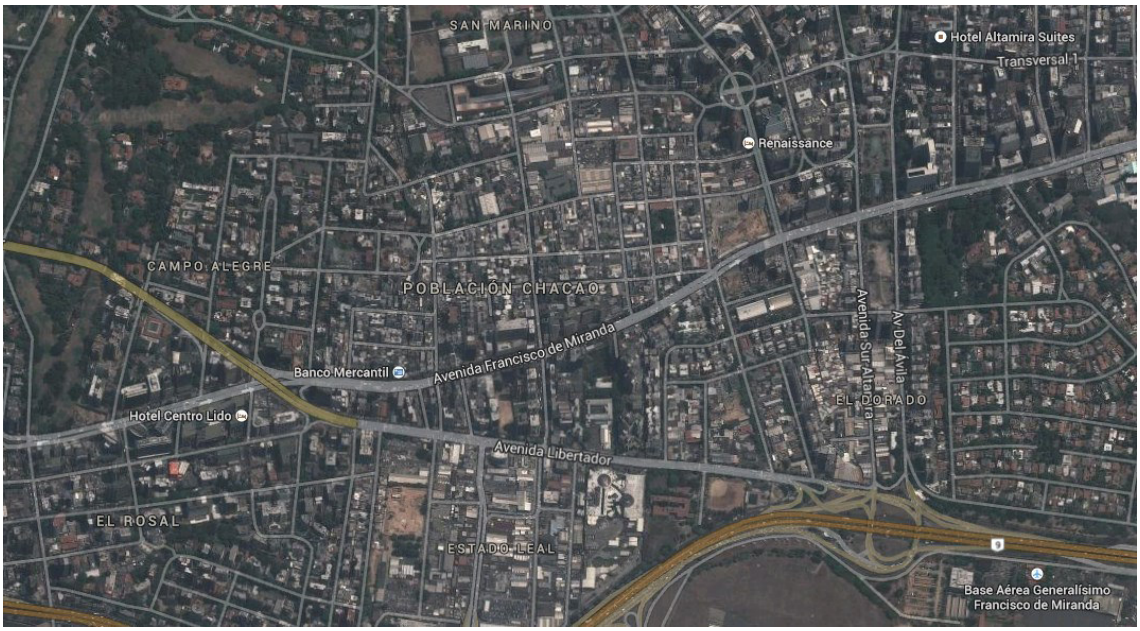


Figura 1.2. Ejemplo de una vista satelital ofrecida por Google Maps.

1.2. KML (Keyhole Markup Language)

Es un lenguaje que codifica los documentos con etiquetas anidadas, basada en XML, donde se pueden representar información geográfica tanto para 2 ó 3 Dimensiones. Los Ficheros KML muestran información de una característica de objeto, como lo puede ser una línea, un punto y en su forma más básica poseen etiquetas que identifican un nombre o título, una descripción del objeto y unas coordenadas o par de coordenadas asociadas al mismo. Una estructura de ejemplo se muestra a continuación:

<Placemark>

```
    <name>Oviedo</name>
    <description>Ciudad de Oviedo, capital de Asturias</description>
    <Point>
        <coordinates>-5.843868,43.360758,0</coordinates>
    </Point>
</Placemark>
```

La etiqueta “Placemark” hace referencia a un punto del mapa o forma, una marca de lugar o referencia. Cada etiqueta posee una entrada y una llegada, que delimita el contenido asociada a la misma y se precede con el símbolo “/”. El contenido de la etiqueta “name”,”description” y “Point”, se encuentran dentro de la información relacionada a la etiqueta “Placemark”, y a su vez estas etiquetas pueden poseer de contenido otras etiquetas anidadas. Esto trae como consecuencia una estructura de fácil lectura e interpretación para contenido web.

La etiqueta “name”, posee el título del punto, “description”, la información descriptiva relacionada al mismo y dentro de la etiqueta “Point”, se apunta otra de nombre “coordinates” que almacena la información del punto bajo el sistema de coordenadas WGS84 del que se hablará posteriormente.

Para el tratamiento de Líneas se incluye dentro del “Placemark” la etiqueta “LineString” y se incluyen las coordenadas donde se desea llevar las líneas del mapa separadas por comas, ejemplo de esto es mostrado a continuación:

```
<LineString>
<coordinates>
        -66.60291478, 10.45270181 , 0 -66.60240721 , 10.45221904 , 0
</coordinates>
</LineString>
```

Donde el valor “0” que acompaña a cada par de coordenadas indica la altura del suelo que se desea dibujar la línea.

1.3. Análisis de Flujo de Carga.

El correcto funcionamiento del sistema eléctrico es vital para que todos los elementos que hacen uso del mismo funcionen correctamente, para ello es imprescindible tener un control sobre el estado de la red, garantizar un servicio que sea confiable e ininterrumpido, donde dichos valores de estado se mantengan lo más parecidos a la referencia deseable. Los estudios de flujo de carga son de gran importancia para ese control, además si se espera una expansión del sistema eléctrico éstos nos sirven como indicadores de dónde hay que atacar los problemas, es decir, es un arma que nos permite planear y diseñar las modificaciones al sistema (Stevenson, W., & Grainger, J., 1996).

Antes del año 1940, los sistemas eléctricos poseían pocas interconexiones, en consecuencia solían ser típicamente de topología radial y debido a esto el análisis de los mismos no necesitaban de herramientas complicadas de cálculo. Sin embargo, a medida que se fueron conociendo las ventajas de crear sistemas mallados, y las interconexiones crecían, los cálculos referidos a los sistemas en estudio crecieron en complejidad. Como golpe de suerte, este crecimiento coincidió con el advenimiento de las computadoras digitales, y en 1947 se hace mención por primera vez en el artículo "Machine computations of power network performance", AIEE Transactions, vol. 66, (Dunstan, 1947), de la relación entre una computadora y análisis de flujos de potencia. Gracias a esos avances, hoy día disponemos de documentación suficiente y potencial de hardware para atacar problemas con topologías de red complejas y de gran envergadura.

En líneas generales, el propósito principal de un flujo de carga es conseguir el estado de una red, dígase como estado, los valores de voltaje nodales con su respectivo ángulo, y en consecuencia todos los flujos de potencia en la red dado unos niveles de demanda y generación conocidos.

Para resolver un problema de flujo de carga es necesario establecer las ecuaciones de balance de potencias tanto activas como reactivas en la mayoría de los nodos que así sean posible. Esto es

posible ya que la topología de la red no varía, y los flujos de potencia vienen fuertemente vinculados a los valores de generación y demanda que en cada nodo del circuito se presente. Los nodos del sistema podemos clasificarlos en alguno de los siguientes tipos (Stevenson, W., & Grainger, J., 1996):

Nodos de Carga o Barras PQ: Son aquellos nodos donde se sirve suplir una carga directamente conectada, y los valores de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q), son conocidos y constantes para cada momento de estudio e independientes del valor de voltaje de la barra (ya que los valores de tensión normalmente son regulados por los cambiadores de toma de los transformadores cercanos a la misma).

Barras de Voltaje Controlado o Barras PV: En este tipo de barra el voltaje es controlado y por ende conocido. Esto refiere al tipo de barra donde existe generación colocada y puede existir o no carga asociada. El voltaje en los terminales es regulado automáticamente con el RAV, y la potencia controlada a través del gobernador de velocidad.

Barra de Compensación o Barra SLACK: Este tipo de barra presenta una modelación como fuente de voltaje independiente. En los sistemas de potencia en corriente AC, se suele definir un ángulo de referencia normalmente asociado a algún generador del sistema que sea robusto y que las alteraciones que pudieran presentarse que pongan en riesgo la estabilidad afecten en poca proporción al mismo. A partir de aquí todos los ángulos del sistema se miden con respecto al de la barra de este generador en particular. Así que para este tipo de barra se conocen los datos de voltaje y ángulo, más no de potencia, incluso tenga su correspondiente gobernador de velocidad, este dato queda asignado por el resultado de un balance de potencias del sistema una vez corrido el flujo de carga.

Lo dicho anteriormente queda resumido (Delgado S. ,2013) en la Figura 1.3.

Tipo de barra	Datos	Incógnitas
Barras PQ	Potencia activa y reactiva demandada: Pd y Qd, cero si no existe ni carga ni generación.	Voltaje con modulo y ángulo: |V| y θ
Barras PV	Potencia activa generada y demandada (en caso de haber carga) y modulo del voltaje en terminales: Pg, Pd y |V|	Potencia reactiva generada y ángulo del voltaje: Qg y θ
Barras Slack	Voltaje en modulo y ángulo: |V| y θ	Flujo de potencia activa y reactiva generada: Pg y Qg

Figura 0.3. Datos e incógnitas según el tipo de barra (Delgado S., 2012)

Adicional es necesario conocer completamente la topología de la red, para el caso particular de este proyecto las líneas de transmisión son tratadas como líneas cortas y se desprecian las Admitancias Shunt del sistema ya que obviarlas comúnmente da márgenes de error aproximados a 0.0001. Los valores son representados normalmente en por unidad y la unidad para los ángulos será en grados.

1.3.1. Ecuaciones.

Inicialmente es necesario realizar un balance de potencia en todos los nodos de la red, es decir, necesitamos verificar que en un nodo si existe flujo de potencia generado (pudiera ser cero) y existe flujo de potencia demandado (pudiera ser cero), la diferencia entre ambos debe ser igual a la potencia inyectada hacia el sistema, esto debe realizarse tanto para potencia activa como reactiva, nodo por nodo. Visto en forma de ecuación podemos expresarlo de la siguiente forma:

$$\Delta P_i = P_{gi} - P_{di} - P_{inyectadai} \qquad (1.1)$$

$$\Delta Q_i = Q_{gi} - Q_{di} - Q_{inyectadai} \qquad (1.2)$$

En las ecuaciones anteriores se describe un balance de potencia por nodo donde el subíndice "i" indica el número de barra en estudio y P_g, P_d y $P_{inyectada}$ son la potencia activa generada,

demandada e inyectada respectivamente. Para que se cumpla el balance de potencia los términos ΔP_i y ΔQ_i deben ser iguales a cero, entonces el problema se resume a resolver la expresión de las Potencias Inyectadas, dadas por las siguientes ecuaciones descritas por Milano en la sección "Classical Power Flow Equations" (Milano F. , 2010):

$$P_{inyectadai} = V_i^2 G_{ii} + \sum_{k=1,k\neq i}^{n} V_i V_k [G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}] \quad (1.3)$$

$$Q_{inyectadai} = -V_i^2 B_{ii} + \sum_{k=1,k\neq i}^{n} V_i V_k [G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik}] \quad (1.4)$$

θ_{ik} se refiere a la diferencia de ángulo entre las barras (ik) del sistema y G_{ik} y B_{ik} la Conductancia y Susceptancia sacadas de la Matriz de Inductancias de la red. Como G_{ik} y B_{ik} son conocidas ya que la estructura de la red es parte de los datos que se tienen del problema, quedarían como incógnitas los valores de Voltaje, Ángulo y Potencias Activas y Reactivas inyectadas por cada nodo del sistema.

1.3.2. El Método Numérico de Newton-Raphson.

Para resolver las ecuaciones de balance de potencias activa y reactiva, nos encontramos con el escenario que las expresiones resultantes son no lineales, dónde existe una dependencia entre el ángulo y el módulo del voltaje por cada nodo del sistema y que representan lo que se conoce como una ecuación transcendente (García, M., 2009) donde la solución de las mismas no pueden llegarse por métodos únicamente algebraicos, por esta razón se utiliza lo comúnmente denominado "Métodos Numéricos" que son procedimientos iterativos , donde destaca la Resolución de Newton-Raphson por la exactitud de los resultados. Dicho método con el avance de la computación y el poder de procesamiento mejorado que ha sido tendencia en estos últimos años, nos permite resolver redes eléctricas de gran envergadura, como los utilizados por las compañías eléctricas en los Sistemas Interconectados cosa que era para la década de los años 70

fuera de alcance. Según (Milano F., 2010), éste método numérico posee la ventaja que los tiempos de ejecución son menores a costa de un exponencial aumento en los recursos de procesamiento, y cómo en el caso particular de este proyecto las redes eléctricas son tomados de un Modelo de Datos donde los circuitos son dinámicos y de tamaños considerables y la Librería PyPower nos facilita la opción a usar dicho método, se ha tomado como referencia para ser utilizado.

Según Stevenson en la sección 9.3 (Stevenson, W., & Grainger, J., 1996), este método tiene como base la expansión de series de Taylor. Las series de Taylor nos indican que para una ecuación T(x) se puede expresar de la siguiente forma:

$$T(x) \cong T(x_0) + \frac{\partial T}{\partial x}\Big|_{x_o} (x - x_0) + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 T}{\partial x^2}\Big|_{x_0} (x - x_0)^2 + \cdots \quad (1.5)$$

Para simplicidad se pueden despreciar los términos de derivada con orden superior a 1:

$$T(x) \cong T(x_0) + \frac{\partial T}{\partial x}\Big|_{x_o} (x - x_0) \quad (1.6)$$

Si igualamos a cero la expresión anterior y despejamos la variable x, obtenemos:

$$x = x_0 - [J(x_0)]^{-1} T(x_0) \quad (1.7)$$

En la expresión 1.7 la Matriz J, se denomina “Matriz Jacobiana” y posee las derivadas parciales de la ecuación, además es dependiente de un valor x_o que definimos para el cálculo como un valor inicial que se encuentre cercano a la variable solución. Para el cálculo de Flujos de

Carga, se suele trabajar con información en por unidad, y una vez definidas las bases del sistema se suelen tener valores de voltaje cercanos a 1 y ángulos cercanos a una referencia puesta en 0 grados (que es exactamente el valor de los datos conocidos en el nodo Slack del circuito). Por ende éste es el valor por defecto utilizado en la mayoría de los casos para el vector de arranque $\bar{x}$ aunque no implica que sea la solución más óptima de partida. Por otro lado, la función $T(\bar{x})$ queda definida como un vector con todas las ecuaciones de balance de potencia tanto activas como reactivas de circuito.

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} \theta_i \\ \theta_j \\ \theta_k \\ \dots \\ V_i \\ V_k \end{bmatrix} \qquad T(\bar{x}) = \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta P_j \\ \Delta P_k \\ \dots \\ \Delta Q_i \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} \tag{1.8}$$

El Newton Raphson como método numérico es iterativo, la idea principal es partir de un valor inicial, realizar el método y comparar el resultado final tomando en cuenta un valor de tolerancia. Luego si no es cumplida, el vector de valores iniciales de la nueva iteración será el final de la iteración anterior, así sucesivamente, hasta que se cumpla la tolerancia exigida, esto es representado de la siguiente forma:

$$|T(x)| < \delta \tag{1.9}$$

Donde δ típicamente presenta valores que rondan los $1x10^{-6}$ y $1x10^{-8}$. Para nuestro proyecto fue elegido un $\delta = 1x10^{-6}$

En la época de los años 70, la elaboración de la matriz Jacobiana (J) para redes de gran tamaño e interconexiones era considerada un gran problema, ya que la sección que más recursos computacionales de cálculo representa del método es esta. Esto es debido a que dependiendo de cada tipo de barra dado por la topología de la red se insertan ecuaciones de balance e incógnitas

al tamaño de la matriz. En el caso de las barras PQ se insertan 2 ecuaciones de balance (representadas por potencia reactiva y activa inyectadas) y 2 incógnitas (representadas por el valor del módulo del Voltaje y ángulo del nodo), para el caso de barras PV es insertado 1 ecuación de balance y 1 incógnita. Por último se crea el Jacobiano por derivar las ecuaciones con respecto a todas las variables del sistema. La expresión queda reflejada en la ecuación 1.10 a continuación:

$$J(\bar{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_k} & \cdots & \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_i} & \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_k} \\ \frac{\partial \Delta P_j}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \Delta P_j}{\partial \theta_j} & \frac{\partial \Delta P_j}{\partial \theta_k} & \cdots & \frac{\partial \Delta P_j}{\partial V_i} & \frac{\partial \Delta P_j}{\partial V_k} \\ \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_j} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_k} & \cdots & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_i} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V_k} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_k} & \cdots & \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} & \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_k} \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_j} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_k} & \cdots & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_i} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V_k} \end{bmatrix} \quad (1.10)$$

CAPÍTULO 2

PAQUETES COMPUTACIONALES PARA ESTUDIO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS, SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA Y LENGUAJES DE PROGRAMACIÓN

El crecimiento constante de los sistemas eléctricos ha creado la necesidad de mejorar los procesos de cálculo para las empresas encargadas y así tener el mayor control posible sobre la red eléctrica, tanto para conocer el estado de la red como para una mejor percepción geográfica del mismo, en consecuencia han aparecido en el mercado una serie de software tanto de carácter libre como privado para atacar este problema. En este capítulo se mostraran herramientas computacionales dedicadas a este fin, sin embargo, es menester definir los conceptos básicos de software tanto privado como libre; así como sus ventajas, desventajas y características primordiales.

2.1. Definición de Software

Una de las definiciones más formales las ofrece la IEEE en el estándar 729: "la suma total de los programas de cómputo, procedimientos, reglas, documentación y datos asociados que forman parte de las operaciones de un sistema de cómputo" (IEEE Std., 1993). Tomando este enunciado como base entendemos que no sólo se refiere al código fuente destinado a ejecutar un procedimiento, sino que es todo el equipamiento lógico o programática asociada a un hardware específico.

2.1.1. Software privativo, Propietario o de Código Cerrado.

Esta clase de software es caracterizado por ser cualquier programa informático donde el cliente o usuario tiene restricciones a la hora de utilizarlo, modificarlo o redistribuirlo; cuyo código fuente tiene limitaciones de acceso al mismo. El término propietario, privativo, privado, no libre, con propietario, semilibre o de código cerrado suelen usarse para referirse básicamente al mismo tipo de software.

Usar software privativo suele tener una serie de ventajas con respecto al libre, entre ellas las más notables son (Culebro, M. & Gómez, W. & Torres, S., 2006):

Control de Calidad: Es común que la compañía que desarrolla el software privado tenga un departamento que se encargue específicamente de realizar pruebas directas sobre el mismo, buscando eliminar así la mayor cantidad de bugs para el usuario final.

Recursos a la investigación y Personal Altamente Capacitado: Las compañías suelen contratar programadores de muy alto nivel así como la inversión de recursos a investigar cuál es la tendencia del uso del mismo.

Adaptación del usuario: Normalmente la curva de aprendizaje asociada al uso del producto es mucho más sencilla que la del software libre, esto está relacionado directamente con la cantidad de usuarios que lo utilizan

Software de aplicación muy particular: Existen software que son diseñados para labores muy específicas, y normalmente el usuario que lo utiliza no encuentra reemplazo en distribución de software libre.

Campo de Expansión: Hay compañías de software que ofrecen paquetes con descuento para promocionar su herramienta a Universidades o Socios Comerciales. Esto genera una amplia difusión del mismo.

Variedad de Software: En el caso particular de los sistemas operativos privativos, suelen tener una mayor cantidad de software para su plataforma que para su contraparte libre.

Entre las desventajas del software privativo se encuentran:

Código Fuente Secreto: Las compañías suelen proteger su código con recelo, y debido a ello no es posible modificarlo para buscar solucionar problemas con el mismo como resultados errados, o mal funcionamiento en general. Es necesario esperar que la propia compañía busque solucionar el problema con una actualización o parche.

Cursos de Aprendizaje Costosos: Es habitual que los cursos de aprendizaje de los mismos presenten costos elevados.

Imposibilidad de Compartir e Ilegalidad de Copias: Para realizar estas acciones es necesario adquirir las licencias exigidas por la compañía distribuidora.

2.1.2. Software Libre

Este tipo de software a diferencia del privativo, puede ser distribuido, modificado, copiado o usado por cualquier persona o ente jurídico. Es importante no confundir el software gratuito con el software libre, ya que no solamente se trata de una cuestión de precios, sino de la libertad en el uso (Stallman, 2004). Para ello se puede clasificar el software libre en cuatro grupos de libertad:

- **Libertad 0:** Este permite usar el programa para cualquier propósito

- **Libertad 1:** Acceso al código fuente que te permite estudiar el funcionamiento y adaptarlo a las necesidades particulares deseadas.
- **Libertad 2:** Potestad para redistribuir copias de la herramienta
- **Libertad 3:** Acceso al código fuente para mejorarlo y así publicarlo para el bien de toda la comunidad.

Debido a esto cuando nos referimos a software libre, debemos en lo posible evitar el uso de términos como gratuito o de regalo, ya que los mismos tergiversan el hecho de se trata de un tema de libertad de uso.

Entre las ventajas que presentan el software libre podemos indicar:

- **Bajo Costo de Adquisición y Libre Uso:** Los software Libres suelen tener entre sus características ser de libre licencia y distribución. En algunos casos la persona o empresa puede cancelar un servicio o soporte técnico, sin embargo la herramienta no presenta costo asociado a la adquisición del mismo. Las empresas grandes o el Gobierno puede verse beneficiados por el ahorro asociado a la implantación de la herramienta a nivel macro con respecto al costo de las licencias privativas.
-
- **Requisitos de Hardware menores en comparación con el software de uso privado:** Ya que el software puede ser modificado, se pueden generar versiones donde los requisitos sean menores para su implementación; por ejemplo, los sistemas Linux asociados a servidores pueden ser manejados sin interfaz gráfica, por ende una reducción de requisitos de hardware asociados.
-
- **Adaptación del Software:** El software libre permite al usuario personalizar a su gusto y necesidad la herramienta, ya que se permite el acceso al código fuente.

- Si hablamos de las desventajas del software libre podemos referirnos a:
-
- **Proceso de aprendizaje más lento:** Normalmente las personas que necesitan aprender a usar software libre y ya han usado software propietario previamente, tendrán una curva de aprendizaje mayor. Tomando en cuenta las estadísticas mundiales del uso de software libre este caso es mucho más común de lo pensado.
-
- **El software libre no tiene garantía directa del autor:** A diferencia del software propietario donde la compañía se hace responsable de la herramienta, en las licencias libres no aplica de la misma forma.
-
- **GUI menos agradables:** Las interfaces gráficas de usuario y multimedia suelen ser menos compatibles y amigables al cliente.
-
- **El usuario debe tener nociones de programación:** La administración del sistema en muchas ocasiones recae en programar scripts para automatizar tareas.
-
- **La cantidad de distribuciones pueden ocasionar confusión:** Debido a la libertad que ofrece el software libre, una consecuencia directa es la cantidad de distribuciones de la misma. En ciertos casos esto puede ser visto de forma positiva, sin embargo, para muchos usuarios esto puede crear confusiones a la hora de elegir el producto deseado.

2.1.3. Programas de Software Libre para un Sistema de Información Geográfica y Cálculo de Flujos de Carga.

Como se indicó anteriormente, las empresas eléctricas se han visto obligadas para mantener un correcto control sobre el estado del sistema a utilizar cierto software que les permitan de forma eficiente correr flujos de carga, realizar estudios de cortocircuito, entre otras actividades. De igual forma, poseer un criterio de referencia geográfica de la red, mejora la percepción del problema y comunicación entre el departamento encargado del análisis y el del trabajo de campo. A continuación se hará referencia a ciertos programas de software libre que contribuyen para tal fin y una breve descripción de algunos de ellos.

Según (Milano F. , 2010) existen varios paquetes de código abierto y libre que permiten el análisis de sistemas de potencia. En la Figura 2.1 veremos una lista de ellos dónde las casillas de verificación corresponden al tipo de análisis que el mismo puede realizar, y las columnas son las iniciales del nombre en inglés de la característica del cálculo o de aspectos estéticos asociados:

- PF: Flujo de carga convencional.
- CPF: Continuación de flujo de carga y/o análisis de estabilidad de voltaje.
- OPF: Flujo de carga óptimo.
- EA: Análisis de estabilidad de pequeña señal.
- TDS: Simulaciones en el dominio del tiempo para análisis de estabilidad transitoria.
- EMT: Transitorio electromagnético.
- GUI: Interfaz de Usuario Gráfica.
- CAD: Editor de Diagrama Unifilar asistido por Ordenador.

Package	Language	PF	CPF	OPF	EA	TDS	EMT	GUI	CAD
AMES	Java	✓		✓					
EST	Matlab	✓			✓	✓			✓
InterPSS	Java	✓				✓		✓	✓
MatDyn	Matlab	✓				✓			
MatEMTP	Matlab					✓	✓	✓	✓
Matpower	Matlab	✓		✓					
ObjectStab	Modelica	✓			✓	✓		✓	✓
OpenDSS	Delphi	✓				✓		✓	✓
PAT	Matlab	✓			✓	✓			✓
PSAT	Matlab, Octave	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
PST	Matlab	✓	✓		✓	✓			
Pylon	Python	✓		✓				✓	✓
UWPFLOW	C	✓	✓						
VST	Matlab	✓	✓		✓	✓		✓	

Figura 2.1. Paquetes de código abierto y libre para análisis de sistemas de potencia. (Milano F. , 2010)

InterPSS: InterPSS es un proyecto de software libre que permite realizar múltiples tareas eléctricas, todas ellas destinadas a mejorar el diseño, análisis, diagnóstico y operación de los sistemas eléctricos. Su núcleo está programado en lenguaje Java, y funciona tanto para sistemas en Microsoft Windows como en Linux.

MatPower: Es un Paquete de Matlab que permite realizar Flujos de Carga y Flujos de Carga Óptimos. Fue Desarrollado como parte de un proyecto de nombre PowerWeb. Los desarrolladores pretenden que la librería sea dirigida a Educadores e Investigadores como herramienta de simulación con opción a modificaciones para sus necesidades.

Quantum GIS: Es un Sistema de Información Geográfica de software libre Multiplataforma (Funciona bajo ambientes Windows, Linux y MacOS) que permite el manejo de formatos vectoriales, extensiones espaciales de PostgreSQL y archivos Raster. Fue programado en C++ y

usa para su GUI (Interfaz Gráfica de Usuario) una biblioteca de QT. Una de las potentes funcionalidades del programa está en permitir plugins tanto de C++ como de Python.

GRASS: Como el Quantum GIS, el sistema GRASS es un software GIS, bajo licencia GPL (software libre), es multiplataforma y puede manejar tanto Raster como Vectorial. Inicialmente fue desarrollado por el Laboratorio de Investigación de Ingeniería de la Construcción del Ejército de los Estados Unidos (USA-CERL).

2.1.4. Programas de Software Privativo para un Sistema de Información Geográfica y Cálculo de Flujos de Carga.

En el ámbito de programas con licencia de propietario para el cálculo eléctrico y GIS tenemos los siguientes (Ochoa F., 2013):

"**•AGORA - Advanced Grid Observation Reliable Algorithms - http://www.elequant.com/products/agora/:** Softwareque permitea la industriade energía eléctricagestionarlas redes de energíay restaurarel poder después deapagones.

• **AMTECH Power Software - http://www.amtech-power.com/**: Software de Diseño yverificación para sistemas de altay baja tensiónde distribución.NormasIECyNECCovers, coordinación de los dispositivosde protección.

• **IPSA Power Ltd Power System Analysis Software - http://www.ipsa-power.com**: Software para eldiseño, operación yplanificaciónde la generacióneléctrica, los sistemas de transmisión y distribución.

• **Electranix Corporation - http://www.electranix.com**: PSCAD esuna plataformapara la creación desimulaciones deenergía eléctrica ysistemas electrónicos de potencia, controlesyprotecciones.

• **Fractal Power Engineering Software - http://www.fractal.hr/index_en.htm**: El desarrollode energíade ingeniería de software, flujo de cargay análisisde corto circuito, con una interfazgráfica de usuario.

• **Powerex - http://powerex.150m.com**: Softwarede distribución de energía, flujo de cargay los estudiosde corto circuito.

• **Operation Technology, Inc. - http://www.etap.com:**Los diseñadores y desarrolladoresdeETAPPowerStation, software para el análisisy diseño desistemas yPSMSde energía eléctrica, sistema de administración de energíaen tiempo real.

• **PLECS - Power Electronics Modelling - http://www.plexim.com:** Simulación decircuitos eléctricosen el entornoMATLAB/Simulink. Está especialmentediseñado parasistemas de transmisiónelectrónica de potenciay sistemas de unidades

•**Distribution Networks Real Time Restoration - http://digilander.libero.it/stockbroker/adiscon.html**: Softwarepara la restauracióndel motoren tiempo realy la reconfiguraciónde las redesde distribución eléctricaa gran escala. ”

DbMAP 3D Suite: Es una Suite Profesional de diseño, creación y publicación geográfica el cual permite visualizar vía web campos vectoriales o geometrías almacenadas en Oracle Spatial and Locator o alguna otra Base de Datos Relacional. Es multiplataforma y un software de licencia propietaria por ABACO Group.

GeoStratum: GeoStratum es un Sistema de información Geográfico que utiliza un visor cartográfico para mostrar información geofererenciada. La idea principal del producto es poder añadir capas de información propias de un tema o negocio específico como lo pueden ser infraestructuras de suministros eléctricos, planes urbanísticos, líneas de transporte, etc.

2.2. Elección del lenguaje de programación a utilizar en el proyecto

Aunque existen varios software tipo libre que pudiéramos utilizar para el análisis de sistemas de potencia, el alcance de este proyecto va dirigido a elaborar de forma muy específica y con una estructura Modelo-Vista-Controlador (que tocaremos en temas posteriores), un software que

permita con la estructura de datos existente, correr flujos de Carga y Mostrarlos en la Web referenciado geográficamente. Por esta razón es necesario elegir un lenguaje de programación que permita unificar ambos conceptos. Pero la elección de dicho lenguaje posee varios puntos a tomar en cuenta, según (Silvana, 2013), tenemos los siguientes:

1. **Nivel del lenguaje:** este punto se refiere al hecho de que a medida que los lenguajes de programación se alejan del lenguaje nativo de la máquina, suelen ser más didácticos y entendibles, pero al mismo tiempo se observan otras desventajas. Mientras el lenguaje sea de más bajo nivel, más se parecerá al lenguaje nativo, como es el caso del lenguaje ensamblador o ASM (del inglés assembly language), por lo que su ejecución es más directa. En general todos los niveles de lenguaje presentan pros y contras, en el próximo punto nos referiremos a unos de ellos.

2. **Rapidez:** Se pueden considerar 3 aspectos, y se pueden clasificar de la siguiente forma:

   - **Rapidez de corrida:** este punto, depende entre otras cosas a la calidad de los algoritmos y la eficiencia del código utilizado, la capacidad del hardware donde se está corriendo el programa y el nivel de lenguaje asociado al mismo.

   - **Rapidez de compilación:** los programas son traducidos a un lenguaje que la máquina logra entender, el tiempo en el cual se logra esto es el que definimos como rapidez de compilación.

   - **Rapidez de escritura del programa:** en este punto se tienen en cuenta dos aspectos, primero, el nivel del lenguaje, ya que existen lenguajes de programación donde es mucho más engorroso a nivel de número de líneas y abstracción de las mismas que otros, ejemplo claro de esto es el

lenguaje ensamblador con respecto por ejemplo a python. Como segundo punto importante también tenemos la experiencia que el programador posea, ya que hay múltiples formas de hacer lo mismo, unas que implican más líneas de código que otras.

3. **Popularidad:** mientras más popular sea un lenguaje de programación, mayor es la posibilidad de encontrar documentación acerca de la misa, soluciones de bugs, librerías, posibilidades de volverse multiplataforma o la propia continuidad del mismo con el tiempo.

4. **Disponibilidad de librerías:** este punto es muy importante, y es uno del que basamos la elección del lenguaje usado para este proyecto. Las librerías son paquetes que poseen una función específica y normalmente buscan facilitar y aumentar la eficiencia el uso del lenguaje al no exigir programar la función buscada, sino simplemente usarla con la menor cantidad de líneas de código.

En el anexo 14 de (INDENE-USB, 2010), podemos observar un análisis profundo del tema con otros criterios adicionales, en ella, se buscaba ponderar de forma numérica diversos lenguajes de programación actuales el cual queda resumido en la Figura 2.2:

Criterio	C/C++	Java	PHP	Python	Ruby	.NET
Medición según Tiobe	5	5	4	2	0	3
Interfaces Usuario	3	5	2	5	4	5
Interoperatividad OS	2	4	3	5	5	1
Neutralidad y Estándares	5	3	2	4	2	3
Plataformas MVC	1	4	3	5	5	1
Dinamismo	2	3	4	5	5	3
Entornos de Desarrollo	5	5	3	4	4	3
Documentación/Soporte	5	5	4	5	4	5
Componentes/Escalabilidad	5	3	4	5	4	3
Métricas/Rendimiento	3	4	3	4	3	4
Puntaje total	36	41	32	44	35	32

Figura 2.2. Comparación de lenguajes de programación. (INDENE-USB, 2010)

En ella las filas significan lo siguiente:

- **Medición de Tiobe:** índice de popularidad
- **Interfaces de Usuario:** este índice califica la calidad de interacción con el usuario.
- **Interoperatividad OS:** se refiere a la capacidad multiplataforma del software
- **Neutralidad Tecnológica y Estándares:** busca medir que tan independiente es el lenguaje usado al desarrollo del proyecto de decisiones corporativas que pudieran afectarlo.
- **Plataformas MVC:** índice que mide la posibilidad de implantar plataformas del tipo Modelo-Vista-Controlador (Punto importante para el proyecto del que se hablara en el capítulo 4).
- **Dinamismo:** facilidad de usar el lenguaje
- **Entornos de Desarrollo:** son herramientas para facilitar el desarrollo del programador.
- **Documentación y Soporte:** información disponible para el programador para su aprendizaje y resolución de conflictos.
- **Componentes y Escalabilidad:** Cantidad de Librerías y probabilidad de obsolencia del lenguaje
- **Métricas y Rendimientos:** Mide el consumo de recursos de hardware del lenguaje y velocidad de ejecución de códigos similares entre lenguajes.
-

Podemos observar a Python como el lenguaje de mayor puntuación general obtenida. Este hecho y otros adicionales como disponibilidad de librerías eléctricas para el alcance de este proyecto así como paquetes de creación de archivos KML destinados a referenciar geográficamente, hace que la conclusión sea utilizar a python como lenguaje de la herramienta buscada.

2.2.1. Python

Es un lenguaje de programación libre, que permite la orientación a objetos, multiplataforma y facilita la forma de realización de los scripts ya que es multiparadigma. La licencia asociada es de Python Software Foundation License que es compatible con la licencia pública del GNU. Su fundador Guido van Rossum, lo elaboró a finales de la década de los 80 buscando un sucesor al lenguaje de programación ABC. El mismo era capaz de manejar excepciones y para principios de los 90 ya estaban presentes las clases con herencia, los tipos modulares y manejo de funciones.

Entre los beneficios que python ofrece en comparación con otras alternativas tenemos que el código es mucho más reducido y leíble, además de tener una curva de aprendizaje bastante rápida, tiene excelente documentación, múltiples librerías, consumo de recursos reducido, estabilidad y al ser multiplataforma se adapta a los tiempos actuales donde el desarrollo de sistemas operativos y tablets tienen un auge creciente .

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN DE SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DEL FLUJO DE CARGA

Para la realización del Flujo de Carga del proyecto se aprovechó una librería de python llamada PyPower (Lincoln, Richard; Power System Engineering Research Center, 2009), dicho paquete de programación permite al usuario realizar Flujos de Carga por varios métodos de análisis numéricos tales como Newton Raphson, Gauss Seidel o Desacoplado Rápido. La idea del uso del paquete consiste en generar inicialmente lo que llaman "caso de estudio", el mismo debe contener los datos del sistema eléctrico a analizar bajo un cierto formato específico que será explicado a continuación.

Para efectos prácticos se hará la explicación con el caso más sencillo que viene incluido con PyPower, que es el caso de (4) cuatro barras y (2) dos generadores, además dicho ejemplo se encuentra referenciado en el libro de Power System Analysis (Stevenson & Grainger, 1994), si se desea obtener información al respecto del caso de prueba remitirse al Anexo A (Delgado S.,2013). Si se desea referencia del código de caso de prueba generado automáticamente tomando datos del Modelo de Base de Datos existente por favor remitirse al Anexo B, donde se coloca el caso del circuito 9001.

3.1. Formato del caso de estudio en PyPower

Toda la información del caso de estudio de PyPower se almacena en lo que comúnmente se conoce como diccionario de datos, dichos datos presentan etiquetas con información directa del circuito de la red, como puede ser datos de ramas, nodos, generadores, potencias base del sistema en MVA, costos asociados a la generación. En nuestro caso específico el modelo de datos no presentaba información de los costos asociados a la generación y los datos de las ramas eran presentados por circuitos independientes, por dicha razón el nodo inicial al circuito (que debería

coincidir con el nodo más próximo a la subestación), fue tomado como barra Slack del sistema, y no existe generación distribuida en los mismos.

A continuación mostramos la información del caso de estudio:

1. **'bus':** Este arreglo presenta la información de todas las barras asociadas al sistema. El formato que debe presentar esta sección con respecto al caso de 4 barras y 2 generadores es la mostrada a continuación:

```
ppc["bus"] = array([
                [0, 3, 50,  30.99,  0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
                [1, 1, 170, 105.35, 0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
                [2, 1, 200, 123.94, 0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
                [3, 2, 80,  49.58,  0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9]
                 ])
```

La explicación de las columnas (Delgado S. ,2013) se muestran a continuación y se leen de izquierda a derecha, conservando dicho orden:

- Número de la barra (entero positivo y único para cada barra).
- Tipo de barra: 1 si es PQ, 2 si es PV, 3 para la barra slack y 4 en caso de estar aislada.
- Potencia activa demandada [MW].
- Potencia reactiva demandada [MVAr].
- Conductancia shunt demandada en la barra cuando V=1.0 p.u. [MW].
- Susceptancia shunt inyectada en la barra cuando V=1.0 p.u. [MVAr].
- Número del área (entero positivo).
- Magnitud del voltaje [p.u.].

- Ángulo del voltaje [°].
- Voltaje base [kV].
- Número de la zona (entero positivo).
- Voltaje máximo permitido en la barra [p.u.].
- Voltaje mínimo permitido en la barra [p.u.].

2. **'branch':** En este arreglo se especifican las ramas y sus características, el formato para el caso de estudio quedaría de la siguiente forma:

```
ppc["branch"] = array([
      [0, 1, 0.01008, 0.0504, 0.1025, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
      [0, 2, 0.00744, 0.0372, 0.0775, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
      [1, 3, 0.00744, 0.0372, 0.0775, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
      [2, 3, 0.01272, 0.0636, 0.1275, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360]
   ])
```

La información de las columnas (Delgado S., 2013) leídas de igual forma de izquierda a derecha son:

- Número de la barra de salida (entero positivo).
- Número de la barra de llegada (entero positivo).
- Resistencia de la rama [p.u.].
- Reactancia de la rama [p.u.].
- Susceptancia total de la rama [p.u.].
- Límite de potencia de régimen permanente [MVA].
- Límite de potencia a corto plazo [MVA].
- Límite de potencia de emergencia [MVA].
- Relación de transformación (cero para las líneas y menor a uno (1) para los transformadores).
- Angulo de desfasaje (cero para las líneas y según el tipo de conexión para los transformadores).

- Estado de servicio: uno (1) para las ramas en servicio y cero (0) para las que se encuentran fuera de servicio.
- Ángulo mínimo de diferencia entre la fase del voltaje en la barra de salida y en la barra de destino [°].
- Ángulo máximo de diferencia entre la fase del voltaje en la barra de salida y en la barra de destino [°].

3. **'gen':** Arreglo con los datos de los generadores del sistema. El formato para el caso de estudio mostrado quedaría así:

```
ppc["gen"] = array([
    [3, 318, 0, 100, -100, 1.02, 100, 1, 318, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    [0, 0,   0, 100, -100, 1,    100, 1, 0,   0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
        ])
```

Los correspondientes a los generadores (Delgado S., 2013) serían los siguientes: "

- Número de la barra en la que se encuentra conectado el generador (entero positivo).
- Potencia activa generada [MW].
- Potencia reactiva generada [MVAr].
- Límite máximo de potencia reactiva [MVAr].
- Límite mínimo de potencia reactiva [MVAr].
- Consigna de voltaje del generador [p.u.].
- Base de potencia aparente del generador [MVA].
- Estado de servicio: mayor a cero para generadores en servicio y menor o igual a cero para generadores fuera de servicio.
- Límite máximo de potencia activa [MW].
- Límite mínimo de potencia activa [MW].

- El resto de los datos de este arreglo son referentes a características más específicas de la máquina y sus curvas de capacidad, a las cuales no se tiene acceso, por lo que se establecen en cero para ser obviadas."

4. **'baseMVA':** Esta llave particular es un número real positivo y representa la potencia aparente base del sistema en MVA, para el caso de estudio la expresión del formato quedaría expresado así:

```
ppc["baseMVA"] = 100.0
```

Una vez que el caso de prueba es creado y guardado en un Array de la librería Numpy, es posible utilizarlo directamente para correr el flujo de carga bajo la función de la librería de PyPower llamada runpf. Cada función de la librería posee un código computacionalmente complejo cuya explicación no corresponde al alcance de este proyecto, sin embargo para una mejor comprensión del uso de la herramienta se mostraran brevemente a continuación las funciones más importantes relacionadas con esta importante librería.

3.1.1. Uso de Pypower y Funciones de Importancia de la Librería.

Para correr los flujos de carga con PyPower es únicamente necesario definir 2 funciones, uno que cargue las opciones de la corrida y la forma como se desea la salida, y otro que corre el flujo de carga (por supuesto es necesario tener el caso de estudio de forma adicional). Sin embargo, aunque para el usuario es transparente, revisando el código de dichas funciones podemos observar múltiples llamados a otras funciones de forma condicionada, tanto por los datos colocados en las opciones, como necesarias siempre en todos los procedimientos numéricos (transformación del formato de entrada en matrices necesarias). En la figura 3.1, sacada de la documentación en la página web de PyPower (Lincoln, R., 2011), se muestra la corrida de un flujo de carga en sólo 4 líneas de código, desde In [2] a In [5], donde inicialmente se guarda en una variable la salida de una función que contiene el caso de estudio de 9 barras incluido en su

API; posteriormente en la variable ppopt se guarda la salida de una función donde se especifica el tipo de algoritmo que se desea correr (en este caso particular es de Desacoplado Rápido indicado por el número 2), posterior a esto se corre el flujo de carga y se guarda el resultado en la variable r para mostrarse con una última función llamada printpf.

```
In [2]: ppc = case9()

In [3]: ppopt = ppoption(PF_ALG=2)

In [4]: r = runpf(ppc, ppopt)

In [5]: printpf(r)
```

Figura 3.1. Usó de la Librería PyPower para el caso de estudio de 9 barras.

A continuación la explicación de las funciones más importantes utilizadas para este proyecto:

3.1.2. Función ppoption.

Este es un módulo que crea un diccionario de opciones. En ella se especifican múltiples cosas, desde las características del Flujo de Carga a ser corrido, como las opciones de salida que se desean obtener.

Los parámetros del uso de esta función se definen a continuación:

- **"PF_ALG:"** Se usa para indicar el tipo de algoritmo para la resolución del flujo de carga deseado. Su valor por defecto es el método de Newton Raphson o valor (1). También se dispone del Método de Desacoplo Rápido versión XB utilizando (2), Desacoplo Rápido versión BX para el (3) y Gauss Siedel el valor (4) respectivamente.

- **"PF_TOL:"** Con este parámetro se especifica el nivel de tolerancia para encontrar la convergencia del algoritmo. Los métodos numéricos son procesos iterativos, donde se busca que todas las variables en estudio se encuentre con una diferencia con respecto a la solución anterior dada por el valor de la tolerancia. En el caso de nuestro estudio se utilizó el valor de Tolerancia de 1e-6, es decir, 0.000001.

- **"PF_MAX_IT:"** Es el número máximo de iteraciones deseado, esto debido a que existe la posibilidad que debido a la topología de los datos del sistema, el método numérico sea incapaz de conseguir la respuesta deseada, entonces el método se vuelve un loop infinito, y nunca termina de realizar las iteraciones. Por ende es posible modificarle la cantidad máxima de veces que se usa el método. Es necesario indicar que si la cantidad de iteraciones es muy baja, hay posibilidad que no se llegue a cumplir el criterio de tolerancia al finalizar el proceso y llegar a un resultado errado y sin convergencia.

3.1.3. Función runpf

Módulo principal encargado directamente de realizar el Flujo de Carga. El mismo internamente para realizarlo funciona en 3 bloques principales, el primero que toma los datos de entrada y los reestructura en matrices de forma que puedan ser utilizados para cada método elegido. El segundo bloque hace referencia al método numérico seleccionado y realiza el proceso numérico asociado iterativo hasta conseguir o no convergencia. El resultado de la convergencia se almacena dentro del diccionario de datos generados luego del final del proceso donde se activa una bandera binaria con el dato 0 si no consigue converger o 1 si es caso contrario. Al final, se realiza un proceso para guardar la data de la corrida del Flujo de Carga a un diccionario como se ha comentado y se hace un llamado a una función que se encarga de arreglar los resultados y mostrarlos en la salida de forma ordenada.

Entre los parámetros que recibe tenemos los siguientes:

- **Caso de estudio:** este debe contener el diccionario de datos creado con el formato adecuado previamente descrito. La librería viene incluida con varios casos de estudio.

- **Opciones vinculadas al Flujo de Carga y Salida de Datos:** Es el diccionario de datos resultado de correr la función ppoption bajo los parámetros indicados en el mismo.1

- **Nombre para archivo de salida (resultados):** Si es asignado, se genera en la misma dirección desde donde se corre el módulo un archivo con el nombre asignado. De existir el archivo, éste será eliminado y creado nuevamente. En él se genera un reporte con los resultados completos del flujo de carga, tanto niveles de voltaje en por unidad y ángulo con respecto a la barra slack, como pérdidas del sistema en MW, MVAR, Flujos de Potencia en las ramas, así como un resumen de la cantidad de Barras, Ramas, Generadores del Sistema, Barra de mayor y menor voltaje en módulo entre otros.

- **Nombre para archivo de salida (caso de estudio):** de igual forma si es incluido, en la dirección desde donde se corre el módulo se genera o sobrescribe un archivo de nombre igual al proporcionado, con extensión .py (de python) con el caso de estudio proporcionado. Esto es de gran utilidad cuando se están trabajando con toma de datos dinámicas como es el caso de nuestro proyecto y los circuitos a elegir varían en tiempo real, y se desea obtener el caso de prueba para ser corrido en cualquier otra computadora del mundo sin necesidad a tener acceso directo a la base de datos.

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DEL SOFTWARE PARA REFERENCIAR GEOGRÁFICAMENTE E IMPLANTACIÓN WEB.

Uno de los objetivos de este proyecto va dirigido a lograr implementar una fusión entre el cálculo eléctrico y la realidad geográfica del circuito asociado, de esta manera, además de mejorar el resultado visual, si los datos topológicos y de potencia tomados del Modelo son actualizados en tiempo real por algún sistema, se tiene una localización geográfica del punto del circuito con problemas, ayudando así a la planificación de la solución, diseño de expansión del circuito, entre otros aspectos.

4.1. OpenLayers.

Una de las librerías más utilizadas para mostrar mapas dinámicos en los navegadores web más modernos es OpenLayers. Está escrita en el lenguaje Java, lo que la hace más accesible por ser estándar en la publicación de las plantillas web e implementa una API JavaScript muy similar a la que nos puede ofrecer Google Maps, pero a diferencia del mismo éste es un software gratuito que ha sido elaborado por la comunidad de código abierto. Ésta librería ha sido publicada bajo la licencia FreeBSD.

Desde su creación por MetaCarta en 2006, OpenLayers ha sido una biblioteca Java Licenciada con soporte de múltiples fuentes de datos geográficos, entre ellos acepta como datos de entrada para una capa vectorial el formato KML, que es generado como parte del código del proyecto. El script completo utilizado en las plantillas de Pyramid es algo largo para ser mostrado, por ende se dejará disponible para su análisis en el Anexo C de este mismo libro. Sin embargo a continuación se explicará partes esenciales del código en su implementación.

4.1.1. Código Importante OpenLayers

Inicialmente se define un estilo para el mapa en la plantilla:

```
#map { width: 100%;
height: 80%;
border: 1px solid black;
    }
```

Básicamente se le indica las características visuales que va a presentar el mapa. Luego se genera una variable con las opciones del comportamiento del mismo:

```
var options = {maxResolution: "auto",
minResolution: "auto",
numZoomLevels: 50,
            };
```

Como puede observarse las etiquetas involucradas se refieren a los límites de resolución y niveles de enfoque de Zoom. Una vez definido lo anterior se puede proceder a crear un nuevo mapa de tipo OpenLayers con el siguiente código donde hacemos uso de la variable "options" y el estilo "map" previamente creados:

```
map = new OpenLayers.Map('map',options);
```

Y posterior a esto se crean 2 capas vectoriales; la primera que llamamos "wms" que posee el contenido del mapa, direccionado a la base de datos de OpenStreetMaps (Mapa de código libre, accesible a modificaciones por los usuarios a nivel mundial):

```
var wms = new OpenLayers.Layer.OSM("OpenStreetMap", null, {
transitionEffect: "resize",
attribution: "&copy; <a
href='http://www.openstreetmap.org/copyright'>OpenStreetMap</a> contributors"
 })
```

Y la segunda capa que posee el contenido de los nodos y ramas con los resultados del flujo de carga cuya fuente de datos se saca del código KML generado por python (el cual será explicado en el capítulo 5) que fue denominado “sundials”:

```
var sundials = new OpenLayers.Layer.Vector("KML", {
projection: map.displayProjection,
strategies: [new OpenLayers.Strategy.Fixed()],
protocol: new OpenLayers.Protocol.HTTP({
      url: "/kml/${request.matchdict.uid}",
format: new OpenLayers.Format.KML({
extractStyles: true,
extractAttributes: true
                  })
               })
          });
```

Donde la parte del código que llama a la “URL” "/kml/${request.matchdict.uid}" ejecuta el script en python que genera como respuesta el código requerido en formato KML. Una vez teniendo ambas capas vectoriales sólo faltaría agregarlo al mapa previamente creado:

```
map.addLayers([wms, sundials]);
```

Dentro de la plantilla existe muchas más funciones como la que indica los eventos que se ejecutan al cargar el mapa, centrar las coordenadas a la extensión de los nodos, generar la ventana que se despliegan al hacer el evento clic dentro de los elementos del circuito (ramas, nodos), entre otros, pero se salen del alcance que se busca tener con este proyecto.

4.2. Modelo-Vista-Controlador

La elección del lenguaje de programación en python, además de lo expuesto en el capítulo 2, obedece a que en este proyecto se buscó como exigencia que la arquitectura de software fuera dirigido a un Modelo-Vista-Controlador, y en esta característica particular python cumple perfectamente ya que es uno de los lenguajes por excelencia para trabajar con dicho patrón.

A nivel informático, existen patrones o guías para la realización de los proyectos que comúnmente son llamados Arquitectura de Software, éstos permiten manejar la estructura del programa para su elaboración, el Modelo-Vista-Controlador es una de ellas. En esta se busca separar en 3 grupos bien definidos la distribución del programa. Un primer grupo donde se define un Modelo de Datos, que básicamente es la fuente proveedora de información al programa. El segundo grupo viene dado por las Vistas del programa y va dedicado a la interfaz de usuario, el producto donde el individuo interactúa con la herramienta. Como último grupo se definen los Controladores del programa; éstos a groso modo se refieren a toda la lógica con la cual el programa funciona y al mismo tiempo servir de mediador entre las interacciones del usuario y el Modelo de Datos. En la Figura 3.1. (Plotz, M., 2010). Se muestra la interrelación de los grupos de la arquitectura MVC.

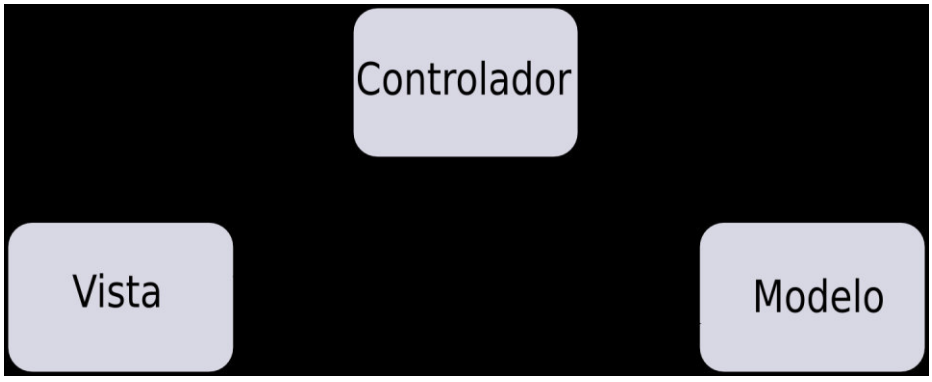


Figura 4.1. Relaciones dentro del Modelo-Vista-Controlador.

Este tipo de arquitectura tiene sus inicios en los años 70 donde Trygve Reenskaug lo presento durante su visita al Xerox Parc. La forma del patrón MVC ha cambiado con los años adaptándose

a las necesidades de los clientes actuales integrándolas a aplicaciones web. Debido a esto se han creado muchos Frameworks que utilizan dicho patrón, tanto comerciales como de uso libre. En este proyecto se utiliza uno de ellos, Opensource y cuyo lenguaje de programación es Python, su nombre es Pyramid.

4.3. Pyramid:

Hemos elegido para la realización del proyecto un Framework Web de Código Libre llamado Pyramid. El mismo fue escrito en Python y está basado en Web Server Gateway Interface. Es compatible con el Modelo Vista Controlador, y para efectos de la herramienta cumple con todos los requerimientos necesarios para implementarlo a nivel productivo.

Algunos de los puntos que hacen a Pyramid tan atrayente (Ruiz C.,2013) es que además de ser ligero, es un Framework de uso general, por ende no es importante el tamaño del proyecto que se está realizando ya que el Framework puede servir como opción más que suficiente para suplir todas las necesidades del cliente. Los principios de diseño que basan al programa se pueden resumir en los siguientes:

- **Simplicidad**: Con Pyramid se es libre de utilizar cualquier tecnología disponible, lo único que se exige son conocimientos básicos para poder utilizarlas. La herramienta se estructura de forma ordenada, para generar mayor facilidad en el aprendizaje.
- **Minimalismo**: La herramienta es más que suficiente para satisfacer las necesidades de cualquier aplicativo web.
- **Documentación**: Presente con información actualizada y tutoriales ejemplos para su implementación.
- **Velocidad**: Framework de alta velocidad de respuesta, con posibilidades de manejo de plantillas diversas.

- **Confiabilidad y Apertura**: La herramienta ha sido testeado exhaustivamente antes de cualquiera de las publicaciones de sus respectivas versiones, y es de licencia abierta permisiva a modificaciones de ser necesarias.

4.3.1. Uso de Pyramid para un Proyecto Base.

El uso de la herramienta pasa por diferentes pasos, desde la instalación de un entorno visual, hasta la configuración de los módulos y creación de las plantillas web. Se resumirán y explicarán los pasos a continuación (Ruiz C.,2013):

Inicialmente es necesario tener instalado en el servidor web una versión de Python mayor o igual a la versión 2.6. Hecho esto, como primer paso es necesario instalar "virtualenv" que nos va a facilitar la creación de entornos virtuales, y con ellos podremos probar múltiples versiones de sitios web, sin alterar las configuraciones originales del PC. Para instalarlo, la manera más sencilla es usando un ejecutable llamado "easy_install" que se encuentra en la carpeta de ejecutables que se instalan con Python. Por medio de la consola de comandos escribimos lo siguiente:

```
easy_install virtualenv
```

Esta simple instrucción se conectará al internet y buscará la versión de virtualenv más compatible para instalarla. Acto seguido es necesario crear nuestro ambiente virtual, para hacerlo en la consola de comandos escribimos la primera línea del siguiente código y lo ejecutamos:

```
$ virtualenv --no-site-packages env
```

Una vez hecho esto podemos proceder a instalar el Pyramid dentro del entorno virtual, para ello con la consola de comandos nos situamos dentro de la carpeta creada previamente que llamamos env, y ejecutamos el siguiente código:

```
c:\env> Scripts\easy_install pyramid
```

Con la realización de los pasos previos ya tendremos instalado el Pyramid dentro de nuestro entorno virtual, podemos entonces crear nuestra aplicación web. Para esto necesitamos seguir otra serie de comandos, que se resumen en lo siguiente:

Creamos el proyecto:

```
> Scripts\pcreate -s starter proyecto
```

Al hacer esto se generan una serie de archivos dentro de una carpeta de nombre proyecto. Continuo a esto necesitamos correr el siguiente código donde "python.exe" se refiere al ejecutable que se generó en el entorno virtual, y "setup.py" al archivo generado después de crear el proyecto dentro de la carpeta "proyecto".

```
>cd proyecto
> ..\Scripts\python.exe setup.py develop
```

Ya podemos correr nuestro programa con el siguiente comando.

```
..\Scripts\pserve development.ini
```

Veremos la siguiente información en pantalla:

```
Starting server in PID 16601.
serving on http://0.0.0.0:6543
```

Con esto logramos abrir nuestra aplicación en el navegador visitando el siguiente "URL": **http://localhost:6543/**, con ello veremos una aplicación básica creada automáticamente por el asistente con su plantilla web y tendrá la siguiente apariencia:

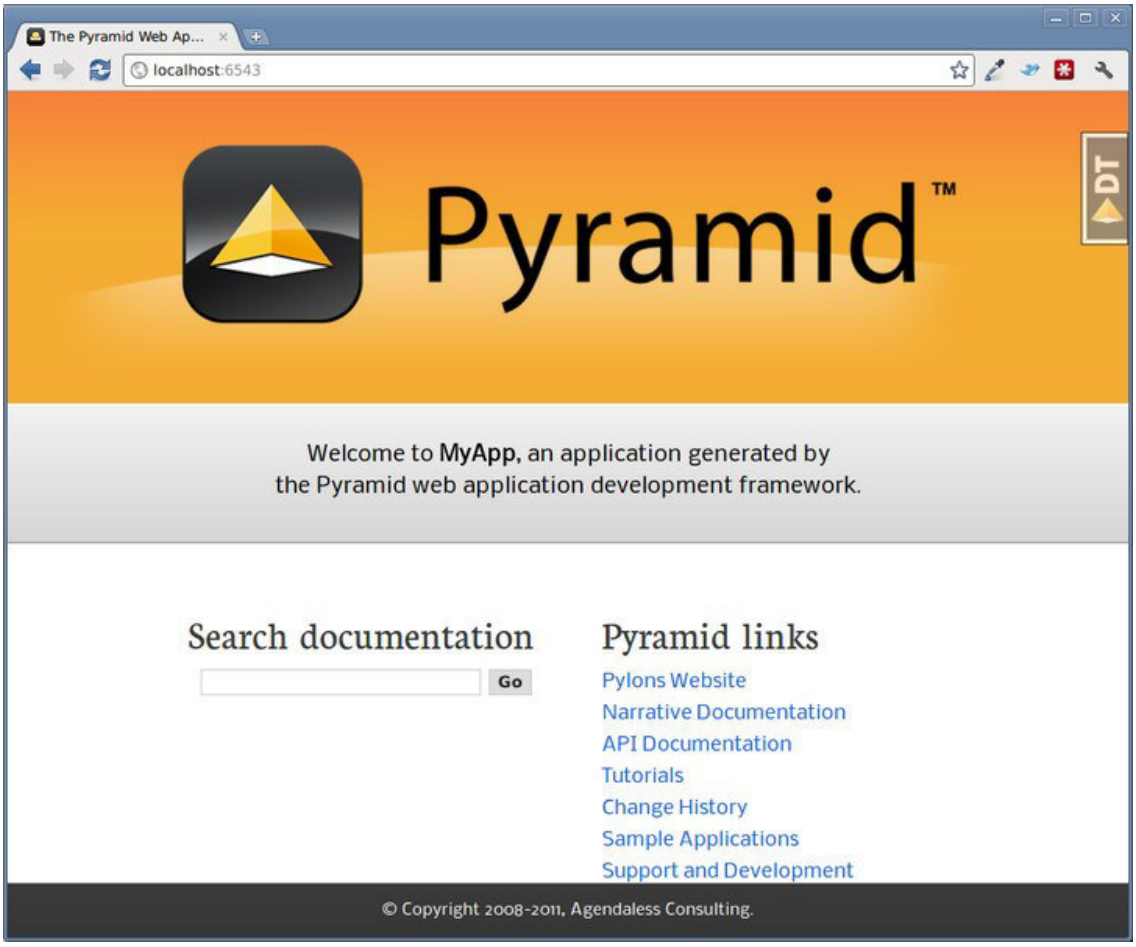


Figura 4.2. Interfaz de proyecto inicial en Pyramid

Ahora es necesario hacer varios cambios al código y crear las plantillas necesarias para implementar OpenLayers dentro de nuestra aplicación web. El código de las plantillas y las

configuraciones de los archivos del sistema son muy largos y engorrosos y explicarlos a detalles está fuera del alcance esperado de este proyecto, sin embargo, se puede encontrar la información del código en el Anexo D.

CAPÍTULO 5

METODOLOGÍA APLICADA.

En los capítulos anteriores se definieron las bases de las herramientas usadas para el proyecto, a continuación se presentará la metodología usada en todo el proceso de diseño, evaluación y desarrollo del mismo. Los pasos generales pueden describirse en varios procesos anidados. En la figura 5.1, se representa un Diagrama de Flujo de los mismos:



Figura 5.1. Diagrama de Flujo de la Metodología General del Proyecto.

5.1. Reconocimiento de la Estructura de la Base de Datos

Todo lo relacionado con el Modelo de Datos que se utilizó en este proyecto fue trabajado en PostgreSQL, bajo el cliente de conexión llamado pgAdmin III, específicamente la versión 1.16. Para un mejor entendimiento de esta sección se deben poseer conocimientos básicos de conceptos de base de datos como, tablas, registros, campos, campos primarios o tipos de datos comunes. En la página oficial del PostgreSQL, se encuentran muy buenos tutoriales básicos del tema (Martinez R., 2009).

Al iniciar el proyecto se facilitaron 2 Bases de Datos, la primera de donde se tomó toda la fuente de información para crear la segunda, cuyas tablas ya se encuentran normalizada; esta última es la que se utilizó para la realización final de la herramienta. Dicha fuente de datos se entregó sin ningún tipo de documentación y tuvo que ser verificada campo por campo, para la identificación de los datos necesarios para el diseño de la herramienta.

La base de datos utilizada se conforma por 13 tablas como se puede observar en la Figura 5.2. Los datos necesarios para hacer la corrida del flujo de carga pueden ser sacados únicamente de las tablas branch (ramas del sistema), node (nodos del sistema), node_capacity (relacionado a el valor de las cargas del sistema), element_parameters (tabla calibre del conductor asociado a la rama) y circuit_factors (tabla de factores del circuito como el factor de utilización y factor de potencia). El resto de las tablas van destinadas a relacionar los circuitos con una región, subestación, circuito y un grupo de tablas para agregar resultados de flujo de carga directamente a la Base de Datos que se encuentran vacías y no son utilizadas para este proyecto.

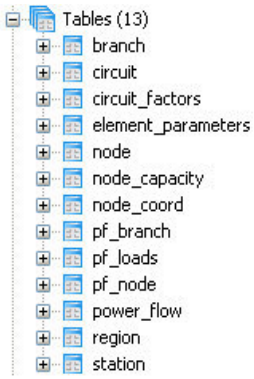


Figura 5.2. Tablas que conforman la Base de Datos Normalizada.

5.1.1. La Tabla Branch

La tabla "branch" era la encargada de indicar todas las ramas del circuito. Los campos asociados a la misma se muestran en la figura 5.3. Se puede observar un campo de identificación de rama general en la tabla "id", dato único, aunque no utilizado para el proyecto. Seguido a esto dos campos que representan un valor entero positivo con los números de nodo inicial y final, bajo el nombre de "node0_id" y "node1_id" respectivamente. Dichos números están relacionados directamente con los "id" de la tabla "node", que se mostrará en breve. A continuación un campo llamado "elem" que nos indica el tipo de rama presente en el circuito. Las ramas identificadas como líneas simples de distribución poseen un valor alfanumérico con letra "L". Los datos de todas las Ramas tipo Switch son identificadas con el valor alfanumérico "S" y los datos de rama referentes a una conexión de Transformadores se identifican con un valor alfanumérico "T". El campo "descripción" muestra un breve código descriptivo de la rama. Otro campo de interés es "params", que posee un entero positivo que relaciona el "id" de la tabla "element_parameters"; con dicha tabla se sacan los datos del calibre del conductor, o valores de impedancia del Transformador asociados a la rama.

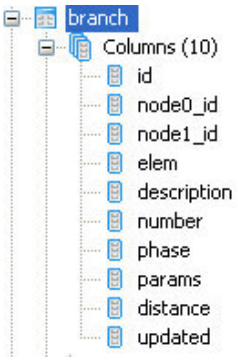


Figura 5.3. Campos de la Tabla “branch”.

El resto de los campos no son representativos para la herramienta en desarrollo. Cabe acotar que para efectos de simplicidad y eficiencia en el programa a la hora de hacer las consultas SQL (evitar consultas SQL anidadas en la medida de lo posible), se modificó la estructura de dicha tabla agregándole los siguientes campos (ver Figura 5.4), “status y status2” que se explicará en el apartado siguiente, “r1, x1,r0 y x0” que son utilizados para el cálculo eléctrico del Flujo de Carga, “amps y amps_emergency” como los datos de amperaje nominal y amperaje de emergencia respectivamente, usados para verificar los estados de las líneas con respecto al criterio del 66%, que se explicará en siguientes apartados.

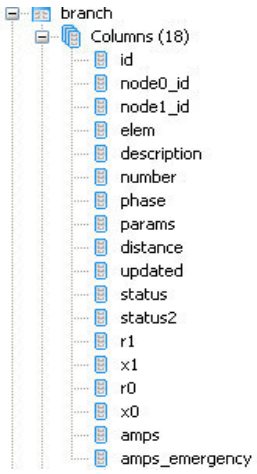


Figura 5.4. Campos de la Tabla “branch” modificados.

En el proceso de elaboración del proyecto se encontraron inconvenientes para lograr la convergencia de los flujos de carga. Después de varios análisis se concluyó que los datos de los parámetros “r1”y “x1” asociados a las ramas estaban mal indexados desde la base de datos original, por esto, se procedió a manualmente manipular esos valores y se colocaron para el caso de las líneas de distribución los valores r1= “0.3029”, x1= “0.25798” tomados del valor de secuencia positiva de la reducción de la matriz primitiva a valores de secuencia en ohmios por cada kilómetro en la sección 4.2 del libro “Distribution System Modeling and Analysis” (Kersting W., 2002), para mayor información referirse al Anexo F de este mismo libro.

5.1.2. La Tabla element_parameters:

Esta tabla tiene información, básicamente de los calibres de conductores e impedancias de transformadores, con los datos eléctricos asociados a los mismos, resistencias de secuencia positiva (negativa asumida iguales) y de secuencia cero, así como las reactancias. También muestra los valores de corriente en Amperios nominales y de emergencia. En la Figura 5.5 se muestran los campos asociados a la tabla.



Figura 5.5. Campos de la tabla “element_parameters”.

5.1.3. La Tabla Node

Esta tabla presenta la información asociada a todos los nodos del sistema. En la Figura 5.6 puede observarse la estructura del mismo. Presenta los campos "id" identificando el nodo con un valor único entero positivo, el campo "circuit_id", que nos relaciona el nodo con un código de circuito, "name" muestra un código que vincula el nodo con la información del mismo en la primera base de datos, y el campo "kv" indica el nivel de Tensión en Kilovoltios de dicha barra. El resto de los campos no muestran información relevante al proyecto.

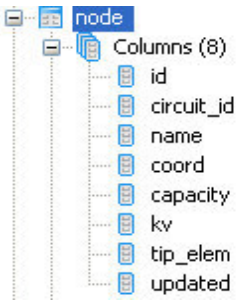


Figura 5.6. Campos de la tabla "node".

Para Facilitar búsquedas SQL anidadas y lograr la integración de referencia geográfica, se modificó el contenido de dicha tabla. En la figura 5.7 se muestran los cambios a la estructura, y como se puede observar se agregaron los campos de "cargas_kva" asociada a la Potencia Aparente Concentrada como carga en el nodo; información que fue relacionada y sacada de la Tabla "node_capacity", los campos "coord_x , coord._y", muestra información de las coordenadas asociadas a los nodos. Dicha información no se encontraba disponible en el Modelo de Datos a trabajar y se tuvo que relacionar y extraer de la Base de datos Original no Normalizada. Los datos de las coordenadas se encontraban referenciados en un sistema cartesiano denominado "UTM, La Canoa, Huso 19", los campos "latitud y longitud" que referencian una conversión de las coordenadas UTM al WGS84, que es un sistema de coordenadas geográficas universal con el que trabajan servicios como Google Maps o OpenStreetMap, y por último el campo "rotación" que es un valor que corresponde a la inclinación visual del objeto (no utilizado en este proyecto).

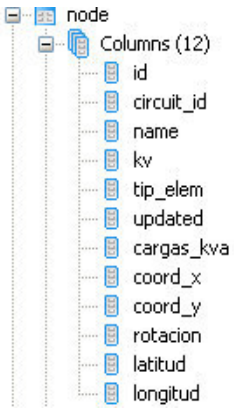


Figura 5.7. Campos de la tabla “node”.

5.1.4. La tabla node_capacity

Esta tabla presenta la información de la potencia aparente concentrada en los nodos del sistema como cargas. Normalmente es la información de la capacidad del transformador, ya que a falta de mediciones reales de la carga se suele hacer un aproximado del consumo como los KVA del Transformador multiplicado por un factor de utilización, típicamente de 0.5. La información de los campos de la tabla es mostrada en la Figura 5.8.

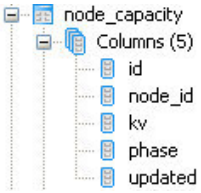


Figura 5.8. Campos de la tabla “node_capacity”.

5.1.5. Tabla circuit

La información que proporciona ésta tabla nos permite conocer el identificador de subestación relacionado con cada circuito, y el “id” del primer nodo que representa a los mismos, es decir, el nodo más cercano a la subestación que en nuestra herramienta utilizaremos como nodo de

referencia o Barra Slack. Dicha representación viene dada por los campos “station_id” y “first_node” respectivamente. En la Figura 5.9 se puede observar la estructura de la tabla:

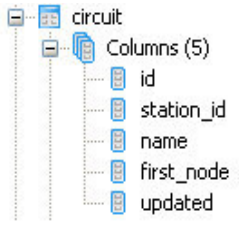


Figura 5.9. Campos de la tabla “circuit”.

5.1.6. Tabla circuit_factors

Ésta tabla relaciona un campo “id_circuito” con la tabla “circuit”, y muestra tanto los valores del factor de potencia asignados a cada circuito como el factor de utilización que va a representar al sistema, dados respectivamente por los campos “fp” y “fu”. La Figura 5.10 muestra la estructura del mismo:

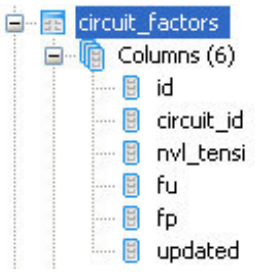


Figura 5.10. Campos de la tabla “circuit_factors”.

La base de datos original fue utilizada en varias ocasiones para este proyecto, tanto para buscar la relación de las coordenadas con las barras de los circuitos, como para lograr identificar la estructura de la base de datos normalizada. Para referencia se muestra en la Figura 5.11 las tablas que componen dicho Modelo de Datos.

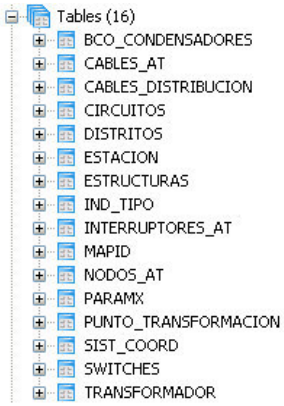


Figura 5.11. Tablas de la Base de Datos Original.

5.2. Verificación de Radialidad en las Ramas del Sistema:

El alcance del proyecto va dirigido al análisis de sistemas eléctricos de distribución, y estos son típicamente de topología radial. En este mismo orden de ideas, se realizó un algoritmo que permitía verificar con los datos de las ramas del sistema y clasificados por circuito la radialidad de los mismos. El diagrama de flujo del algoritmo es mostrado en la figura 5.12 a continuación:

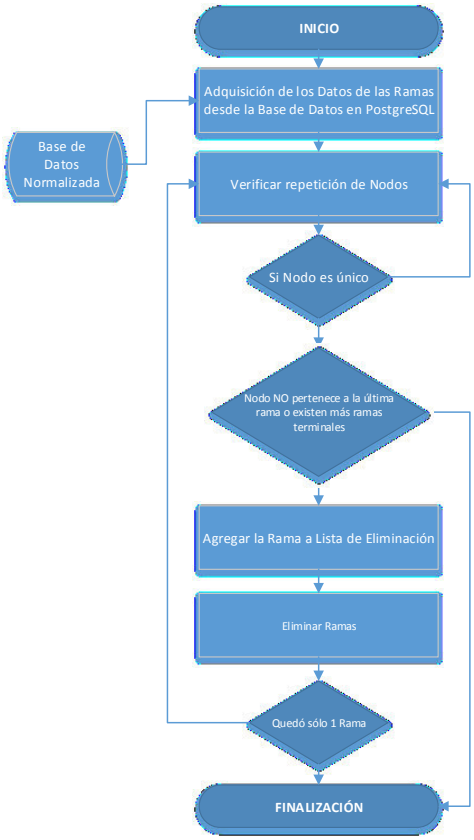


Figura 5.12. Diagrama de Flujo de la Verificación de Radialidad de los Circuitos.

Como se puede observar, inicialmente se leen los datos directamente de la base de datos y comienza una verificación de los nodos encontrados en todo el circuito. Si el nodo aparece más de 1 vez significa que no es terminal. La idea es ir eliminando progresivamente las ramas donde los nodos terminales aparecen y así lograr llegar a una única rama. Sólo se buscaban las soluciones con circuitos radiales, si más de 1 rama quedaba luego del procedimiento tendrían que ser analizados de forma individual ya que pudieran existir loops o islas de radialidad por la falla en una conexión entre ramas. La búsqueda de la mejor solución para este tipo de problema está fuera del alcance de este proyecto.

El algoritmo de este proceso fue repetido para los 854 circuitos de la base de datos y para 3 condiciones distintas en el estado de los Switch, esto debido a que al momento de la entrega de las 2 Bases de Datos, no se entregó documentación del mismo, y después de analizar bien el

Modelo de Datos, se encontró relacionar las ramas de tipo Switch con la base de datos original, para buscar algún campo que indicara el estado (si se encontraba abierto o cerrado). Gracias a esto se consiguieron 2 campos de referencia y se probaron 3 hipótesis: la primera, que todos los registros donde aparecían ramas del tipo Switch se encontraban cerradas, y las otras 2 correspondían a los estados que los campos "status y status2" de la tabla "branch" que fueron sacados de la base de datos original.

Después del análisis se encontró que bajo la primera premisa existían 129 circuitos que cumplían la radialidad del sistema, mientras que con el estado dado por el campo "status" 128 circuitos eran radiales y bajo el campo "status2" fueron sólo 51 circuitos. Por ende se asumió que cualquier Switch que se encuentra en la base de datos normalizada está en estado de conexión "cerrado".

5.3. Conversión del Tipo de Coordenadas:

Después de cotejar la Base de Datos a utilizar, no se encontraron valores de coordenadas referenciadas geográficamente en la misma vinculada a los nodos del sistema. Debido a esto hubo un proceso relacional entre la base de datos origen y la base de datos normalizada para conseguir dichos valores. Esto fue realizado con un algoritmo con varias búsquedas SQL incluidas. De aproximadamente 220.000 nodos presentes, se logró conseguir las coordenadas de 180.000 nodos, sin embargo dichas coordenadas se encontraban referenciadas en un sistema cartesiano de siglas UTM (del inglés Universal Transverse Mercator), más específicamente UTM, La Canoa, Huso 19, que representó una referencia geográfica para Venezuela hace unos años. Dicho sistema de coordenadas es incompatible con el utilizado por OpenStreetMaps con OpenLayers, que fue la librería elegida para el proyecto, por ende se tuvo que hacer una conversión de los 180.000 pares de coordenadas hacia el sistema llamado WGS84 (siglas del inglés World Geodetic System 84), usado comúnmente por Google Maps y OpenStreetMaps y hoy día es estándar mundial.

Para dicho Fin se utilizó un Sistema GIS de código abierto llamado Quantum GIS, que es multiplataforma y fue referido en el capítulo 2. Una vez obtenida la conversión, se realizó un archivo de inserción de instrucciones SQL por cada nodo del sistema hacia la tabla “branch” a los campos “latitud” y “longitud” respectivamente.

5.4. Algoritmo de Obtención de Datos en tiempo real de la Base de Datos y Conversión de Datos para utilizar la librería Pypower y correr el Flujo de Carga.

Una vez identificados los datos necesarios para la realización del flujo de carga, se realizó un algoritmo que ingresaba a la fuente de datos, los tomaba y guardaba en listas de Python para posteriormente generar un elemento tipo Array con el formato específico que utiliza la librería de Pypower para poder funcionar. El diagrama de flujo de dicho algoritmo es mostrado en la Figura 5.13.

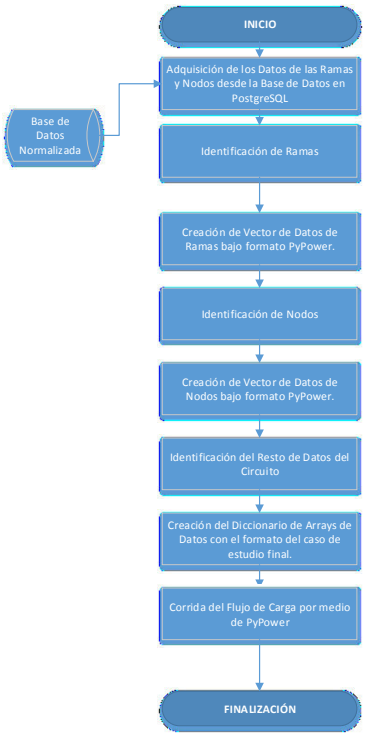


Figura 5.13. Diagrama de Flujo de la Conversión a Formato PyPower y del Flujo de Carga.

Inicialmente se hicieron las búsquedas de todos los datos requeridos (Número de Circuito, Factor de Potencia y Utilización Asociado al Circuito, Nivel de Tensión Base, Información de los nodos asociados al circuito en estudio, Ramas del circuito excluyendo valores incoherentes asociados a problemas con la información del modelo de datos), se analizaron y se organizó en vectores de nodos y ramas con el formato indicado en el capítulo 3. El código de dicha conversión es mostrado en el Anexo E debido a la extensión del mismo.

Una vez que se tiene a disponibilidad los datos en el formato de PyPower, se corre el Flujo de Carga respectivo y los datos de salida son almacenados en un diccionario de datos que tiene la particularidad de ser diccionario de diccionarios, es decir, como parte de los datos almacenados bajo el llamado a una etiqueta de datos del diccionario, se accedía a otro de forma anidada. Bajo este contexto hubo un análisis de la información de salida completa, dando como resultado las siguientes rutas de información (Bajo la premisa de que el diccionario inicial es denominado con la letra "r"):

Datos de Nodos:	r[0]["order"]["int"]["bus"]
Datos de Ramas:	r[0]["order"]["int"]["branch"]
Datos de Generadores:	r[0]["order"]["int"]["gen"]
Datos de Indexación Original de Nodos:	r[0]["order"]["bus"]["i2e"]

Toda la información de salida del flujo de carga están indicadas en Matrices de información direccionados en esas rutas de memoria. Los resultados son mostrados con una numeración de nodos distinta a la sacada del Modelo de Datos, esto por ser parte de una reordenación interna dentro del algoritmo de la librería de PyPower. Sin embargo el programa conserva la información de indexado original con la cual se puede revertir el proceso y mostrar la información conservada.

5.5. Algoritmo para la creación del código en formato KML

Una vez corrido el flujo de carga y generado los resultados es necesario crear un tipo de código especial denominado KML para lograr una capa vectorial de datos con los resultados y posteriormente utilizarlos para su visualización en el mapa. El diagrama de Flujo de la sección del código para dicho fin se observa en la figura 5.14.

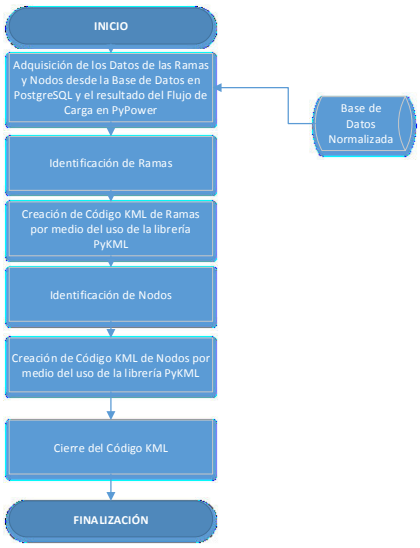


Figura 5.14. Diagrama de Flujo de la creación del script KML.

Para el desarrollo del código se utilizó una librería de Python llamada PyKML , con el que se puede crear, manipular y verificar código KML (Tyler E., 2011). En ella se escribe el código que se desea generar como funciones anidadas. Un ejemplo sencillo de su uso se muestra a continuación:

```
pm1 = KML.Placemark(
KML.name("Hello World!"),
KML.Point(
KML.coordinates("-64.5253,18.4607")
        )
  )
```

En el código anterior se declara una variable con la información de una etiqueta “Placemark” y su contenido, pero se realiza declarando una función KML.Placemark cuyo datos de entradas son múltiples funciones anidadas (KML.name, KML.Point). Cada vez que se declara una función se busca que al final se genere un código dentro de la estructura de etiquetas al estilo KML.

En el caso específico del proyecto, se generó un documento KML con 2 estilos diferentes, cada uno con sus características y direccionado hacia una referencia externa con la imagen del nodo o barra, sea que tiene presente una carga o es sólo un nodo de paso. Esto puede ser observado en el siguiente script:

```
doc = KML.kml(KML.Document(KML.Name("Flujo de
Carga"),KML.Style(KML.IconStyle(KML.scale(1.2),KML.Icon(KML.href("https://dl.drop
boxusercontent.com/u/43356135/pin4.png")),),id="linea",)),KML.Style(KML.IconStyle(K
ML.scale(1.2),KML.Icon(KML.href("https://dl.dropboxusercontent.com/u/43356135/pin5.p
ng")),),id="carga",))
```

La función KML.Name coloca el nombre del archivo, KML.Style, genera la etiqueta de estilos necesaria para personalizar los puntos a mostrar, y KML.href indica la dirección de donde va a ser tomada la ruta del ícono de la imagen.

Continuo a esto, se realizaron ciclos condicionados donde se clasificaban los nodos (con carga o sin carga) y las ramas (Líneas de Transmisión, Switchs o Transformadores) y se agregaban al código almacenado en “doc” previamente declarado. El script de este proceso es mostrado en también en el Anexo C.

5.6. Montaje del Resultado en Pyramid

Este es el último proceso del proyecto, en el mismo se busca montar los resultados obtenidos del flujo de carga y la generación del archivo KML a una página web, donde se muestre un mapa

con una capa vectorial de información referenciada geográficamente de los nodos y las ramas del sistema. Para ello se utilizó una librería de java llamada OpenLayers tratada en el capítulo 4 para cargar y visualizar capas vectoriales de mapas en la web.

Una vez seguidos los pasos mostrados en el capítulo 4, se elaboraron 2 páginas web cuyos códigos son mostrados en el Anexo D; la primera muestra un cuadro combinado donde se elige el circuito de estudio y al hacerlo, se direcciona a un URL con el valor del circuito que ejecuta el código Python para el análisis. Éste script toma los datos en tiempo real del circuito y devuelven el KML necesario y el informe del flujo de carga dado por el PyPower para mostrar una segunda página, y cargar con OpenLayers en el mapa dicho código.

Fue necesario modificar los siguientes archivos de la instalación del proyecto de Pyramid:

5.6.1. Setup.py

La sección de los requerimientos fue modificada para incluir diversas librerías y el código agregado es el siguiente:

```
requires = ['pyramid', 'pyramid_debugtoolbar',    'waitress', 'pypower', 'lxml', 'pykml',]
```

5.6.2. _init_.py

Dentro de “main” fueron agregadas las siguientes 3 rutas, las mismas ejecutan código Python y muestran en su respectivo caso las páginas web del proyecto:

```
config.add_route('circuito', '/circuito/{uid}')

config.add_route('resultado', '/resultado/{uid}')

config.add_route('kml', '/kml/{uid}')
```

La variable del circuito en estudio fue almacenada por el indicador {uid}, y el combo desplegable donde se selecciona el circuito es el encargado de entregar el valor al navegador

5.6.3. Views.py

En este archivo fueron incluidas las vistas que toman el valor del circuito y ejecutan el código Python completo. Adicional en ellas se vinculan las plantillas web que van a ser mostradas. El código de las mismas está disponible en el Anexo D por simplicidad.

Adicional todos los archivos de estilos para las páginas web e imágenes estáticas fueron almacenados dentro de la carpeta denominada “static” del proyecto.

CAPÍTULO 6
RESULTADOS

La fase final del proyecto incluía el montaje vía web de los diversos Flujos de Carga seleccionados. Una de las dificultades encontradas era que los circuitos que se disponían en la Base de Datos tenían errores en las coordenadas, ya que habían desplazamientos muy probablemente asociados a la conversión del tipo UTM Huso 19 hacia WGS84 ya discutido en el capítulo anterior, o es posible que la información original sea incorrecta. Por este motivo se seleccionó cercana a la ubicación de la subestación "Los Ángeles, Circuito 17" y se crearon 5 circuitos bajo coordenadas controladas y cuyas cargas fueron manipuladas para conseguir el resultado visual esperado del estado del sistema. Se generaron 2 plantillas web para utilizar el sistema. Para obtener a la interfaz creada es necesario primero iniciar el servidor web de Pyramid, como se mostró en el capítulo 4. Luego por medio de la URL "http://localhost:6543/" si se está trabajando en la misma máquina donde está instalado Pyramid o sustituyendo "localhost" por la dirección IP o dominio de referencia indicado se desplegará la pantalla mostrada en la Figura 6.1 :



Figura 6.1. Interfaz Principal de Acceso al Sistema.

En ella se debe seleccionar tanto el Tipo de Análisis requerido que en este caso únicamente se encuentra disponible el Flujo de Carga Newthon Raphson y posteriormente la subestación y el circuito en análisis deseado mediante el cuadro combinado haciendo un clic en el mismo. Al hacer esto, se direcciona a un URL específico que ejecuta los procesos de Python que toman los datos en tiempo real desde la Base de Datos y corre un Flujo de Carga por el método de Newton-Raphson para luego generar el código KML que será mostrado en un mapa de OpenLayers de una segunda plantilla web. En la Figura 6.2 se puede observar lo dicho anteriormente del circuito 90001:

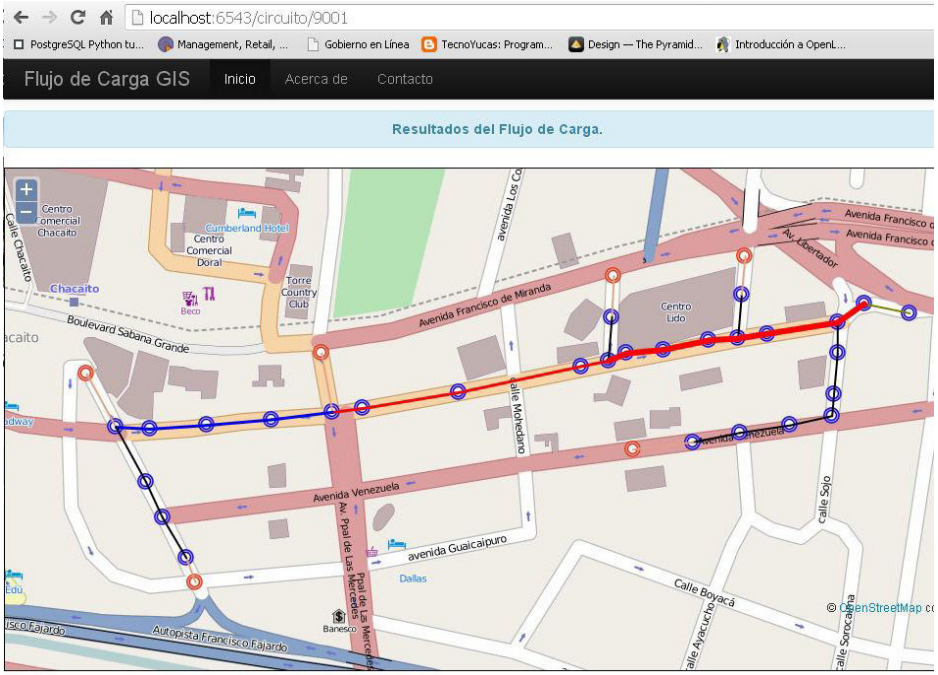


Figura 6.2. Resultados del Flujo de Carga bajo un mapa en OpenLayers del Circuito 9001.

Adicional se genera un reporte de resultados que es anexada en la parte inferior de dicha plantilla como la mostrada en la Figura 6.3:

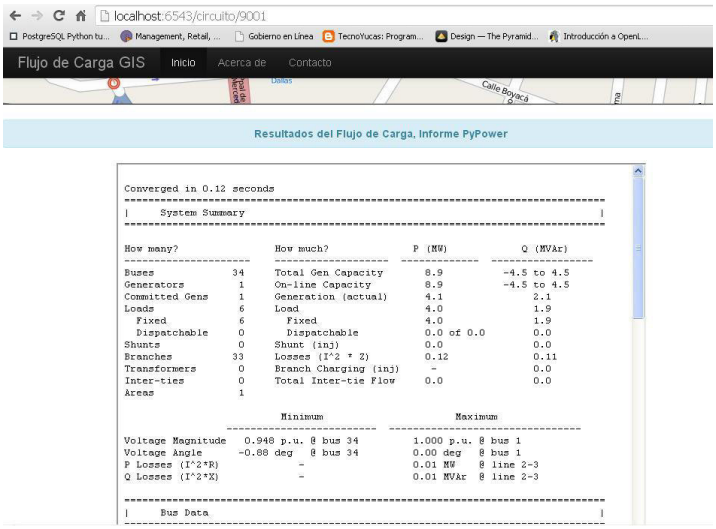


Figura 6.3. Resultados del Flujo de Carga del Circuito 9001 entregados por PyPower.

Los resultados visuales del mapa son interpretados por las siguientes leyendas, basando el color de las líneas de transmisión bajo el criterio del 66 % de la corriente que implica mantener el circuito en condiciones normales aunque se pierda una de las tres fases del sistema. El criterio puede observarse en la Figura 6.4 a continuación:

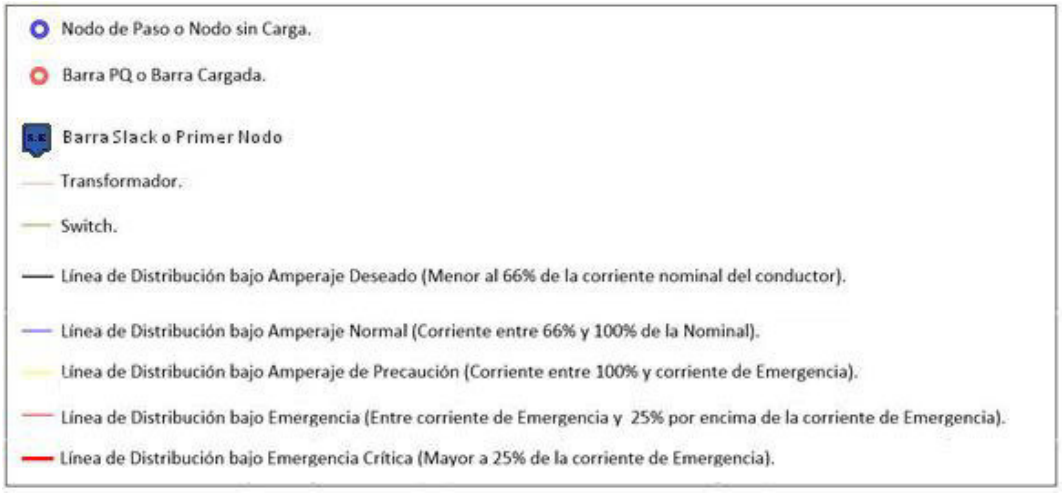


Figura 6.4. Leyenda y Criterio del 66% utilizado para la interfaz del mapa.

6.1. Respuestas de los Circuitos

Con el diseño individual de los circuitos se buscó mostrar todos los posibles casos de amperaje de rama con criterio del 66% indicado anteriormente. Entre los resultados del proceso tenemos el circuito 9001 que está correspondido por las barras indicadas en la Figura 6.5. Se puede ver que desde la salida inicial, los conductores han sido violados y se encuentran bajo emergencia crítica (color rojo grueso), esto motivado por el consumo de todas las ramas que van por el troncal del sistema. Posteriormente los niveles de corriente disminuyen por tramo entrando de emergencia (color rojo fino) a amperaje normal (color azul) y al final en corriente de amperaje deseado (color negro). El resultado de los voltajes nodales en por unidad y ángulos en grados se observan en el Cuadro 6.1.

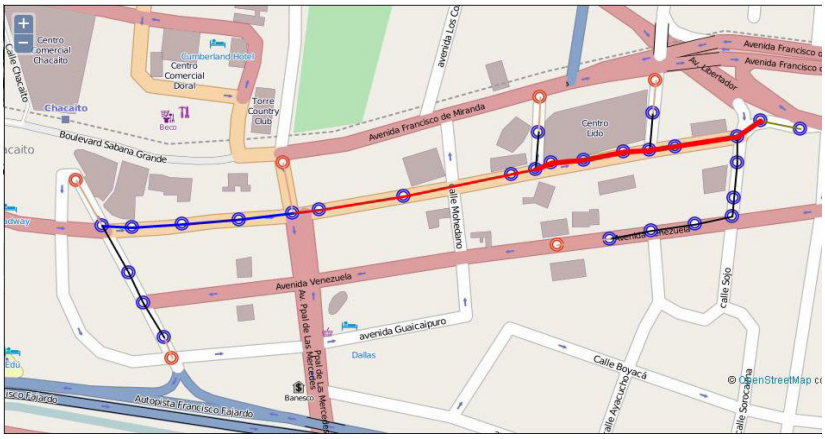


Figura 6.5. Circuito 9001 Referenciado Geográficamente con resultados del Flujo de Carga.

Cuadro 6.1. Voltajes en p.u. y ángulos en grados del Circuito 9001.

NODO	VOLTAJE (p.u.)	ANGULO (grados)
1	1,0000	0,0000
2	0,9960	-0,0550
3	0,9920	-0,1100
4	0,9920	-0,1190
5	0,9910	-0,1270
6	0,9910	-0,1350
7	0,9900	-0,1430
8	0,9900	-0,1510

9	0,9890	-0,1600
10	0,9860	-0,3250
11	0,9890	-0,1580
12	0,9860	-0,2060
13	0,9850	-0,2170
14	0,9820	-0,4360
15	0,9830	-0,2440
16	0,9810	-0,2810
17	0,9760	-0,3500
18	0,9740	-0,3800
19	0,9730	-0,3940
20	0,9690	-0,6580
21	0,9710	-0,4160
22	0,9680	-0,4670
23	0,9640	-0,5340
24	0,9600	-0,5860
25	0,9560	-0,8430
26	0,9570	-0,6260
27	0,9560	-0,6510
28	0,9540	-0,6720
29	0,9540	-0,6860
30	0,9520	-0,8090
31	0,9530	-0,6950
32	0,9510	-0,7220
33	0,9510	-0,7320
34	0,9480	-0,8840

Los niveles de voltaje en por unidad y ángulo con respecto a los nodos del sistema son mostrados en las Figuras 6.6 y 6.7 así como en la Figura 6.8 la magnitud de los voltajes referenciados por los valores de coordenadas en el cual han sido asignados. Se puede ver que al ser un sistema radial y no existir compensación en las barras sino únicamente barras PQ, se produce una caída de tensión constante desde la barra Slack del Circuito representada en este caso por el nodo 1 hacia el resto del sistema. Con respecto a los ángulos también se observa una disminución gradual desde la barra Slack, teniendo importante participación los nodos 10, 14, 20, 25, 30 y 34 al ser barras PQ, cuyo consumo de potencia activa repercute directamente en las diferencias angulares del circuito.

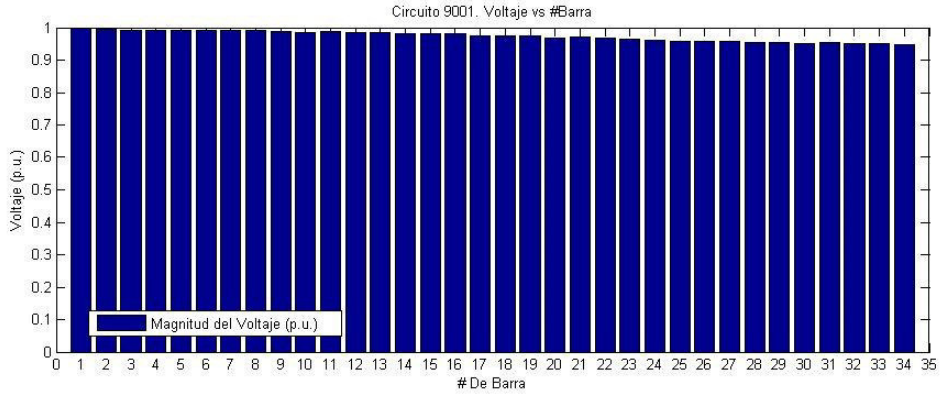


Figura 6.6. Voltaje en p.u. del circuito 9001 con respecto a las barras del sistema.

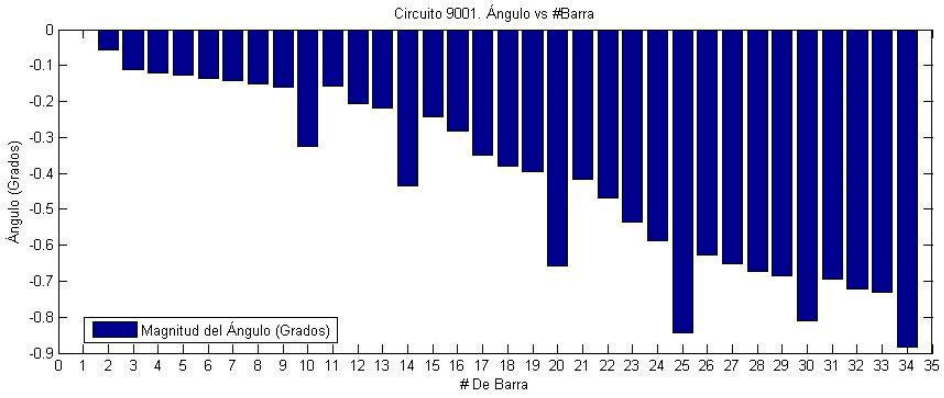
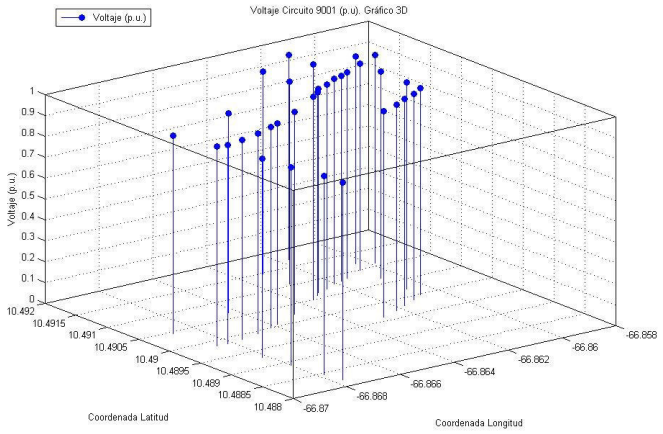


Figura 6.7. Ángulos en grados del circuito 9001 con respecto a las barras del sistema.



6.8. Voltajes del circuito 9001 referenciados por coordenadas de longitud y latitud.

Con respecto a los flujos de potencia el resumen de todas las ramas de las pérdidas activas y reactivas de las mismas así como las inyecciones de una barra a otra quedan resumidas en el Cuadro 6.2. Es importante destacar que en el Cuadro 6.2 no se hacen distinciones de las ramas que son del tipo "Línea" a las ramas que son del tipo "Transformador" y son mostradas ambas:

Cuadro 6.2. Información de Flujos de Potencia en las Ramas del Circuito 9001.

			INYECCION DESDE BUS		INYECCION HASTA BUS		PÉRDIDAS	
RAMA #	DESDE	HASTA	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
0	34	33	-0.49	-0.24	0.50	0.24	0.001	0.00
1	29	30	0.41	0.20	-0.40	-0.20	0.000	0.00
2	29	28	-0.90	-0.44	0.90	0.44	0.001	0.00
3	24	25	0.86	0.42	-0.85	-0.41	0.002	0.01
4	19	20	0.90	0.44	-0.90	-0.44	0.002	0.01
5	16	15	-2.71	-1.34	2.71	1.34	0.006	0.01
6	15	12	-2.71	-1.34	2.72	1.35	0.006	0.01
7	12	13	0.77	0.38	-0.77	-0.37	0.000	0.00
8	13	14	0.77	0.37	-0.76	-0.37	0.001	0.00
9	12	11	-3.48	-1.73	3.49	1.73	0.010	0.01
10	11	3	-3.49	-1.73	3.50	1.74	0.010	0.01
11	2	1	-4.11	-2.04	4.12	2.05	0.014	0.01
12	3	4	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
13	4	5	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
14	5	6	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
15	6	7	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
16	7	8	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
17	8	9	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
18	9	10	0.59	0.29	-0.58	-0.28	0.001	0.00
19	24	23	-1.76	-0.86	1.77	0.87	0.006	0.00
20	2	3	4.11	2.04	-4.09	-2.03	0.014	0.01
21	31	29	-0.50	-0.24	0.50	0.24	0.000	0.00
22	33	32	-0.50	-0.24	0.50	0.24	0.000	0.00
23	21	18	-1.78	-0.88	1.79	0.88	0.004	0.00
24	28	27	-0.90	-0.44	0.90	0.44	0.001	0.00
25	27	26	-0.90	-0.44	0.91	0.44	0.001	0.00
26	18	19	0.90	0.44	-0.90	-0.44	0.001	0.00
27	18	17	-2.69	-1.33	2.69	1.33	0.005	0.00
28	17	16	-2.69	-1.33	2.71	1.34	0.011	0.01

29	26	24	-0.91	-0.44	0.91	0.44	0.002	0.00
30	23	22	-1.77	-0.87	1.78	0.88	0.007	0.01
31	32	31	-0.50	-0.24	0.50	0.24	0.001	0.00
32	22	21	-1.78	-0.88	1.78	0.88	0.006	0.00

También a nivel de interfaz visual es posible verificar los datos del Flujo de Carga en el mapa, esto se logra haciendo clic sobre los nodos del circuito, dando información relevante respecto a los niveles de voltaje, ángulo, nombre del nodo y valores de carga de Potencia Activa "P" y potencia reactiva "Q". Si no existe carga en la barra y es un nodo de paso los valores de P y Q se mostraran en cero ambos respectivamente. Además el usuario puede acceder a información de las ramas al hacer clic sobre ellas, y de igual forma se desplegará un cuadro con datos relevantes como la relación de los nodos de la rama, corrientes de la rama, corrientes nominales y de emergencia, distancia en kilómetros de la rama, impedancia de la misma, pérdidas activas y reactivas así como los flujos de potencia asociados a ellas. Esto puede ser observado en las Figuras 6.9 y 6.10 respectivamente.



Figura 6.9. Información de nodos en el mapa.

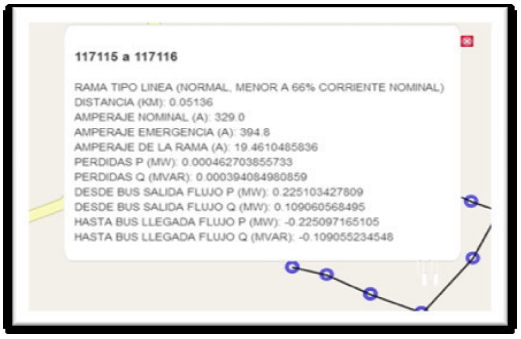


Figura 6.10. Información de Ramas en el mapa.

En la Figura 6.11 se muestra un resumen del circuito 9001 entregado por PyPower (por esta razón se encuentra en inglés), donde se observa la cantidad de nodos, barras, generadores, voltajes y ángulos máximos y mínimos entre otros. Por razones de espacio no es mostrada la información de los circuitos 9002, 9003, 9004 y 9005, sin embargo, en el Anexo G, podrán ver el resumen del Flujo de Carga de todos los circuitos con sus correspondientes gráficas.

Circuito 9001

```
Converged in 0.08 seconds
================================================================================
|     System Summary                                                          |
================================================================================

How many?                How much?              P (MW)            Q (MVAr)
---------------------    -------------------  -------------  -----------------
Buses             34     Total Gen Capacity       8.9          -4.5 to 4.5
Generators         1     On-line Capacity         8.9          -4.5 to 4.5
Committed Gens     1     Generation (actual)      4.1               2.1
Loads              6     Load                     4.0               1.9
  Fixed            6       Fixed                  4.0               1.9
  Dispatchable     0       Dispatchable           0.0 of 0.0        0.0
Shunts             0     Shunt (inj)              0.0               0.0
Branches          33     Losses (I^2 * Z)         0.12              0.11
Transformers       0     Branch Charging (inj)     -                0.0
Inter-ties         0     Total Inter-tie Flow     0.0               0.0
Areas              1

                         Minimum                      Maximum
                  -------------------------  --------------------------------
Voltage Magnitude   0.948 p.u. @ bus 34         1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle      -0.88 deg   @ bus 34         0.00 deg   @ bus 1
P Losses (I^2*R)             -                 0.01 MW    @ line 2-3
Q Losses (I^2*X)             -                 0.01 MVAr  @ line 2-3

================================================================================
```

Figura 6.11. Resumen del Circuito 9001 entregado por PyPower.

Cabe destacar en la realización y posteriores resultados del proyecto los siguientes aspectos:

Python fue elegido para la realización de este proyecto, por múltiples razones, entre ellas la facilidad de aprendizaje y uso de las librerías científicas adecuadas pero una de las razones

principales fue por la elección del tipo de arquitectura de software seleccionado de Modelo-Vista-Controlador ya que Python se maneja perfectamente con este patrón. Dicha forma de manejo de los datos en el proceso de desarrollo se pudo constatar su importancia ya que separa perfectamente en secciones cada parte del software y permite a su vez identificar problemas del código, por ejemplo, si existiera problemas en los tiempos de ejecución de algún proceso, se buscaría el controlador específico que es ajeno al Modelo de Datos o a los códigos asociados a las Vistas, y en consecuencia se atacaría más rápidamente el inconveniente; esto pasó reiteradamente durante el desarrollo del software ya que se separó el código que creaba el formato del caso de estudio en PyPower del módulo que corría el Flujo de Carga y creaba el script en formato KML y por ende se identificaban las secciones problemáticas con mayor facilidad y por ende rapidez.

El Modelo de Datos entregado por el Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar (INDENE) para el proyecto venía normalizado ya que las tablas del mismo presentaban un orden bien definido para lo que se necesitaba bajo un modelo relacional entre ellos (los datos de las ramas , nodos, circuitos, parámetros de conductores, entre otros venían especificados en tablas con datos propios de cada uno y a su vez bajo un índice relacional entre ellas si así era necesario, con esto se evitan datos redundantes o registros duplicados además de facilitar una posible actualización de los datos en ella), sin embargo, a medida que se fue trabajando con el mismo se encontraron incoherencias en la información suministrada, como datos de ramas que se apuntaban a nodos repetidos, o indexación de los calibres de conductor incoherentes que ocasionaban una no convergencia del Flujo de Carga en los circuitos, también luego de crear el algoritmo de verificación de radialidad de los circuitos del sistema se observó que apenas alrededor del 15% de ellos cumplían con esa condición que al ser una Base de Datos de Distribución sin generación distribuida típicamente debería cumplirse, obteniendo en vez islas radiales o circuitos mallados.

Otro inconveniente del Modelo de Datos era la falta de información geográfica, ya que inicialmente se entregaron las tablas relacionadas a los nodos del sistema sin coordenadas incluidas, lo que motivó a la verificación de la Base de Datos de origen desde donde se creó el modelo normalizado y aunque se logró relacionar más del 80% de los nodos, no fue suficiente

para obtener circuitos completos, únicamente 6 circuitos que representan el 0.7 % completaron tanto la condición de radialidad como todas la información geográfica para su visualización. A este hecho se une también que una vez terminado el proceso de despliegue del circuito de forma referenciada los nodos que se muestran parecen tener problemas de ubicación con respecto al plano real de la zona, es decir, puntos de nodos desplazados de las avenidas o calles, ramas de dimensiones incoherentes que no se relacionan con los datos del Modelo de Datos, o nodos ubicados en puntos confusos. Esto puede ser causado muy probablemente por problemas en la conversión de las coordenadas desde el sistema UTM Huso 19 hacia WGS84, sin embargo, es mucho más probable que sean por información incorrecta desde la fuente de origen de datos y es por esta razón que al final se tuvo que crear circuitos inventados y así mostrar el potencial de la herramienta elaborada.

A nivel del Flujo de Carga, los datos originales mostraron circuitos muy poco cargados donde prácticamente en todas las ramas de los mismos no se llegaba ni al 50% del amperaje nominal. Cómo la finalidad principal de este proyecto es de investigación, y en líneas generales lo que se trata de mostrar es la capacidad del software creado, los circuitos fueron editados para ser cargados de modo que se mostraran todas las condiciones del criterio del 66%, es por esta razón que se ven casos donde la corriente de la rama supera inclusive el 25% de la corriente de emergencia del mismo, y existen ramales donde el amperaje está en niveles deseados poco comunes en una red real.

De igual forma se buscó que el circuito mostrado tenga caídas de tensión creíbles, llegando hasta un máximo del 10 % en por unidad en el circuito 9002, registrándose un mínimo de 0.901 p.u. en la barra 3702. Cómo los circuitos no presentan compensación la caída de voltaje es continua a medida que nos movemos desde la barra Slack hacia las ramas terminales, por supuesto tomando en cuenta el aporte de los nodos de carga para dicha diferencia de potencial.

Los tiempos de respuesta del algoritmo para el cálculo del flujo de carga son bastante eficientes, y como se están trabajando con circuitos independientes se reducen aún más los

mismos ya que se trabajan con menos nodos, ramas y cargas, y cabe acotar que la topología radial hace que la matriz generada en el proceso presente numerosos valores nulos que simplifican muchísimo los cálculos, a diferencia de las redes múltiples malladas.

La estructura del Modelo de Datos permite realizar Flujo de Carga Trifásicos de una forma ordenada, sin embargo existe una carencia de información acerca de compensaciones y generación distribuida en el mismo. Por esta razón en la elaboración del algoritmo se obvio cualquier referencia a ellos y se trabajó con cargas nodales concentradas, es por eso que no existen barras PV en los circuitos. Esto puede ser una limitante a la hora del análisis de las redes de distribución, sin embargo, PyPower permite realizar dichas labores y ya que se ha trabajado con una Arquitectura de Software MVC, se puede modificar el controlador que crea el caso de estudio bajo el formato PyPower y adaptarlo a futuras modificaciones a el Modelo de Datos para que incluya dichas alternativas.

El servidor web utilizado, permitió fácilmente la adaptación de las plantillas y los tiempos de ejecución y carga son cortos y dependientes en gran medida de los subprocesos anteriores asociados, además de permitir el Modelo-Vista-Controlador. Su aplicación inicial es algo engorrosa ya que la metodología de trabajo es distinta a la de la mayoría de Frameworks Web, sin embargo, posee un potencial enorme una vez la curva de aprendizaje es superada, ya que la estructura de trabajo en el mismo es muy ordenada.

La interfaz gráfica usada fue la de plantillas web, que hoy día su ejecución es conocida ampliamente, donde únicamente se necesita la selección del circuito en estudio por medio de un cuadro combinado que despliega las opciones. El resto de las operaciones son todas realizadas por los controladores del sistema interactuando con el servidor web de Pyramid, así que para el usuario final es muy agradable e intuitivo de usar. Para el momento de la elaboración de este trabajo de grado se tienen 5 circuitos de prueba tomados directamente del Modelo de Datos, sin embargo, la información del cuadro combinado es actualmente estática y sólo muestra esos circuitos. Si se desea a futuro expandir la herramienta para un indeterminado número de circuitos

es necesario generar un validador que lo haga al cargar la página, como puede ser el caso de algún código JavaScript.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La necesidad de utilizar herramientas computacionales para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia es esencial. El constante avance en los sistemas de información y el hardware ha permitido un aumento en los procesos de cálculo y en consecuencia los métodos de estudio para el control en el área de la ingeniería eléctrica se han adaptado progresivamente y el resultado de este proyecto es sólo un ejemplo de esas capacidades. Para dichos fines existen diversos software tanto libres como propietarios, ejemplo de ello INTERPSS o el ETAP, sin embargo, la mayoría de éstos cómo se expresó en el capítulo 2, presentan limitaciones y prácticamente muy pocos relacionan lo geográfico con lo analítico; es por esto que parte del proceso de adaptación implica la utilización de Lenguajes de Programación para acoplar a las necesidades reales de las empresas los software que les permitan eficientemente el diseño, planificación y control de sus sistemas a bajo costo.

El principal Objetivo de este proyecto fue la elaboración de una herramienta computacional para el Análisis de Flujo de Carga sobre una referencia geográfica detallada bajo el uso de herramientas de software libre. Es de gran importancia recalcar tres virtudes que este proyecto ofrece, la primera y más importante es que se abre la posibilidad de obtener bajo la expansión del mismo, un software que logre analizar los múltiples aspectos de un sistema eléctrico bajo un costo nulo de licencia para las empresas, así casos particulares como los del ETAP o DigSilent-Power Factory cuyas licencias superan los $15.000 cada una pudieran a futuro ser sustituídas por herramientas similares que no amerite un gran golpe para las compañías más que el de la instrucción del personal o soporte técnico, de hecho en Venezuela, todas las herramientas de Análisis que incluyen soporte para Sistemas de Información Geográfico son de tipo propietario, como lo es el caso de PADEE de licencia AUTOCAD utilizado por CADAFE, SIMIP y SIGRED de licencia BENTLEY utilizado por la EDC, y FeederAll de licencia ABB empleado por ENELVEN, éste proyecto sería el primero de distribución Libre, lo que le aporta un mayor peso al mismo.

Una segunda virtud es la posibilidad de correr Flujos de Carga con información dinámica, ya que al ser aplicada en una Base de Datos y si existen herramientas que vinculen un sistema SCADA

con el mismo, se lograría el análisis para obtener el estado del sistema en tiempo real, lo que permitiría un mejor control de problemas, tiempos de reacción reducidos de los departamentos involucrados y en líneas generales capacidades de diseño, planificación de expansión superiores. Una tercera virtud y no menos importante es la capacidad de ser visualizado vía web, lo que mejora la accesibilidad a los datos incluso desde cualquier parte del mundo por supuesto bajo las condiciones de seguridad que ello conlleven, esto trae como consecuencia una mayor información del estado del sistema y tiempos de reacción más cortos cuando el personal encargado del siniestro no se encuentra dentro del área de trabajo y suceda un inconveniente.

Finalmente, pensando en la mejora y continuación del proyecto por parte de un tercero se recomiendan las siguientes acciones:

- Verificar la veracidad de la información suministrada por el Modelo de Datos, o en su defecto por la Base de Datos fuente, ya que se encontraron múltiples problemas de indexación, incoherencias de datos o información corrupta para su análisis y esto redujo la confiabilidad de que los resultados correspondan con la realidad.

- Examinar los circuitos y solucionar los problemas de radialidad encontrados, ya que sólo el 15% de los mismos cumplían con este requisito, lo que indica que la información no es confiable. Para este fin se debe verificar las diversas islas radiales independientes o los diversos circuitos mallados y encontrar un criterio adecuado para cerrar o abrir los Switchs que hacen que dichos circuitos vuelvan a ser radiales.

- Ubicar la información de las coordenadas de los nodos para mostrarlos vía web, ya que sólo el 0.7% de los circuitos totales tenían completas las coordenadas en todas sus barras y cumplían con ser circuitos radiales.

- Modificar el Modelo de Datos para que en su estructura contemplen las compensaciones o las generaciones distribuidas (barras tipo PV), para que el modelo sea más completo y confiable, además de lograr una mayor capacidad de análisis para el diseño de la red o simple expansión del mismo.

- Mejorar el apartado visual de los componentes del sistema ya que por cuestiones de tiempo se trataron a los transformadores y a los Switchs del sistema cómo líneas de colores específicos bajo su leyenda en vez de con su figura eléctrica correspondiente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Culebro, M., Gómez, W., & Torres, S. (2006). *Software libre vs software propietario. Ventajas y desventajas.* Creative Commons.

Dunstan, L. A. (Enero de 1947). Machine Computation of Power Network Performance. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* , 610-624.

Delgado, S. (Noviembre, 2013). Aplicación del estandar IEC-61970 al SEN y Analisis de Flujo de Carga en software abierto. Caracas, Miranda, Venezuela.

FUNINDES-USB. (2013). ¿Quiénes Somos?. Recuperado el 19 de Septiembre de 2013, de http://www.funindes.usb.ve/

García, M. (2009). Ecuaciones Trascendentes en Algebras de Banach. Ciudad de la Habana, Cuba.

IEEE Std. (1993). *IEEE Software Engineering Standard: Glossary of Software Engineering Terminology*. IEEE Computer Society Press, capitulo 2

INDENE-USB. (2010). *Anteproyecto para el desarrollo de herramienta computacional para estudios de planificación corto-mediano plazo de sistemas eléctricos de distribución.* Caracas.

INDENE-USB. (2013). Proyecto MCTI-FONACIT-PEI N° 2953: Desarrollo de una Herramienta Computacional en Codigo Abierto para Estudios del Sistema Electrico de Transmision y Distribucion de Venezuela. Recuperado el 19 de Septiembre de 2013, de http://www.indene.usb.ve/pei2953.html

Kersting W., (2002). *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press.

Lincoln, R. (2011). *PyPower Usage*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2013, de https://github.com/rwl/PYPOWER/blob/master/doc/usage.rst#id3

Lincoln, Richard ; Power System Engineering Research Center. (2009). *PyPower.* Recuperado el 19 de Septiembre de 2012, de http://pypi.python.org/pypi/PYPOWER/4.0.1

Martinez, R. (2009). *PostgreSQL*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2013, de http://www.postgresql.org.es/documentacion

Milano, F. (2010). *Power System Modelling and Scripting.* Springer.

Milano, F., Zhou, M., & Hou, G. (2009). Open Model For Exchanging Power System Data. *IEEE PES General Meeting.*

Ochoa, F. J. (Marzo de 2012). Estudios de Cortocircuito balanceado en sistemas de distribución sobre una plataforma libre. Caracas, Miranda, Venezuela.

Plotz, M. (2010). *Principles Of MVC for PHP Developers*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2013, de: http://www.htmlgoodies.com/beyond/php/article.php/3912211

Ruiz C. (2012) *Breve Introducción a Pyramid.* Caracas.

Ruiz C. (2013) *Geomática Libre, presentación OSM.* Recuperado el 19 de Septiembre de 2013, de http://atmantree.com/go/2013/08/breve-introduccion-a-pyramid/

Stallman, R. M. (2004). *Software libre para una sociedad libre.* Traficantes de Sueños.

Stevenson, W. (1975). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.*McGraw-Hill.

Stevenson, W., & Grainger, J. (1994). *Power System Analysis.* McGraw-Hill.

Tyler E. (2011). *PyKML*. Recuperado el 19 de Septiembre de 2013, de http://pythonhosted.org/pykml/

ANEXO A: Caso de Estudio 4 Barras.

Caso de Estudio de 4 barras de Grainger & Stevenson

```
Formato de los casos de estudio de PyPower. Caso cuatro (4) barras.
# Copyright (C) 1996-2011 Power System Engineering Research Center
# Copyright (C) 2010-2011 Richard Lincoln
#
# PYPOWER is free software: you can redistribute it and/or modify
# it under the terms of the GNU General Public License as published
# by the Free Software Foundation, either version 3 of the License,
# or (at your option) any later version.
#
# PYPOWER is distributed in the hope that it will be useful,
# but WITHOUT ANY WARRANTY; without even the implied warranty of
# MERCHANTABILITY or FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE. See the
# GNU General Public License for more details.
#
# You should have received a copy of the GNU General Public License
# along with PYPOWER. If not, see <http://www.gnu.org/licenses/>.

"""Power flow data for 4 bus, 2 gen case from Grainger & Stevenson.
"""

from numpy import array

def case4gs():
    """Power flow data for 4 bus, 2 gen case from Grainger & Stevenson.
    Please see L{caseformat} for details on the case file format.

    This is the 4 bus example from pp. 337-338 of I{"Power System Analysis"},
by John Grainger, Jr., William Stevenson, McGraw-Hill, 1994.

    @return: Power flow data for 4 bus, 2 gen case from Grainger & Stevenson.
    """
ppc = {"version": '2'}

    ##-----  Power Flow Data  -----##
    ## system MVA base
ppc["baseMVA"] = 100.0

    ## bus data
    # bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
ppc["bus"] = array([
        [0, 3, 50,  30.99,  0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
        [1, 1, 170, 105.35, 0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
        [2, 1, 200, 123.94, 0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9],
        [3, 2, 80,  49.58,  0, 0, 1, 1, 0, 230, 1, 1.1, 0.9]
    ])

    ## generator data
    # bus, Pg, Qg, Qmax, Qmin, Vg, mBase, status, Pmax, Pmin, Pc1, Pc2,
    # Qc1min, Qc1max, Qc2min, Qc2max, ramp_agc, ramp_10, ramp_30, ramp_q, apf
ppc["gen"] = array([
        [3, 318, 0, 100, -100, 1.02, 100, 1, 318, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
        [0, 0,   0, 100, -100, 1,    100, 1, 0,   0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
    ])

    ## branch data
    #fbus, tbus, r, x, b, rateA, rateB, rateC, ratio, angle, status, angmin, angmax
ppc["branch"] = array([
        [0, 1, 0.01008, 0.0504, 0.1025, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
        [0, 2, 0.00744, 0.0372, 0.0775, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
        [1, 3, 0.00744, 0.0372, 0.0775, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360],
        [2, 3, 0.01272, 0.0636, 0.1275, 250, 250, 250, 0, 0, 1, -360, 360]
    ])
```

ANEXO B: Caso de Estudio Circuito del Modelo de Datos.

Caso de Estudio Circuito 9001

```
def estudio2():

    ## PYPOWER Case Format : Version 2
ppc = {'version': '2'}

    ##-----  Power Flow Data  -----##
    ## system MVA base
ppc['baseMVA'] = 4.45

    ## bus data
    # bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
ppc['bus'] = array([
        [1, 3, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [2, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.99614236, -0.055025686, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [3, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.99228564, -0.11047916, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [4, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.99173444, -0.11863447, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [5, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.99118326, -0.12679886, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [7, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.99008096, -0.14315489, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [8, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.98952984, -0.15134657, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [9, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.98897874, -0.15954739, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [11, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.98898094, -0.15815616, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [12, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.98567693, -0.20615283, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [13, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.98495253, -0.21693319, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [15, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.98309791, -0.24363601, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [16, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.9805193, -0.28131636, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [17, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.9758789, -0.34964273, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [18, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.97381694, -0.38021901, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [19, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.97286693, -0.3944817, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [21, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.97141808, -0.4157936, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [22, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.9679918, -0.46692029, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [23, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.96353879, -0.5339285, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [26, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.95747206, -0.62624526, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [30, 1, 0.405, 0.19615, 0, 0, 1, 0.95171571, -0.80917536, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [28, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.9544781, -0.67224424, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [29, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.95359764, -0.68582832, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [31, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.95301553, -0.69480163, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [32, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.95126935, -0.72178745, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [33, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.95059033, -0.7323087, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [34, 1, 0.495, 0.239739, 0, 0, 1, 0.94828124, -0.88409094, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [14, 1, 0.765, 0.370506, 0, 0, 1, 0.98150252, -0.43565978, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [10, 1, 0.585, 0.283328, 0, 0, 1, 0.9863548, -0.32530831, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [25, 1, 0.855, 0.414095, 0, 0, 1, 0.95615473, -0.84332801, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [27, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.95588694, -0.65056176, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [20, 1, 0.9, 0.43589, 0, 0, 1, 0.96875291, -0.65843274, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [6, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.9906321, -0.13497232, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
        [24, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0.9601143, -0.58589618, 4.8, 1, 1.1, 0.9],
    ])

    ## generator data
    # bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30
ramp_q apf
ppc['gen'] = array([
        [1, 4.12014, 2.05374, 4.45, -4.45, 1, 4.45, 1, 8.9, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0],
    ])

    ## branch data
    # fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax Pf Qf Pt Qt
ppc['branch'] = array([
        [34, 33, 0.0075, 0.0251, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -0.4950, -0.2397, 0.4956, 0.2416],
        [29, 30, 0.0075, 0.0251, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.4054, 0.1974, -0.4050, -0.1962],
        [29, 28, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -0.9023, -0.4402, 0.9030, 0.4408],
        [24, 25, 0.0075, 0.0251, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.8567, 0.4197, -0.8550, -0.4141],
        [19, 20, 0.0075, 0.0251, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.9018, 0.4419, -0.9000, -0.4359],
        [16, 15, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -2.7052, -1.3396, 2.7114, 1.3449],
```

```
    [15, 12, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -2.7114, -1.3449, 2.7176, 1.3502],
    [12, 13, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.7668, 0.3752, -0.7663, -0.3747],
    [13, 14, 0.0075, 0.0251, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.7663, 0.3747, -0.7650, -0.3705],
    [12, 11, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -3.4844, -1.7253, 3.4946, 1.7341],
    [11, 3, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -3.4946, -1.7341, 3.5048, 1.7428],
    [2, 1, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -4.1062, -2.0419, 4.1201, 2.0537],
    [3, 4, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.5874, 0.2872, -0.5872, -0.2870],
    [4, 5, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.5872, 0.2870, -0.5869, -0.2868],
    [5, 6, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.5869, 0.2868, -0.5866, -0.2865],
    [6, 7, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.5866, 0.2865, -0.5863, -0.2863],
    [7, 8, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.5863, 0.2863, -0.5860, -0.2860],
    [8, 9, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.5860, 0.2860, -0.5857, -0.2858],
    [9, 10, 0.0075, 0.0251, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.5857, 0.2858, -0.5850, -0.2833],
    [24, 23, 0.00585028, 0.00498269, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -1.7644, -0.8645, 1.7699, 0.8692],
    [2, 3, 0.00292514, 0.00249134, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 4.1062, 2.0419, -4.0923, -2.0300],
    [31, 29, 0.00351017, 0.00298961, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -0.4967, -0.2426, 0.4969, 0.2428],
    [33, 32, 0.0040952, 0.00348788, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -0.4956, -0.2416, 0.4959, 0.2419],
    [21, 18, 0.0040952, 0.00348788, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -1.7825, -0.8799, 1.7864, 0.8832],
    [28, 27, 0.00468023, 0.00398615, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -0.9030, -0.4408, 0.9042, 0.4418],
    [27, 26, 0.00526525, 0.00448442, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -0.9042, -0.4418, 0.9055, 0.4429],
    [18, 19, 0.00321766, 0.00274048, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, 0.9026, 0.4426, -0.9018, -0.4419],
    [18, 17, 0.00234011, 0.00199307, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -2.6890, -1.3258, 2.6939, 1.3300],
    [17, 16, 0.00526525, 0.00448442, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -2.6939, -1.3300, 2.7052, 1.3396],
    [26, 24, 0.00877542, 0.00747403, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -0.9055, -0.4429, 0.9077, 0.4448],
    [23, 22, 0.00760537, 0.00647749, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -1.7699, -0.8692, 1.7770, 0.8753],
    [32, 31, 0.0105305, 0.00896884, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -0.4959, -0.2419, 0.4967, 0.2426],
    [22, 21, 0.00585028, 0.00498269, 0, 11.125, 11.125, 11.125, 0, 0, 1, -360, 360, -1.7770, -0.8753, 1.7825, 0.8799],
  ])

return ppc
```

ANEXO C: Generación del KML.

Generación del Archivo KML (Código Python).

```
	d = request.matchdict['uid']
	conn=psycopg2.connect('host=192.168.0.108 port=5432 dbname=bd_edc_02_daniel user=indene password=indene01');
	cur = conn.cursor();
	converge=[]
	sql_query = 'SELECT fu,fp FROM pps.circuit_factors WHERE circuit_id ='+str(d)
	cur.execute(sql_query);
	fu_fp = cur.fetchall();
	cur.execute("SELECT first_node FROM pps.circuit WHERE id = '"+str(d)+"';");
	primer_nodo = cur.fetchall();
	ppc=loadfromdb(d);
	ppopt=ppoption(PF_ALG=1, PF_MAX_IT= 100, TOL=1e-6)
	#Corrida del flujo de carga#
	r=runpf(ppc,ppopt, fname='resultados'+d +".txt", solvedcase='estudio2')
	#Creacion de el archivo KML
	i=0;
	################################KML NODOS#####################################
	# Ambos estudios para referenciar al KML con el dibujo correcto
		#estudio NO HAY CARGA
	doc = KML.kml(KML.Document(KML.Name("Flujo de
Carga"),KML.Style(KML.IconStyle(KML.scale(1.2),KML.Icon(KML.href("https://dl.dropboxusercontent.com/u/43356135/pin4.png")),),id="line
a",)),KML.Style(KML.IconStyle(KML.scale(1.2),KML.Icon(KML.href("https://dl.dropboxusercontent.com/u/43356135/pin5.png")),),id="carga",
),KML.Style(KML.IconStyle(KML.scale(1.2),KML.Icon(KML.href("https://dl.dropboxusercontent.com/u/43356135/powerlinepole.png")),),id="s
ubestacion",))
	nodoi=(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i]));
	sql_query = "SELECT kv,latitud,longitud FROM pps.node WHERE id ='" +str(nodoi) +"'"
	cur.execute(sql_query);
	variosnodoi = cur.fetchall();
		#estudio si es barra slack
	if float(nodoi) == float(primer_nodo[0][0]):
		descripcion = "PRIMER NODO (BARRA SLACK): " + str(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])) + "<br/>" +
"VOLTAJE, P.U: " + str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][7]) + "<br/>" + "ANGULO EN GRADOS: " + str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][8]) +
"<br/>" + "CARGA P (MW): " + str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2])) + "<br/>" + "CARGA Q (MVAR): " +
str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][3])) ;
		pm1 =
KML.Placemark(KML.name(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])),KML.styleUrl("#subestacion"),KML.description(descripcion),KML.Point(
KML.coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2])))))
		print("entre en nodo slack")
		#estudio HAY CARGA
	if (r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2] == float(0)) and (float(nodoi) != float(primer_nodo[0][0])):
		descripcion = "NODO SIN CARGA: " + str(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])) + "<br/>" + "VOLTAJE, P.U: " +
str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][7]) + "<br/>" + "ANGULO EN GRADOS: " + str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][8]) + "<br/>" + "CARGA P
(MW): " + str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2])) + "<br/>" + "CARGA Q (MVAR): " + str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][3])) ;
		pm1 =
KML.Placemark(KML.name(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])),KML.styleUrl("#linea"),KML.description(descripcion),KML.Point(KML.
coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2])))))
		#estudio HAY CARGA
	if r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2] != float(0):
		descripcion = "NODO CON CARGA: " + str(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])) + "<br/>" + "VOLTAJE, P.U: " +
str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][7]) + "<br/>" + "ANGULO EN GRADOS: " + str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][8]) + "<br/>" + "CARGA P
(MW): " + str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2])) + "<br/>" + "CARGA Q (MVAR): " + str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][3])) ;
		pm1 =
KML.Placemark(KML.name(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])),KML.styleUrl("#carga"),KML.description(descripcion),KML.Point(KML.
coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2])))))
		#print(descripcion)
	style=KML.Style(KML.IconStyle(KML.scale(1.2),KML.Icon(KML.href("http://maps.google.com/mapfiles/kml/shapes/shaded_dot.pn
g")),),id="linea",)
	doc.Document.append(pm1)
	for w in r[0]["order"]["int"]["bus"]:
		nodoi=(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i]));
		sql_query = "SELECT kv,latitud,longitud FROM pps.node WHERE id ='" +str(nodoi) +"'"
		cur.execute(sql_query);
		variosnodoi = cur.fetchall();
		if i!=0:
			#estudio si es barra slack
```

```
                                if float(nodoi) == float(primer_nodo[0][0]):
                                        descripcion = "PRIMER NODO (BARRA SLACK): " + str(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i]))
+ "<br/>" + "VOLTAJE, P.U: " + str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][7]) + "<br/>" + "ANGULO EN GRADOS: " +
str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][8]) + "<br/>" + "CARGA P (MW): " + str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2])) + "<br/>" + "CARGA Q
(MVAR): " + str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][3])) ;
                                        pm1 =
KML.Placemark(KML.name(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])),KML.styleUrl("#subestacion"),KML.description(descripcion),KML.Point(
KML.coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2])))))

                                #estudio NO HAY CARGA
                                if (r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2] == float(0)) and (float(nodoi) != float(primer_nodo[0][0])):
                                        descripcion = "NODO SIN CARGA: " + str(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])) + "<br/>" +
"VOLTAJE, P.U: " + str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][7]) + "<br/>" + "ANGULO EN GRADOS: " + str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][8]) +
"<br/>" + "CARGA P (MW): " + str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2])) + "<br/>" + "CARGA Q (MVAR): " +
str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][3])) ;
                                        pm =
KML.Placemark(KML.name(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])),KML.styleUrl("#linea"),KML.description(descripcion),KML.Point(KML.
coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2])))))
                                #estudio HAY CARGA
                                if r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2] != float(0):
                                        descripcion = "NODO CON CARGA: " + str(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])) + "<br/>" +
"VOLTAJE, P.U: " + str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][7]) + "<br/>" + "ANGULO EN GRADOS: " + str(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][8]) +
"<br/>" + "CARGA P (MW): " + str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][2])) + "<br/>" + "CARGA Q (MVAR): " +
str(float(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][3])) ;
                                        pm =
KML.Placemark(KML.name(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[i])),KML.styleUrl("#carga"),KML.description(descripcion),KML.Point(KML.
coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2])))))

                                doc.Document.append(pm)
        i=i+1;

        ################################ KML RAMAS ###################################

        numeronodo=[]
        i=0;
        for q in r[0]["order"]["int"]["bus"]:
                numeronodo.append(int(r[0]["order"]["int"]["bus"][i][0]));
                i=i+1;

        i=0;

        for ww in r[0]["order"]["int"]["branch"]:
                nodoiindex=numeronodo.index(int(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][0]));
                nodojindex=numeronodo.index(int(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][1]));

                nodoi=(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[nodoiindex]));
                nodoj=(int(r[0]["order"]["bus"]["i2e"].tolist()[nodojindex]));

                sql_query = 'SELECT id,node0_id, node1_id, elem, distance,amps,amps_emergency,r1,x1 FROM pps.branch WHERE
(node0_id =' +str(nodoi) + ') AND (node1_id = '+str(nodoj)+')'
                cur.execute(sql_query);
                ramas = cur.fetchall();
                ramas_list = list(ramas);
                #Si son Lineas

                if ramas_list[0][3] == 'L':
                        #Aqui se confirma si esta violada la linea.

                        sql_query= "SELECT nvl_tensi FROM pps.circuit_factors WHERE circuit_id = '"+str(d)+"'"
                        cur.execute(sql_query);
                        voltaje_base = cur.fetchall();
                        sbase= float(r[0]["order"]["int"]["gen"][0][3]);
                        zbase = (float(voltaje_base[0][0])**2/(sbase));

                        sql_query = "SELECT kv,latitud,longitud FROM pps.node WHERE id ='" +str(nodoi) +"'"
                        cur.execute(sql_query);
                        variosnodoi = cur.fetchall();


                        sql_query = "SELECT kv,latitud,longitud FROM pps.node WHERE id ='" +str(nodoj) +"'"
```

```
cur.execute(sql_query);
variosnodoj = cur.fetchall();


voltajenodoi=float(r[0]["order"]["int"]["bus"][nodoiindex][7])
angulonodoi=float(r[0]["order"]["int"]["bus"][nodoiindex][8])
voltajenodoj=float(r[0]["order"]["int"]["bus"][nodojindex][7])
angulonodoj=float(r[0]["order"]["int"]["bus"][nodojindex][8])
voltajerealnodoi=voltajenodoi*math.cos(angulonodoi*0.05304532925)*(float(variosnodoi[0][0]))
votajeimagnodoi=voltajenodoi*math.sin(angulonodoi*0.05304532925)
voltajerealnodoj=voltajenodoj*math.cos(angulonodoj*0.05304532925)*(float(variosnodoj[0][0]))
votajeimagnodoj=voltajenodoj*math.sin(angulonodoj*0.05304532925)
difvoltajeijreal=voltajerealnodoi-voltajerealnodoj
difvoltajejimag=votajeimagnodoi-votajeimagnodoj

xt = math.sqrt(difvoltajeijreal*difvoltajeijreal + difvoltajejimag*difvoltajejimag)


amperaje_rama=math.fabs((xt)/math.sqrt((float((ramas_list[0][7]*ramas_list[0][4]))*float((ramas_list[0][7]*ramas_list[0][4])))+((float
((ramas_list[0][8]*ramas_list[0][4]))*float((ramas_list[0][8]*ramas_list[0][4])))))*1000)
if (amperaje_rama < float(ramas_list[0][5])*0.666): #Normal
descripcion = "RAMA TIPO LINEA (NORMAL, MENOR A 66% CORRIENTE NOMINAL) " +
"<br/>" + "DISTANCIA (KM):  " + str(float(ramas_list[0][4])) + "<br/>" + "AMPERAJE NOMINAL (A): " + str(float(ramas_list[0][5])) +
"<br/>" + "AMPERAJE EMERGENCIA (A): " + str(float(ramas_list[0][6])) + "<br/>" + "AMPERAJE DE LA RAMA (A): " +
str(amperaje_rama) + "<br/>" + "PERDIDAS P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][2])+ "<br/>" + "PERDIDAS Q (MVAR):  " +
str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][3])+ "<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][13])+
"<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO Q (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][14])+ "<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA FLUJO
P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][15])+ "<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA FLUJO Q (MVAR): " +
str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][16]) ;
pm = KML.Placemark(KML.name(str(nodoi) +" a
"+str(nodoj)),KML.description(descripcion),KML.LineString(KML.coordinates(str( float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2]))+",
0
"+str(float(variosnodoj[0][1]))+","+str(float(variosnodoj[0][2]))+",0")),KML.Style(KML.LineStyle(KML.color("#ff000000"),KML.width("2"))))

if (amperaje_rama > float(ramas_list[0][5])*0.666 and amperaje_rama < float(ramas_list[0][5])): #Normal
llegando al limite
descripcion = "RAMA TIPO LINEA (ENTRE 66 % Y CORRIENTE NOMINAL)  " + "<br/>" +
"DISTANCIA (KM):  " + str(float(ramas_list[0][4])) + "<br/>" + "AMPERAJE NOMINAL (A): " + str(float(ramas_list[0][5])) + "<br/>" +
"AMPERAJE EMERGENCIA (A): " + str(float(ramas_list[0][6])) + "<br/>" + "AMPERAJE DE LA RAMA (A): " + str(amperaje_rama) +
"<br/>" + "PERDIDAS P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][2])+ "<br/>" + "PERDIDAS Q (MVAR): " +
str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][3])+ "<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][13])+
"<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO Q (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][14])+ "<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA FLUJO
P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][15])+ "<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA FLUJO Q (MVAR): " +
str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][16]) ;
pm = KML.Placemark(KML.name(str(nodoi) +" a
"+str(nodoj)),KML.description(descripcion),KML.LineString(KML.coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2]))+",
0 "+str(float(variosnodoj[0][1]))+","+str(float(variosnodoj[0][2]))+",0")),KML.Style(KML.LineStyle(KML.color("#ffff0000"),KML.width("3"))))

if (amperaje_rama > float(ramas_list[0][5]) and amperaje_rama < float(ramas_list[0][6])): #Precaucion
descripcion = "RAMA TIPO LINEA (ENTRE CORRIENTE NOMINAL Y CORRIENTE
EMERGENCIA)  " + "<br/>" + "DISTANCIA (KM):  " + str(float(ramas_list[0][4])) + "<br/>" + "AMPERAJE NOMINAL (A): " +
str(float(ramas_list[0][5])) + "<br/>" + "AMPERAJE EMERGENCIA (A): " + str(float(ramas_list[0][6])) + "<br/>" + "AMPERAJE DE LA
RAMA (A): " + str(amperaje_rama) + "<br/>" + "PERDIDAS P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][2])+ "<br/>" + "PERDIDAS Q
(MVAR): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][3])+ "<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO P (MW): " +
str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][13])+ "<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO Q (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][14])+
"<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA FLUJO P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][15])+ "<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA
FLUJO Q (MVAR): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][16]) ;
pm = KML.Placemark(KML.name(str(nodoi) +" a
"+str(nodoj)),KML.description(descripcion),KML.LineString(KML.coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2]))+",
0 "+str(float(variosnodoj[0][1]))+","+str(float(variosnodoj[0][2]))+",0")),KML.Style(KML.LineStyle(KML.color("#ff00ffff"),KML.width("3"))))

if (amperaje_rama > float(ramas_list[0][6]) and amperaje_rama < float(ramas_list[0][6])*1.25):
#EMERGENCIA CRITICA
descripcion = "RAMA TIPO LINEA (ENTRE CORRIENTE EMERGENCIA Y 125% CORRIENTE
EMERGENCIA)  " + "<br/>" + "DISTANCIA (KM):  " + str(float(ramas_list[0][4])) + "<br/>" + "AMPERAJE NOMINAL (A): " +
str(float(ramas_list[0][5])) + "<br/>" + "AMPERAJE EMERGENCIA (A): " + str(float(ramas_list[0][6])) + "<br/>" + "AMPERAJE DE LA
RAMA (A): " + str(amperaje_rama) + "<br/>" + "PERDIDAS P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][2])+ "<br/>" + "PERDIDAS Q
(MVAR): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][3])+ "<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO P (MW): " +
str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][13])+ "<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO Q (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][14])+
```

```
"<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA FLUJO P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][15])+ "<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA
FLUJO Q (MVAR): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][16]) ;
                                        pm = KML.Placemark(KML.name(str(nodoi) +" a
"+str(nodoj)),KML.description(descripcion),KML.LineString(KML.coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2]))+",
0 "+str(float(variosnodoj[0][1]))+","+str(float(variosnodoj[0][2]))+",0")),KML.Style(KML.LineStyle(KML.color("#ff0000ff"),KML.width("3"))))

                                if (amperaje_rama > float(ramas_list[0][6])*1.25): #EMERGENCIA CRITICA
                                        descripcion = "RAMA TIPO LINEA (ENTRE CORRIENTE EMERGENCIA Y 125% CORRIENTE
EMERGENCIA)  " + "<br/>" + "DISTANCIA (KM):  " + str(float(ramas_list[0][4])) + "<br/>" + "AMPERAJE NOMINAL (A): " +
str(float(ramas_list[0][5])) + "<br/>" + "AMPERAJE EMERGENCIA (A): " + str(float(ramas_list[0][6])) + "<br/>" + "AMPERAJE DE LA
RAMA (A): " + str(amperaje_rama) + "<br/>" + "PERDIDAS P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][2])+ "<br/>" + "PERDIDAS Q
(MVAR): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][3])+ "<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO P (MW): " +
str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][13])+ "<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO Q (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][14])+
"<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA FLUJO P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][15])+ "<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA
FLUJO Q (MVAR): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][16]) ;
                                        pm = KML.Placemark(KML.name(str(nodoi) +" a
"+str(nodoj)),KML.description(descripcion),KML.LineString(KML.coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2]))+",
0 "+str(float(variosnodoj[0][1]))+","+str(float(variosnodoj[0][2]))+",0")),KML.Style(KML.LineStyle(KML.color("#ff0000ff"),KML.width("6"))))


                        # Si son Transformadores
                        if ramas_list[0][3] == 'T':
                                sql_query = "SELECT kv,latitud,longitud FROM pps.node WHERE id ='" +str(nodoi) +"'"
                                cur.execute(sql_query);
                                variosnodoi = cur.fetchall();


                                sql_query = "SELECT kv,latitud,longitud FROM pps.node WHERE id ='" +str(nodoj) +"'"
                                cur.execute(sql_query);
                                variosnodoj = cur.fetchall();
                                if (float(fu_fp[0][0])>1.2):
                                        descripcion = "RAMA TIPO TRANSFORMADOR (TRANSFORMADOR OVERLOAD)" + "<br/>"
+ "IMPEDANCIA DEL TRX EN P.U:  " + (str(float(ramas_list[0][7])) + " + j" +str(float(ramas_list[0][8])));
                                        pm = KML.Placemark(KML.name(str(nodoi) +" a
"+str(nodoj)),KML.description(descripcion),KML.LineString(KML.coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2]))+",
0 "+str(float(variosnodoj[0][1]))+","+str(float(variosnodoj[0][2]))+",0")),KML.Style(KML.LineStyle(KML.color("#ff00a8ff"))))

                                if (float(fu_fp[0][1])<=1.2):

                                        descripcion = "RAMA TIPO TRANSFORMADOR" + "<br/>" + "IMPEDANCIA DEL TRX EN
P.U:  " + (str(float(ramas_list[0][7])) + " + j" +str(float(ramas_list[0][8])));
                                        pm = KML.Placemark(KML.name(str(nodoi) +" a
"+str(nodoj)),KML.description(descripcion),KML.LineString(KML.coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2]))+",
0 "+str(float(variosnodoj[0][1]))+","+str(float(variosnodoj[0][2]))+",0")),KML.Style(KML.LineStyle(KML.color("#ff84a2e8"))))
                        # Si son Switches
                        if ramas_list[0][3] == 'S':
                                sql_query = "SELECT kv,latitud,longitud FROM pps.node WHERE id ='" +str(nodoi) +"'"
                                cur.execute(sql_query);
                                variosnodoi = cur.fetchall();


                                sql_query = "SELECT kv,latitud,longitud FROM pps.node WHERE id ='" +str(nodoj) +"'"
                                cur.execute(sql_query);
                                variosnodoj = cur.fetchall();
                                descripcion = "RAMA TIPO SWITCH " + "<br/>" + "ESTADO: CERRADO " + "<br/>" + "AMPERAJE
NOMINAL (A): " + str(float(ramas_list[0][5])) + "<br/>" + "AMPERAJE EMERGENCIA (A): " + str(float(ramas_list[0][5])) + "<br/>" +
"PERDIDAS P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][2])+ "<br/>" + "PERDIDAS Q (MVAR): " +
str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][3])+ "<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][13])+
"<br/>" + "DESDE BUS SALIDA FLUJO Q (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][14])+ "<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA FLUJO
P (MW): " + str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][15])+ "<br/>" + "HASTA BUS LLEGADA FLUJO Q (MVAR): " +
str(r[0]["order"]["int"]["branch"][i][16]) ;
                                        pm = KML.Placemark(KML.name(str(nodoi) +" a
"+str(nodoj)),KML.description(descripcion),KML.LineString(KML.coordinates(str(float(variosnodoi[0][1]))+","+str(float(variosnodoi[0][2]))+",
0 "+str(float(variosnodoj[0][1]))+","+str(float(variosnodoj[0][2]))+",0")),KML.Style(KML.LineStyle(KML.color("#ff008080"))))

                        doc.Document.append(pm)

                        i=i+1;
```

```
print(os.path.dirname(__file__)+'\\resultados', os.path.dirname(__file__)+'\\static\\resultados')
shutil.copy2(os.path.dirname(__file__)+'\\resultados', os.path.dirname(__file__)+'\\static\\resultados')

# output a KML file (named based on the Python script)
outfile = file(os.path.dirname(__file__)+'\\static\\'+os.path.basename(os.path.splitext(__file__)[0])+'_'+d+'.kml','w')

outfile.write(etree.tostring(doc, pretty_print=True))
```

ANEXO D: Plantillas web y configuración archivos de Pyramid.

Código de la plantilla mytemplate.pt

```
<!DOCTYPEhtml>
<!--
savedfromurl=(0130)file:///C:/Documents%20and%20Settings/Daniel%20Vitulli/Mis%20documentos/Dropbox/prueba%20repositorio%20html/repositorio_indene.htm-->
<htmllang="en"><head><metahttp-equiv="Content-Type"content="text/html;charset=UTF-8">
<metacharset="utf-8">
<title>FlujodeCargaINDENE,U.S.B.</title>
<metaname="viewport"content="width=device-width,initial-scale=1.0">
<metaname="description"content="">
<metaname="author"content="">

<!--Lestyles-->
<linkhref="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap.css')}"rel="stylesheet">
<styletype="text/css">
body{
padding-top:60px;
padding-bottom:40px;
}
.sidebar-nav{
padding:9px0;
}

@media(max-width:980px){
/*Enableuseoffloatednavbartext*/
.navbar-text.pull-right{
float:none;
padding-left:5px;
padding-right:5px;
}
}
</style>
<linkhref="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-responsive.css')}">

<!--HTML5shim,forIE6-8supportofHTML5elements-->
<!--[ifltIE9]>
<scriptsrc="../assets/js/html5shiv.js"></script>
<![endif]-->

<!--Favandtouchicons-->
<linkrel="apple-touch-icon-precomposed"sizes="144x144"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/apple-touch-icon-144-precomposed.png">
<linkrel="apple-touch-icon-precomposed"sizes="114x114"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/apple-touch-icon-114-precomposed.png">
<linkrel="apple-touch-icon-precomposed"sizes="72x72"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/apple-touch-icon-72-precomposed.png">
<linkrel="apple-touch-icon-precomposed"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/apple-touch-icon-57-precomposed.png">
<linkrel="shortcuticon"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/favicon.png">
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/dpt.js')}"></script>
<script>
functionllamarCircuito(){
vare=document.getElementById("combo1");
circuito=e.options[e.selectedIndex].value;
if(circuito!=0)
window.location.href="/circuito/"+circuito;

}
</script>

</head>
<body><divclass="container"style="text-align:center;">
<imgalign="center"src="${request.static_url('prueba3:static/cromoconlogos.jpg')}"alt="indene">
</div>
<br>
```

```
<br>
<divclass="navbarnavbar-inversenavbar-fixed-top">
<divclass="navbar-inner">
<divclass="container-fluid">
<buttontype="button"class="btnbtn-navbar"data-toggle="collapse"data-target=".nav-collapse">
<spanclass="icon-bar"></span>
<spanclass="icon-bar"></span>
<spanclass="icon-bar"></span>
</button>
<aclass="brand"href="/">FlujodeCargaGIS</a>
<divclass="nav-collapsecollapse">
<ulclass="nav">
<liclass="active"><ahref="http://www.indene.usb.ve">Inicio</a></li>
<li><ahref="http://www.indene.usb.ve">Acercade</a></li>
<li><ahref="http://www.indene.usb.ve">Contacto</a></li>
</ul>
</div><!--/.nav-collapse-->
</div>
</div>
</div>
<divclass="container-fluid"align="center">
<divclass="row-fluid"align="center">
<divclass="span13"align="center">
<aname="objetivo1"></a>
<divclass="well"align="center">
<h3align="center">DesarrollodeunaHerramientaComputacionaldeFlujodeCargaImplementadoenunaPlataformaGeográfica</h3>
</div>
<br>
<divclass="row-fluid"align="center">
<divclass="alertalert-info"align="center">
<iclass="icon-folder-open"></i>
<strong>SeleccioneelTipodeAnálisisquedeseaejecutar:</strong>
</div><!--/span-->

</div><aname="objetivo2"></a>
<divclass="span10"align="left">
<li>
<label>
<inputtype="radio"checked="true"name="optionsRadios"value="option1">
<span>FlujodeCarga-MétodoNewthonRaphson</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>FlujodeCarga-MétodoGaussSiedel</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>FlujodeCarga-MétodoDesacopladoRápido</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>FlujodeCargaMultifilar</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>FlujodeCargaÓptimo</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>FlujodeCargaconArmónicos</span>
```

```
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>EstudiodeCortoCircuito-Trifásico</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>EstudiodeCortoCircuito-Monofásico</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>EstimadordeEstados</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>AnálisisdeEstabilidaddeVoltaje</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>Análisisdeestabilidaddepequeñaseñal</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>Simulacioneseneldominiodeltiempoparaanálisisdeestabilidadtransitoria</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>Transitorioelectromagnético</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>EstimacióndeDemanada</span>
</label>
</li>
<li>
<label>
<inputtype="radio"disabled="disabled"name="optionsRadios"value="option1">
<span>ConfiguraciónÓptimadelaRed</span>
</label>
</li>
</div>
<br>
<br>
<br>
<br>
<divclass="alertalert-info"align="center">
<strong>SeleccioneunCircuitoparaejecutarelFlujodeCargayReferenciarGeográficamente.</strong>
</div><!--/span-->
<divclass="wellsidebar-nav"align="center">
<ulclass="navnav-list">
<selectid="estados"onChange="DropdownEstado()">
<optionvalue="00">--ESTADO--</option>
<optionvalue="01">DISTRITOCAPITAL</option>
<optionvalue="02">AMAZONAS</option>
```

```
<optionvalue="03">ANZOATEGUI</option>
<optionvalue="04">APURE</option>
<optionvalue="05">ARAGUA</option>
<optionvalue="06">BARINAS</option>
<optionvalue="07">BOLIVAR</option>
<optionvalue="08">CARABOBO</option>
<optionvalue="09">COJEDES</option>
<optionvalue="10">DELTAAMACURO</option>
<optionvalue="11">FALCON</option>
<optionvalue="12">GUARICO</option>
<optionvalue="13">LARA</option>
<optionvalue="14">MERIDA</option>
<optionvalue="15">MIRANDA</option>
<optionvalue="16">MONAGAS</option>
<optionvalue="17">NUEVAESPARTA</option>
<optionvalue="18">PORTUGUESA</option>
<optionvalue="19">SUCRE</option>
<optionvalue="20">TACHIRA</option>
<optionvalue="21">TRUJILLO</option>
<optionvalue="22">YARACUY</option>
<optionvalue="23">ZULIA</option>
<optionvalue="24">VARGAS</option>
</select>
<selectid="municipios"onChange="DropdownMunicipios()">
<optionvalue="0000">--MUNICIPIO--</option>
</select>
<selectclass="input-large"id="subestacion"name="subestacion">
<optionvalue="10000">--SUBESTACIÓN--</option>
<optionvalue="10001">ALTAMIRA</option>
<optionvalue="10002">ANAUCO</option>
<optionvalue="10003">ANGELES</option>
<optionvalue="10004">ANTIMANO</option>
<optionvalue="10005">ARTIGAS</option>
<optionvalue="10006">AVILANES</option>
<optionvalue="10007">BARBECHO</option>
<optionvalue="10008">BELLAVISTA</option>
<optionvalue="10009">BELLOMONTE</option>
<optionvalue="10010">BOLEITA</option>
<optionvalue="10011">BOULEVARD</option>
<optionvalue="10012">C.STA.MONICA</option>
<optionvalue="10013">CASADA</option>
<optionvalue="10014">CAFETAL</option>
<optionvalue="10015">CAICAGUANA</option>
<optionvalue="10016">CANDILITO</option>
<optionvalue="10017">CAOBOS</option>
<optionvalue="10018">CARABALLEDA</option>
<optionvalue="10019">CARAYACA</option>
<optionvalue="10020">CARICUAO</option>
<optionvalue="10021">CARRIZALES</option>
<optionvalue="10022">CASARAPA</option>
<optionvalue="10023">CASINO</option>
<optionvalue="10024">CASTAN</option>
<optionvalue="10025">CASTELLANA</option>
<optionvalue="10026">CATIA</option>
<optionvalue="10027">CAUCAGUITA</option>
<optionvalue="10028">CAURIMARE</option>
<optionvalue="10029">CHAGUARAMOS</option>
<optionvalue="10030">CHUSPA</option>
<optionvalue="10031">COCHE12.47kV</option>
<optionvalue="10032">COCHE4.8kV</option>
<optionvalue="10033">COLON</option>
<optionvalue="10034">COLONIATOVAR</option>
<optionvalue="10035">CONDE</option>
<optionvalue="10036">CORTGUAYABO</option>
<optionvalue="10037">DELICIAS</option>
<optionvalue="10038">DONBOSCO</option>
<optionvalue="10039">DOSCAMINOS12.47kV</option>
<optionvalue="10040">DOSCAMINOS4.8kV</option>
<optionvalue="10041">ELEGGUA</option>
<optionvalue="10042">ESCUELAMILITAR</option>
```

```
<optionvalue="10043">ESMERALDA</option>
<optionvalue="10044">FLORIDA</option>
<optionvalue="10045">FUERTO</option>
<optionvalue="10046">FUNCERES</option>
<optionvalue="10047">GRANADA</option>
<optionvalue="10048">GUAIRA</option>
<optionvalue="10049">GUAIRITA</option>
<optionvalue="10050">GUARATARO</option>
<optionvalue="10051">HOYOLASTAPIAS</option>
<optionvalue="10052">HUMBOLDT</option>
<optionvalue="10053">JUANMIRANDA</option>
<optionvalue="10054">JUNKO</option>
<optionvalue="10055">L.CARABALLO</option>
<optionvalue="10056">LASABANA</option>
<optionvalue="10057">LAGUNITA</option>
<optionvalue="10058">LONGAESPA_A</option>
<optionvalue="10059">LOSCARACAS</option>
<optionvalue="10060">MACARACUAY</option>
<optionvalue="10061">MARAPA</option>
<optionvalue="10062">MARE</option>
<optionvalue="10063">MARQUES</option>
<optionvalue="10064">MAURY</option>
<optionvalue="10065">MERCEDES</option>
<optionvalue="10066">MIRANDA</option>
<optionvalue="10067">MONTALBAN</option>
<optionvalue="10068">NORTE</option>
<optionvalue="10069">PALOVERDE</option>
<optionvalue="10070">PALOSGRANDES</option>
<optionvalue="10071">PARACOTOS</option>
<optionvalue="10072">PARAISO</option>
<optionvalue="10073">PETARE</option>
<optionvalue="10074">PICURE</option>
<optionvalue="10075">PINAR</option>
<optionvalue="10076">PINEDA</option>
<optionvalue="10077">PLACER</option>
<optionvalue="10078">PRADOSDELESTE</option>
<optionvalue="10079">PROPATRIA</option>
<optionvalue="10080">RINCON</option>
<optionvalue="10081">ROSAL12.47kV</option>
<optionvalue="10082">ROSAL4.8kV</option>
<optionvalue="10083">RUICES</option>
<optionvalue="10084">SABANAGRANDE</option>
<optionvalue="10085">SANAGUSTIN</option>
<optionvalue="10086">SANANTONIO</option>
<optionvalue="10087">SANBERNARDINO</option>
<optionvalue="10088">SANTACRUZ</option>
<optionvalue="10089">SANTAMONICA</option>
<optionvalue="10090">SANTAROSA</option>
<optionvalue="10091">SURESTE</option>
<optionvalue="10092">TACAGUA</option>
<optionvalue="10093">TAMANACO</option>
<optionvalue="10094">TODASANA</option>
<optionvalue="10095">TRAPICHITO12.47kV</option>
<optionvalue="10096">TRAPICHITO8.3kV</option>
<optionvalue="10097">TRINIDAD</option>
<optionvalue="10098">URBINA</option>
<optionvalue="10099">--YAGUARA--</option>
</select>

<selectclass="input-large"id="combo1"name="combo1"onChange="llamarCircuito()">
<optionvalue="0">--CIRCUITO--</option>
<optionvalue="9001">Circuito9001</option>
<optionvalue="9002">Circuito9002</option>
<optionvalue="9003">Circuito9003</option>
<optionvalue="9004">Circuito9004</option>
<optionvalue="9005">Circuito9005</option>
<optionvalue="9006">Circuito9006</option>
</select>
</ul>
</div><!--/.well-->
```

```
</div><!--/.fluid-container-->
<footer>
<p>©INDENEU.S.B.2013</p>
</footer>
</div><!--/.fluid-container-->

<!--Lejavascript
================================================-->
<!--Placedattheendofthedocumentsothepagesloadfaster-->

<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/jquery.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-transition.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-alert.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-modal.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-dropdown.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-scrollspy.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-tab.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-tooltip.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-popover.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-button.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-collapse.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-carousel.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-typeahead.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-combobox.js')}"></script>

</body></html>
```

Código de la plantilla kml_view1

```
<htmllang="es">
<head>
<metahttp-equiv="Content-Type"content="text/html;charset=UTF-8">
<metacharset="utf-8">
<title>FlujodeCargaINDENE,U.S.B.</title>
<metaname="viewport"content="width=device-width,initial-scale=1.0">
<metaname="description"content="">
<metaname="author"content="">
<metahttp-equiv="Content-Type"content="text/html;charset=utf-8">
<metaname="viewport"content="width=device-width,initial-scale=1.0,maximum-scale=1.0,user-scalable=0">
<metaname="apple-mobile-web-app-capable"content="yes">
<linkhref="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap.css')}"media="screen"rel="stylesheet"type="text/css">
<linkhref="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-combobox.css')}"media="screen"rel="stylesheet"type="text/css">
<linkrel="stylesheet"href="style.css"type="text/css">
<!--Lestyles-->
<linkhref="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap.css')}"rel="stylesheet">
<styletype="text/css">
html,body{
padding-top:60px;
padding-bottom:40px;
height:100%;
}
#map{
width:100%;
height:80%;
border:1pxsolidblack;
}
.olPopupp{margin:0px;font-size:.9em;}
.olPopuph2{font-size:1.2em;}
.sidebar-nav{
padding:9px0;
}

@media(max-width:980px){
/*Enableuseoffloatednavbartext*/
.navbar-text.pull-right{
float:none;
padding-left:5px;
padding-right:5px;
}
```

```
}
</style>
<scriptsrc="http://www.openlayers.org/api/OpenLayers.js"></script>

<scripttype="text/javascript">
$(document).ready(function(){
$('.combobox').combobox();
});
varlon=5;
varlat=40;
varzoom=5;
varmap,select;
varoptions={
maxResolution:"auto",
minResolution:"auto",
numZoomLevels:50,
};
functioninit(){
map=newOpenLayers.Map('map',options);

varwms=newOpenLayers.Layer.OSM("OpenStreetMap",null,{
transitionEffect:"resize",
attribution:"&copy;<ahref='http://www.openstreetmap.org/copyright'>OpenStreetMap</a>contributors"
})

varsundials=newOpenLayers.Layer.Vector("KML",{
projection:map.displayProjection,
strategies:[newOpenLayers.Strategy.Fixed()],
protocol:newOpenLayers.Protocol.HTTP({
//url:"${request.static_url('prueba3:static/runpypower2.kml')}",
url:"/kml/${request.matchdict.uid}",
format:newOpenLayers.Format.KML({
extractStyles:true,
extractAttributes:true
})
})
});

map.addLayers([wms,sundials]);
select=newOpenLayers.Control.SelectFeature(sundials);
sundials.events.on({
"featureselected":onFeatureSelect,
"featureunselected":onFeatureUnselect,
"loadend":centrar

});

map.addControl(select);
select.activate();
//map.zoomToExtent(newOpenLayers.Bounds(wms.getExtent()))
//map.zoomToExtent(newOpenLayers.Bounds(68.774414,11.381836,123.662109,34.628906));
}

functioncentrar(event){
map.zoomToExtent(event.object.getDataExtent());
}
functionrefrescar(sundials){
sundials.loaded=false;
sundials.loaded=true;
//settingvisibilitytotrueforcesareloadofthelayer//
sundials.setVisibility(true);
//therefreshwillforceittogetthenewKMLdata//
sundials.setUrl("${request.static_url('prueba3:static/runpypower2.kml')}");

}
functiononPopupClose(evt){
select.unselectAll();
}
<!--
functiononFeatureSelect(event){
```

```
varfeature=event.feature;
//SinceKMLisuser-generated,donaiveprotectionagainst
//Javascript.
varcontent="<h2>"+feature.attributes.name+"</h2>"+feature.attributes.description;
if(content.search("<script")!=-1){
content="ContentcontainedJavascript!Escapedcontentbelow.<br>"+content.replace(/</g,"&lt;");
}
popup=newOpenLayers.Popup.FramedCloud("chicken",
feature.geometry.getBounds().getCenterLonLat(),
newOpenLayers.Size(100,100),
content,
null,true,onPopupClose);
feature.popup=popup;
map.addPopup(popup);
}
functiononFeatureUnselect(event){
varfeature=event.feature;
if(feature.popup){
map.removePopup(feature.popup);
feature.popup.destroy();
deletefeature.popup;
}
}
</script>
<scripttype="text/javascript">
functionreadfile(){
alert(document.getElementById('iframe').contentDocument.body.firstChild.innerHTML);
}
</script>
<linkhref="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-responsive.css')}">
<!--HTML5shim,forIE6-8supportofHTML5elements-->
<!--[ifltIE9]>
<scriptsrc="../assets/js/html5shiv.js"></script>
<![endif]-->
<!--Favandtouchicons-->
<linkrel="apple-touch-icon-precomposed"sizes="144x144"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/apple-touch-icon-144-
precomposed.png">
<linkrel="apple-touch-icon-precomposed"sizes="114x114"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/apple-touch-icon-114-
precomposed.png">
<linkrel="apple-touch-icon-precomposed"sizes="72x72"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/apple-touch-icon-72-
precomposed.png">
<linkrel="apple-touch-icon-precomposed"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/apple-touch-icon-57-precomposed.png">
<linkrel="shortcuticon"href="http://twitter.github.io/bootstrap/assets/ico/favicon.png">
</head>
<divclass="container"style="text-align:center;">
<imgalign="center"src="${request.static_url('prueba3:static/cromoconlogos.jpg')}"alt="indene">
</div>
<br>
<br>
<bodyonload="init()">
<divclass="navbarnavbar-inversenavbar-fixed-top">
<divclass="navbar-inner">
<divclass="container-fluid">
<buttontype="button"class="btnbtn-navbar"data-toggle="collapse"data-target=".nav-collapse">
<spanclass="icon-bar"></span>
<spanclass="icon-bar"></span>
<spanclass="icon-bar"></span>
</button>
<aclass="brand"href="/">FlujodeCargaGIS</a>
<divclass="nav-collapsecollapse">
<ulclass="nav">
<liclass="active"><ahref="http://www.indene.usb.ve">Inicio</a></li>
<li><ahref="http://www.indene.usb.ve">Acercade</a></li>
<li><ahref="http://www.indene.usb.ve">Contacto</a></li>
</ul>
</div><!--/.nav-collapse-->
</div>
</div>
</div>
<aname="objetivo1"></a>
```

```
<divclass="well">
<h2align="center">DesarrollodeunaHerramientaComputacionaldeFlujodeCargaImplementadoenunaPlataformaG.I.S.</h2>
</div>
<br>
<tableclass="tabletable-stripedtable-bordered">
<thead>
<divclass="alertalert-info"align="center">
<iclass="icon-folder-open"></i>
<strong>ResultadosdelFlujodeCarga.</strong>
</div>
<divid="map"class="smallmap"></div>
<divid="docs"align="middle">
<br/>
<imgalign="center"src="${request.static_url('prueba3:static/leyenda.jpg')}"alt="indene">
<palign="center"><b>Leyenda</b></p>
<br/>

<divclass="alertalert-info"align="center">
<iclass="icon-folder-open"></i>
<strong>ResultadosdelFlujodeCarga,InformePyPower</strong>
</div>
<iframeid='iframe'src="/resultado/${request.matchdict.uid}"width="700"height="600"></iframe>
</div>
<br/>
<divclass="span10"align="center">
<hr>
<footer>
<p>©INDENEU.S.B.2013</p>
</footer>
</div><!--/.fluid-container-->
<!--Lejavascript
==================================================-->
<!--Placedattheendofthedocumentsothepagesloadfaster-->
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/jquery.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-transition.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-alert.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-modal.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-dropdown.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-scrollspy.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-tab.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-tooltip.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-popover.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-button.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-collapse.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-carousel.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-typeahead.js')}"></script>
<scriptsrc="${request.static_url('prueba3:static/bootstrap-combobox.js')}"></script>

</body>
</html>
```

Configuración archivo development.ini

```
###
# app configuration
# http://docs.pylonsproject.org/projects/pyramid/en/latest/narr/environment.html
###

[app:main]
use = egg:prueba3

pyramid.reload_templates = true
pyramid.debug_authorization = false
pyramid.debug_notfound = false
pyramid.debug_routematch = false
pyramid.default_locale_name = en
#pyramid.includes =
  #pyramid_debugtoolbar

# By default, the toolbar only appears for clients from IP addresses
```

```
# '127.0.0.1' and '::1'.
# debugtoolbar.hosts = 127.0.0.1 ::1

###
# wsgi server configuration
###

[server:main]
use = egg:waitress#main
host = 0.0.0.0
port = 6543

###
# logging configuration
# http://docs.pylonsproject.org/projects/pyramid/en/latest/narr/logging.html
###

[loggers]
keys = root, prueba3

[handlers]
keys = console

[formatters]
keys = generic

[logger_root]
level = INFO
handlers = console

[logger_prueba3]
level = DEBUG
handlers =
qualname = prueba3

[handler_console]
class = StreamHandler
args = (sys.stderr,)
level = NOTSET
formatter = generic

[formatter_generic]
format = %(asctime)s %(levelname)-5.5s [%(name)s][%(threadName)s] %(message)s
```

Configuración Archivo setup.py

```
import os

from setuptools import setup, find_packages

here = os.path.abspath(os.path.dirname(__file__))
README = open(os.path.join(here, 'README.txt')).read()
CHANGES = open(os.path.join(here, 'CHANGES.txt')).read()

requires = [
            'pyramid',
            'pyramid_debugtoolbar',
            'waitress',
            'pypower',
            'lxml',
            'pykml',
            ]

setup(name='prueba3',
version='0.0',
description='prueba3',
    long_description=README + '\n\n' + CHANGES,
classifiers=[
      "Programming Language :: Python",
      "Framework :: Pyramid",
```

```
        "Topic :: Internet :: WWW/HTTP",
        "Topic :: Internet :: WWW/HTTP :: WSGI :: Application",
        ],
author='',
      author_email='',
url='',
keywords='web pyramid pylons',
packages=find_packages(),
      include_package_data=True,
      zip_safe=False,
      install_requires=requires,
      tests_require=requires,
      test_suite="prueba3",
      entry_points="""\
      [paste.app_factory]
main = prueba3:main
      """,
      )
```

ANEXO E: Conversión de Datos del Modelo hacia PyPower.

Conversión de datos de la Base de Datos hacia formato PyPower.

```
import psycopg2
import itertools
from numpy import array
from numpy import arccos
from numpy import sin
from decimal import Decimal

def loadfromdb(m):

	# Connect to an existing database
	conn=psycopg2.connect('host=192.168.0.108 port=5432 dbname=bd_edc_02_daniel user=indene password=indene01');
	# Busco el primer nodo del circuito 1
	cur = conn.cursor();

	cur.execute("SELECT first_node FROM pps.circuit WHERE id = '"+str(m)+"';");
	primer_nodo = cur.fetchall();

	cur.execute("SELECT nvl_tensi FROM pps.circuit_factors WHERE circuit_id = '"+str(m)+"';");
	voltaje_base = cur.fetchall();

	cur.execute("SELECT fp FROM pps.circuit_factors WHERE circuit_id = '"+str(m)+"';");
	factor_potencia = cur.fetchall();

	cur.execute("SELECT fu FROM pps.circuit_factors WHERE circuit_id = '"+str(m)+"';");

	factor_utili = cur.fetchall();

	sql_query = 'SELECT id,name,kv,cargas_kva FROM pps.node WHERE circuit_id = \''+str(m)+'\''
	cur.execute(sql_query);
	nodes_id_tuple = cur.fetchall();
	i=0;
	nodes_id_list = [];
	mva_base=0;
	for q in nodes_id_tuple:
		nodes_id_list.append(nodes_id_tuple[i][0]);
		mva_base=mva_base+nodes_id_tuple[i][3];
		i=i+1;


	mva_base=float(mva_base)/1000;

	# if mva_base == 0:
		# mva_base=1;

	sql_query = 'SELECT id,node0_id, node1_id, elem, distance,r1,x1,r0,x0,amps,amps_emergency FROM pps.branch WHERE
(node0_id IN (' + ','.join(map(str, nodes_id_list)) + ') OR node1_id IN (' + ','.join(map(str, nodes_id_list)) + ')) AND node0_id <> node1_id'
	cur.execute(sql_query);
	branches_nodos_tuple = cur.fetchall();
	branches_nodos_list = list(branches_nodos_tuple);

	nodes_id_list = [];
	nodes_id_list = list(nodes_id_tuple);


	## bus data
	# bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
	nodos = [];
	i=0;

	for w in nodes_id_list:
		if (float(nodes_id_list[i][0]) != float(primer_nodo[0][0])):

	nodos.append([nodes_id_list[i][0],1,(float(nodes_id_list[i][3])*float(factor_potencia[0][0])*float(factor_utili[0][0]))/1000,(float(nodes
_id_list[i][3])*(sin(arccos(float(factor_potencia[0][0])))*float(factor_utili[0][0]))/1000),0,0,1,1,0,(float(voltaje_base[0][0])),1,1.1,0.9]);
```

```
                    if (float(nodes_id_list[i][0]) == float(primer_nodo[0][0])):

        nodos.append([nodes_id_list[i][0],3,(float(nodes_id_list[i][3])*float(factor_potencia[0][0])*float(factor_utili[0][0]))/1000,(float(nodes
_id_list[i][3])*(sin(arccos(float(factor_potencia[0][0]))*float(factor_utili[0][0]))/1000),0,0,1,1,0,(float(voltaje_base[0][0])),1,1.1,0.9]);
                    i=i+1;

        zbase = (float(voltaje_base[0][0])**2/(mva_base));

        ramas= []
        i=0;
        ## branch data
        #fbus, tbus, r, x, b, rateA, rateB, rateC, ratio, angle, status, angmin, angmax
        for ww in branches_nodos_list:

                    if ((branches_nodos_list[i][3] == 'L') or (branches_nodos_list[i][3] == 'S')):
                            # ramas.append([branches_nodos_list[i][1], branches_nodos_list[i][2],
float('{:.15f}'.format((float(branches_nodos_list[i][4])*(float(branches_nodos_list[i][5])/zbase)))),
float('{:.15f}'.format(float(branches_nodos_list[i][4])*(float(branches_nodos_list[i][6])/zbase))), 0, mva_base*2.5, mva_base*2.5, mva_base*2.5,
0, 0, 1, -360, 360]);
                            ramas.append([branches_nodos_list[i][1], branches_nodos_list[i][2],
float('{:.10f}'.format((float(branches_nodos_list[i][4])*(float(branches_nodos_list[i][5])))))/zbase,
float('{:.10f}'.format(float(branches_nodos_list[i][4])*(float(branches_nodos_list[i][6]))))/zbase, 0, mva_base*2.5, mva_base*2.5, mva_base*2.5,
0, 0, 1, -360, 360]);

                    if (branches_nodos_list[i][3] == 'T'):
                            ramas.append([branches_nodos_list[i][1], branches_nodos_list[i][2],
float('{:.10f}'.format(float(branches_nodos_list[i][5]))), float('{:.10f}'.format(float(branches_nodos_list[i][6]))), 0, mva_base*2.5, mva_base*2.5,
mva_base*2.5, 0, 0, 1, -360, 360]);

                    i=i+1;

        a=0;
        nodosborrar=[];
        largoramas=len(ramas);

        for wwww in nodos:
                    i=0;
                    contador=0;
                    for www in branches_nodos_list:

                            if (float(nodos[a][0]) == float(ramas[i][0])) or ((float(nodos[a][0]) == float(ramas[i][1]))) :
                                    contador = contador+1;
                            if (contador > 0):
                                    break
                            if (i == (largoramas-1)):
                                    nodosborrar.append(nodos[a]);

                            i=i+1;
                    a=a+1;

        i=0;
        for wwwww in nodosborrar:
                    nodos.remove(nodosborrar[i]);
                    i=i+1;


        ppc = {"version": '2'}
        ##----- Power Flow Data -----##
        ## system MVA base
        ppc["baseMVA"] = (mva_base);

        ppc["bus"] = array(nodos);
        ## generator data
        # bus, Pg, Qg, Qmax, Qmin, Vg, mBase, status, Pmax, Pmin, Pc1, Pc2,
        # Qc1min, Qc1max, Qc2min, Qc2max, ramp_agc, ramp_10, ramp_30, ramp_q, apf
        ppc["gen"] = array([[primer_nodo[0][0], 0, 0, (mva_base), -(mva_base), 1, (mva_base), 1, mva_base*2, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0,
0]]);

        ppc["branch"] = array(ramas);
```

```
return ppc
```

ANEXO F: Kersting, Capítulo 4, Sección 4.2.

Ejemplo de donde se tomó el dato de la impedancia de las líneas en los circuitos (Kersting, Capítulo 4, Sección 4.2)



FIGURE 4.10
Distances between concentric neutral cables.

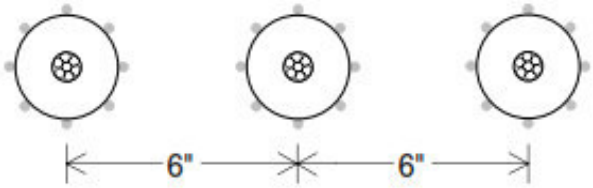


FIGURE 4.11
Three-phase concentric neutral cable spacing.

radius R, and therefore it may be assumed that D_{ij} in Equation 4.84 is equal to D_{nm}. For cables in conduit that assumption is not valid.

In applying the modified Carson's equations, the numbering of conductors and neutrals is important. For example, a three-phase underground circuit with an additional neutral conductor must be numbered as:

1 = phase conductor #1
2 = phase conductor #2
3 = phase conductor #3
4 = neutral of conductor #1
5 = neutral of conductor #2
6 = neutral of conductor #3
7 = additional neutral conductor (if present)

Example 4.2

Three concentric neutral cables are buried in a trench with spacings as shown in Figure 4.11. The cables are 15 kV, 250,000 CM stranded all-aluminum with 13 strands of #14 annealed, coated copper wires (1/3 neutral). The outside diameter of the cable over the neutral strands is 1.29 inches (Appendix B). Determine the phase impedance matrix and the sequence impedance matrix.

© 2002 by CRC Press LLC

SOLUTION

The data for the phase conductor and neutral strands from a conductor data table (Appendix A) are

250,000 AA phase conductor:
- GMR = 0.0171 ft.
- Diameter = 0.567 inches
- Resistance = 0.4100 Ω/mile

#14 copper neutral strands:
- GMR_s = 0.00208 ft.
- Resistance = 14.8722 Ω/mile

Diameter (d_s) = 0.0641 inches

The radius of the circle passing through the center of the strands (Equation 4.82) is

$$R = \frac{d_{od} - d_s}{24} = 0.0511 \text{ ft}$$

The equivalent GMR of the concentric neutral is computed by:

$$GMR_{cn} = \sqrt[k]{GMR_s \cdot k \cdot R^{k-1}} = \sqrt[13]{0.00208 \cdot 13 \cdot 0.0511^{13-1}} = 0.0486 \text{ ft}$$

The equivalent resistance of the concentric neutral is

$$r_{cn} = \frac{r_s}{k} = \frac{14.8722}{13} = 1.1438 \ \Omega/\text{mile}$$

The phase conductors are numbered 1, 2, and 3. The concentric neutrals are numbered 4, 5, and 6. The conductor-to-conductor and concentric neutral-to-concentric neutral spacings are

$$D_{12} = D_{21} = D_{45} = D_{54} = 0.5 \text{ ft}$$
$$D_{23} = D_{32} = D_{56} = D_{65} = 0.5 \text{ ft}$$
$$D_{31} = D_{13} = D_{64} = D_{46} = 1.0 \text{ ft}$$

The spacings between conductors and their concentric neutrals are

$$D_{14} = D_{25} = D_{36} = R = 0.0511 \text{ ft}$$

Since the radius R is much smaller than the spacings between cables, the distances between concentric neutrals and adjacent phase conductors are

© 2002 by CRC Press LLC

just the center-to-center distances between conductors:

$$D_{15} = D_{51} = 0.5$$
$$D_{26} = D_{62} = 0.5 \text{ ft}$$
$$D_{61} = D_{16} = 1.0.$$

The self impedance for the cable in position 1 is

$$\hat{z}_{11} = 0.0953 + 0.41 + j0.12134 \cdot \left(\ln\frac{1}{0.0171} + 7.93402\right)$$
$$= 0.5053 + j1.4564 \ \Omega/\text{mile}$$

The self impedance for the concentric neutral for Cable #1 is

$$\hat{z}_{44} = 0.0953 + 1.144 + j0.12134 \cdot \left(\ln\frac{1}{0.0486} + 7.93402\right)$$
$$= 1.2393 + j1.3296 \ \Omega/\text{mile}$$

The mutual impedance between Cable #1 and Cable #2 is

$$\hat{z}_{12} = 0.0953 + j0.12134 \cdot \left(\ln\frac{1}{0.5} + 7.93402\right) = 0.0953 + j1.0468 \ \Omega/\text{mile}$$

The mutual impedance between Cable #1 and its concentric neutral is

$$\hat{z}_{14} = 0.0953 + j0.12134 \cdot \left(\ln\frac{1}{0.0511} + 7.93402\right) = 0.0953 + j1.3236 \ \Omega/\text{mile}$$

The mutual impedance between the concentric neutral of Cable #1 and the concentric neutral of Cable #2 is

$$\hat{z}_{45} = 0.0953 + j0.12134 \cdot \left(\ln\frac{1}{0.5} + 7.93402\right) = 0.0953 + j1.0468 \ \Omega/\text{mile}$$

Continuing the application of the modified Carson's equations results in a 6 × 6 primitive impedance matrix. This matrix in partitioned (Equation 4.33) form is

$$[\hat{z}_{ij}] = \begin{bmatrix} .5053 + j1.4564 & .0953 + j1.0468 & .0953 + j.9627 \\ .0953 + j1.0468 & .5053 + j1.4564 & .0953 + j1.0468 \\ .0953 + j.9627 & .0953 + j1.0468 & .5053 + j1.4564 \end{bmatrix} \Omega/\text{mile}$$

$$[\hat{z}_{ic}] = \begin{bmatrix} .0953 + j1.3236 & .0953 + j1.0468 & .0953 + j.9627 \\ .0953 + j1.0468 & .0953 + j1.3236 & .0953 + j1.0468 \\ .0953 + j.9627 & .0953 + j1.0468 & .0953 + j1.3236 \end{bmatrix} \Omega/\text{mile}$$

© 2002 by CRC Press LLC

$$[\hat{z}_{ni}] = [\hat{z}_{in}]^T$$

$$[\hat{z}_{nn}] = \begin{bmatrix} 1.2391 + j1.3296 & .0953 + j1.0468 & .0953 + j.9627 \\ .0953 + j1.0468 & 1.2391 + j1.3296 & .0953 + j1.0468 \\ .0953 + j.9627 & .0953 + j1.0468 & 1.2391 + j1.3296 \end{bmatrix} \Omega/\text{mile}$$

Using the Kron reduction results in the phase impedance matrix:

$$[z_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}]$$

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.7981 + j0.4463 & 0.3191 + j0.0328 & 0.2849 - j0.0143 \\ 0.3191 + j0.0328 & 0.7891 + j0.4041 & 0.3191 + j0.0328 \\ 0.2849 - j0.0143 & 0.3191 + j0.0328 & 0.7981 + j0.4463 \end{bmatrix} \Omega/\text{mile}$$

The sequence impedance matrix for the concentric neutral three-phase line is determined using Equation 4.66:

$$[z_{012}] = [A_s]^{-1} \cdot [z_{abc}] \cdot [A_s]$$

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 1.4105 + j0.4665 & -0.0028 - j0.0081 & -0.0056 + j0.0065 \\ -0.0056 + j0.0065 & 0.4874 + j0.4151 & -0.0264 + j0.0451 \\ -0.0028 - j0.0081 & 0.0523 + j0.0003 & 0.4874 + j0.4151 \end{bmatrix} \Omega/\text{mile}$$

4.2.2 Tape-Shielded Cables

Figure 4.12 shows a simple detail of a tape-shielded cable. The cable consists of a central phase conductor covered by a thin layer of nonmetallic semiconducting screen to which is bonded the insulating material. The insulation is covered by a semiconducting insulation screen. The shield is bare copper

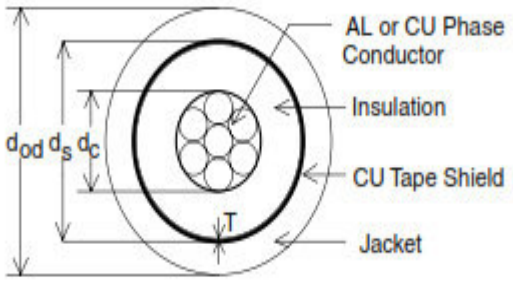


FIGURE 4.12
Tape-shielded cable.

© 2002 by CRC Press LLC

ANEXO G: Resultados de los Flujos de Carga, Circuitos 9001-9005.

Circuito 9001

Resultados del Flujo de Carga:

Converged in 0.08 seconds

System Summary

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVAr)
Buses	34	Total Gen Capacity	8.9	-4.5 to 4.5
Generators	1	On-line Capacity	8.9	-4.5 to 4.5
Committed Gens	1	Generation (actual)	4.1	2.1
Loads	6	Load	4.0	1.9
Fixed	6	Fixed	4.0	1.9
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0
Branches	33	Losses (I^2 * Z)	0.12	0.11
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.948 p.u. @ bus 34	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-0.88 deg @ bus 34	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I^2*R)	-	0.01 MW @ line 2-3
Q Losses (I^2*X)	-	0.01 MVAr @ line 2-3

Bus Data

Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVAr)	Load P (MW)	Load Q (MVAr)
1	1.000	0.000	-	-	-	-
2	0.996	-0.055	-	-	-	-
3	0.992	-0.110	-	-	-	-
4	0.992	-0.119	-	-	-	-
5	0.991	-0.127	-	-	-	-
7	0.990	-0.143	-	-	-	-
8	0.990	-0.151	-	-	-	-
9	0.989	-0.160	-	-	-	-
11	0.989	-0.158	-	-	-	-
12	0.986	-0.206	-	-	-	-
13	0.985	-0.217	-	-	-	-
15	0.983	-0.244	-	-	-	-
16	0.981	-0.281	-	-	-	-
17	0.976	-0.350	-	-	-	-
18	0.974	-0.380	-	-	-	-
19	0.973	-0.394	-	-	-	-
21	0.971	-0.416	-	-	-	-
22	0.968	-0.467	-	-	-	-
23	0.964	-0.534	-	-	-	-
26	0.957	-0.626	-	-	-	-
30	0.952	-0.809	-	-	0.41	0.20
28	0.954	-0.672	-	-	-	-
29	0.954	-0.686	-	-	-	-
31	0.953	-0.695	-	-	-	-
32	0.951	-0.722	-	-	-	-
33	0.951	-0.732	-	-	-	-
34	0.948	-0.884	-	-	0.49	0.24
14	0.982	-0.436	-	-	0.77	0.37
10	0.986	-0.325	-	-	0.58	0.28
25	0.956	-0.843	-	-	0.85	0.41
27	0.956	-0.651	-	-	-	-
20	0.969	-0.658	-	-	0.90	0.44
6	0.991	-0.135	-	-	-	-
24	0.960	-0.586	-	-	-	-
		Total:	4.12	2.05	4.00	1.94

Branch Data

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
0	34	33	-0.49	-0.24	0.50	0.24	0.001	0.00
1	29	30	0.41	0.20	-0.40	-0.20	0.000	0.00
2	29	28	-0.90	-0.44	0.90	0.44	0.001	0.00
3	24	25	0.86	0.42	-0.85	-0.41	0.002	0.01
4	19	20	0.90	0.44	-0.90	-0.44	0.002	0.01
5	16	15	-2.71	-1.34	2.71	1.34	0.006	0.01
6	15	12	-2.71	-1.34	2.72	1.35	0.006	0.01
7	12	13	0.77	0.38	-0.77	-0.37	0.000	0.00

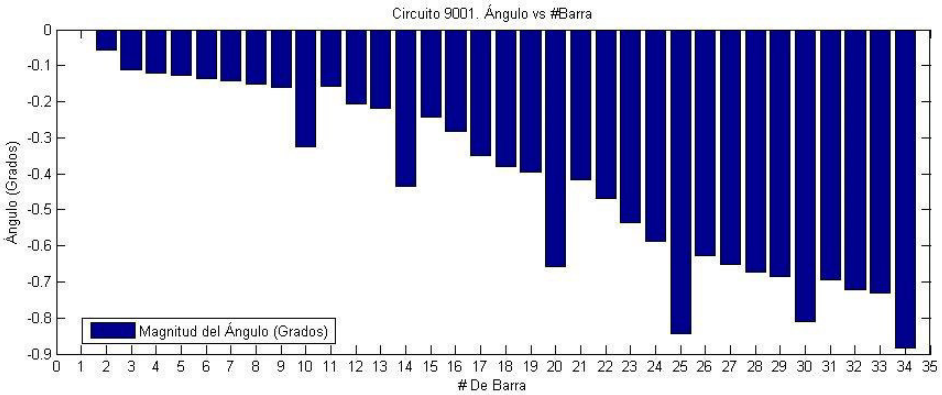
8	13	14	0.77	0.37	-0.76	-0.37	0.001	0.00
9	12	11	-3.48	-1.73	3.49	1.73	0.010	0.01
10	11	3	-3.49	-1.73	3.50	1.74	0.010	0.01
11	2	1	-4.11	-2.04	4.12	2.05	0.014	0.01
12	3	4	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
13	4	5	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
14	5	6	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
15	6	7	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
16	7	8	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
17	8	9	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
18	9	10	0.59	0.29	-0.58	-0.28	0.001	0.00
19	24	23	-1.76	-0.86	1.77	0.87	0.006	0.00
20	2	3	4.11	2.04	-4.09	-2.03	0.014	0.01
21	31	29	-0.50	-0.24	0.50	0.24	0.000	0.00
22	33	32	-0.50	-0.24	0.50	0.24	0.000	0.00
23	21	18	-1.78	-0.88	1.79	0.88	0.004	0.00
24	28	27	-0.90	-0.44	0.90	0.44	0.001	0.00
25	27	26	-0.90	-0.44	0.91	0.44	0.001	0.00
26	18	19	0.90	0.44	-0.90	-0.44	0.001	0.00
27	18	17	-2.69	-1.33	2.69	1.33	0.005	0.00
28	17	16	-2.69	-1.33	2.71	1.34	0.011	0.01
29	26	24	-0.91	-0.44	0.91	0.44	0.002	0.00
30	23	22	-1.77	-0.87	1.78	0.88	0.007	0.01
31	32	31	-0.50	-0.24	0.50	0.24	0.001	0.00
32	22	21	-1.78	-0.88	1.78	0.88	0.006	0.00
						Total:	0.115	0.11

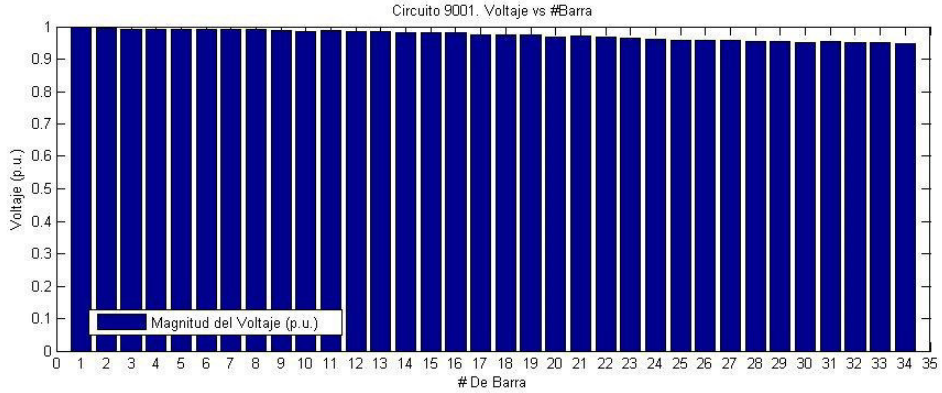
Mapa referenciado geográficamente del circuito:

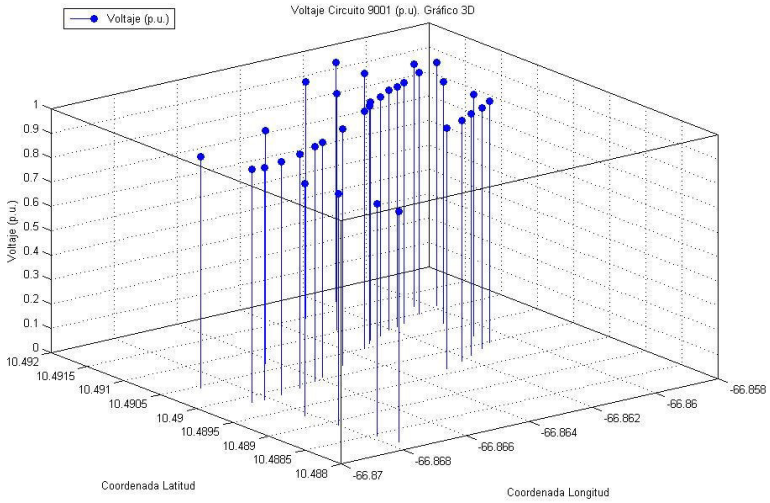


Circuito 9001 representado en OpenStreetMaps.

Gráficas de Voltajes, Ángulos y Gráfico 3D con respecto a las barras del circuito:







Circuito 9002

Resultados del Flujo de Carga:

```
Converged in 0.11 seconds
================================================================================
|     System Summary                                                          |
================================================================================

How many?                How much?              P (MW)            Q (MVAr)
---------------------    -------------------  -------------  -----------------
Buses              37    Total Gen Capacity        7.0          -3.5 to 3.5
Generators          1    On-line Capacity          7.0          -3.5 to 3.5
Committed Gens      1    Generation (actual)       3.2                1.6
Loads               4    Load                      3.1                1.5
  Fixed             4      Fixed                   3.1                1.5
  Dispatchable      0      Dispatchable            0.0 of 0.0         0.0
```

Shunts	0	Shunt (inj)		0.0	0.0
Branches	36	Losses (I^2 * Z)		0.09	0.10
Transformers	0	Branch Charging (inj)		-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow		0.0	0.0
Areas	1				

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.901 p.u. @ bus 3702	1.000 p.u. @ bus 102
Voltage Angle	-1.63 deg @ bus 3702	0.00 deg @ bus 102
P Losses (I^2*R)	-	0.04 MW @ line 2802-2902
Q Losses (I^2*X)	-	0.03 MVAr @ line 2802-2902

Bus Data

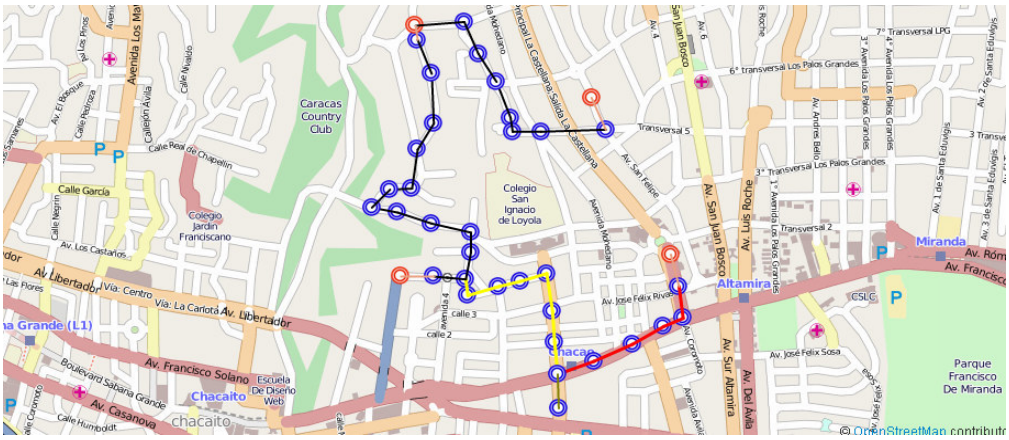
Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVAr)	Load P (MW)	Load Q (MVAr)
102	1.000	0.000	-	-	-	-
202	0.997	-0.043	-	-	-	-
302	0.995	-0.066	-	-	-	-
402	0.994	-0.090	-	-	-	-
502	0.992	-0.114	-	-	-	-
602	0.990	-0.138	-	-	-	-
702	0.989	-0.162	-	-	-	-
902	0.996	-0.062	-	-	-	-
1002	0.994	-0.081	-	-	-	-
1102	0.993	-0.100	-	-	-	-
1202	0.991	-0.120	-	-	-	-
1302	0.990	-0.139	-	-	-	-
1402	0.989	-0.159	-	-	-	-
1502	0.987	-0.178	-	-	-	-
1602	0.987	-0.190	-	-	-	-
1802	0.987	-0.186	-	-	-	-
1902	0.986	-0.193	-	-	-	-
2002	0.986	-0.201	-	-	-	-
2102	0.985	-0.208	-	-	-	-
2202	0.985	-0.216	-	-	-	-
2302	0.984	-0.224	-	-	-	-
2402	0.983	-0.231	-	-	-	-
2502	0.983	-0.239	-	-	-	-
2602	0.982	-0.247	-	-	-	-
2702	0.982	-0.254	-	-	-	-
2802	0.981	-0.262	-	-	-	-
3002	0.907	-1.364	-	-	-	-
3102	0.907	-1.372	-	-	-	-
3202	0.906	-1.380	-	-	-	-
3302	0.906	-1.388	-	-	-	-
3402	0.905	-1.397	-	-	-	-
3502	0.905	-1.405	-	-	-	-
3602	0.904	-1.413	-	-	-	-
1702	0.982	-0.500	-	-	0.85	0.41
2902	0.908	-1.355	-	-	0.04	0.02
802	0.978	-0.799	-	-	1.75	0.85
3702	0.901	-1.627	-	-	0.49	0.24
		Total:	3.24	1.63	3.15	1.53

Branch Data

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
0	102	202	3.24	1.63	-3.23	-1.62	0.009	0.01
1	202	302	1.78	0.89	-1.77	-0.89	0.003	0.00
2	302	402	1.77	0.89	-1.77	-0.89	0.003	0.00
3	402	502	1.77	0.89	-1.77	-0.88	0.003	0.00
4	502	602	1.77	0.88	-1.77	-0.88	0.003	0.00
5	602	702	1.77	0.88	-1.76	-0.88	0.003	0.00
6	702	802	1.76	0.88	-1.76	-0.85	0.009	0.03
7	202	902	1.45	0.73	-1.45	-0.73	0.002	0.00
8	902	1002	1.45	0.73	-1.45	-0.73	0.002	0.00
9	1002	1102	1.45	0.73	-1.45	-0.73	0.002	0.00
10	1102	1202	1.45	0.73	-1.45	-0.73	0.002	0.00
11	1202	1302	1.45	0.73	-1.45	-0.73	0.002	0.00
12	1302	1402	1.45	0.73	-1.44	-0.72	0.002	0.00
13	1402	1502	1.44	0.72	-1.44	-0.72	0.002	0.00
14	1502	1602	0.86	0.42	-0.86	-0.42	0.001	0.00
15	1602	1702	0.86	0.42	-0.85	-0.41	0.002	0.01
16	1502	1802	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
17	1802	1902	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
18	1902	2002	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
19	2002	2102	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
20	2102	2202	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
21	2202	2302	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
22	2302	2402	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
23	2402	2502	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
24	2502	2602	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
25	2602	2702	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
26	2702	2802	0.58	0.30	-0.58	-0.30	0.000	0.00
27	2902	3002	0.50	0.24	-0.50	-0.24	0.000	0.00
28	3002	3102	0.50	0.24	-0.50	-0.24	0.000	0.00
29	3102	3202	0.50	0.24	-0.50	-0.24	0.000	0.00

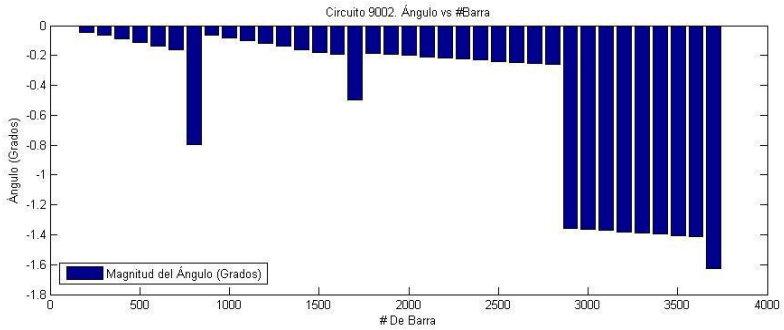
30	3202	3302	0.50	0.24	-0.50	-0.24	0.000	0.00
31	3302	3402	0.50	0.24	-0.50	-0.24	0.000	0.00
32	3402	3502	0.50	0.24	-0.50	-0.24	0.000	0.00
33	3502	3602	0.50	0.24	-0.50	-0.24	0.000	0.00
34	3602	3702	0.50	0.24	-0.49	-0.24	0.001	0.00
35	2802	2902	0.58	0.30	-0.54	-0.27	0.038	0.03
						Total:	0.089	0.10

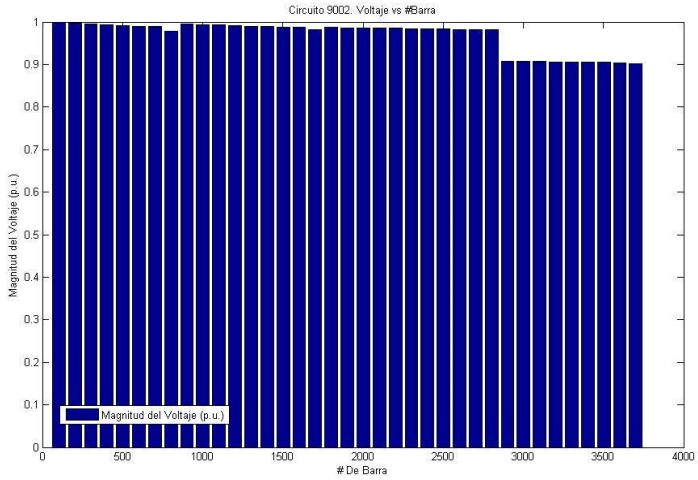
Mapa referenciado geográficamente del circuito:

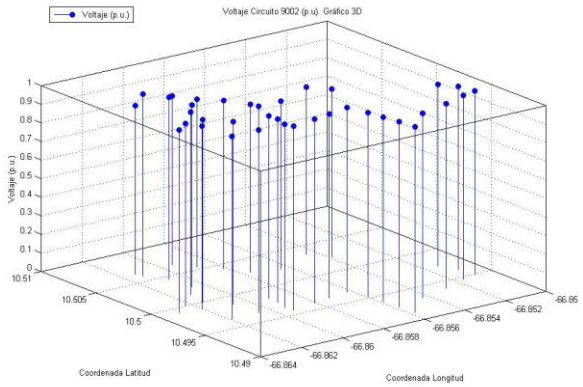


Circuito 9002 representado en OpenStreetMaps.

Gráficas de Voltajes, Ángulos y Gráfico 3D con respecto a las barras del circuito:







Circuito 9003

Resultados del Flujo de Carga:

```
Converged in 0.16 seconds
================================================================================
|     System Summary                                                          |
================================================================================

How many?               How much?              P (MW)            Q (MVAr)
---------------------   --------------------  -------------  -----------------
Buses              32   Total Gen Capacity       6.1          -3.0 to 3.0
Generators          1   On-line Capacity         6.1          -3.0 to 3.0
Committed Gens      1   Generation (actual)      2.8               1.4
Loads               4   Load                     2.7               1.3
  Fixed             4     Fixed                  2.7               1.3
  Dispatchable      0     Dispatchable           0.0 of 0.0        0.0
Shunts              0   Shunt (inj)              0.0               0.0
Branches           31   Losses (I^2 * Z)         0.07              0.08
Transformers        0   Branch Charging (inj)     -                0.0
Inter-ties          0   Total Inter-tie Flow     0.0               0.0
```

Areas 1

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.959 p.u. @ bus 32003	1.000 p.u. @ bus 1003
Voltage Angle	-0.80 deg @ bus 28003	0.00 deg @ bus 1003
P Losses (I^2*R)	-	0.01 MW @ line 5003-6003
Q Losses (I^2*X)	-	0.01 MVAr @ line 7003-8003

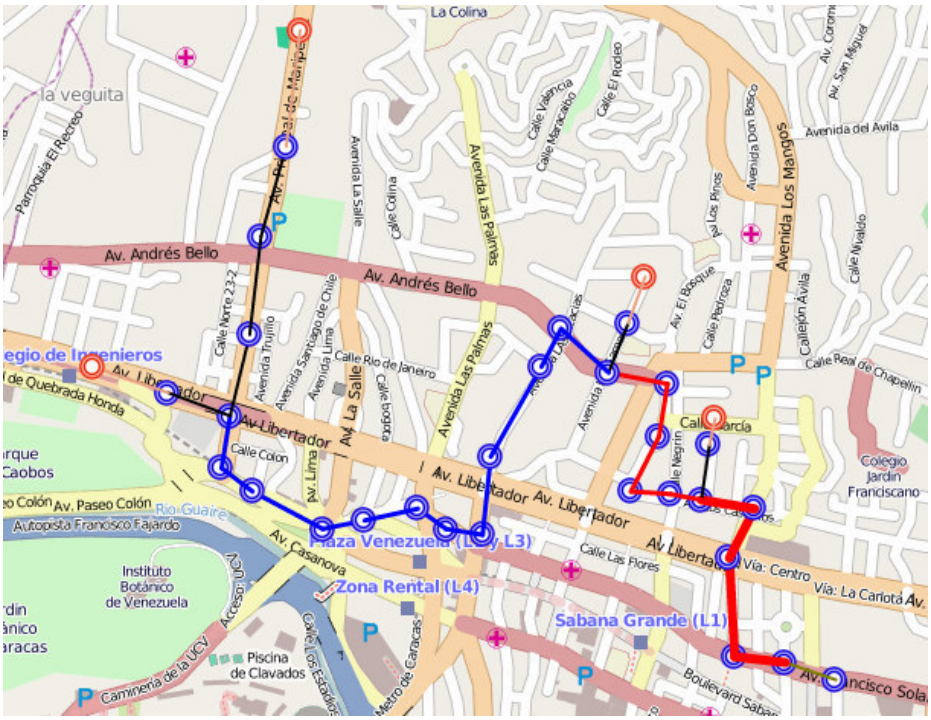
Bus Data

Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVAr)	Load P (MW)	Load Q (MVAr)
1003	1.000	0.000	-	-	-	-
2003	0.997	-0.037	-	-	-	-
3003	0.995	-0.075	-	-	-	-
4003	0.992	-0.113	-	-	-	-
5003	0.989	-0.151	-	-	-	-
6003	0.987	-0.189	-	-	-	-
7003	0.986	-0.201	-	-	-	-
9003	0.985	-0.216	-	-	-	-
10003	0.983	-0.243	-	-	-	-
11003	0.981	-0.269	-	-	-	-
12003	0.980	-0.296	-	-	-	-
13003	0.978	-0.323	-	-	-	-
14003	0.977	-0.333	-	-	-	-
16003	0.977	-0.340	-	-	-	-
17003	0.975	-0.358	-	-	-	-
18003	0.974	-0.375	-	-	-	-
19003	0.973	-0.393	-	-	-	-
20003	0.972	-0.410	-	-	-	-
21003	0.971	-0.428	-	-	-	-
22003	0.969	-0.446	-	-	-	-
23003	0.968	-0.463	-	-	-	-
24003	0.967	-0.481	-	-	-	-
25003	0.966	-0.499	-	-	-	-
26003	0.965	-0.516	-	-	-	-
27003	0.964	-0.526	-	-	-	-
29003	0.964	-0.525	-	-	-	-
30003	0.964	-0.534	-	-	-	-
31003	0.963	-0.542	-	-	-	-
8003	0.980	-0.558	-	-	0.85	0.41
28003	0.960	-0.800	-	-	0.63	0.31
32003	0.959	-0.798	-	-	0.58	0.28
15003	0.973	-0.619	-	-	0.68	0.33
		Total:	2.82	1.41	2.75	1.33

Branch Data

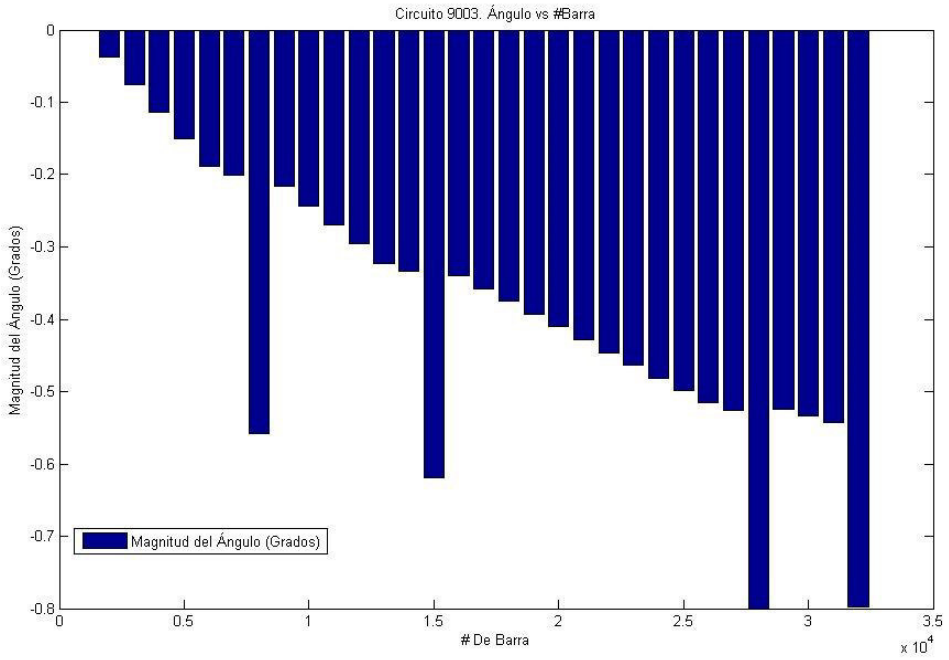
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
0	1003	2003	2.82	1.41	-2.81	-1.40	0.007	0.01
1	2003	3003	2.81	1.40	-2.80	-1.39	0.007	0.01
2	3003	4003	2.80	1.39	-2.80	-1.39	0.007	0.01
3	4003	5003	2.80	1.39	-2.79	-1.38	0.007	0.01
4	5003	6003	2.79	1.38	-2.78	-1.38	0.007	0.01
5	6003	7003	0.86	0.42	-0.86	-0.42	0.001	0.00
6	7003	8003	0.86	0.42	-0.85	-0.41	0.002	0.01
7	6003	9003	1.93	0.96	-1.92	-0.95	0.003	0.00
8	9003	10003	1.92	0.95	-1.92	-0.95	0.003	0.00
9	10003	11003	1.92	0.95	-1.92	-0.95	0.003	0.00
10	11003	12003	1.92	0.95	-1.91	-0.94	0.003	0.00
11	12003	13003	1.91	0.94	-1.91	-0.94	0.003	0.00
12	13003	14003	0.68	0.33	-0.68	-0.33	0.000	0.00
13	14003	15003	0.68	0.33	-0.67	-0.33	0.001	0.00
14	13003	16003	1.23	0.61	-1.23	-0.61	0.001	0.00
15	16003	17003	1.23	0.61	-1.23	-0.61	0.001	0.00
16	17003	18003	1.23	0.61	-1.23	-0.61	0.001	0.00
17	18003	19003	1.23	0.61	-1.23	-0.61	0.001	0.00
18	19003	20003	1.23	0.61	-1.23	-0.60	0.001	0.00
19	20003	21003	1.23	0.60	-1.23	-0.60	0.001	0.00
20	21003	22003	1.23	0.60	-1.22	-0.60	0.001	0.00
21	22003	23003	1.22	0.60	-1.22	-0.60	0.001	0.00
22	23003	24003	1.22	0.60	-1.22	-0.60	0.001	0.00
23	24003	25003	1.22	0.60	-1.22	-0.60	0.001	0.00
24	25003	26003	1.22	0.60	-1.22	-0.60	0.001	0.00
25	26003	27003	0.63	0.31	-0.63	-0.31	0.000	0.00
26	27003	28003	0.63	0.31	-0.63	-0.31	0.001	0.00
27	26003	29003	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
28	29003	30003	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
29	30003	31003	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
30	31003	32003	0.59	0.29	-0.58	-0.28	0.001	0.00
						Total:	0.071	0.08

Mapa referenciado geográficamente del circuito:

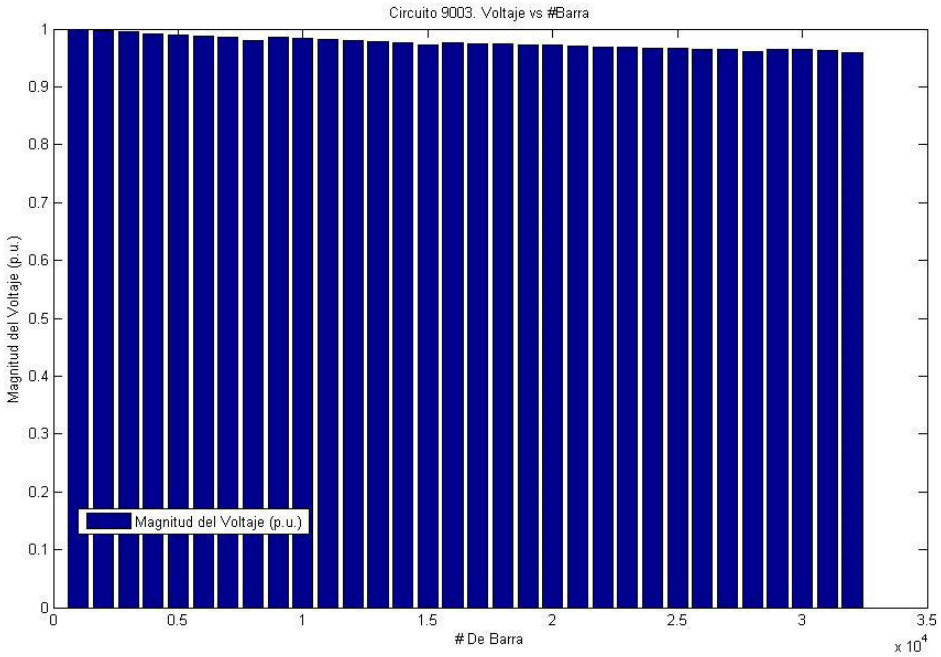


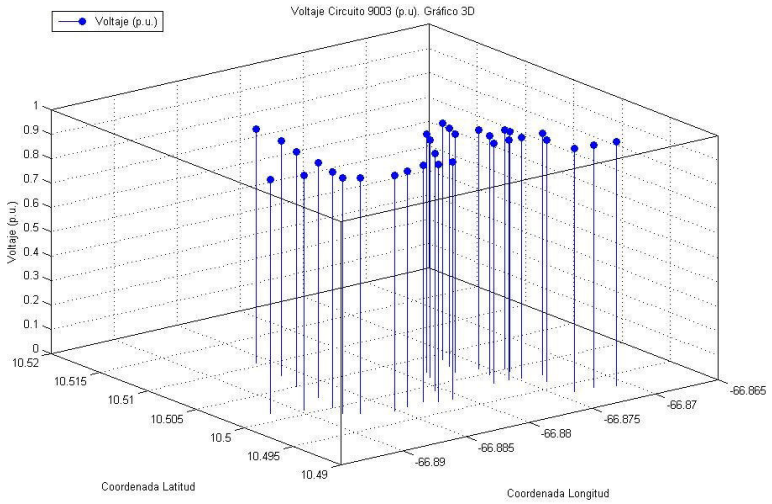
Circuito 9003 representado en OpenStreetMaps.

Gráficas de Voltajes, Ángulos y Gráfico 3D con respecto a las barras del



Circuito:





Circuito 9004

Resultados del Flujo de Carga:

```
Converged in 0.06 seconds
================================================================================
|     System Summary                                                           |
================================================================================

How many?                How much?              P (MW)            Q (MVAr)
--------------------     --------------------  -------------  -----------------
Buses              37    Total Gen Capacity       8.6          -4.3 to 4.3
Generators          1    On-line Capacity         8.6          -4.3 to 4.3
Committed Gens      1    Generation (actual)      4.0               2.0
Loads               4    Load                     3.9               1.9
  Fixed             4      Fixed                  3.9               1.9
  Dispatchable      0      Dispatchable           0.0 of 0.0        0.0
Shunts              0    Shunt (inj)              0.0               0.0
Branches           36    Losses (I^2 * Z)         0.09              0.10
Transformers        0    Branch Charging (inj)     -                0.0
Inter-ties          0    Total Inter-tie Flow     0.0               0.0
Areas               1

                          Minimum                      Maximum
                 ------------------------  --------------------------------
Voltage Magnitude   0.970 p.u. @ bus 350004       1.000 p.u. @ bus 10004
Voltage Angle      -0.79 deg   @ bus 250004       0.00 deg   @ bus 10004
P Losses (I^2*R)             -                  0.01 MW    @ line 20004-30004
Q Losses (I^2*X)             -                  0.02 MVAr  @ line 240004-250004

================================================================================
|     Bus Data                                                                 |
================================================================================
 Bus      Voltage          Generation             Load
  #   Mag(pu) Ang(deg)    P (MW)    Q (MVAr)    P (MW)    Q (MVAr)
----- ------- ---------  --------  --------  --------  --------
10004  1.000    0.000        -         -         -         -
20004  0.996   -0.053        -         -         -         -
30004  0.993   -0.106        -         -         -         -
40004  0.991   -0.125        -         -         -         -
50004  0.990   -0.144        -         -         -         -
60004  0.989   -0.163        -         -         -         -
70004  0.987   -0.181        -         -         -         -
80004  0.986   -0.200        -         -         -         -
90004  0.985   -0.219        -         -         -         -
100004  0.984   -0.239        -         -         -         -
110004  0.982   -0.258        -         -         -         -
120004  0.981   -0.277        -         -         -         -
130004  0.980   -0.288        -         -         -         -
140004  0.980   -0.299        -         -         -         -
160004  0.980   -0.285        -         -         -         -
170004  0.980   -0.294        -         -         -         -
180004  0.979   -0.302        -         -         -         -
200004  0.985   -0.211        -         -         -         -
210004  0.983   -0.246        -         -         -         -
220004  0.981   -0.268        -         -         -         -
230004  0.980   -0.290        -         -         -         -
240004  0.978   -0.312        -         -         -         -
260004  0.982   -0.259        -         -         -         -
270004  0.981   -0.273        -         -         -         -
280004  0.980   -0.286        -         -         -         -
290004  0.979   -0.300        -         -         -         -
```

300004	0.978	-0.313	-	-	-	-
310004	0.977	-0.326	-	-	-	-
320004	0.977	-0.340	-	-	-	-
330004	0.976	-0.353	-	-	-	-
340004	0.975	-0.367	-	-	-	-
360004	0.990	-0.141	-	-	-	-
370004	0.988	-0.176	-	-	-	-
250004	0.971	-0.787	-	-	1.57	0.76
190004	0.977	-0.477	-	-	0.58	0.28
350004	0.970	-0.653	-	-	0.94	0.46
150004	0.976	-0.528	-	-	0.77	0.37
		Total:	3.96	1.97	3.87	1.87

Branch Data

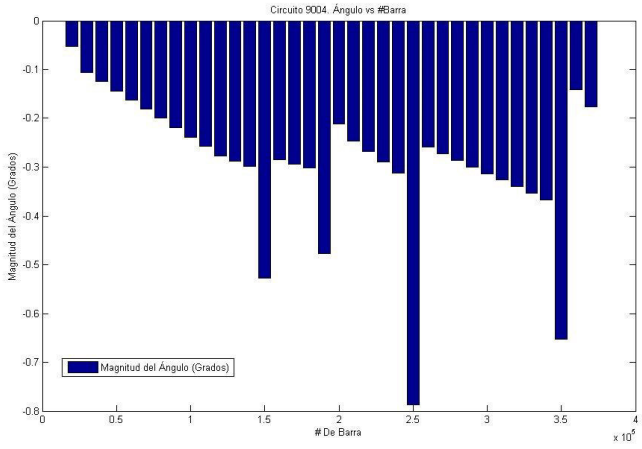
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
0	10004	20004	3.96	1.97	-3.94	-1.96	0.013	0.01
1	20004	30004	3.94	1.96	-3.93	-1.95	0.013	0.01
2	30004	40004	1.37	0.67	-1.37	-0.67	0.002	0.00
3	40004	50004	1.37	0.67	-1.36	-0.67	0.002	0.00
4	50004	60004	1.36	0.67	-1.36	-0.67	0.002	0.00
5	60004	70004	1.36	0.67	-1.36	-0.67	0.002	0.00
6	70004	80004	1.36	0.67	-1.36	-0.67	0.002	0.00
7	80004	90004	1.36	0.67	-1.36	-0.67	0.002	0.00
8	90004	100004	1.36	0.67	-1.36	-0.67	0.002	0.00
9	100004	110004	1.36	0.67	-1.36	-0.66	0.002	0.00
10	110004	120004	1.36	0.66	-1.35	-0.66	0.002	0.00
11	120004	130004	0.77	0.38	-0.77	-0.38	0.000	0.00
12	130004	140004	0.77	0.38	-0.77	-0.37	0.000	0.00
13	140004	150004	0.77	0.37	-0.76	-0.37	0.001	0.00
14	120004	160004	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
15	160004	170004	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
16	170004	180004	0.59	0.29	-0.59	-0.29	0.000	0.00
17	180004	190004	0.59	0.29	-0.58	-0.28	0.001	0.00
18	30004	360004	2.56	1.28	-2.56	-1.27	0.005	0.00
19	360004	370004	2.56	1.27	-2.55	-1.27	0.005	0.00
20	370004	200004	2.55	1.27	-2.55	-1.26	0.005	0.00
21	200004	210004	2.55	1.26	-2.54	-1.26	0.005	0.00
22	210004	260004	0.95	0.47	-0.95	-0.47	0.001	0.00
23	260004	270004	0.95	0.47	-0.95	-0.47	0.001	0.00
24	270004	280004	0.95	0.47	-0.95	-0.47	0.001	0.00
25	280004	290004	0.95	0.47	-0.95	-0.47	0.001	0.00
26	290004	300004	0.95	0.47	-0.95	-0.47	0.001	0.00
27	300004	310004	0.95	0.47	-0.95	-0.47	0.001	0.00
28	310004	320004	0.95	0.47	-0.95	-0.47	0.001	0.00
29	320004	330004	0.95	0.47	-0.95	-0.47	0.001	0.00
30	330004	340004	0.95	0.47	-0.95	-0.46	0.001	0.00
31	340004	350004	0.95	0.46	-0.94	-0.46	0.002	0.01
32	210004	220004	1.59	0.79	-1.58	-0.79	0.002	0.00
33	220004	230004	1.58	0.79	-1.58	-0.78	0.002	0.00
34	230004	240004	1.58	0.78	-1.58	-0.78	0.002	0.00
35	240004	250004	1.58	0.78	-1.57	-0.76	0.006	0.02
						Total:	0.087	0.10

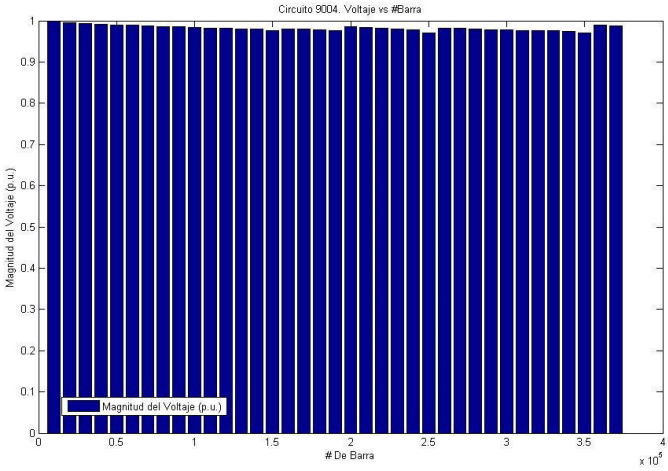
Mapa referenciado geográficamente del circuito:

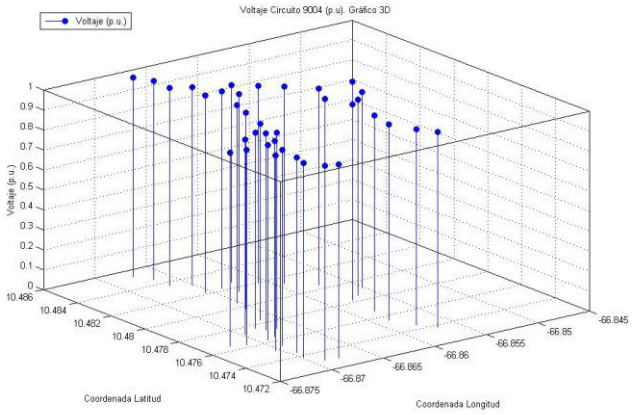


Circuito 9004 representado en OpenStreetMaps.

Gráficas de Voltajes, Ángulos y Gráfico 3D con respecto a las barras del circuito:







Circuito 9005

Resultados del Flujo de Carga:

```
Converged in 0.08 seconds
================================================================================
|     System Summary                                                           |
================================================================================

How many?                How much?              P (MW)            Q (MVAr)
---------------------    --------------------  -------------  -----------------
Buses              39    Total Gen Capacity       4.2          -2.1 to 2.1
Generators          1    On-line Capacity         4.2          -2.1 to 2.1
Committed Gens      1    Generation (actual)      2.0               1.0
Loads               3    Load                     1.9               0.9
  Fixed             3      Fixed                  1.9               0.9
  Dispatchable      0      Dispatchable           0.0 of 0.0        0.0
Shunts              0    Shunt (inj)              0.0               0.0
Branches           38    Losses (I^2 * Z)         0.07              0.08
Transformers        0    Branch Charging (inj)     -                0.0
Inter-ties          0    Total Inter-tie Flow     0.0               0.0
Areas               1

                          Minimum                      Maximum
                  -------------------------  -------------------------------
Voltage Magnitude   0.956 p.u. @ bus 2700005       1.000 p.u. @ bus 100005
Voltage Angle      -1.08 deg   @ bus 2700005       0.00 deg   @ bus 100005
P Losses (I^2*R)             -                  0.00 MW    @ line 2600005-2700005
Q Losses (I^2*X)             -                  0.01 MVAr  @ line 2600005-2700005

================================================================================
|     Bus Data                                                                 |
================================================================================
 Bus      Voltage          Generation             Load
  #   Mag(pu) Ang(deg)   P (MW)   Q (MVAr)   P (MW)   Q (MVAr)
----- ------- --------  --------  --------  --------  --------
100005  1.000    0.000       -         -         -         -
200005  0.998   -0.025       -         -         -         -
300005  0.996   -0.051       -         -         -         -
400005  0.994   -0.077       -         -         -         -
500005  0.993   -0.102       -         -         -         -
600005  0.991   -0.128       -         -         -         -
700005  0.989   -0.154       -         -         -         -
800005  0.987   -0.180       -         -         -         -
900005  0.985   -0.206       -         -         -         -
1000005  0.983   -0.233       -         -         -         -
1100005  0.982   -0.259       -         -         -         -
1200005  0.980   -0.285       -         -         -         -
1300005  0.978   -0.312       -         -         -         -
1400005  0.976   -0.338       -         -         -         -
1500005  0.974   -0.365       -         -         -         -
1600005  0.973   -0.378       -         -         -         -
1700005  0.972   -0.391       -         -         -         -
1800005  0.972   -0.404       -         -         -         -
1900005  0.971   -0.416       -         -         -         -
2000005  0.970   -0.429       -         -         -         -
2100005  0.969   -0.442       -         -         -         -
2200005  0.968   -0.455       -         -         -         -
2300005  0.967   -0.468       -         -         -         -
2400005  0.966   -0.481       -         -         -         -
2500005  0.965   -0.494       -         -         -         -
2600005  0.965   -0.507       -         -         -         -
2800005  0.973   -0.379       -         -         -         -
2900005  0.972   -0.393       -         -         -         -
3000005  0.971   -0.407       -         -         -         -
3100005  0.970   -0.422       -         -         -         -
3200005  0.969   -0.436       -         -         -         -
```

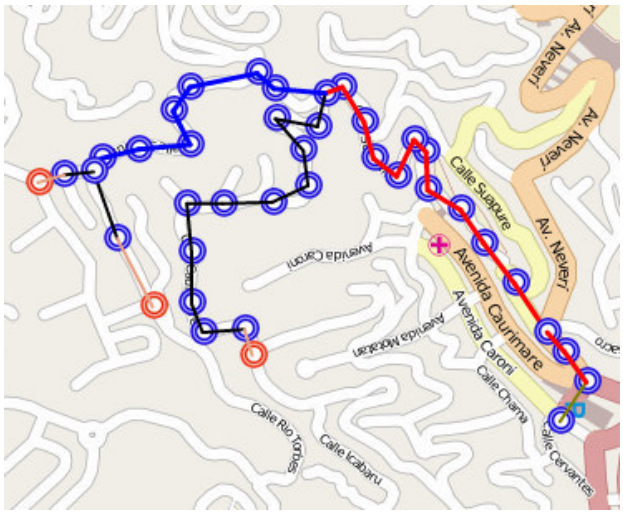
3300005	0.968	-0.450	-	-	-	-
3400005	0.967	-0.464	-	-	-	-
3500005	0.967	-0.478	-	-	-	-
3600005	0.966	-0.480	-	-	-	-
3700005	0.966	-0.536	-	-	0.09	0.04
3800005	0.966	-0.491	-	-	-	-
2700005	0.956	-1.079	-	-	0.90	0.44
3900005	0.957	-1.062	-	-	0.90	0.44
			1.96	0.99	1.89	0.92

Total:

Branch Data

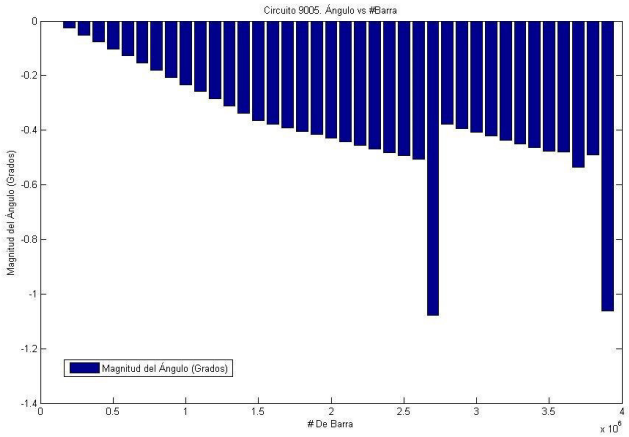
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
0	100005	200005	1.96	0.99	-1.95	-0.99	0.003	0.00
1	200005	300005	1.95	0.99	-1.95	-0.99	0.003	0.00
2	300005	400005	1.95	0.99	-1.95	-0.98	0.003	0.00
3	400005	500005	1.95	0.98	-1.95	-0.98	0.003	0.00
4	500005	600005	1.95	0.98	-1.94	-0.98	0.003	0.00
5	600005	700005	1.94	0.98	-1.94	-0.98	0.003	0.00
6	700005	800005	1.94	0.98	-1.94	-0.97	0.003	0.00
7	800005	900005	1.94	0.97	-1.93	-0.97	0.003	0.00
8	9000051000005		1.93	0.97	-1.93	-0.97	0.003	0.00
9	10000051100005		1.93	0.97	-1.93	-0.97	0.003	0.00
10	11000051200005		1.93	0.97	-1.92	-0.96	0.003	0.00
11	12000051300005		1.92	0.96	-1.92	-0.96	0.003	0.00
12	13000051400005		1.92	0.96	-1.92	-0.96	0.003	0.00
13	14000051500005		1.92	0.96	-1.91	-0.95	0.003	0.00
14	15000051600005		0.91	0.46	-0.91	-0.46	0.001	0.00
15	16000051700005		0.91	0.46	-0.91	-0.45	0.001	0.00
16	17000051800005		0.91	0.45	-0.91	-0.45	0.001	0.00
17	18000051900005		0.91	0.45	-0.91	-0.45	0.001	0.00
18	19000052000005		0.91	0.45	-0.91	-0.45	0.001	0.00
19	20000052100005		0.91	0.45	-0.91	-0.45	0.001	0.00
20	21000052200005		0.91	0.45	-0.91	-0.45	0.001	0.00
21	22000052300005		0.91	0.45	-0.91	-0.45	0.001	0.00
22	23000052400005		0.91	0.45	-0.91	-0.45	0.001	0.00
23	24000052500005		0.91	0.45	-0.90	-0.45	0.001	0.00
24	25000052600005		0.90	0.45	-0.90	-0.45	0.001	0.00
25	26000052700005		0.90	0.45	-0.90	-0.44	0.004	0.01
26	15000052800005		1.00	0.50	-1.00	-0.50	0.001	0.00
27	28000052900005		1.00	0.50	-1.00	-0.50	0.001	0.00
28	29000053000005		1.00	0.50	-1.00	-0.50	0.001	0.00
29	30000053100005		1.00	0.50	-1.00	-0.50	0.001	0.00
30	31000053200005		1.00	0.50	-1.00	-0.50	0.001	0.00
31	32000053300005		1.00	0.50	-1.00	-0.49	0.001	0.00
32	33000053400005		1.00	0.49	-1.00	-0.49	0.001	0.00
33	34000053500005		1.00	0.49	-0.99	-0.49	0.001	0.00
34	35000053600005		0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
35	36000053700005		0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
36	35000053800005		0.90	0.45	-0.90	-0.45	0.001	0.00
37	38000053900005		0.90	0.45	-0.90	-0.44	0.004	0.01
					Total:		0.068	0.08

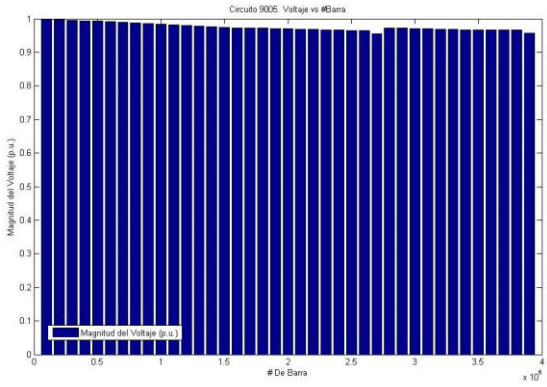
Mapa referenciado geográficamente del circuito:

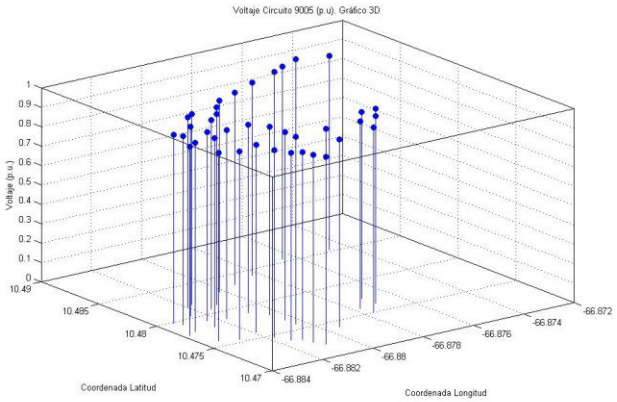


Circuito 9005 representado en OpenStreetMaps.

Gráficas de Voltajes, Ángulos y Gráfico 3D con respecto a las barras del circuito:






Voltaje Circuito 9005 (p.u). Gráfico 3D
Voltaje (p.u.)
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
10.49
10.495
10.48
10.475
10.47
Coordenada Latitud
-66.884
-66.882
-66.88
-66.878
-66.876
-66.874
-66.872
Coordenada Longitud



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DECANATO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
COORDINACION DE INGENIERIA ELECTRICA
ESPECIALIZACIÓN EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA

TRABAJO TÉCNICO

DESARROLLO DE UN MÉTODO PARA LA REGULACIÓN ÓPTIMA DE TENSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO LA FORMULACIÓN DE FLUJO DE CARGA DE BARRIDO DIRECTO.

Por

ANA VICTORIA SANTAELLA LORETO

NOVIEMBRE 2013

UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DECANATO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
COORDINACION DE INGENIERIA ELECTRICA
ESPECIALIZACIÓN EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA

DESARROLLO DE UN MÉTODO PARA LA REGULACIÓN ÓPTIMA DE TENSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO LA FORMULACIÓN DE FLUJO DE CARGA DE BARRIDO DIRECTO.

Trabajo Especial de Grado presentado a la Universidad Nacional Simón Bolívar por

Ana Victoria Santaella Loreto

Como requisito parcial para optar al grado académico de

Especialista Técnico en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Con la asesoría del prof.

Paulo De Oliveira

Noviembre 2013



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DECANATO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
COORDINACION DE INGENIERIA ELECTRICA
ESPECIALIZACIÓN EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA

DESARROLLO DE UN MÉTODO PARA LA REGULACIÓN ÓPTIMA DE TENSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO LA FORMULACIÓN DE FLUJO DE CARGA DE BARRIDO DIRECTO.

Por: Santaella Loreto Ana Victoria
Carnet N°.:

Este trabajo técnico ha sido aprobado en nombre de la Universidad Simón Bolívar por el siguiente jurado examinador:

_____

Jurado

_____

Tutor

Noviembre 2013

DEDICATORIA

A mi Padre

AGRADECIMIENTOS

Primero a Dios.

A mi Mamá y Tía por su compañía

A Neslla Borges, compañera de estudio, trabajo y gran amiga por su apoyo durante todo el postgrado.

A mi Esposo Manuel Alejandro Bolívar Olarte por su comprensión y apoyo incondicional.

Al Prof: Paulo De Oliveira, por su tiempo, dedicación y soporte académico.

Al Ing. Andrés Rojas, por su ayuda, y tiempo dedicado.

A mis compañeras y amigas de trabajo por su solidaridad.

A la Coordinación de Ing. Eléctrica de la Universidad Simón Bolívar, en especial al Prof. Alexander Bueno por contribuir a cristalizar mi meta. También a la Sra. Ve[illegible]ia por su mano amiga.

A la UNEFA por facilitar el tiempo para mi crecimiento profesional y académico.

UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
DECANATO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
COORDINACION DE INGENIERIA ELECTRICA
ESPECIALIZACIÓN EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA

DESARROLLO DE UN MÉTODO PARA LA REGULACIÓN ÓPTIMA DE TENSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO LA FORMULACIÓN DE FLUJO DE CARGA DE BARRIDO DIRECTO.

Por: Santaella Loreto Ana Victoria
Carnet N°.:
Tutor: Paulo De Oliveira
Noviembre 2013

RESUMEN

En este trabajo se desarrollara un método basado en la formulación de flujo de carga de barrido directo, para la regulación de tensión con el fin de contribuir al mejoramiento de la calidad de servicio y el cumplimiento de la normativa técnica que prevé límites máximos de desviación de tensión [1]. El método a emplear será basado en flujo de carga de barrido directo a través de la construcción de la matriz TRX [2], ya que la misma refleja de la forma más real posible la topología de la red. La función objetivo consiste en minimizar la caída de tensión entre la barra slack y el nodo más alejado en el troncal, sujeto a las ecuaciones no lineales de tensiones vinculadas a las corrientes inyectadas en concordancia con las Leyes de kirchoffL, desarrolladas en [2]. La herramienta computacional empleada fue matlab usando la función de optimización Fmincon. La metodología fue aplicada a las redes de prueba IEEE 4 y 37 nodos, y dichos resultados fueron comparados con los obtenidos del flujo de carga concluyendo así que el algoritmo en efecto logra la regulación de tensión. Este proyecto pretende desde un punto de vista novedoso, presentar un método que permita contribuir con los sistemas de información, que usan en las empresas del sector eléctrico para controlar y administrar al sistema eléctrico de distribución.

Palabras claves: Flujo de carga,Optimización,Regulación de Tensión,Matriz TRX,Fmincon

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA IV

AGRADECIMIENTOS V

ÍNDICE DE FIGURAS XII

ACRÓNIMOS XIV

SÍMBOLOS XV

INTRODUCCIÓN 1

CAPITULO I: METODOLOGÍA 7

1.1. Metodología para regulación óptima de tensión utilizando flujo de carga de barrido directo 8

1.1.1 Flujo de Carga de barrido directo usando la formulación TRX. 8

1.1.2 Preparación de los datos. 8

1.1.3 Inicialización 10

1.1.4 Cálculo de las corrientes de rama. 11

1.1.5 Cálculo de la Tensión nodal y la matriz TRX. 12

1.2. Flujo de Carga Óptimo (FCO) usando formulación TRX 13

1.2.1 Datos de Entrada 15

1.2.2 Inicialización de Variables 15

1.2.3 Función Objetivo 16

1.2.4 Restricción 16

1.2.5 Resultados 17

CAPITULO II:CASOS DE ESTUDIO 19

2.1 Caso IEEE de 4 Nodos 19
2.1.1. Equivalente de Secuencia Positiva RED IEEE 4 Nodos 19

2.2. Caso IEEE 37 nodos 20
2.2.1. Equivalente de Secuencia Positiva RED IEEE 37 Nodos 20

CAPÍTULO III:RESULTADOS 24

3.1 Resultados de Red de Prueba 4 nodos 24

3.2. Resultados de Red IEEE 37 nodos 29
3.2.1 Resultados de Red IEEE 37 Nodos Primer Caso 29
3.2.1 Resultados de Red IEEE 37 Nodos Segundo Caso 33
3.2.3 Resultados de Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso 37

CAPÍTULO IV:CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 43

BIBLIOGRAFÍA 45

APÉNDICE I 46

DATOS DE REDES IEEE 46

A.1. Datos de la Red IEEE 4 Nodos 46

A.2. Datos de la Red IEEE 37 Nodos 46

APÉNDICE II 48

RESULTADOS DE RED IEEE 4 NODOS 48

B.1. Resultados de la Red IEEE 4 Nodos para FC al Variar $_{Qi}$ 48

APÉNDICE III 51

RESULTADOS DE RED IEEE 37 NODOS 51

C.1. Resultados de la Red IEEE 37 Nodos para FC y FCO Primer Caso 51

C.2. Resultados de la Red IEEE 37 Nodos para FC y FCO Segundo Caso 55

C.3. Resultados de la Red IEEE 37 Nodos para FC y FCO Tercer Caso 59

ÍNDICE DE TABLAS

2.1 Valores Base para Red IEEE 4 Nodos……...20

2.2 Parámetros Red IEEE 4 Nodos…….……20

2.3 Valores Base para Red IEEE 37 Nodos…….……20

2.4 Parámetros Red IEEE 37 Nodos…….....23

3.1 Resumen de Resultados de FC vs FCO Red IEEE 4 nodos……..29

3. 2 Resumen de Resultados de FC vs FCO Primer Caso Red 37 Nodos. Primer Caso……33

3.3 Resumen de Resultados de FC vs FCO Primer Caso Red 37 Nodos. Segundo Caso…….....37

3. 4 Resumen de Resultados de FC vs FCO Primer Caso Red 37 Nodos. Tercer Caso……41

A.1 Datos de Potencia Activa y Reactiva RED IEEE 4 Nodos……...46

A.2 Datos de Potencia Activa y Reactiva RED IEEE 4 Nodos……....46

B.1 Q_i en FC variándolo des -1.5 a 1.5……....48

B.2 Módulo de Tensiones para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos……...49

B.3 Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos……..49

TB.4 Porcentaje Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos…….....49

B.5 Factor de Potencia de la Barra para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos…….49

B.6 Corrientes de Rama para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos……...50

C.1 Módulo de Tensiones para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Primer Caso…….....51

C.2 Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos. Primer Caso……...52

C.3 Porcentaje Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos…….....53

C.4 Factor de Potencia de la Barra para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Primer Caso……53

C.5 Corrientes de Rama para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Primer Caso……....54

C.6 Módulo de Tensiones para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Segundo Caso……..55

C.7 Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos. Segundo Caso……....56

C.8 Porcentaje Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos. Segundo Caso…….....57

C.9 Factor de Potencia de la Barra para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Segundo Caso…….57

C.10 Corrientes de Rama para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Segundo Caso…….....58

C.11 Módulo de Tensiones para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso……..59

C.12 Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos. Tercer Caso……..60

C.13 Porcentaje Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso……...61

TC.14 Factor de Potencia de la Barra para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso……61

C.15 Corrientes de Rama para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso…….....62

C.16 Potencia Reactiva Inyectada para FCO Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso……63

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1 Numeración de Ramas y Nodos en un Circuito de Distribución……9

1.2 Metodología basado FCO con Matriz TRX……...14

2.1 Red IEEE de 4 nodos……19

2.2 Red IEEE 37 Nodos…….....21

2.3 Red IEEE 37 Nodos con Nodos organizados del 0 al 36……...22

3.1 Variación de Tensión entre el nodo inicial y el más alejado de la S/E versus Potencia reactiva (Qi) del nodo4……..…….25

3. 2 Módulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO……26

3.3 Ángulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO…….....26

3.4 Variación de Tensiones de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO……27

3.5 Porcentaje de Caída Tensión de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO…….27

3.6 Factor de Potencia de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO……...……..28

3.7 Corrientes de Ramas de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO…….28

3.8 Módulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Primer Caso……30

3.9 Ángulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. PrimerCaso……..……...30

3.10 Variación de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Primer Caso……....31

3.11 Porcentaje de Caída de Tensión de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Primer Caso…….....31

3.12 Factor de Potencia de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Primer Caso……....32

3.13 Corrientes de Ramas de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO……...32

3.14 Módulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO
Segundo caso…….34

3.15 Ángulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.
Segundo Caso…….....34

3.16 Variación de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.
Segundo caso…….35

3.17 Porcentaje de Caída de Tensión de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.
Segundo Caso…….35

3.18 Factor de Potencia de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO
Segundo Caso…….....36

3.19 Corrientes de Ramas de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO
Segundo Caso…….....36

3.20 Módulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.
Tercer caso…….....38

3.21 Ángulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.
Tercer Caso…….....38

3.22 Variación de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.
Tercer Caso……..……..39

3.23 Porcentaje de Caída de Tensión de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.
Tercer Caso…….39

3.24 Factor de Potencia de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.
Tercer Caso…….....40

3.25 Corrientes de Ramas de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO
Tercer Caso……....40

3.26 Q en todos los nodos de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.
Tercer Caso……....41

ACRÓNIMOS

Ang	Medida de ángulo
DMS	Sistema de Gestión en distribución
FC	Flujo de Carga
FCO	Flujo de Carga óptimo
Fmincon	Herramienta para cálculos de optimización de MatLab™
IEEE	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos
J_{FC}	Resultados de corrientes de rama para flujo de carga
J_{FCO}	Resultados de corrientes de rama para flujo de carga óptimo
KCL	Ley de corrientes de Kirchoff
Q_{FC}	Datos de potencia reactiva inyectada con flujo de carga
Q_{FCO}	Resultados de potencia reactiva inyectada con flujo de carga de óptimo, en el caso tres de la Red IEEE 37 nodos.
SCADA	Sistema de Supervisión y Control / Supervisory Control Acquisition Data System
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
VFC	Resultados Asociados a Flujo De Carga, usado para modulo de tensiones, caída de tensión y factor de potencia
VFCO	Resultados Asociados a Flujo De Carga Óptimo, usado para modulo de tensiones, caída de tensión y factor de potencia
$\%V_0\text{-}V_{iFC}$	Resultados de Porcentaje de Caída de tensión para flujo de carga
$\%V_0\text{-}V_{iFCO}$	Resultados de Porcentaje de Caída de tensión para flujo de carga óptimo

SÍMBOLOS

$\mathbf{V_{BMT}}$	Tensión base del devanado primario del transformador
$\mathbf{V_{BBT}}$	Tensión base del devanado secundario del transformador
$\mathbf{S_{BASE}}$	Potencia aparente base
$\mathbf{f_p}$	Factor de potencia de la red
$\overline{Z_{ij}}$	Término perteneciente al vector Z
$\boldsymbol{min}\Delta_v$	Mínimo de caída de tensión
$\mathbf{V_i}$	Tensión del nodo más alejado del troncal.
$\mathbf{P, Q}$	Datos de potencias activas y reactivas de cada nodo de las redes
$\mathbf{X_0}$	Vector de inicialización de variables
$\mathbf{V_0}$	Tensión de referencia de la barra slack
$\mathbf{I_x}$	Vector de corrientes inyectadas nodales en su componente real
$\mathbf{I_y}$	Vector de corrientes inyectadas nodales en su componente en cuadratura
$\mathbf{V_x}$	Vector de tensión a calcular en su componente real
$\mathbf{V_y}$	Vector de tensión a calcular en su componente en cuadratura
$\mathbf{V_{0x}}$	Vector de la componente real de la tensión nodal de arranque
$\mathbf{V_{oy}}$	Vector de la componente en cuadratura de la tensión nodal de arranque
$\mathbf{P_i}$	Potencia activa inyectada a cualquier nodo de la red
$\mathbf{P_{gi}}$	Potencia activa generada en cualquier nodo de la red
$\mathbf{Q_{gi}}$	Potencia reactiva generada en cualquier nodo de la red
$\mathbf{P_{di}}$	Potencia activa demandada en cualquier nodo de la red
$\mathbf{Q_{di}}$	Potencia reactiva demandada en cualquier nodo de la red
$\mathbf{I^k}$	Corrientes inyectadas en cualquier barra
$\mathbf{J^k}$	Corrientes de rama de la red
$\mathbf{TRX}$	Matriz de transferencia para aplicación de método de barrido
$\mathbf{T}$	Matriz Triangular

$\boldsymbol{\varphi}$	Ángulo de Tensión
$\boldsymbol{\sigma}$	Ángulo de corrientes
$\boldsymbol{\theta}$	Ángulo entre tensión y corriente
$\boldsymbol{\theta_{FC}}$	Resultados de ángulo de tensión con flujo de carga
$\boldsymbol{\theta_{FCO}}$	Resultados de ángulo de tensión con flujo de carga óptimo
$\overline{\mathbf{Sp}}$	Pérdidas de potencia aparente la barra principal.
$\bar{J}_x$	Corriente de rama en su componente real
$\bar{J}_y$	Corriente de rama en su componente en cuadratura

INTRODUCCIÓN

La electricidad es de las principales formas de energía usada, formando parte de la sociedad y de su desarrollo, es por ello que cada día se hace necesario que esta cumpla con estándares de calidad de servicio como continuidad, valores máximos y mínimos de tensión, entre otros etc. Para ello se usan distintas herramientas que dan información del estado del sistema como los el flujo óptimo de potencia.

El Flujo de Carga Optimo (FCO) , es un problema que fue definido en los principios del año 1960 como una extensión del problema de despacho económico de carga convencional, que se utiliza para la determinación óptima de las variables de control en un SEP, considerando variadas restricciones. FCO, en su formulación general, es un problema de optimización con función objetivo y restricciones no lineales, que representa la operación en estado estacionario del sistema eléctrico [3].

La aplicación de técnicas de optimización a los problemas de planificación y operación de SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), como lo es FCO, es una activa área de investigación. De esta forma, FCO puede ser visto como un término genérico que describe una amplia gama de clases de problemas en los cuales se busca optimizar una función objetivo específico, sujeto a restricciones que representan los balances de potencia activa y reactiva en los nodos de la red, en función de las tensiones y ángulos de las barras.

Desde hace muchos años se han desarrollados herramientas para flujo óptimo de potencia en su mayoría para Sistemas de transmisión con sus característica propias (alto valor de la razón X/R, líneas transpuestas, entre otras etc.), en los sistemas de distribución se deben

tomar en cuenta otras consideraciones como topología radial, cargas de distintas naturaleza por mencionar algunas

El presente trabajo está orientado a desarrollar un método para regular la tensión usando técnicas de optimización, que permitirán minimizar la tensión en un nodo de la red de distribución, tomando en cuenta que el mismo cumpla con los niveles de tensión permitidos [1].

Para el flujo de potencia óptimo, se usará la formulación de flujo de carga de barrido directo la matriz TRX [2] donde se minimizará ΔV.

La tesis está estructurada de la siguiente manera:

CAPÍTULO I: METODOLOGÍA: en este capítulo de explicaran las metodologías y herramientas a usar para realizar FCO, y obtener la regulación óptima de tensión.

CAPÍTULO II: CASOS DE ESTUDIO: se presenta la descripción de la redes IEEE de 4 y 37 nodos en sus modelos de secuencia positiva, que serán las redes de prueba de las metodologías a emplear.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE RESULTADOS: en este capítulo se presentarán en detalle los resultados obtenidos usando el método FCO con formulación TRX.

CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES: en esta parte se numerarán los aportes obtenidos en el desarrollo del trabajo especial de grado, así como las recomendaciones que generó el mismo.

Antecedentes

El flujo de potencia ha sido estudiado desde hace varias décadas, pero la mayor parte de las investigaciones han sido enfocadas a sistemas de transmisión de energía eléctrica, los resultados de estas investigaciones daban solución a todo tipo de redes (radiales y enmalladas), sin darle importancia a las posibles simplificaciones que pudieran ser útiles en el análisis de

sistemas de distribución resultantes de un adecuado manejo de la topología radial. Es por ello que los trabajos que se enfocan en flujo de carga trifásico para sistemas de distribución son relativamente recientes, aun más aquellos que tratan de optimizar.

En tal sentido, se consultaron estudios semejantes, que sustentaran como referencia la presente investigación:

Garcés Ruiz, Alejandro;Granada, Mauricio;Gallego R., Ramón. (2004) "Flujo De Carga Trifásico Para Sistemas Radiales De Distribución" [4]. En este documento, se describe e implementa un flujo de potencia trifásico el cual aprovecha la configuración radial de los sistemas de distribución y se adopta un esquema de solución con una técnica de barrido iterativo adelante-atrás. Esta investigación concluye que con la implementación de esta herramienta se facilita el estudio de desbalance de carga, caída de tensión, cálculos de pérdida de potencia en cualquier línea, compensación capacitiva, análisis de sobrecargas en circuitos, balanceo de fases, distribución de carga en transformadores de distribución, entre otros.

De esta investigación se tomarán fundamentos teóricos relacionados flujos de carga trifásicos para sistemas radiales de distribución.

P.M. De Oliveira-De Jesús, M.A. Álvarez, J.M. Yusta. (2013). "Distribution Power Flow Method Based On A Real Quasi-Symmetric Matrix" [2]. En este trabajo se presenta una nueva formulación de flujo de carga para redes de distribución de energía eléctrica. La idea fundamental es obtener la solución del flujo de potencia mediante el uso de una única matriz casi simétrica llamada TRX. El método es formulado para redes equilibradas operadas radialmente. Se trabaja con variables reales en lugar de variables complejas. La información de la matriz TRX puede incluirse en una base de datos de sistemas de gestión (DMS). Igualmente de este artículo se tomarán fundamentos teóricos relacionados con la formulación para el barrido adelante y hacia atrás.

Paulo M. De Oliveira-De Jesus, Member, IEEE. "The Standard Backward/Forward Sweep Power Flow" [5].Este artículo describe una formulación adecuada de la flujo de carga

de barrido Atrás / Adelante (BW / FW) aplicada a los sistemas de distribución radial con generación distribuida. Esta investigación aportará la descripción sencilla del flujo de potencia de barrido.

Objetivo General.

Desarrollar un método para la regulación óptima de tensión en sistemas eléctricos de distribución utilizando la formulación de flujo de carga de barrido directo.

Objetivos Específicos.

- Mejorar la calidad de servicio eléctrico en sistemas de distribución.
- Cumplir con las normativas técnicas para desviaciones de tensión en redes de distribución.
- Desarrollar herramienta para regulación de tensión, utilizando técnicas de optimización.

Planteamiento del Problema

En la actualidad cada vez más se depende del uso de la energía eléctrica, a tal punto que su uso se hace tan cotidiano que sólo su ausencia nos hace ver esta realidad, en tal sentido a nivel mundial se han creados marcos regulatorios que establecen límites de la calidad del servicio eléctrico, sobre todo a lo que respecta a niveles de tensión [1].

Los altos requerimientos de calidad exigidos por los equipos conectados a las redes, es un motivo fundamental para establecer métodos que permitan regular la tensión en los sistemas eléctricos de distribución usando técnicas de optimización [6].

Las redes de distribución eléctricas son susceptibles a diferentes problemas que pueden causar baja o alta tensión, entre ellos por mencionar algunas: Conexión de cargas (ejemplo motores), que producen una baja tensión momentánea, baja capacidad de suministro de la compañía eléctrica, desconexión de cargas importantes, descargas atmosféricas en las líneas entre otras causas, por lo que se requieren de sistemas que usen análisis de flujos de cargas confiables, que sirvan de apoyo a los sistemas de información usados por las empresas del sector eléctrico, y así permitir que estas realicen la acción pertinente y lograr mantener la calidad de suministro eléctrico.

Justificación

La calidad de voltaje de la energía entregada para su uso final, está estrechamente vinculada a la inversión y a las prácticas de operación y mantenimiento que realice la empresa distribuidora de energía del sector eléctrico, las condiciones desfavorables de tensión tienen efectos inmediatos en los consumidores.

De ocurrir inconvenientes en el suministro eléctrico por niveles de tensión que no cumplan con las variaciones permitidas, se generan condiciones de operación ineficientes de los equipos eléctricos, reducción de su vida útil, e incluso daños permanentes o bien perdida de materia prima en el caso del sector industrial [7].

Los regímenes de regulación en Venezuela establecen para media y baja tensión, principalmente límites a la magnitud de la tensión de servicio, la cual debe encontrarse dentro de un margen que oscila entre un ± 10 % y un ± 5% del valor nominal [1].

En tal sentido, los estudios de flujos de potencia óptimo son utilizados ampliamente en la industria eléctrica para diferentes aplicaciones, que van desde estudios de planeación hasta operación de los sistemas. El principal objetivo de un FCO es optimizar las condiciones de operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia. Un FCO ajusta las

cantidades controlables para optimizar una función objetivo mientras satisface un conjunto de restricciones operativas.

Debido a que el voltaje en los nodos es uno de los criterios de seguridad e índice de calidad de servicio más importante, incluir una restricción que mejore el perfil de voltaje de los nodos de carga del sistema es un aspecto importante a ser considerado en el problema de optimización.

Para lograr que un sistema se encuentre dentro de estos límites, es necesario contar con un método que usando técnicas de optimización, permita regular la tensión, en este trabajo se usará el método de barrido directo, construyendo la matriz TRX [2].

El método implementado en este proyecto utiliza las formulaciones básicas de las leyes de tensión y corriente de Kirchhoff para la solución del flujo de carga de sistemas eléctricos radiales [8]. Este tipo de soluciones se traduce en un ahorro de tiempo y dinero ya que se obtienen resultados aceptables en el análisis de sistemas de distribución.

CAPITULO I

METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología para realizar la regulación óptima de tensión utilizando flujo de carga de barrido directo, para ello se presenta una breve descripción de la función de minimización, que pertenece a la herramienta computacional Matlab.

La función de minimización del Toolbox de Optimización que se usará es fmincon, el propósito de esta función es encontrar el mínimo de una función no lineal de varias variables con restricciones.Normalmente se conoce este tipo de problemas como optimización no lineal con restricciones o programación no lineal. La función escalar de varias variables se llamará función objetivo.

En este caso la función objetivo será la variación de tensión entre el nodo de referencia (Slack) y el nodo de la red más alejado perteneciente a la red troncal. Las restricciones son un conjunto de ecuaciones fundamentadas en las leyes de kirchoff

El problema de optimización se plantea para secuencia positiva, donde lo primero que se realizará será la solución de flujo de carga a través del método de construcción de la matriz TRX, esto con el fin de obtener los resultados bases de las redes, para posteriormente compararlos con los del flujo carga óptimo. Luego se plantea el FCO para la regulación de tensión basado en el método ya mencionado.

La función objetivo del algoritmo es:

$$\min \Delta V = |\overline{V_0} - \overline{V_i}| \qquad (1.1)$$

Donde,

V_0: es la tensión de referencia.

V_i: es la tensión del nodo más alejado del troncal.

1.1. Metodología para regulación óptima de tensión utilizando flujo de carga de barrido directo

1.1.1 Flujo de Carga de barrido directo usando la formulación TRX.

En principio, se realizará el flujo de carga de barrido directo usando la formulación TRX [2], cuya metodología se describe a continuación:

1.1.2 Preparación de los datos.

Los datos de entrada requeridos por el método son expresados en un arreglo nodo-rama utilizados en la mayoría de las empresas de servicio. Los datos básicos requeridos son: potencias nodales inyectadas y nodos de envío y recibo por rama de impedancia. Los datos deben estar expresados en por unidad. Las impedancias de rama son establecidas como **Z** correspondiente al vector de impedancias serie de todas las ramas que constituyen un circuito de distribución.

Cada impedancia serie está asociada a una rama o transformador mediante la resistencia y reactancia de secuencia positiva.

Donde,

$$Z = \left[\overline{Z_{01}} \dots \overline{Z_{ij}} \dots \overline{Z_{mn}}\right] \tag{1.2}$$

$$\overline{Z_{ij}} = R_{ij} + jX_{ij} \quad i,j = 1,\dots,n \; i \neq j \tag{1.3}$$

El algoritmo requiere una forma de numerar los nodos de cada circuito de una forma específica. La Figura 1.1 muestra un circuito radial de una subestación de distribución con *n* +1 nodos, y *n* ramas. La tensión de referencia se establece en el nodo raíz 0. Las ramas son organizadas de acuerdo a una forma apropiada de numeración cuyos detalles pueden consultarse en **[11].**

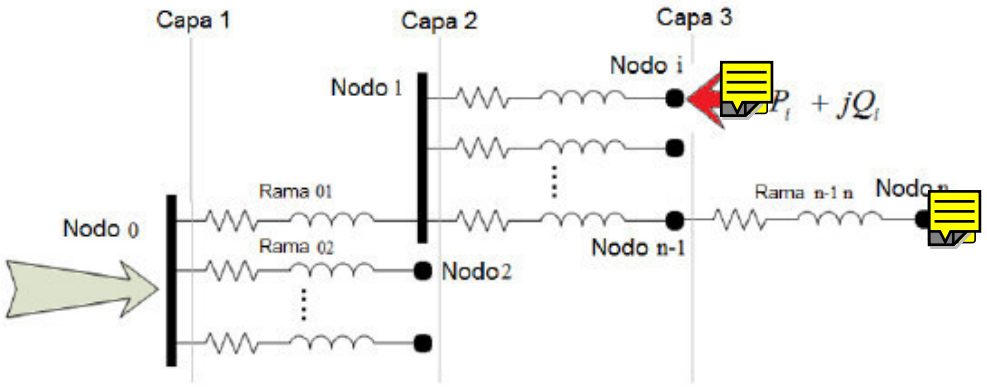


Figura 1.1: Numeración de Ramas y Nodos en un Circuito de Distribución.

La potencia inyectada en cada nodo es dada por:

$$S = \begin{bmatrix} \bar{S}_1 \\ \vdots \\ \bar{S}_i \\ \vdots \\ \bar{S}_n \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} P_1 + jQ_1 \\ \vdots \\ P_i + jQ_i \\ \vdots \\ P_n + jQ_n \end{bmatrix}^T \tag{1.4}$$

Donde las inyecciones de potencia activa y reactiva son definidas por las potencias nodales generadas y demandadas como sigue:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \tag{1.5}$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \tag{1.6}$$

La inclusión expresa de potencia generada P_{Gi} y Q_{Gi} en cualquier nodo de la red convierte la red de distribución radial de pasiva a activa permitiendo la incorporación de la generación distribuida lo que implica una gestión de red inteligente de modo que se pueda optimizar el desempeño de la red.

1.1.3 Inicialización

Considerando que la tensión en la subestación es conocida, bien sea porque esté controlada, mediante tap variable en el transformador reductor o por lecturas del sistema SCADA-DMS, el método requiere que la tensión en el origen esté especificada de antemano y su valor referencial no cambia en todo el proceso iterativo.

Se define un vector de referencia, V_0 como :

$$V_0 = [\bar{V}_0 \dots \bar{V}_0 \dots \bar{V}_0] \tag{1.7}$$

Este vector $\mathbf{V_0}$ es un arreglo de *n* elementos con todas sus entradas fijadas como tensión de referencia: $\bar{V}_0$. El vector de referencia en la subestación debe ser descompuesto en sus partes imaginarias y real como sigue:

$$V_{x0} = [\bar{V}_{x0} \dots \bar{V}_{x0} \dots \bar{V}_{x0}] \tag{1.8}$$

$$V_{y0} = \left[\bar{V}_{y0} \dots \bar{V}_{y0} \dots \bar{V}_{y0}\right] \tag{1.9}$$

Donde,

$$\bar{V}_0 = V_{x0} + jV_{y0} \tag{1.10}$$

La parte real e imaginaria de la tensión de referencia, pueden ser adquiridos de las medidas a tiempo real o históricas del sistema DMS/SCADA. Alternativamente, puede usarse $V_{x0} = 1$ y $V_{y0} = 0$, estos últimos serán los usados en el problema planteado.

Para empezar el proceso iterativo es necesario fijar un vector de tensión nodal de arranque o inicialización que contenga los valores de tensión para todos los nodos excepto el origen o subestación:

$$V^0 = [\bar{V}_1^0 \dots \bar{V}_i^0 \dots \bar{V}_n^0] \tag{1.11}$$

Dada esta condición inicial, el vector de tensión nodal de arranque con *n* elementos $\mathbf{V^0}$ debe ser descompuesto en sus partes real e imaginaria:

$$V_x^0 = [\bar{V}_{x1}^0 \dots \bar{V}_{xi}^0 \dots \bar{V}_{xn}^0] \tag{1.12}$$

$$V_y^0 = [\bar{V}_{y1}^0 \dots \bar{V}_{yi}^0 \dots \bar{V}_{yn}^0] \tag{1.13}$$

Los valores iniciales para el arranque serán $V_{xi}^0 = 1$ y $V_{yi}^0 = 1$ para i=1, ...,*n*.

1.1.4 Cálculo de las corrientes de rama.

Dada una iteración *k*, la relación entre las corrientes inyectadas $\mathbf{I^k}$ y las corrientes de rama $\mathbf{J^k}$ son obtenidas mediante una matriz triangular **T** que permite que se cumplan las Leyes de Kirchhoff de Corriente (KCL).

$$\mathbf{J^k = -T.\ I^k} \tag{1.14}$$

Cada elemento $\overline{I_i^k}$ de $\mathbf{I^k}$ asociado al nodo *i* es determinado como función de la potencia aparente inyectada $\overline{S_i}$ y su tensión nodal $\overline{V_i^k}$ como se muestra a continuación:

$$\overline{I_i^k} = (\overline{S_i} / \overline{V_i^k})^* \text{ i= 1,…,n} \quad (1.15)$$

1.1.5 Cálculo de la Tensión nodal y la matriz TRX.

Las tensiones nodales **V** son actualizadas desde el origen hacia las cargas de acuerdo a las leyes de Kirchhoff de Voltaje (KVL), utilizando las corrientes de rama calculadas previamente, **J**:

$$V^{k+1} = V_0 - T^T.diag(Z).J^k = V_0 + T^T.diag(Z).I^k \quad (1.16)$$

Separando la parte real e imaginaria de la Ecuación 1.16 se obtiene:

$$V_x^{k+1} + jV_y^{k+1} = V_{x0} + jV_{y0} - T^T.(R + jX).(J_x^k + jJ_y^k) \quad (1.17)$$

Donde,

$$\text{R= Re \{diag (Z)\}; X= Im \{diag (Z)\}} \quad (1.18)$$

$$J_x^k = T.I_x^k;\ J_y^k = T.I_y^k \quad (1.19)$$

Esta última expresión corresponde al equilibrio de Kirchhoff de tensión para todos los nodos del sistema donde los términos J_x^k y J_y^k corresponden al equilibrio Kirchhoff de corriente. Después de algunas operaciones algebraicas, las partes reales e imaginarias de la Ecuación 1.17 pueden reescribirse como:

$$V_x^{k+1} = V_{x0} + T^T.R.T.I_x^k - T^T.X.T.I_y^k \quad (1.20)$$

$$V_y^{k+1} = V_{y0} + T^T.X.T.I_x^k + T^T.R.T.I_y^k \quad (1.21)$$

Ecuaciones 1.20 y 1.21 pueden ser representadas en notación matricial como:

$$\begin{bmatrix} V_x^{k+1} \\ V_y^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{x0} \\ V_{y0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} T^T RT & -T^T XT \\ T^T XT & T^T RT \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_x^k \\ I_y^k \end{bmatrix} \quad (1.22)$$

Donde la matriz TRX es definida como:

$$TRX = \begin{bmatrix} T^T RT & -T^T XT \\ T^T XT & T^T RT \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & -B \\ B & A \end{bmatrix} \quad (1.23)$$

Las corrientes inyectadas en los nodos del sistema son calculadas de la siguiente manera:

$$I_{xi}^k = R\{\overline{I_i^k}\} = \frac{P_i V_{xi}^k + Q_i V_{yi}^k}{(V_{xi}^k)^2 + (V_{yi}^k)^2} \quad i = 1, \dots n. \quad (1.24)$$

$$I_{yi}^k = Im\{\overline{I_i^k}\} = \frac{-Q_i V_{xi}^k + P_i V_{yi}^k}{(V_{xi}^k)^2 + (V_{yi}^k)^2} \quad i = 1, \dots n. \quad (1.25)$$

Finalmente se obtiene un vector de tensiones de los nodos de la red.

$$V = \begin{bmatrix} V_x \\ V_Y \end{bmatrix} \quad (1.26)$$

1.2. Flujo de Carga Óptimo (FCO) usando formulación TRX

En el diagrama de flujo Metodología basada en FCO con Matriz TRX, figura 1.2, se explica los pasos de FCO para regulación de tensión

Donde,

- TRX: es una matriz formada por números reales con dos elementos fundamentales, la matriz triangular T que relaciona las corrientes de nodo con las corrientes de rama y la matriz diagonal del vector Z formada por la resistencia y la reactancia, las cuales son características de la red de distribución. Y cuya construcción se explicó anteriormente de acuerdo a [2].
- V_i : Tensión del último nodo del troncal de la red.

- P, Q : Datos de potencias activas y reactivas de cada nodo de las redes en estudio.
- X_0 : Vector de inicialización de variables.
- V_0 : Tensión de referencia de la barra slack.
- I_x : es el vector de corrientes inyectadas nodales en su componente real.
- I_y : es el vector de corrientes inyectadas nodales en su componente en cuadratura.
- V_x : es el vector de tensión a calcular en su componente real.
- V_y : es el vector de tensión a calcular en su componente en cuadratura.
- V_{0x} : es el vector de la componente real de la tensión nodal de arranque.
- V_{oy} : es el vector de la componente en cuadratura de la tensión nodal de arranque.

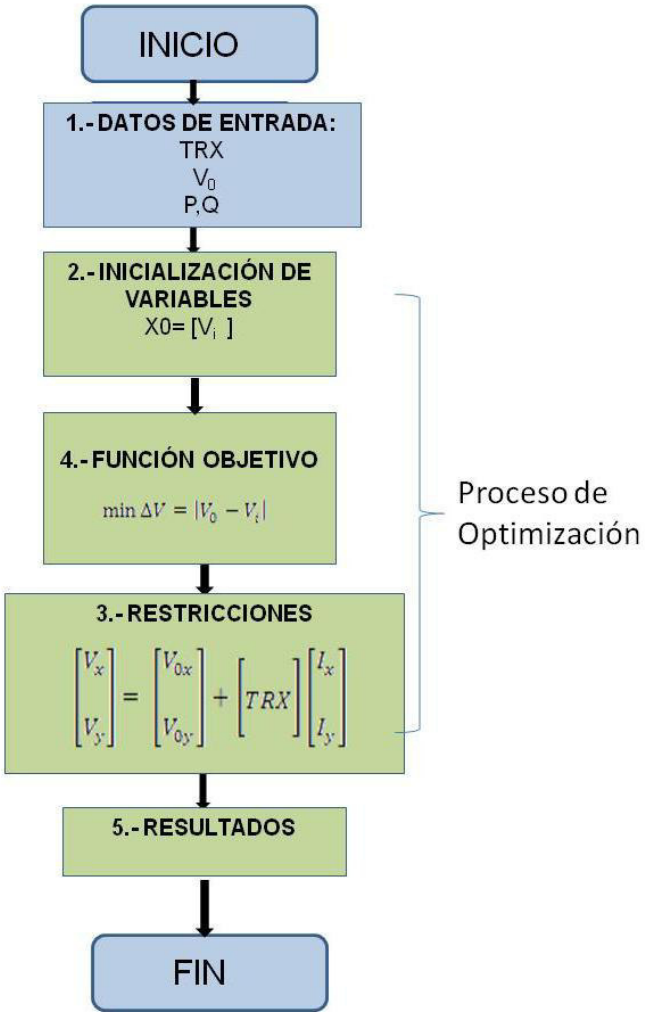


Figura 1.2. Metodología Basada en FCO con Matriz TRX.

A través del uso de la función Fminco[illegible] matlab se resolverá la función objetivo propuesta, y usando como base las ecuaciones de flujo de carga de barrido con construcción de matriz TRX ,se realizará el proceso de regulación óptima de tensión en el algoritmo, tomando en cuenta que el resultado cumpla con las normas de desviación de voltaje [1], el algoritmo se describe a continuación de acuerdo a la figura 1.2.

1.2.1 Datos de Entrada

En los datos que le ingresan al algoritmo se encuentra la matriz TRX ya definida anteriormente, P: potencia activa de los nodos que integran a la red , Q: potencia reactiva de los nodos que integran a la red y V_0: la tensión del nodo Slack.

1.2.2 Inicialización de Variables

Luego de ingresar los datos, debe crearse un vector que inicie los valores de módulos y ángulos de las tensiones.

Es decir:

$$X_0 = [\, V_{OX;} V_{0y}] \qquad (1.27)$$

Donde:

V_{0x}: es el vector que contiene las tensiones de arranque del eje real para los nodos de la red, exceptuando la componente real de la barra slack.

V_{0y}: es el vector que contiene las tensiones de arranque del eje en cuadratura para los nodos de la red, exceptuando la componente en cuadratura de la barra slack.

1.2.3 Función Objetivo

La función objetivo, consiste de acuerdo a la ecuación 1.28 , en minimizar ΔV conociendo la tensión inicial $V_{0,}$ que corresponde a la tensión de la barra slack, con respecto a V_i (Tensión del nodo más alejado del troncal).

$$\min|\Delta V| = \min|\overline{V_0} - \overline{V_i}| \tag{1.28}$$

1.2.4 Restricción

La restricción compone el modelo de la red en función de las variables de estado, y su formulación constituye directamente las ecuaciones de las Leyes de Kirchoff escritas de forma matricial. Es decir:

$$\begin{bmatrix} V_x \\ V_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{0x} \\ V_{0y} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} TRX \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_x \\ I_y \end{bmatrix} \tag{1.29}$$

La ecuación 1.28, contiene a los vectores de las variables de estado V_x , V_y, V_{0x}, V_{0y} como función de los vectores de corrientes inyectadas I_x, $I_{y.}$ Las corrientes inyectadas en función de las variables de estado y las potencias inyectadas se escriben como:

$$I_X = \frac{P_i V_{x-i} + Q_i V_{y-i}}{(V_{x-i})^2 + (V_{y-i})^2} \quad i = 1, \dots n. \tag{1.30}$$

$$I_y = \frac{-Q_i V_{x-i} + P_i V_{y-i}}{(V_{x-i})^2 + (V_{y-i})^2} \quad i = 1, \dots n. \tag{1.31}$$

1.2.5 Resultados

Los resultados que se obtienen del algoritmo son los valores de módulos y ángulos de tensión de cada nodo de la red.

$$X = [\, V_{X;}, V_y] \tag{1.32}$$

A través de la ecuación 1.32 se calculan la caída de tensión de cada nodo de la red con respectos a la barra slack.

$$\Delta V = |V_0 < \varphi_0 - V_i^n < \varphi_i^n| \tag{1.33}$$

Con la siguiente ecuación de obtienen las corrientes de ramas

$$\overline{J_x} = -T * \overline{I_x} \tag{1.34}$$

$$\overline{J_y} = -T * \overline{I_y} \tag{1.35}$$

El factor de potencia (fp) de cada barra se obtuvo de la siguiente manera:

$$fp = \cos\theta. \tag{1.36}$$

Donde θ es el ángulo entre la tensión y la corriente en cada barra es decir

$$\theta = \varphi - \sigma \tag{1.37}$$

Donde:

$$\varphi = \arctan\left(\frac{V_{xi}}{V_{yi}}\right) \quad \text{.....(1.38)}$$

$$\sigma = \arctan\left(\frac{J_{xi}}{J_{yi}}\right) \quad \text{.....(1.39)}$$

Finalmente se calcularon las pérdidas de potencia aparente en la barra principal o de referencia definida como:

$$\overline{S_P} = \left|\sum P_i + JQ_I + (\overline{V_0} * \overline{J_{01}^*})\right| \quad \text{..... .....(1.40)}$$

CAPITULO II

CASOS DE ESTUDIO

En el siguiente capítulo se presenta los datos y diagramas de las redes de prueba que serán empleadas para desarrollar la metodología del trabajo, las cuales son IEEE 4 nodos e IEEE 37 nodos en sus equivalentes de secuencia positiva. En las referencias [9] y [10] se encuentran detalladas cada una respectivamente.

2.1 Caso IEEE de 4 Nodos

2.1.1. Equivalente de Secuencia Positiva RED IEEE 4 Nodos

El diagrama de la red se muestra en la figura 2.1.

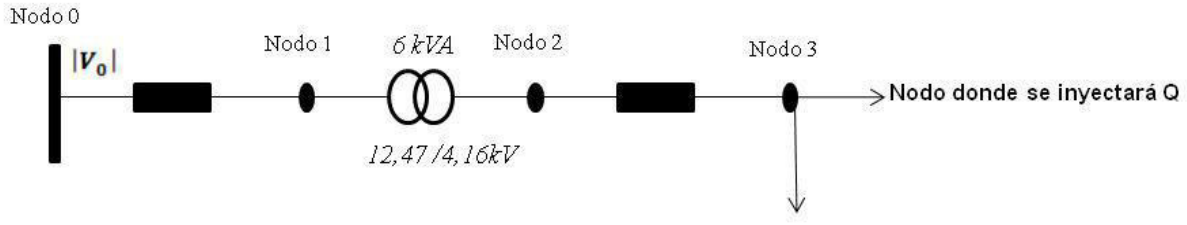


Figura 2.1. Red IEEE de 4 nodos

En la siguiente tabla 2.1 se indican los valores bases para el cálculo en por unidad:

Tabla 2.1. Valores Base para Red IEEE 4 Nodos

S_{BASE} (MVA)	V_{BMT} (Kv)	V_{BBT} (kV)
6	12.47	4.16

$S_{BASE:}$ Potencia aparente base

$V_{BMT:}$ Tensión base del devanado primario del transformador

$V_{BBT:}$ Tensión base del devanado secundario del transformador

En la siguiente tabla 2.2 se especifican las impedancias de la línea

Tabla 2.2. Parámetros Red IEEE 4 Nodos

Tramo	R (p.u.)	X (p.u.)
1	0.0045	0.0092
12	0.0100	0.0600
23	0.0502	0.1029

2.2. Caso IEEE 37 nodos

2.2.1. Equivalente de Secuencia Positiva RED IEEE 37 Nodos

El diagrama de la red se muestra en la figura 2.2.

. **Tabla 2.3. Valores Base para Red IEEE 37 Nodos**

S_{BASE} (MVA)	V_{BMT} (Kv)	V_{BBT} (kV)
1	230	4.8

$S_{BASE:}$ Potencia aparente base

$V_{BMT:}$ Tensión base del devanado primario del transformador

$V_{BBT:}$ Tensión base del devanado secundario del transformador

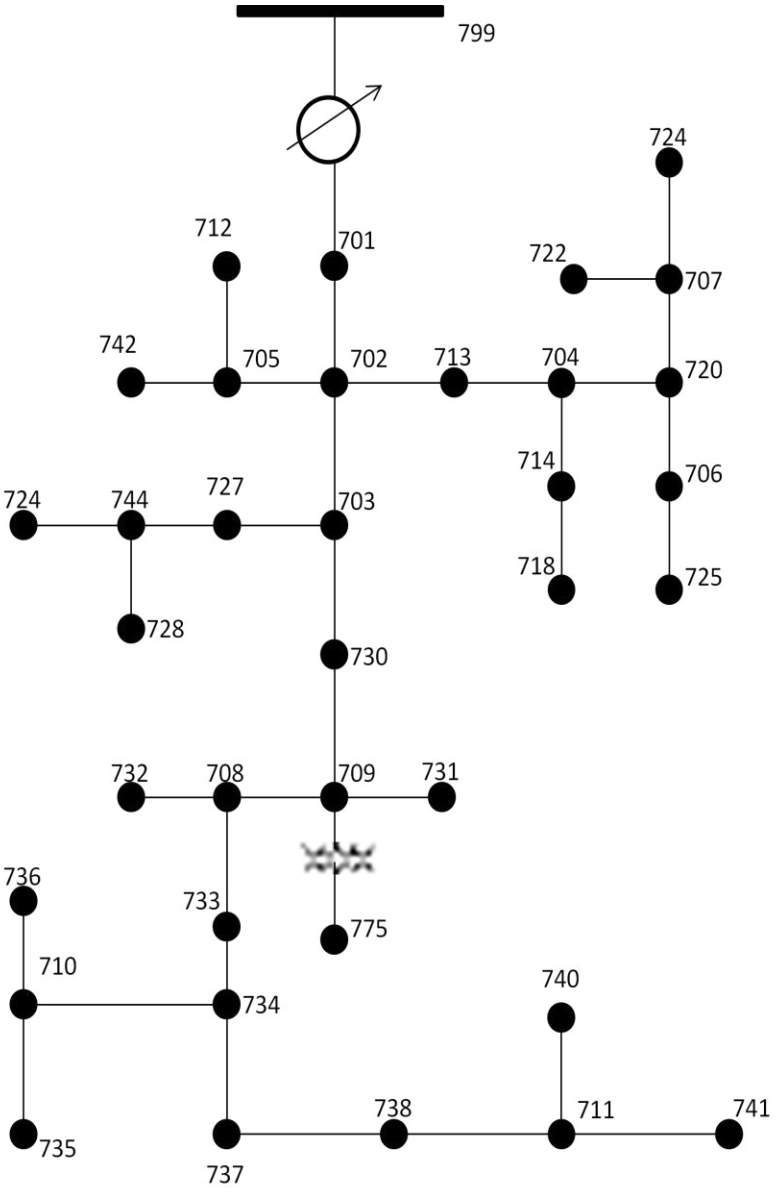


Figura 2.2. Red IEEE 37 Nodos

Reordenando los Nodos y numerándolos del nodo 0 al nodo 36 se obtiene la figura 2.3, en la misma se señala el troncal y el nodo con respecto al que se minimizó la caída de Tensión.

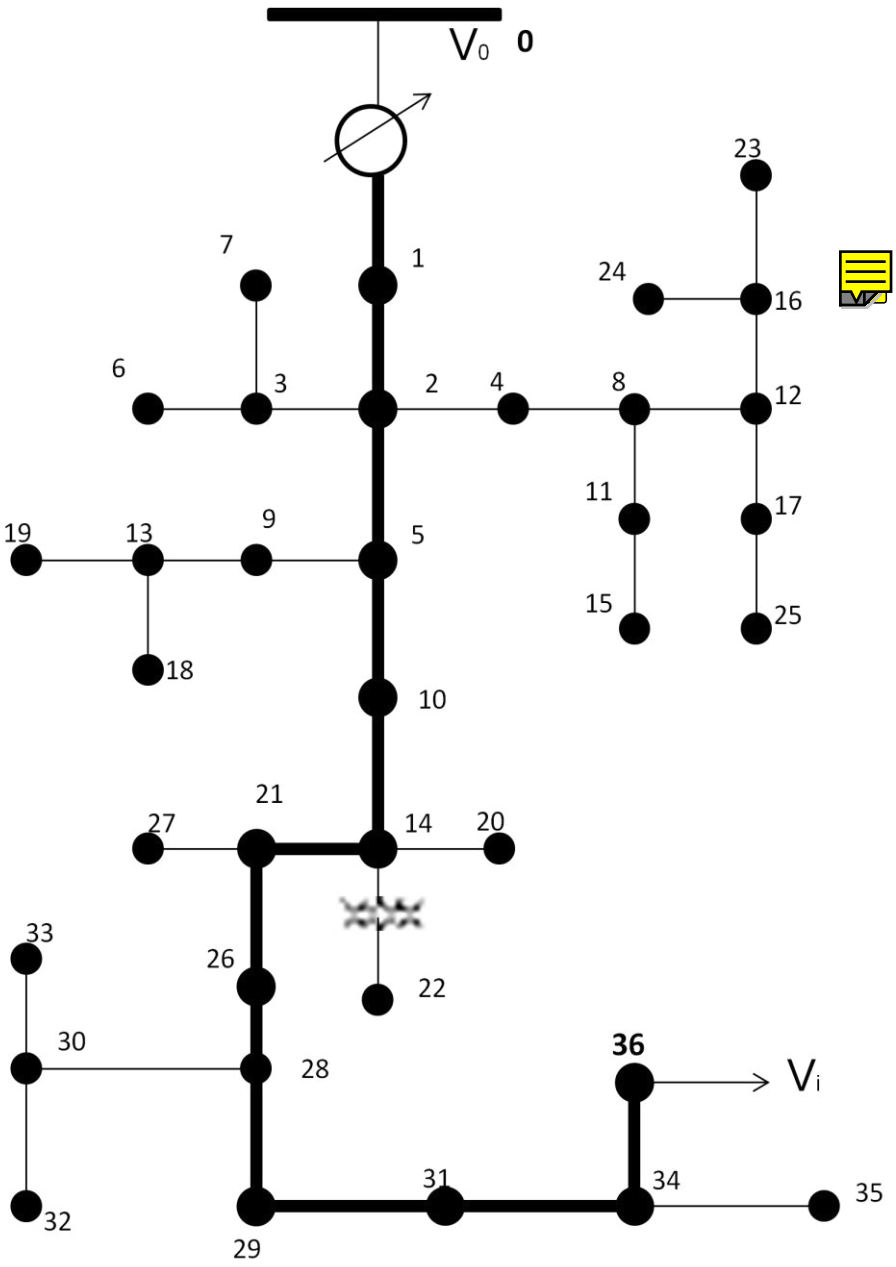


Figura 2.3. Red IEEE 37 Nodos con Nodos organizados del 0 al 36.

Tabla 2.4. Parámetros Red IEEE 37 Nodos

Nodo i	Nodo j	R (p.u.)	X (p.u.)
799	701	0.0035	0.0035
701	702	0.0025	0.0026
702	705	0.0052	0.0017
702	713	0.0007	0.0007
702	703	0.0034	0.0036
705	742	0.0042	0.0013
705	712	0.0031	0.001
713	704	0.0035	0.002
703	727	0.0031	0.001
703	730	0.004	0.0023
704	714	0.001	0.0003
704	720	0.0054	0.0031
727	744	0.0019	0.0011
730	709	0.0013	0.0008
714	718	0.0068	0.0022
720	707	0.012	0.0039
720	706	0.004	0.0023
744	728	0.0026	0.0008
744	729	0.0037	0.0012
709	731	0.004	0.0023
709	708	0.0022	0.0012
709	775	0.0018	0.0362
707	724	0.0099	0.0032
707	722	0.0016	0.0005
706	725	0.0037	0.0012
708	733	0.0022	0.0012
708	732	0.0042	0.0013
733	734	0.0038	0.0021
734	737	0.0043	0.0025
734	710	0.0068	0.0022
737	738	0.0027	0.0015
710	735	0.0026	0.0008
710	736	0.0167	0.0054
738	711	0.0027	0.0015
711	741	0.0027	0.0015
711	740	0.0026	0.0008

CAPÍTULO III

RESULTADOS

En el presente capitulo se encuentran los resultados obtenidos con el algoritmo de flujo de carga de barrido directo expuesto en la metodología de acuerdo a la referencia [2], así como también los del Flujo de carga para regulación óptima de tensión, aplicados a las redes de prueba IEEE de 4 y 37 nodos. La idea de realizar la formulación de flujo de carga de barrido directo, es con el fin de comparar dichos resultados con los logrados por el FCO, y así determinar que el algoritmo elaborado realiza lo planteado en el trabajo.

A continuación se encuentran las representaciones gráficas para cada uno de los casos empleados en las redes de prueba en el equivalente de secuencia positiva.

3.1 Resultados de Red de Prueba 4 nodos

Para la red IEEE de 4 nodos, no solo se desarrollo el flujo de carga para los resultados bases, sino también, se realizó la variación entre -1.5 p.u a 1.5 en p.u, a pasos de 0.1, de la potencia reactiva inyectada en el nodo 3, esto con la finalidad de obtener diferentes valores de caída de tensión para dichas variaciones de Q_i, obteniéndose de modo ilustrativo un mínimo de caída de tensión.

En la siguiente figura 3.1., se encuentra la gráfica para distintos valores de Q_i y resultados de ΔV.

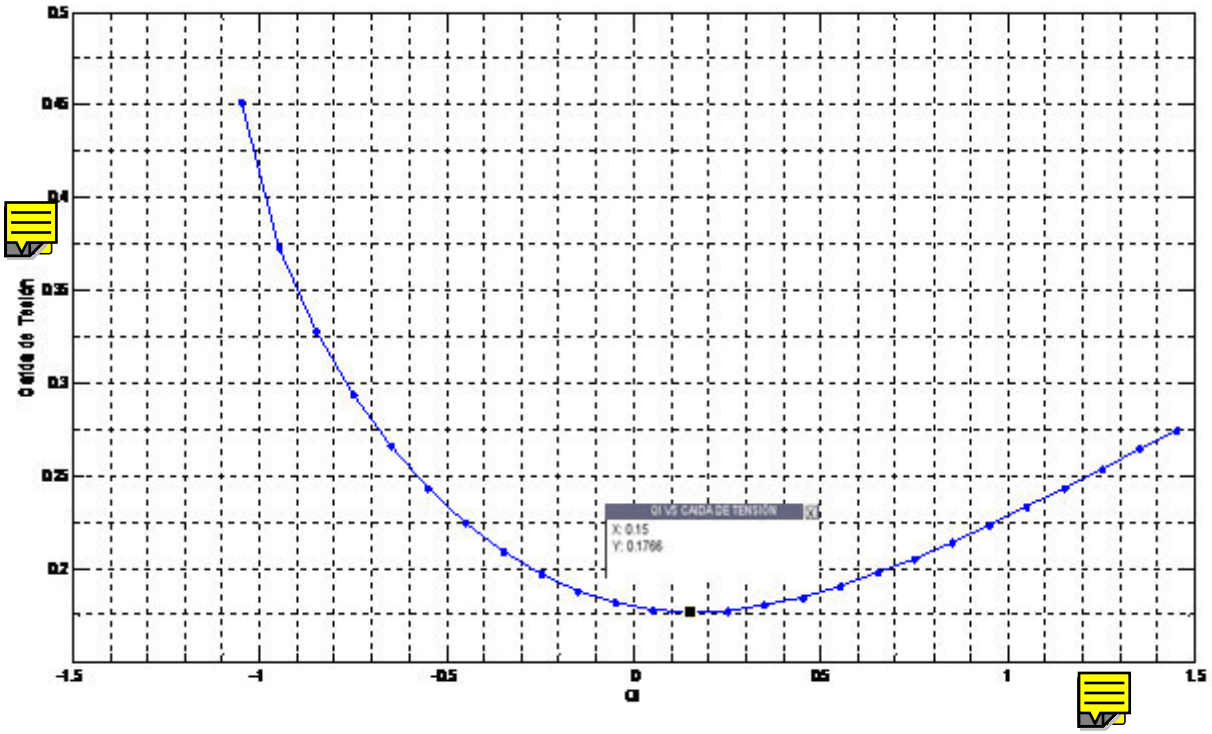


Figura 3.1: Variación de Tensión entre el nodo inicial y el más alejado de la S/E versus Potencia reactiva (Qi) del nodo 4.

A partir de este punto se encuentran las representaciones gráficas del flujo de carga de barrido directo, comparadas en todo los casos con los resultados del algoritmo de regulación óptima de tensión.

Se representarán gráficamente para ambas redes en estudio y todos los casos planteados:

- Módulo Tensiones FC vs FCO
- Ángulo de Tensiones FC vs FCO
- Caída de Tensión entre barra Slack y cada nodo de la red para FC vs FCO

- Porcentaje de Caída de Tensión para FC vs FCO
- Factor de potencia en la Barra para FC y FCO.
- Corriente de Ramas para FC y FCO

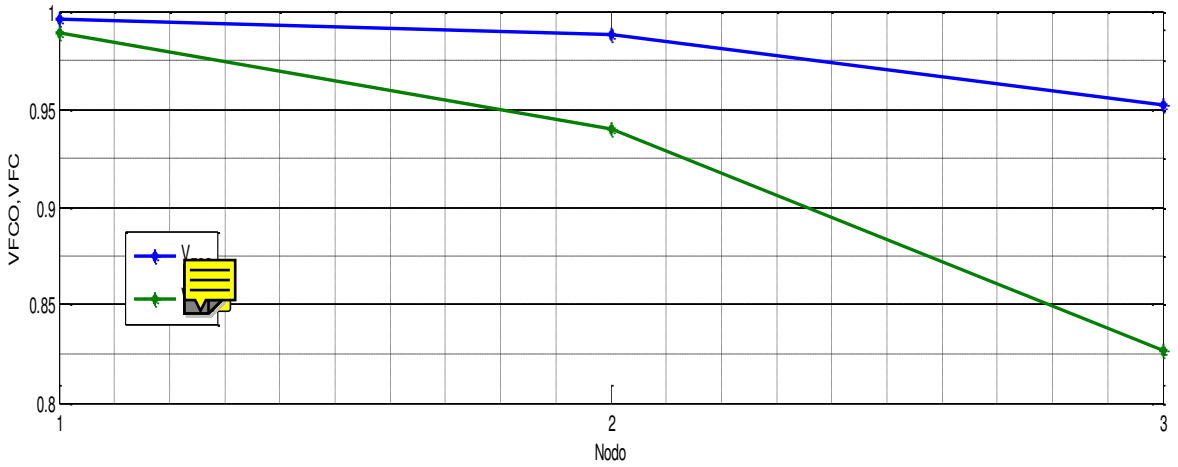


Figura 3. 2: Modulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO.

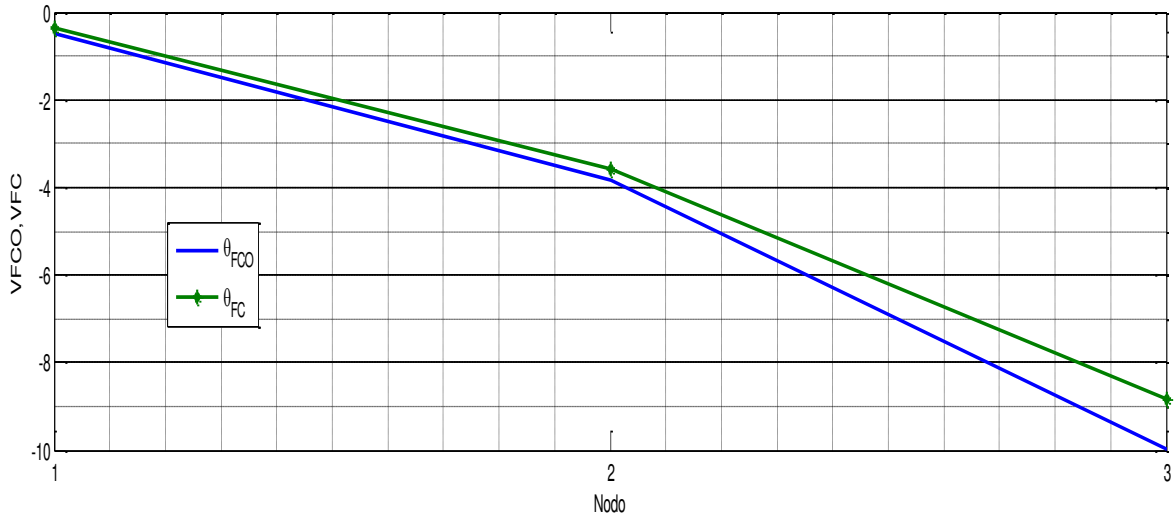


Figura 3.3: Ángulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO.

En la gráfica 3.2, se evidencia que los perfiles de tensión obtenidos con la metodología propuesta en todos los nodos de la red aumentaron con respecto a los perfiles del flujo de

carga óptimo.En la figura 3.3, se muestran los ángulos de las tensiones en todos los nodos disminuyendo los del FCO en comparación con los de FC.

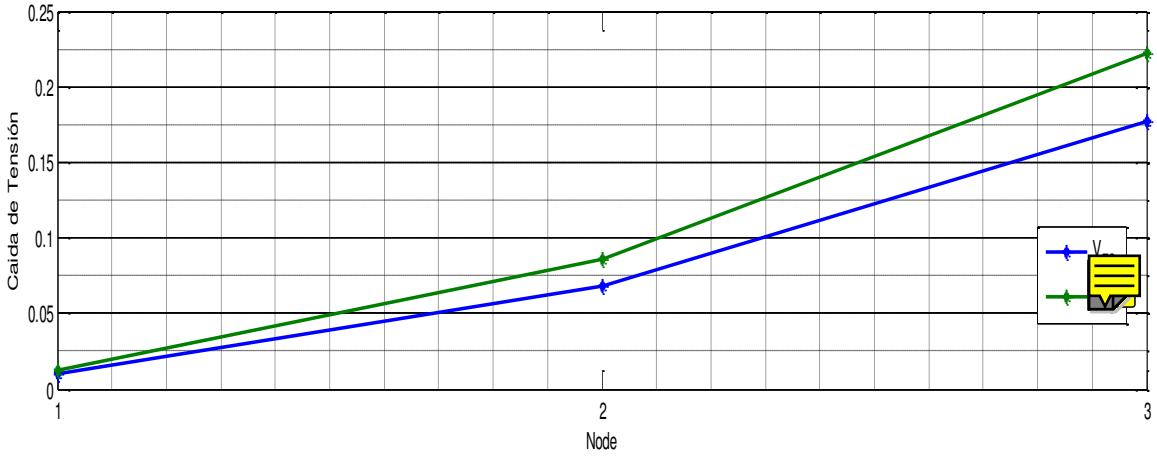


Figura 3.4: Variación de Tensiones de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO.

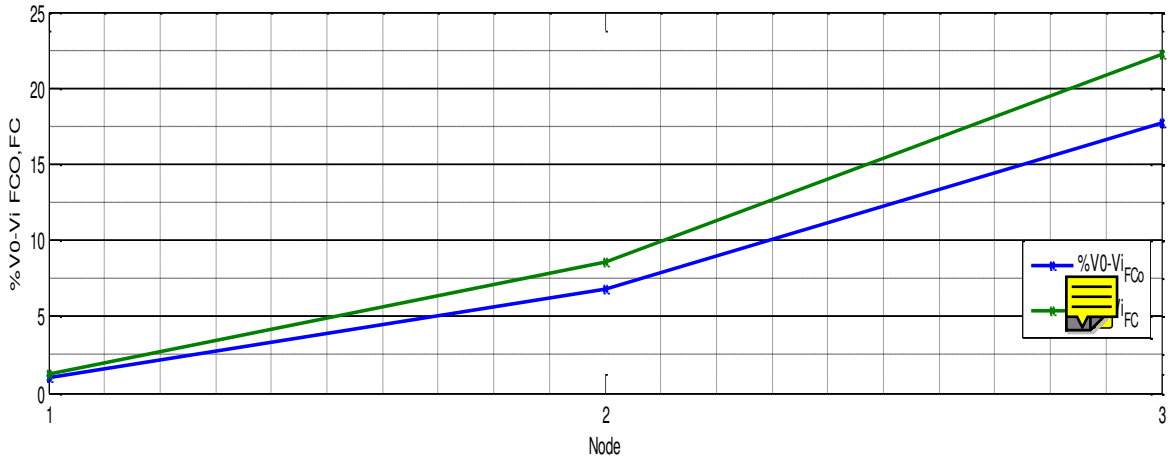


Figura 3.5: Porcentaje de Caída Tensión de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO.

Siendo la función objetivo según la ecuación 1.1 del capítulo I, se calculó el porcentaje de caída de tensión entre la barra slack y cada uno de los nodos que integran la red. Evidenciándose de acuerdo a la figura 3.5 que el porcentaje de caída de tensión es menor con el FCO.

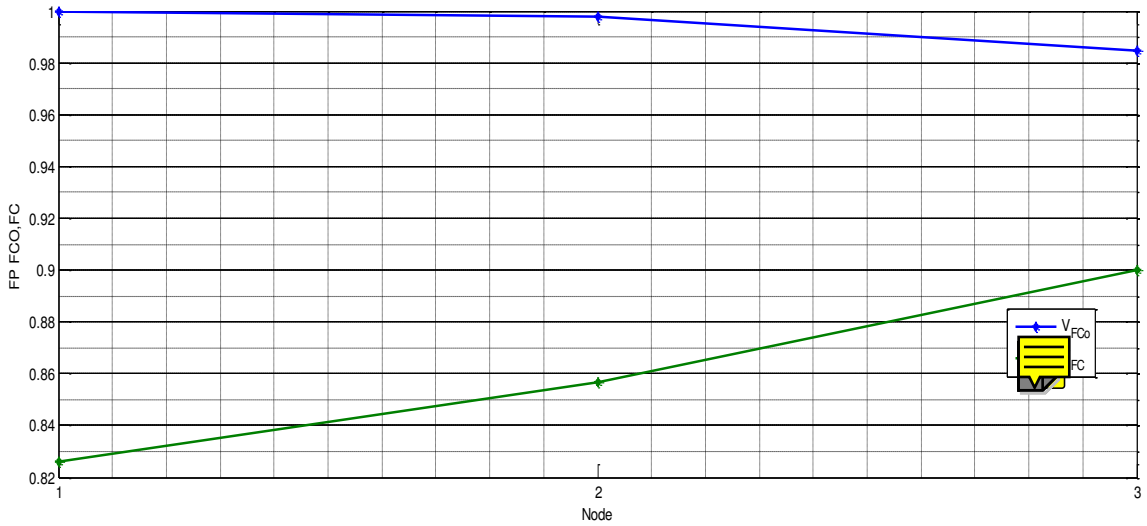


Figura 3.6: Factor de Potencia de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO.

En la figura 3.6, se representa el factor de potencia de la barra.

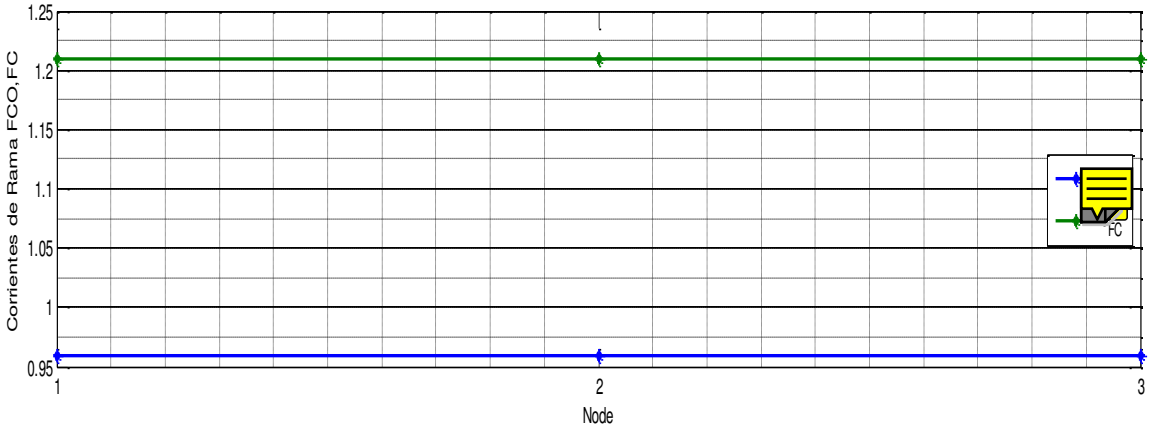


Figura 3.7: Corrientes de Ramas de la red de prueba IEEE 4 nodos, para FC y FCO

De acuerdo a la figura 3.7, disminuyó el flujo de corriente por la red, debido a la inyección de reactivo realizada en el nodo 3, que representa en este caso el nodo más alejado de la S/E.

Tabla N°3.1: Resumen de Resultados de FC vs FCO

Casos de Estudio	Caída de Tensión	%Caída de Tensión	Tensión en V_i (p.u.)	Q_i (p.u.)	Fp_i	Ji
Red IEEE 4 Nodos FC	0.2226	22.2567	0.8268	-0.4359	0.9	1.2094
Red IEEE 4 Nodos FCO	0.1766	17.6607	0.9523	0.1586	0.9848	0.9597

En la tabla 4.1, se resumen de los resultados obtenidos para el flujo de carga y la metodología propuesta, donde comparando se hace evidente que ocurre la regulación optima de tensión, ya que el perfil de tensión en el nodo más alejado de la subestación, que representaría el peor caso aumenta con FCO en comparación a FC, así mismo el porcentaje de caída de tensión de FCO disminuye en 20.65 % con respecto al de FC.

3.2. Resultados de Red IEEE 37 nodos

3.2.1 Resultados de Red IEEE 37 Nodos Primer Caso

En el caso de la red IEEE 37 nodos se liberó el valor de Qi en el nodo 36, el cual representa al nodo más alejado de la red.

Para el análisis, se realizaron tres restricciones diferentes para Qi, para el primer caso de estudio $Q_{36} \geq 0$, cuyas representaciones gráficas son las siguientes

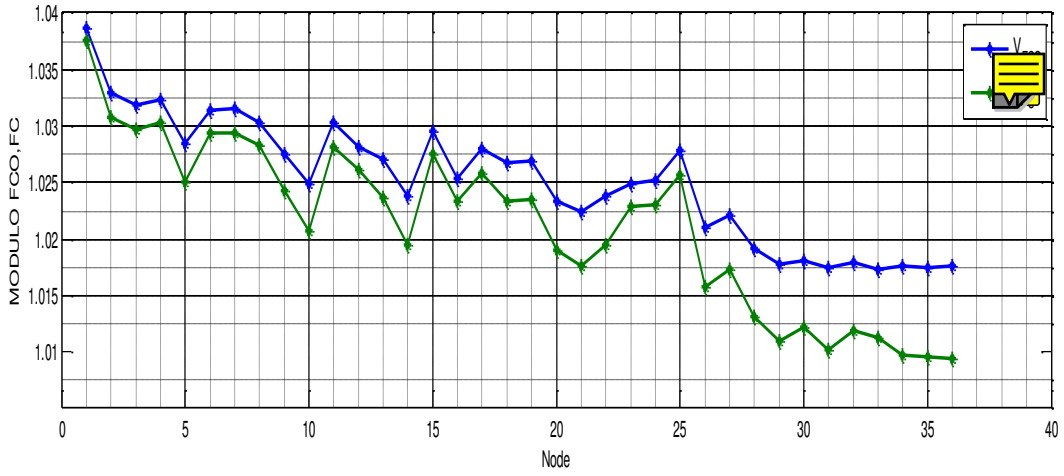


Figura 3.8: Modulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Primer Caso

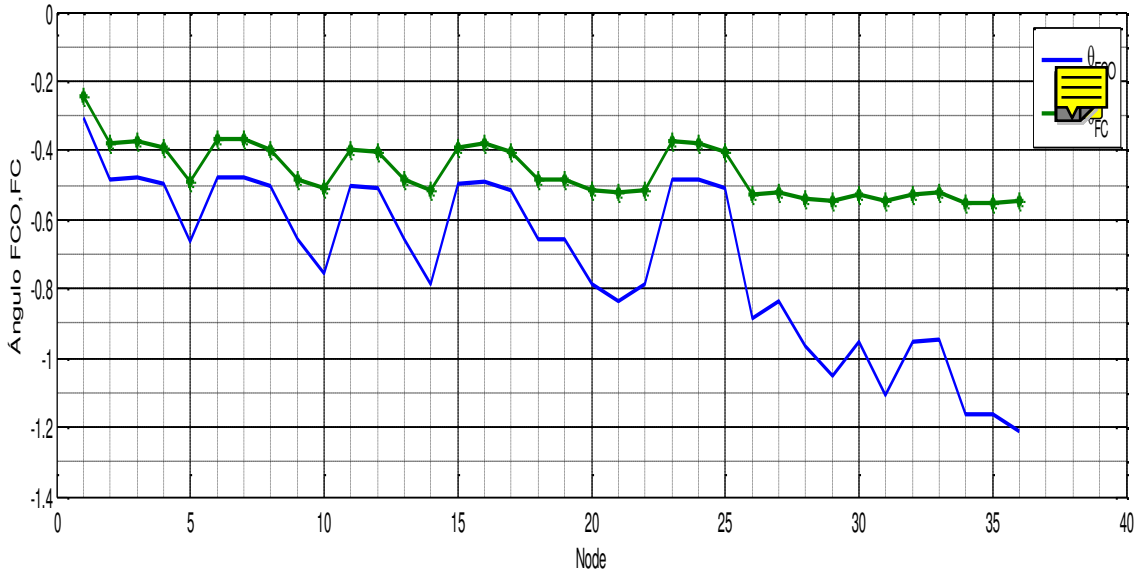


Figura 3.9: Ángulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.Primer Caso

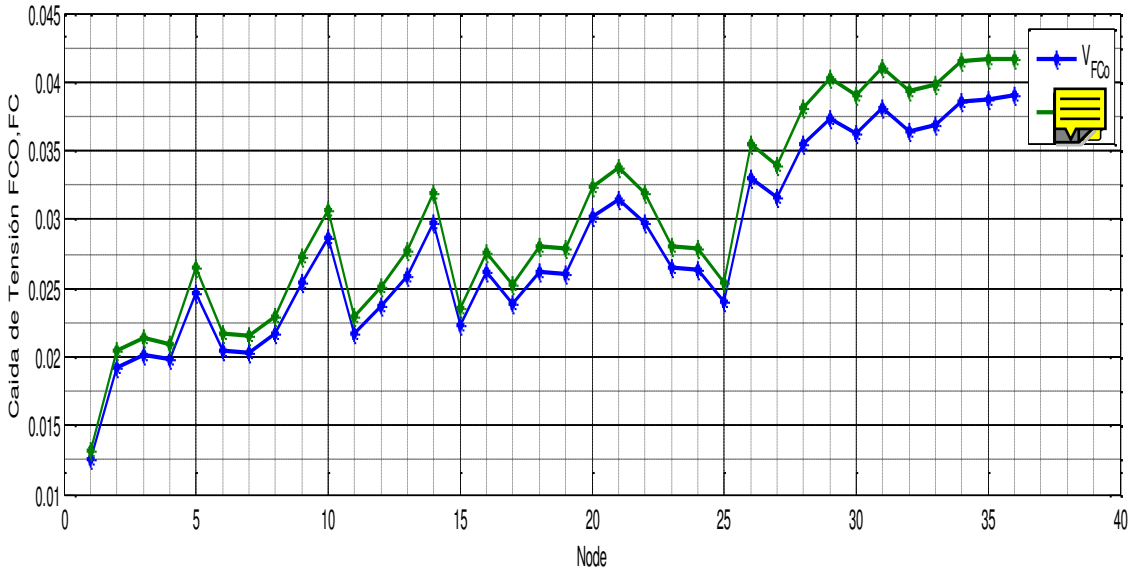


Figura 3.10: Variación de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.Primer Caso

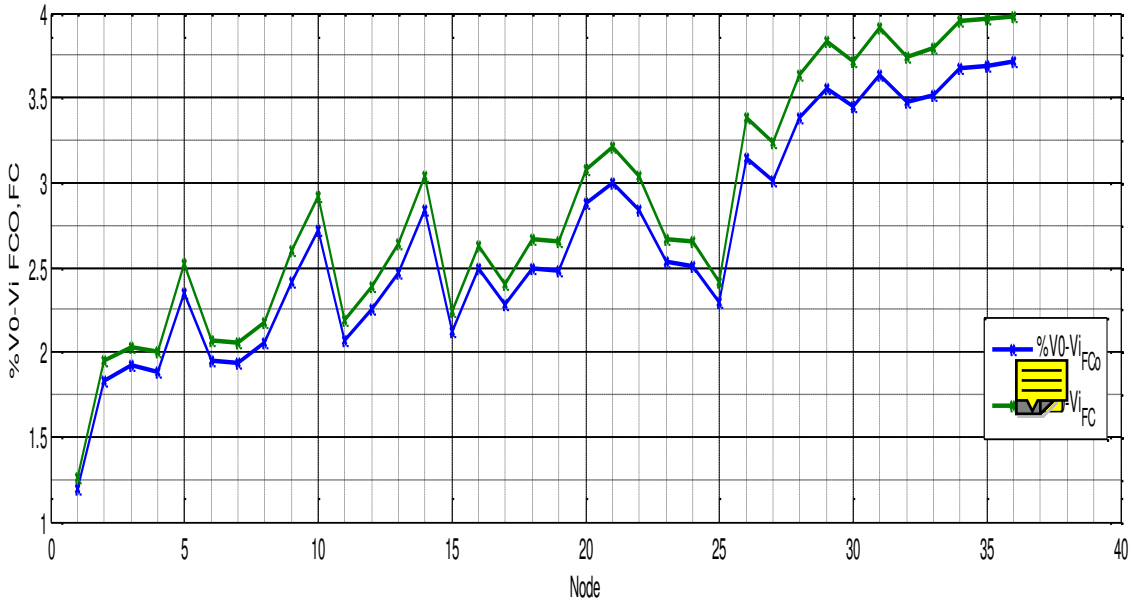


Figura 3.11: Porcentaje de Caída de Tensión de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Primer Caso

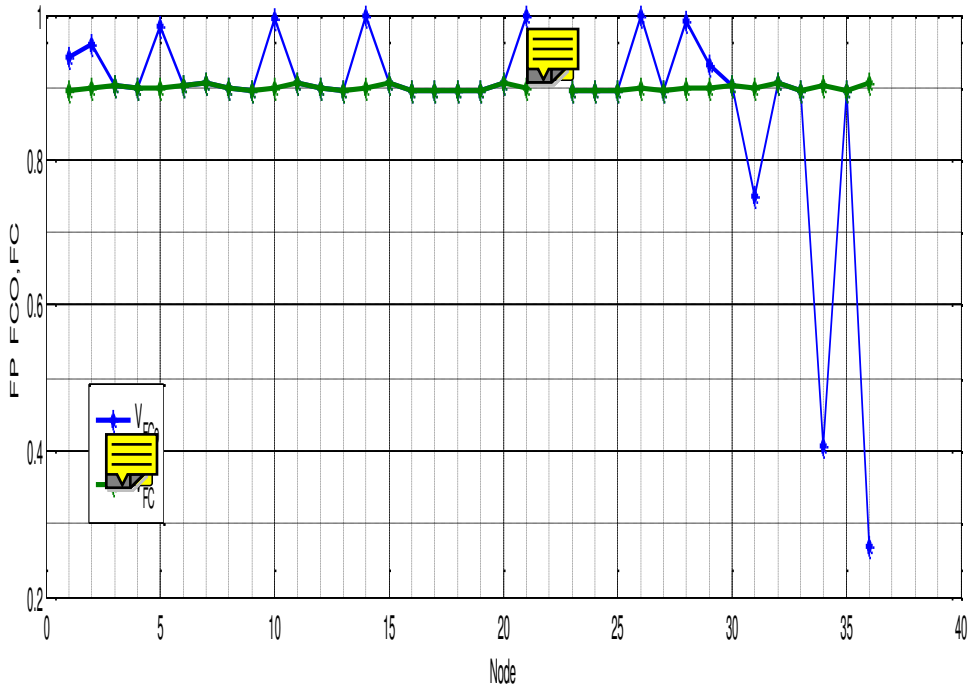


Figura 3.12: Factor de Potencia de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Primer Caso

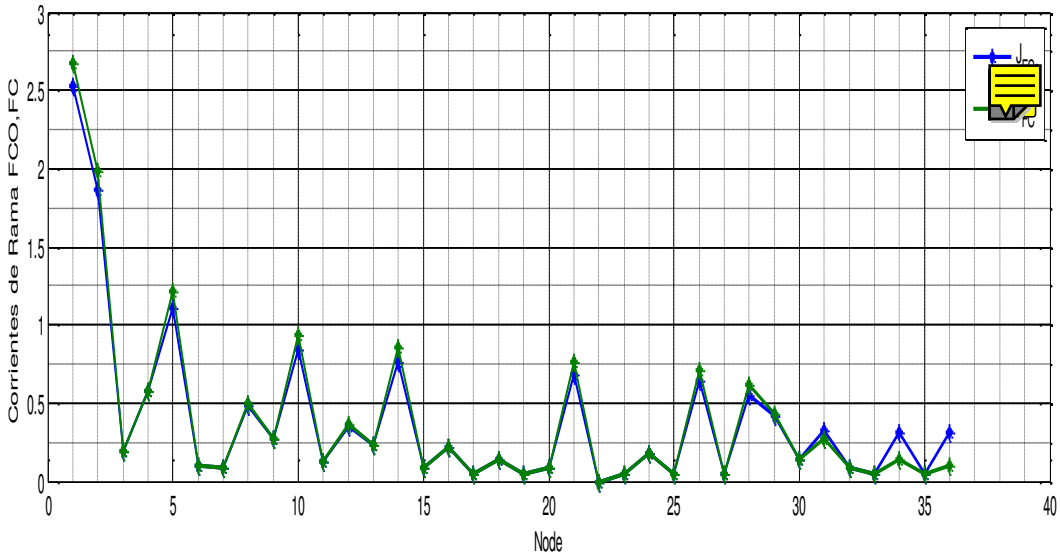


Figura 3.13: Corrientes de Ramas de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO

Tabla N°3. 2: Resumen de Resultados de FC vs FCO Primer Caso Red 37 Nodos. Primer Caso

Casos de Estudio	Caída de Tensión	% Caída de Tensión	Tensión en V_i (p.u.)	Q_i (p.u.)		Fp_i	Ji (p.u.)	Sp (p.u.)
Red IEEE 37 Nodos FC	0.0417	3.9757	1.0094	-0.0400	0.9048	0.0931	0.0710	
Red IEEE 37 Nodos FCO	0.0391	3.7202	1.0176	0.3060	0.2676	0.3121	0.0631	

De acuerdo a la tabla 3.2, y análogamente a los resultados anteriores en el caso de red IEEE 4 nodos, el algoritmo logró regulación de tensión, logrando subir los perfiles de tensión en todos los nodos de la red, igualmente el porcentaje de caída de tensión para el FCO disminuyó en 6,4247%,es de notar que el factor de potencia de la barra paso de 0.9048 a 0.2676.Cabe resaltar que el factor de potencia de la carga no varía para ninguno de los casos de estudio, por lo que no afecta al cliente, y la corriente aumenta considerablemente.

A la par de los resultados anteriores, es de notar que las pérdidas de potencia aparente en la barra principal disminuyeron, ya que originalmente se encontraban en el orden de o.0710 p.u. y con el FCO son de 0.0631 p.u..

3.2.1 Resultados de Red IEEE 37 Nodos Segundo Caso

Considerando lo obtenido con el primer caso, para el segundo caso la restricción que se realizó de Q_{36}, fue para mejorar el Fp de la barra, colocándolo en 0,5.

A continuación se exponen gráficamente los resultados.

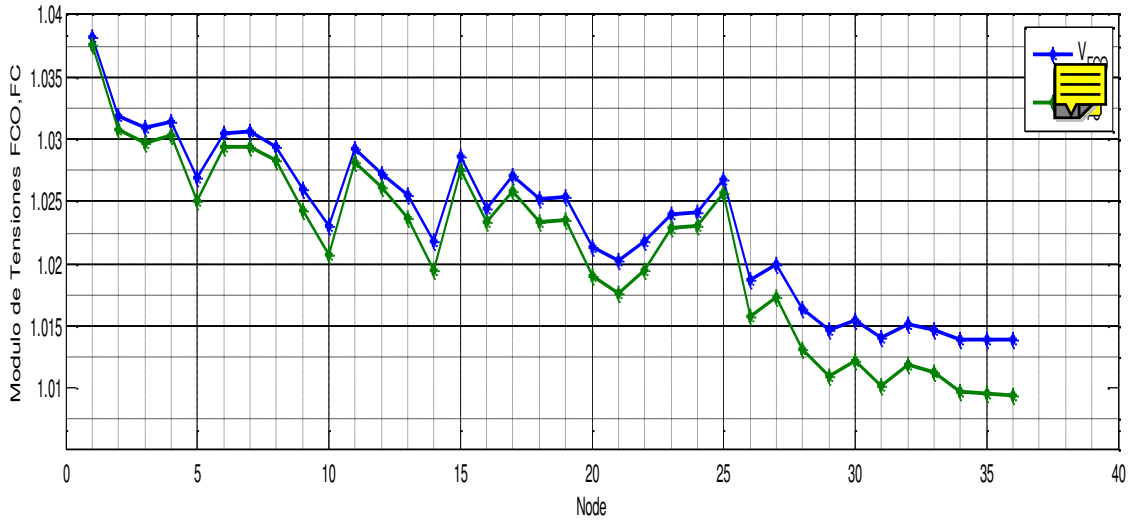


Figura 3.14: Modulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Segundo caso.

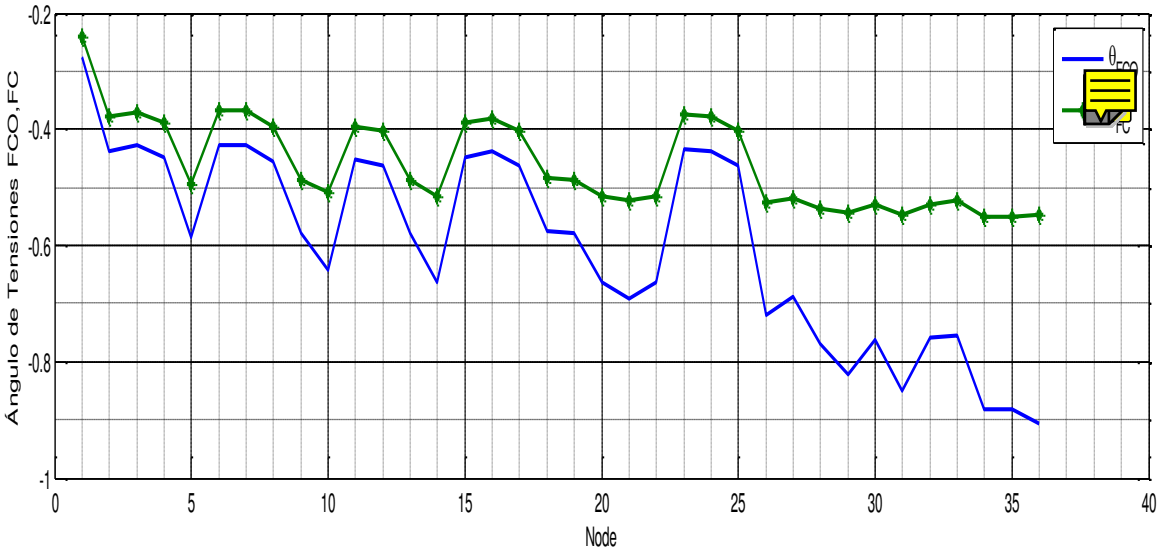


Figura 3.15: Ángulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.Segundo Caso.

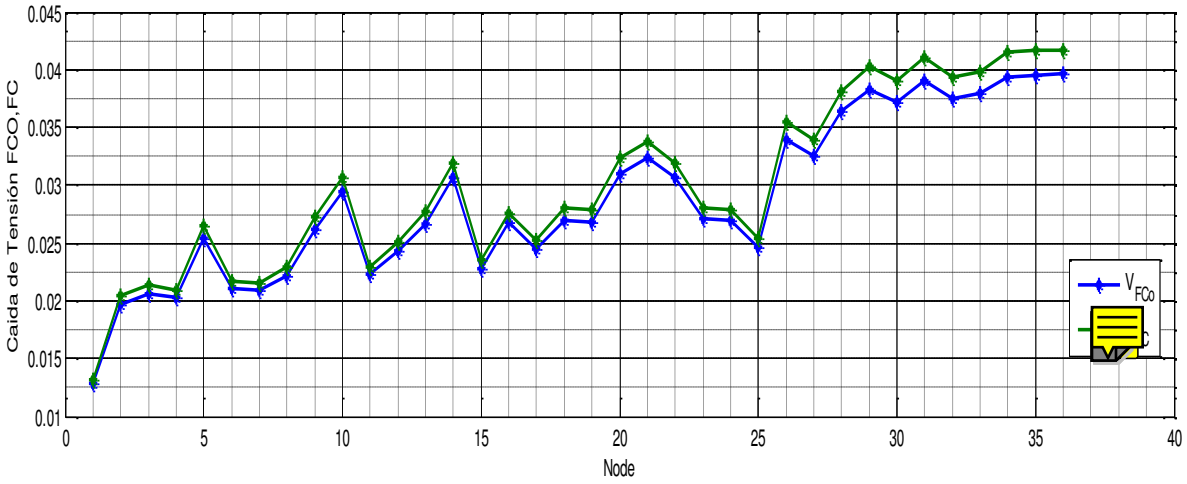


Figura 3.16: Variación de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Segundo caso.

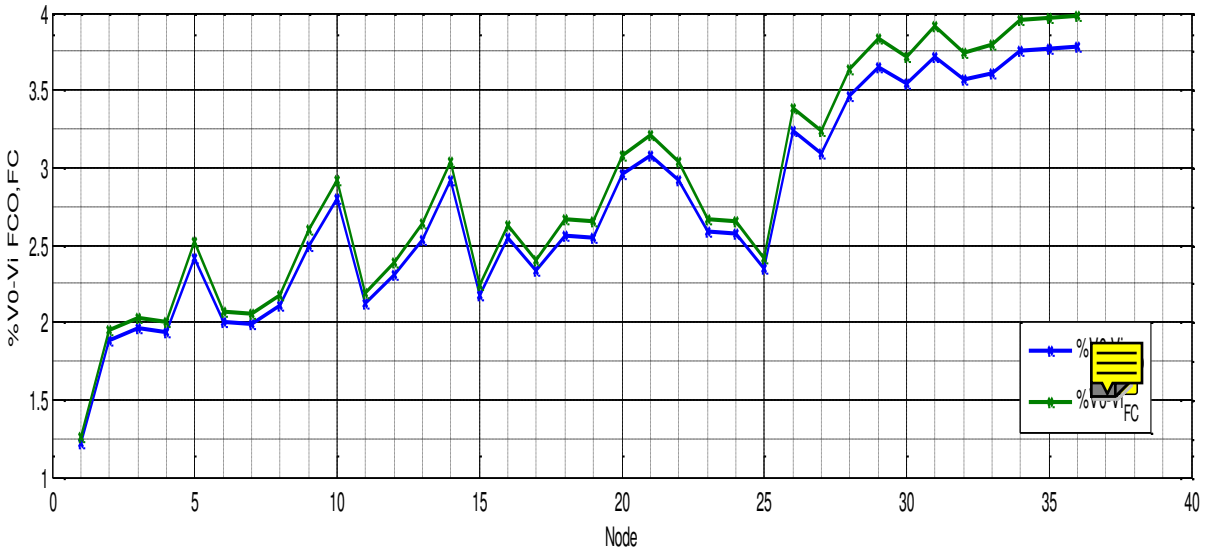


Figura 3.17: Porcentaje de Caída de Tensión de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Segundo Caso

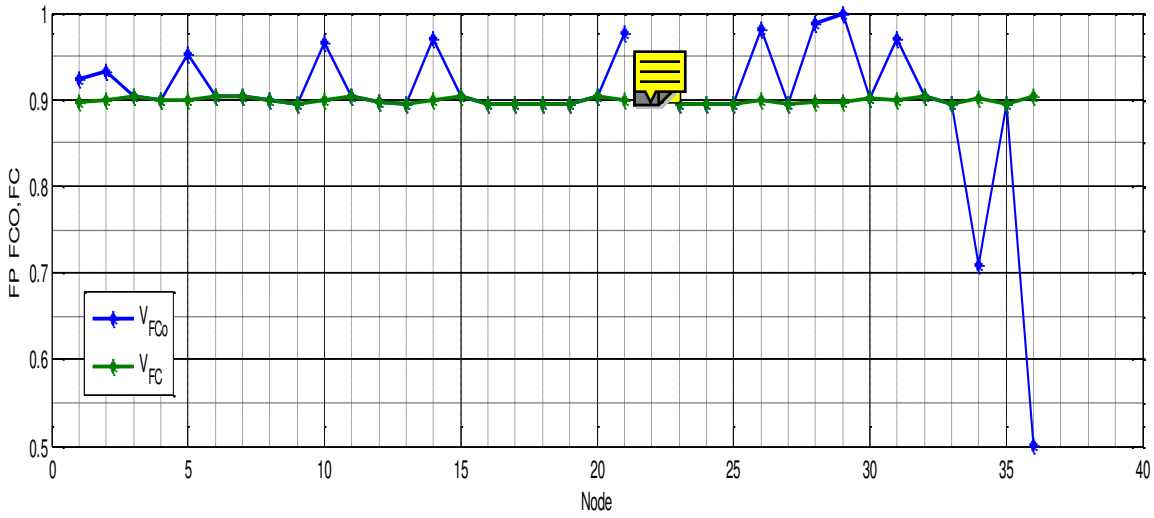


Figura 3.18: Factor de Potencia de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO Segundo Caso

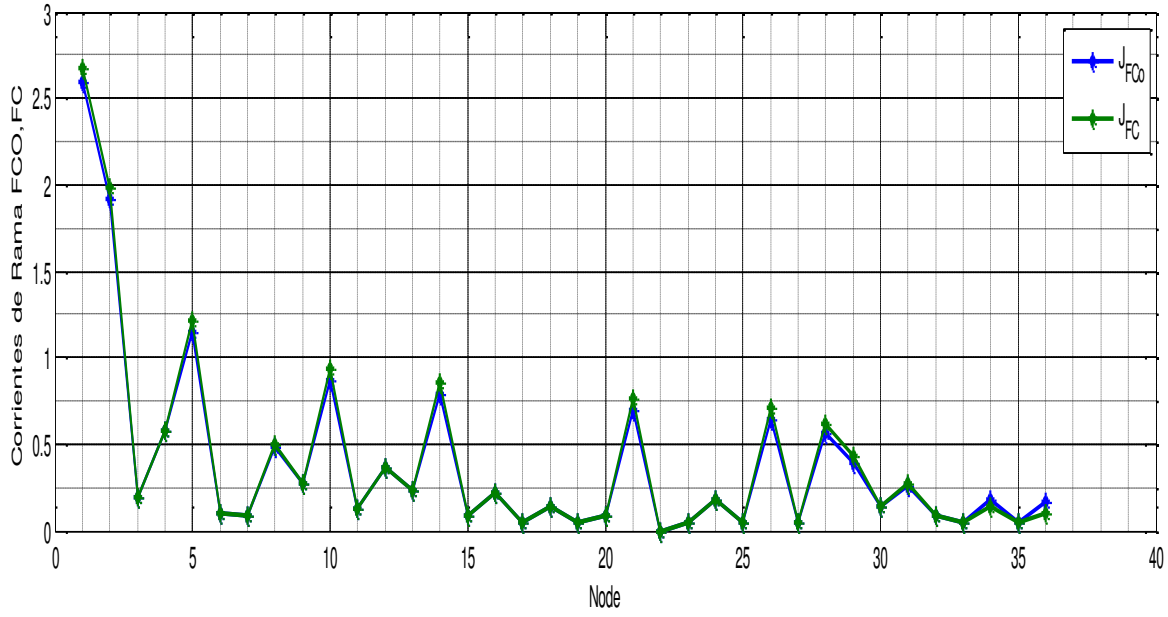


Figura 3.19: Corrientes de Ramas de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO

Tabla N°3.3: Resumen de Resultados de FC vs FCO Primer Caso Red 37 Nodos. Segundo caso

Casos de Estudio	Caída de Tensión	% Caída de Tensión	Tensión en V_i (p.u.)	Q_i (p.u.)	Fp_i (p.u.)	Ji(p.u.)	Sp (p.u.)
Red IEEE 37 Nodos FC	0.0417	3.9757	1.0094	-0.0400	0.9048	0.0931	0.0710
Red IEEE 37 Nodos FCO	0.0396	3.7750	1.0139	0.1472	0.5001	0.1677	0.0683

Igualmente, se cumple con la regulación de tensión, y con la normativa de porcentaje de caída de tensión logrando una disminución del 5% con respecto al nodo 36, así mismo se disminuye el modulo de la corriente. Y las pérdidas de potencia aparente en la barra principal variaron de 0.0710 a 0.0683.

El hecho de que el fp de la barra en el FC sea mayor para los dos casos ya planteados en la red IEEE 37 nodos, que con FCO no afecta el Fp del cliente ya que este valor representa no solo al cliente sino también, a la variación directa sobre este, que tiene la inyección de reactivo que realiza el algoritmo (Recordar ecuación 1.6).

3.2.3 Resultados de Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso

Para el tercer caso la restricción usada fue liberar Q en todos los nodos, manteniendo la función objetivo, con el fin de observar el comportamiento del sistema.

A continuación las representaciones gráficas del tercer caso.

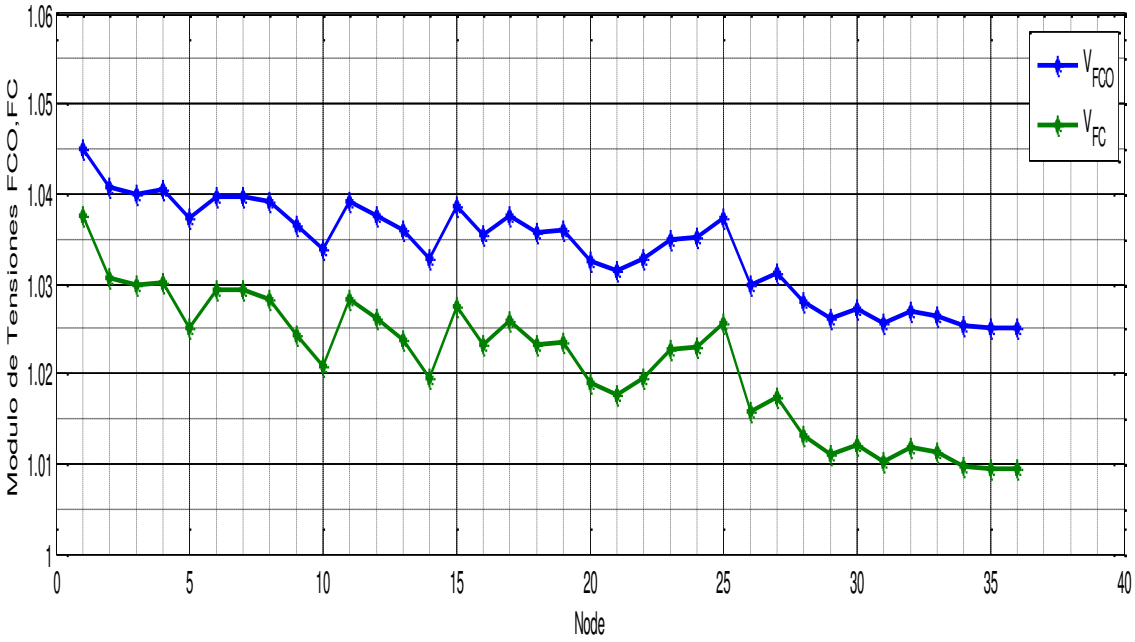


Figura 3.20: Modulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Tercer caso.

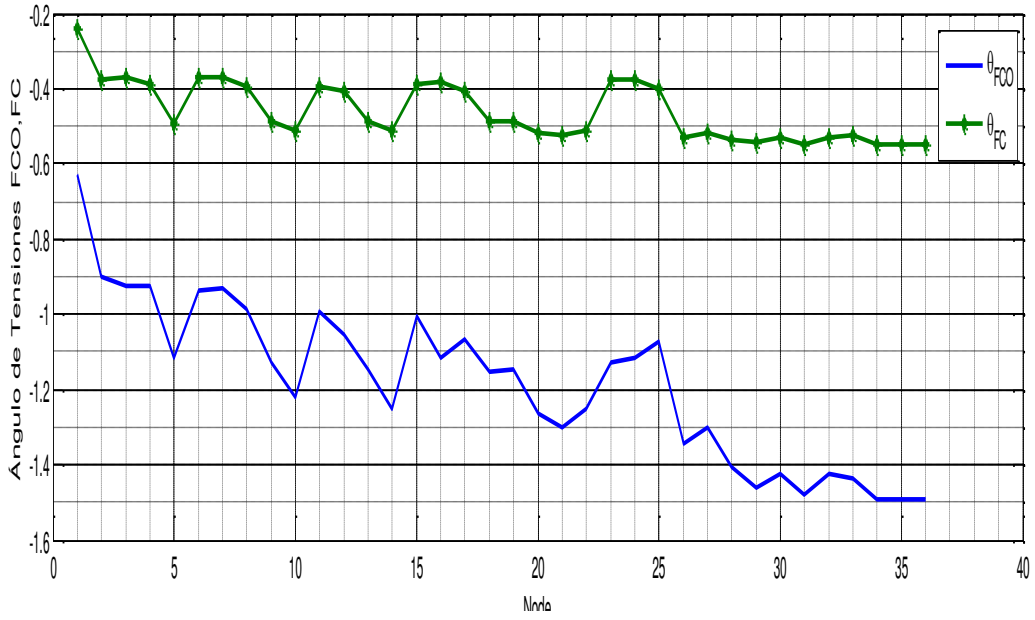


Figura 3.21: Ángulo de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.Tercer Caso.

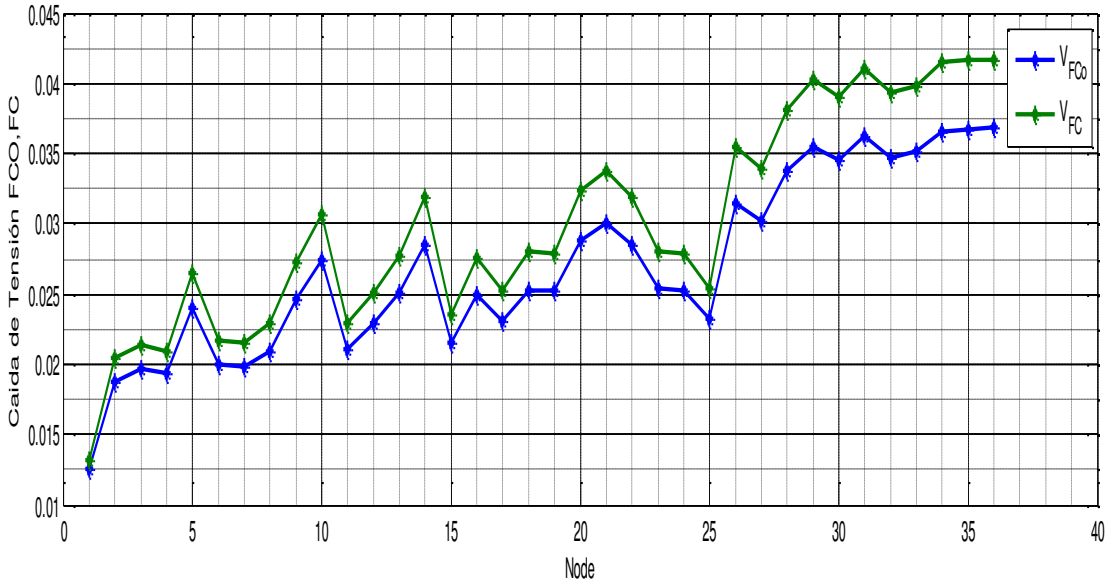


Figura 3.22: Variación de Tensiones de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Tercer Caso.

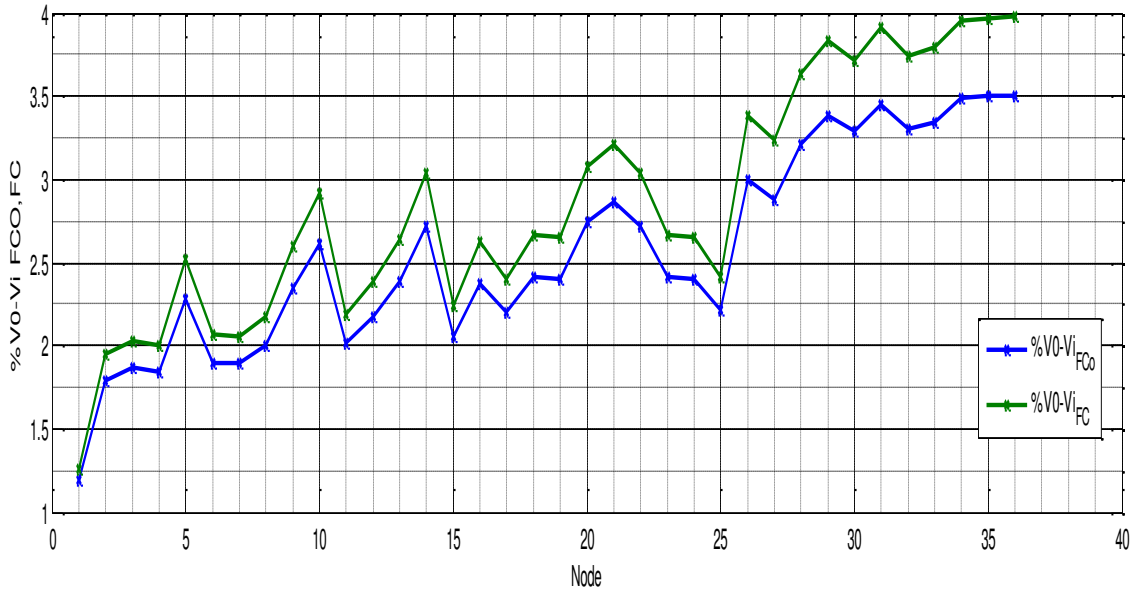


Figura 3.23: Porcentaje de Caída de Tensión de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO. Tercer Caso

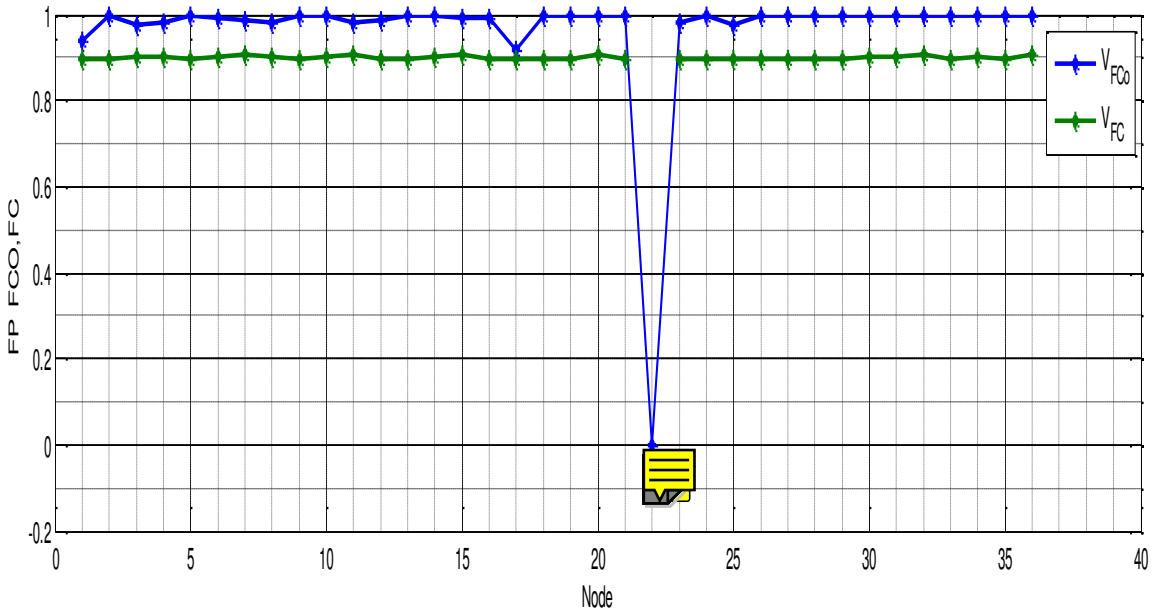


Figura 3.24: Factor de Potencia de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO.Tercer Caso

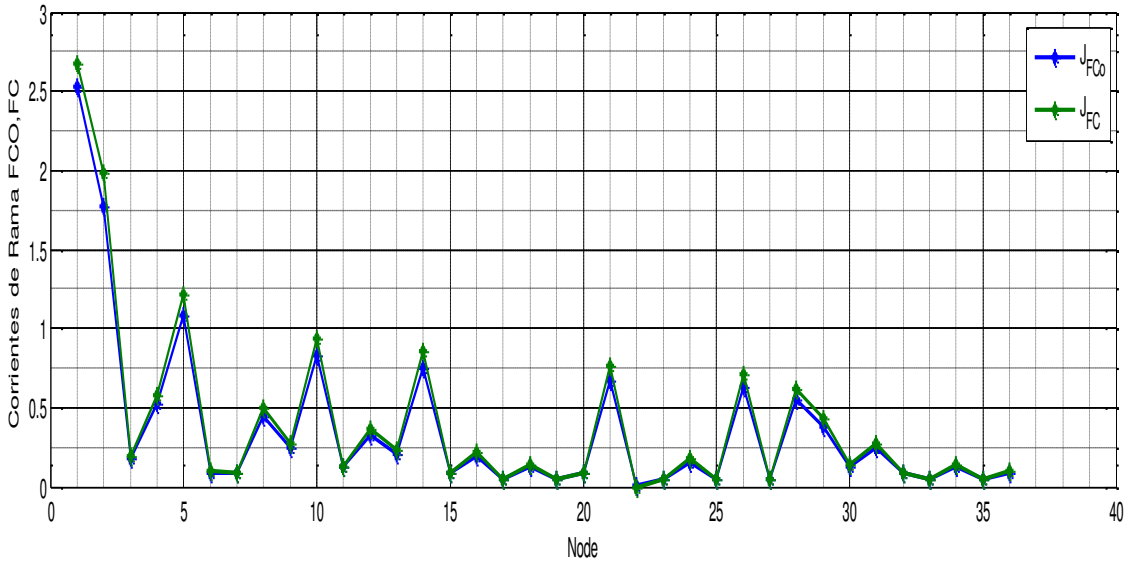


Figura 3.25: Corrientes de Ramas de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO

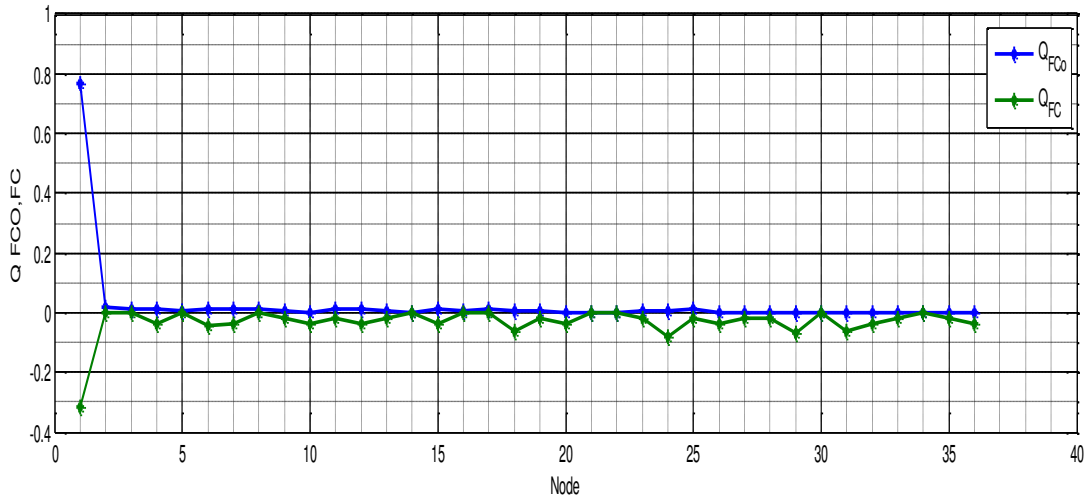


Figura 3.26:Q en todos los nodos de la red de prueba IEEE 37 nodos, para FC y FCO

Tabla N°3. 4: Resumen de Resultados de FC vs FCO Primer Caso Red 37 Nodos. Tercer Caso

Casos de Estudio	Caída de Tensión	% Caída de Tensión	Tensión en V_i (p.u.)	Q_i (p.u.)	Fp_i(p.u.)	Ji(p.u.)	Sp(p.u.)
Red IEEE 37 Nodos FC	0.0417	3.9757	1.0094	-0.0400	0.9048	0.0931	0.0710
Red IEEE 37 Nodos FCO	0.0368	3.5050	1.0251	0.00	1.0000	0.0829	0.0601

Para el último caso que aplico a la red de prueba IEEE 37 nodos, se inyecto reactivo en todos los nodos, sin incluir la barra slack, esto disminuyó la corriente en la red, y exitosamente se observa la regulación de tensión en todos los nodos. Logrando una disminución en el porcentaje de caída de tensión de 11.84%, y un Fp=1 en la barra, esto debido a que la potencia reactiva inyectada fue de 0 p.u., es decir la potencia reactiva generada igual a la demandada, con respecto al nodo 36.

Así mismo, las pérdidas pasaron de 0.0710 en p.u. en la barra principal o de referencia a 0.0601.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La metodología propuesta permite realizar la regulación óptima de tensión a través de un flujo de carga óptimo donde la variable ~~de control~~ liberada fue Q_i tomando en cuenta que la potencia reactiva tiene una clara influencia en la tensión. En consecuencia, este trabajo tiene aplicaciones importantes ya que al operador del sistema le interesa tener un control tensión – reactiva, debido a que de ésto depende el buen funcionamiento de todos los equipos eléctricos conectados a la red. Por tanto, la tensión es un parámetro fundamental que sirve de referencia para medir la calidad del producto entregado a los clientes por las compañías de distribución.

En este sentido, dentro de las contribuciones que presenta el trabajo se encuentran:

- Para el desarrollo del algoritmo planteado se empleó la formulación de flujo de carga de barrido directo con la construcción de la matriz TRX, siendo esta una nueva metodología, en la misma se minimizó la caída de tensión entre la barra slack y el nodo más alejado de la S/E, teniendo como restricciones no sólo las ecuaciones derivadas de las leyes de kirchoff de acuerdo a la referencia [2], sino también la variable liberada, la cual fue la potencia reactiva, aplicando varios tipo de restricciones a la misma para analizar el comportamiento de las redes de pruebas para diferentes casos.
- Con la metodología planteada se puede regular de forma óptima la tensión, lo que beneficia directamente al cliente y al operador del sistema.

- Permite mantener los niveles de tensión dentro de las normas establecidas, asegurando así el buen funcionamiento de los equipos, aunado a prestar calidad de servicio eléctrico.
- De acuerdo a los resultados derivados de los diferentes casos analizados, se puede decir que el hecho de regular tensión no garantiza mantener el factor de potencia de la barra, este resultado no representa mayor relevancia debido a que el factor de potencia del cliente permanece constante, dicha variación como se menciono es de la barra debido a la instalación de cualquier equipo (Generación Distribuida, Generadores, Condensadores) para lograr la inyección nodal de reactivos

Dentro de las recomendaciones se encuentran:

- Realizar la comparación y/o validación alternativa de la metodología empleada en este trabajo, con un método clásico de formulación para solución de flujo de carga basado en ecuaciones de potencias activas y reactivas nodales inyectadas.
- Plantear una restricción de corriente, que asegure que la misma se encuentre cerca de los valores obtenido con flujo de carga, para el nodo donde se realizará la inyección de reactivos.
- Elaborar un análisis que permita determinar, qué equipo o dispositivo es más conveniente usar para la inyección de reactivos a la red.
- Extender la formulación planteada a modelos trifásicos
- Elaborar el FCO sustituyendo la función objetivo actual por otra restricción, que permita minimizar las pérdidas en la red.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Ministerio de Energía y Minas, Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad, Resolución 225, 2005.

[2] P.M. De Oliveira-De Jesus, M.A. Alvarez, and J.M. Yusta. Distribution power ow method based on a real quasi-symmetric matrix. Electric Power Systems Research, pp.148:151, 2013.

[3] J.C. Fernandez Gonzalez, E.E. Fuentes López.Modelo de Flujo Óptimo de Potencia Utilizando Técnicas de Optimización, Universidad Centroamericana José Sieón Cañas, pp.47:49, 2011.

[4] Garcés Ruiz, Alejandro;Granada, Mauricio;Gallego R., Ramón. Flujo De Carga Trifásico Para Sistemas Radiales De Distribución, Universidad Tecnológica de Pereira Colombia, Vol. X, Núm. 24, pp. 19:24, 2004.

[5] Paulo M. De Oliveira-De Jesus, Member, IEEE. The Standard Backward/Forward Sweep Power Flow, Universidad Simón Bolivar.pp.1:5

[6] Abbad Rivier Juan, Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones , Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, pp 9:15,1999.

[7] Dugan Roger C., Electrical Power Systems Quality , Editorial McGraw-Hill, Segunda Edicion, 2002.,desde http://www.4shared.com/web/preview/doc/ucix2lU1.

[8] H.W., Semlyen Shirmohammadi, D. Hong," A compensation-based power ow method for weakly meshed distribution and transmission networks". IEEE Transactions on Power Systems, pp. 753 -762, 1988.

[9] IEEE 4 Node Test Feeder IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. 2006.

[10] IEEE 37 Node Test Feeder IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. 2004.

[11] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, and G.X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, No. 2, pp.753-762, 1988.

APÉNDICE I

DATOS DE REDES IEEE

A.1. Datos de la Red IEEE 4 Nodos

Tabla A.1: Datos de Potencia Activa y Reactiva RED IEEE 4 Nodos

Red IEEE 4 Nodos	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4
P	0	0	0	-0.9000
Q	0	0	0	-0.4359

A.2. Datos de la Red IEEE 37 Nodos

Tabla A.2: Datos de Potencia Activa y Reactiva RED IEEE 4 Nodos

Red IEEE 37 Nodos	P (p.u.)	Q (p.u.)
0	0	0
1	-0.6300	-0.3150
2	0	0
3	0	0
4	-0.0850	-0.0400
5	0	0
6	-0.0930	-0.0440
7	-0.0850	-0.0400

8	0	0
9	-0.0420	-0.0210
10	-0.0850	-0.0400
11	-0.0380	-0.0180
12	-0.0850	-0.0400
13	-0.0420	-0.0210
14	0	0
15	-0.0850	-0.0400
16	0	0
17	0	0
18	-0.1260	-0.0630
19	-0.0420	-0.0210
20	-0.0850	-0.0400
21	0	0
22	0	0
23	-0.0420	-0.0210
24	-0.1610	-0.0800
25	-0.0420	-0.0210
26	-0.0850	-0.0400
27	-0.0420	-0.0210
28	-0.0420	-0.0210
29	-0.1400	-0.0700
30	0	0
31	-0.1260	-0.0620
32	-0.0850	-0.0400
33	-0.0420	-0.0210
34	0	0
35	-0.0420	-0.0210
36	-0.0850	-0.0400

APÉNDICE II

RESULTADOS DE RED IEEE 4 NODOS

B.1. Resultados de la Red IEEE 4 Nodos para FC al Variar $_{Qi}$

Tabla B.1: Q_i en FC variándolo des -1.5 a 1.5

$V_{Caída}$ 4 Nodos FC	Qi
0.4514	-1.0500
0.3729	-0.9500
0.3278	-0.8500
0.2937	-0.7500
0.2663	-0.6500
0.2437	-0.5500
0.2249	-0.4500
0.2096	-0.3500
0.1974	-0.2500
0.1882	-0.1500
0.1817	-0.0500
0.1780	0.0500
0.1766	**0.1500**
0.1775	0.2500
0.1803	0.3500
0.1848	0.4500
0.1907	0.5500
0.1977	0.6500

0.2056	0.7500
0.2143	0.8500
0.2235	0.9500
0.2332	1.0500
0.2433	1.1500
0.2536	1.2500
0.2640	1.3500
0.2747	1.4500

Tabla B.2: Modulo de Tensiones para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos

Red IEEE 4 Nodos	Tensión FC (p.u)	Tensión FCO(p.u)
Slack	1,0000	
2	0.9893	0.9957
3	0.9399	0.9883
4	0.8268	0.9523

Tabla B.3: Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos

Red IEEE 4 Nodos	Caída de Tensión FC	Caída de Tensión FCO
2	0.0123	0.0098
3	0.0855	0.0678
4	0.2226	0.1766

Tabla B.4: Porcentaje Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos

Red IEEE 4 Nodos	% Caída de Tensión FC	% Caída de Tensión FCO	% de Disminución de Caída de Tensión FC vs FCO
2	1.2333	0.9786	20.6497
3	8.5460	6.7812	20.6497
4	22.2567	17.6607	20.6497

Tabla B.5: Factor de Potencia de la Barra para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos

Red IEEE 4 Nodos	Fp con FC	Fp con FCO
2	0.8260	1.0000
3	0.8565	0.9977
4	0.9000	0.9848

Tabla B.6: Corrientes de Rama para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos

Red IEEE 4 Nodos	J con FC	J con FCO
	1,2094	0,9597

APÉNDICE III

RESULTADOS DE RED IEEE 37 NODOS

C.1. Resultados de la Red IEEE 37 Nodos para FC y FCO Primer Caso

Tabla C.1: Modulo de Tensiones para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Primer Caso

Red IEEE 4 Nodos	Tensión FC (p.u)	Tensión FCO (p.u)
Slack	1.0500	
1	1.0375	1.0387
2	1.0308	1.0329
3	1.0298	1.0319
4	1.0303	1.0324
5	1.0251	1.0285
6	1.0293	1.0314
7	1.0295	1.0316
8	1.0283	1.0304
9	1.0242	1.0276
10	1.0208	1.0249
11	1.0281	1.0303
12	1.0261	1.0282
13	1.0237	1.0271
14	1.0194	1.0238
15	1.0275	1.0296
16	1.0233	1.0254
17	1.0259	1.0280
18	1.0234	1.0267
19	1.0236	1.0269
20	1.0190	1.0234
21	1.0176	1.0224
22	1.0194	1.0238
23	1.0228	1.0250
24	1.0230	1.0251

25	1.0257	1.0278
26	1.0158	1.0210
27	1.0174	1.0222
28	1.0131	1.0191
29	1.0110	1.0178
30	1.0121	1.0181
31	1.0101	1.0175
32	1.0119	1.0179
33	1.0113	1.0173
34	1.0097	1.0176
35	1.0095	1.0174
36	1.0094	1.0176

Tabla C.2: Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos. Primer Caso

Red IEEE 4 Nodos	Caida de Tensión FC (V0-Vi) (p.u.)	Caida de Tensión FCO (V0-Vi) (p.u.)
1	0.0132	0.0125
2	0.0204	0.0193
3	0.0213	0.0201
4	0.0210	0.0198
5	0.0264	0.0247
6	0.0217	0.0205
7	0.0216	0.0204
8	0.0229	0.0216
9	0.0272	0.0254
10	0.0307	0.0286
11	0.0230	0.0218
12	0.0250	0.0237
13	0.0277	0.0259
14	0.0319	0.0298
15	0.0236	0.0223
16	0.0276	0.0261
17	0.0252	0.0239
18	0.0280	0.0262
19	0.0279	0.0260
20	0.0324	0.0302
21	0.0338	0.0315
22	0.0319	0.0298
23	0.0280	0.0265
24	0.0278	0.0264
25	0.0254	0.0241
26	0.0355	0.0331
27	0.0340	0.0316
28	0.0381	0.0355
29	0.0402	0.0374
30	0.0390	0.0362
31	0.0411	0.0382
32	0.0393	0.0364
33	0.0398	0.0369
34	0.0415	0.0386
35	0.0416	0.0387
36	0.0417	0.0391

Tabla C.3: Porcentaje Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 4 Nodos

Red IEEE 4 Nodos	% Caída de Tensión FCO	% Caída de Tensión FCO	% de Disminución de Caída de Tensión FC vs FCO
1	1.2590	1.1946	5.1151
2	1.9426	1.8335	5.6162
3	2.0319	1.9160	5.7029
4	1.9960	1.8864	5.4942
5	2.5172	2.3516	6.5785
6	2.0695	1.9509	5.7273
7	2.0576	1.9399	5.7199
8	2.1778	2.0602	5.4012
9	2.5932	2.4197	6.6906
10	2.9201	2.7254	6.6666
11	2.1903	2.0718	5.4079
12	2.3832	2.2580	5.2526
13	2.6388	2.4626	6.6797
14	3.0419	2.8377	6.7132
15	2.2464	2.1244	5.4308
16	2.6255	2.4876	5.2529
17	2.4029	2.2770	5.2375
18	2.6708	2.4914	6.7144
19	2.6537	2.4760	6.6964
20	3.0818	2.8748	6.7171
21	3.2162	2.9977	6.7927
22	3.0419	2.8377	6.7132
23	2.6674	2.5275	5.2430
24	2.6508	2.5117	5.2469
25	2.4180	2.2912	5.2410
26	3.3803	3.1480	6.8726
27	3.2337	3.0129	6.8265
28	3.6307	3.3766	7.0008
29	3.8316	3.5603	7.0800
30	3.7181	3.4514	7.1722
31	3.9125	3.6360	7.0658
32	3.7406	3.4709	7.2110
33	3.7896	3.5128	7.3029
34	3.9530	3.6774	6.9733
35	3.9665	3.6891	6.9928
36	3.9757	3.7202	6.4247

Tabla C.4: Factor de Potencia de la Barra para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Primer Caso

Red IEEE 37 Nodos	Fp de la Barra FC	Fp de la Barra FCO
1	0.8971	0.9431
2	0.8991	0.9581
3	0.9044	0.9044
4	0.9004	0.9004
5	0.8985	0.9843

6	0.9039	0.9039
7	0.9048	0.9048
8	0.8996	0.8996
9	0.8944	0.8944
10	0.8998	0.9964
11	0.9045	0.9045
12	0.8978	0.8978
13	0.8944	0.8944
14	0.8993	0.9991
15	0.9048	0.9048
16	0.8953	0.8953
17	0.8944	0.8944
18	0.8944	0.8944
19	0.8944	0.8944
20	0.9048	0.9048
21	0.8987	0.9999
22	Indefinido	Indefinido
23	0.8944	0.8944
24	0.8955	0.8955
25	0.8944	0.8944
26	0.8990	0.9990
27	0.8944	0.8944
28	0.8982	0.9924
29	0.8976	0.9324
30	0.9014	0.9014
31	0.8993	0.7512
32	0.9048	0.9048
33	0.8944	0.8944
34	0.9014	0.4078
35	0.8944	0.8944
36	0.9048	0.2676

Tabla C.5: Corrientes de Rama para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Primer Caso

Red IEEE 37 Nodos	J de la Barra FC	J de la Barra FCO
1	2.6696	2.5330
2	1.9907	1.8621
3	0.1912	0.1908
4	0.5825	0.5813
5	1.2171	1.1063
6	0.1000	0.0997
7	0.0913	0.0911
8	0.4913	0.4903
9	0.2752	0.2744
10	0.9418	0.8466
11	0.1323	0.1321
12	0.3590	0.3582
13	0.2294	0.2287
14	0.8498	0.7614
15	0.0914	0.0912
16	0.2216	0.2212
17	0.0458	0.0457

18	0.1377	0.1372
19	0.0459	0.0457
20	0.0922	0.0918
21	0.7576	0.6777
22	0	0
23	0.0459	0.0458
24	0.1757	0.1754
25	0.0458	0.0457
26	0.7115	0.6372
27	0.0462	0.0459
28	0.6190	0.5574
29	0.4334	0.4150
30	0.1393	0.1384
31	0.2786	0.3317
32	0.0928	0.0923
33	0.0464	0.0462
34	0.1396	0.3067
35	0.0465	0.0462
36	0.0931	0.3121

C.2. Resultados de la Red IEEE 37 Nodos para FC y FCO Segundo Caso

Tabla C.6: Modulo de Tensiones para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Segundo Caso

Red IEEE 4 Nodos	Tensión FC (p.u)	Tensión FCO (p.u)
Slack	1.0500	
1	1.0375	1.0382
2	1.0308	1.0319
3	1.0298	1.0309
4	1.0303	1.0314
5	1.0251	1.0269
6	1.0293	1.0305
7	1.0295	1.0306
8	1.0283	1.0294
9	1.0242	1.0260
10	1.0208	1.0230
11	1.0281	1.0293
12	1.0261	1.0272
13	1.0237	1.0255
14	1.0194	1.0218
15	1.0275	1.0287
16	1.0233	1.0245
17	1.0259	1.0270
18	1.0234	1.0252
19	1.0236	1.0254
20	1.0190	1.0214
21	1.0176	1.0202
22	1.0194	1.0218
23	1.0228	1.0240
24	1.0230	1.0242

25	1.0257	1.0268
26	1.0158	1.0187
27	1.0174	1.0200
28	1.0131	1.0164
29	1.0110	1.0147
30	1.0121	1.0154
31	1.0101	1.0141
32	1.0119	1.0152
33	1.0113	1.0146
34	1.0097	1.0140
35	1.0095	1.0138
36	1.0094	1.0139

Tabla C.7: Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos. Segundo Caso

Red IEEE 4 Nodos	Caída de Tensión FC (V0-Vi) (p.u.)	Caída de Tensión FCO (V0-Vi) (p.u.)
1	0.0132	0.0128
2	0.0204	0.0197
3	0.0213	0.0206
4	0.0210	0.0203
5	0.0264	0.0254
6	0.0217	0.0210
7	0.0216	0.0209
8	0.0229	0.0222
9	0.0272	0.0261
10	0.0307	0.0294
11	0.0230	0.0223
12	0.0250	0.0243
13	0.0277	0.0266
14	0.0319	0.0306
15	0.0236	0.0228
16	0.0276	0.0267
17	0.0252	0.0245
18	0.0280	0.0269
19	0.0279	0.0268
20	0.0324	0.0310
21	0.0338	0.0323
22	0.0319	0.0306
23	0.0280	0.0272
24	0.0278	0.0270
25	0.0254	0.0246
26	0.0355	0.0339
27	0.0340	0.0325
28	0.0381	0.0364
29	0.0402	0.0383
30	0.0390	0.0372
31	0.0411	0.0390
32	0.0393	0.0374
33	0.0398	0.0379
34	0.0415	0.0394
35	0.0416	0.0395
36	0.0417	0.0396

Tabla C.8: Porcentaje Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos. Segundo Caso

Red IEEE 4 Nodos	% Caída de Tensión FC	% Caída de Tensión FCO	% de Disminución de Caída de Tensión FC vs FCO
1	1.2590	1.2215	2.9798
2	1.9426	1.8785	3.3013
3	2.0319	1.9643	3.3234
4	1.9960	1.9317	3.2221
5	2.5172	2.4180	3.9428
6	2.0695	2.0006	3.3272
7	2.0576	1.9892	3.3261
8	2.1778	2.1096	3.1310
9	2.5932	2.4900	3.9785
10	2.9201	2.7998	4.1196
11	2.1903	2.1217	3.1320
12	2.3832	2.3113	3.0157
13	2.6388	2.5343	3.9596
14	3.0419	2.9145	4.1886
15	2.2464	2.1760	3.1334
16	2.6255	2.5472	2.9830
17	2.4029	2.3307	3.0047
18	2.6708	2.5648	3.9691
19	2.6537	2.5485	3.9643
20	3.0818	2.9531	4.1757
21	3.2162	3.0777	4.3065
22	3.0419	2.9145	4.1886
23	2.6674	2.5881	2.9729
24	2.6508	2.5719	2.9769
25	2.4180	2.3453	3.0043
26	3.3803	3.2307	4.4257
27	3.2337	3.0941	4.3173
28	3.6307	3.4624	4.6381
29	3.8316	3.6445	4.8828
30	3.7181	3.5438	4.6881
31	3.9125	3.7157	5.0290
32	3.7406	3.5649	4.6985
33	3.7896	3.6105	4.7259
34	3.9530	3.7488	5.1659
35	3.9665	3.7616	5.1666
36	3.9757	3.7750	5.0475

Tabla C.9: Factor de Potencia de la Barra para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Segundo Caso

Red IEEE 37 Nodos	Fp de la Barra FC	Fp de la Barra FCO
1	0.8971	0.9231
2	0.8991	0.9332
3	0.9044	0.9044
4	0.9004	0.9004
5	0.8985	0.9521
6	0.9039	0.9039

7	0.9048	0.9048
8	0.8996	0.8996
9	0.8944	0.8944
10	0.8998	0.9659
11	0.9045	0.9045
12	0.8978	0.8978
13	0.8944	0.8944
14	0.8993	0.9711
15	0.9048	0.9048
16	0.8953	0.8953
17	0.8944	0.8944
18	0.8944	0.8944
19	0.8944	0.8944
20	0.9048	0.9048
21	0.8987	0.9771
22	Indefinido	Indefinido
23	0.8944	0.8944
24	0.8955	0.8955
25	0.8944	0.8944
26	0.8990	0.9808
27	0.8944	0.8944
28	0.8982	0.9879
29	0.8976	0.9999
30	0.9014	0.9014
31	0.8993	0.9694
32	0.9048	0.9048
33	0.8944	0.8944
34	0.9014	0.7096
35	0.8944	0.8944
36	0.9048	0.5001

Tabla C.10: Corrientes de Rama para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Segundo Caso

Red IEEE 37 Nodos	J de la Barra FC	J de la Barra FCO
1	2.6696	2.5900
2	1.9907	1.9138
3	0.1912	0.1910
4	0.5825	0.5818
5	1.2171	1.1451
6	0.1000	0.0998
7	0.0913	0.0912
8	0.4913	0.4907
9	0.2752	0.2748
10	0.9418	0.8746
11	0.1323	0.1322
12	0.3590	0.3586
13	0.2294	0.2290
14	0.8498	0.7844
15	0.0914	0.0913
16	0.2216	0.2214
17	0.0458	0.0457
18	0.1377	0.1374

19	0.0459	0.0458
20	0.0922	0.0920
21	0.7576	0.6945
22	0	0
23	0.0459	0.0459
24	0.1757	0.1755
25	0.0458	0.0457
26	0.7115	0.6499
27	0.0462	0.0460
28	0.6190	0.5609
29	0.4334	0.3877
30	0.1393	0.1388
31	0.2786	0.2575
32	0.0928	0.0925
33	0.0464	0.0463
34	0.1396	0.1766
35	0.0465	0.0463
36	0.0931	0.1677

C.3. Resultados de la Red IEEE 37 Nodos para FC y FCO Tercer Caso

Tabla C.11: Modulo de Tensiones para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso

Red IEEE 4 Nodos	Tensión FC (p.u)	Tensión FCO (p.u)
Slack	1.0500	
1	1.0375	1.0449
2	1.0308	1.0409
3	1.0298	1.0400
4	1.0303	1.0406
5	1.0251	1.0372
6	1.0293	1.0397
7	1.0295	1.0398
8	1.0283	1.0392
9	1.0242	1.0365
10	1.0208	1.0338
11	1.0281	1.0391
12	1.0261	1.0377
13	1.0237	1.0361
14	1.0194	1.0328
15	1.0275	1.0386
16	1.0233	1.0354
17	1.0259	1.0375
18	1.0234	1.0358
19	1.0236	1.0359
20	1.0190	1.0325
21	1.0176	1.0314
22	1.0194	1.0328
23	1.0228	1.0350
24	1.0230	1.0352
25	1.0257	1.0374

26	1.0158	1.0300
27	1.0174	1.0312
28	1.0131	1.0279
29	1.0110	1.0263
30	1.0121	1.0271
31	1.0101	1.0256
32	1.0119	1.0269
33	1.0113	1.0264
34	1.0097	1.0253
35	1.0095	1.0252
36	1.0094	1.0251

Tabla C.12: Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos. Tercer Caso

Red IEEE 4 Nodos	Caída de Tensión FC (V0-Vi) (p.u.)	Caída de Tensión FCO (V0-Vi) (p.u.)
1	0.0132	0.0125
2	0.0204	0.0188
3	0.0213	0.0196
4	0.0210	0.0193
5	0.0264	0.0240
6	0.0217	0.0199
7	0.0216	0.0198
8	0.0229	0.0210
9	0.0272	0.0246
10	0.0307	0.0275
11	0.0230	0.0211
12	0.0250	0.0229
13	0.0277	0.0250
14	0.0319	0.0285
15	0.0236	0.0216
16	0.0276	0.0250
17	0.0252	0.0231
18	0.0280	0.0253
19	0.0279	0.0252
20	0.0324	0.0289
21	0.0338	0.0301
22	0.0319	0.0285
23	0.0280	0.0254
24	0.0278	0.0252
25	0.0254	0.0232
26	0.0355	0.0315
27	0.0340	0.0302
28	0.0381	0.0337
29	0.0402	0.0355
30	0.0390	0.0345
31	0.0411	0.0362
32	0.0393	0.0347
33	0.0398	0.0351
34	0.0415	0.0366
35	0.0416	0.0367
36	0.0417	0.0368

Tabla C.13: Porcentaje Caída de Tensión para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos. Tercer Caso

Red IEEE 4 Nodos	% Caída de Tensión FC	% Caída de Tensión FCO	% de Disminución de Caída de Tensión FC vs FCO
1	1.2590	1.1943	5.1370
2	1.9426	1.7899	7.8602
3	2.0319	1.8687	8.0326
4	1.9960	1.8381	7.9105
5	2.5172	2.2863	9.1760
6	2.0695	1.8999	8.1929
7	2.0576	1.8903	8.1321
8	2.1778	1.9986	8.2317
9	2.5932	2.3474	9.4797
10	2.9201	2.6164	10.3985
11	2.1903	2.0093	8.2625
12	2.3832	2.1775	8.6325
13	2.6388	2.3856	9.5979
14	3.0419	2.7176	10.6610
15	2.2464	2.0559	8.4776
16	2.6255	2.3795	9.3693
17	2.4029	2.1970	8.5678
18	2.6708	2.4109	9.7307
19	2.6537	2.3979	9.6413
20	3.0818	2.7510	10.7323
21	3.2162	2.8631	10.9783
22	3.0419	2.7174	10.6693
23	2.6674	2.4164	9.4082
24	2.6508	2.3998	9.4711
25	2.4180	2.2104	8.5837
26	3.3803	3.0009	11.2229
27	3.2337	2.8772	11.0242
28	3.6307	3.2124	11.5224
29	3.8316	3.3828	11.7128
30	3.7181	3.2839	11.6769
31	3.9125	3.4517	11.7767
32	3.7406	3.3025	11.7141
33	3.7896	3.3426	11.7944
34	3.9530	3.4864	11.8054
35	3.9665	3.4978	11.8161
36	3.9757	3.5050	11.8375

Tabla C.14: Factor de Potencia de la Barra para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso

Red IEEE 37 Nodos	Fp de la Barra FC	Fp de la Barra FCO
1	0.8971	0.9369
2	0.8991	0.9960
3	0.9044	0.9773
4	0.9004	0.9831
5	0.8985	0.9999
6	0.9039	0.9908

7	0.9048	0.9889
8	0.8996	0.9825
9	0.8944	0.9985
10	0.8998	1.0000
11	0.9045	0.9837
12	0.8978	0.9876
13	0.8944	0.9988
14	0.8993	1.0000
15	0.9048	0.9916
16	0.8953	0.9929
17	0.8944	0.9155
18	0.8944	0.9996
19	0.8944	0.9966
20	0.9048	1.0000
21	0.8987	1.0000
22	Indefinido	-0.0000
23	0.8944	0.9819
24	0.8955	0.9987
25	0.8944	0.9775
26	0.8990	1.0000
27	0.8944	1.0000
28	0.8982	1.0000
29	0.8976	1.0000
30	0.9014	1.0000
31	0.8993	1.0000
32	0.9048	1.0000
33	0.8944	1.0000
34	0.9014	1.0000
35	0.8944	1.0000
36	0.9048	1.0000

Tabla C.15: Corrientes de Rama para FC y FCO Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso

Red IEEE 37 Nodos	J de la Barra FC	J de la Barra FCO
1	2.6696	2.5324
2	1.9907	1.7759
3	0.1912	0.1752
4	0.5825	0.5277
5	1.2171	1.0789
6	0.1000	0.0903
7	0.0913	0.0827
8	0.4913	0.4448
9	0.2752	0.2436
10	0.9418	0.8355
11	0.1323	0.1204
12	0.3590	0.3225
13	0.2294	0.2030
14	0.8498	0.7533
15	0.0914	0.0825
16	0.2216	0.1975
17	0.0458	0.0442
18	0.1377	0.1217

19	0.0459	0.0407
20	0.0922	0.0823
21	0.7576	0.6710
22	0	0.0001
23	0.0459	0.0413
24	0.1757	0.1557
25	0.0458	0.0414
26	0.7115	0.6302
27	0.0462	0.0407
28	0.6190	0.5477
29	0.4334	0.3832
30	0.1393	0.1237
31	0.2786	0.2467
32	0.0928	0.0828
33	0.0464	0.0409
34	0.1396	0.1239
35	0.0465	0.0410
36	0.0931	0.0829

Tabla C.16: Potencia Reactiva Inyectada para FCO Red IEEE 37 Nodos Tercer Caso

Red IEEE 37 Nodos	Qi FCO
1	0.7688
2	0.0157
3	0.0131
4	0.0149
5	0.0036
6	0.0127
7	0.0128
8	0.0115
9	0.0035
10	0.0002
11	0.0114
12	0.0098
13	0.0035
14	0.0001
15	0.0111
16	0.0082
17	0.0094
18	0.0035
19	0.0035
20	0.0001
21	0.0001
22	0.0001
23	0.0081
24	0.0081
25	0.0091
26	0.0001
27	0.0001
28	0.0001
29	0.0000
30	0.0001

31	0.0000
32	0.0001
33	0.0001
34	0.0000
35	0.0000
36	0.0000

ANEXO 5

Electric Power Systems Research 95 (2013) 148–159

Contents lists available at SciVerse ScienceDirect

Electric Power Systems Research

journal homepage: www.elsevier.com/locate/epsr

Distribution power flow method based on a real quasi-symmetric matrix☆

P.M. De Oliveira-De Jesus[a,*], M.A. Alvarez[a], J.M. Yusta[b]

[a] Energy Institute and Department of Conversion and Energy Delivery, Simon Bolivar University, Caracas, Venezuela
[b] Department of Electrical Engineering, University of Zaragoza, Spain

ARTICLE INFO

Article history:
Received 21 December 2011
Received in revised form 18 August 2012
Accepted 21 August 2012
Available online 4 October 2012

Keywords:
Distribution systems
Load flow
Power flow
Smart grid

ABSTRACT

This paper presents a new load flow formulation to solve active and passive electric distribution networks. The fundamental idea discussed here is how to obtain the power flow solution by using the elements of a unique quasi-symmetric matrix called TRX in the iterative process. The method is formulated for single-phase balanced and three-phase unbalanced radially operated networks. It works with real variables as opposed to complex variables used in previous backward/forward sweep algorithms discussed in literature. The proposed TRX matrix constitutes a complete database by including information of network topology structure as well as branch impedances of the distribution feeder. Data arrangement is suitable to be exchanged under standard Common Information Model (CIM) under Distribution Management Systems (DMS) environment allowing an efficient computation of the state of the system for on-line and off-line study applications. The proposed methodology was applied on a group of IEEE test systems and a real distribution system of 49,000 nodes.

© 2012 Elsevier B.V. All rights reserved.

1. Introduction

Several methods have been reported in literature to solve electric distribution systems. Basically these methods can be divided into two categories. The first one corresponds to Jacobian-based formulations where power flow solution is reached through mathematical procedures like Newton [1]. Jabobian-based methods are generally applied to meshed and radial networks [2–4]. The other group of contributions collects a number of iterative-based procedures, where no Jacobian inverse is required. In general, these iterative procedures are denominated backward–forward (BW/FW) sweep methods. The effectiveness of the backward–forward sweep algorithm has already been proven by comparing it to the traditional Newton-based methods [5,6]. Recent research shows BW/FW sweep method is slow down under heavy-load conditions [7].

Several new algorithms and methods have been proposed to analyze unbalanced three phase distribution systems. In the majority of the cases, the neutral wire and the ground effect is usually merged into phase conductor using Kron's reduction and Carson Equations [8]. A comprehensive discussion about existing unbalanced power flow procedures can be found in [9,10]. In addition, advanced multiphase power flow methods – including neutrals and ground – have been proposed to analyze the distribution system in detail without any matrix reduction technique [11–17]. However, the main drawback for the application of detailed methods in real-world is related to the integrity of the network database in most of utilities. New trends on distribution network optimization (in operation and planning) are forcing to utilities to gather detailed static and dynamic information about the distribution system structure [18,19].

All contributions mentioned above are valuable tools to perform power distribution analysis and most of them should be updated taking into account new considerations about the appropriateness of the calculation methodologies in real world. Some of these new considerations are:

1. The distribution system model – including passive and active power injections as well as topology and branch structure – must be stored in appropriate databases reflecting the most credible state of the network by using large-scale databases shared by Geographic Information Systems (GIS) and Distribution Management Systems (DMS). In this sense, power flow analysis must be performed using the most realistic data (present and historical) stored in memory or media with faster transfer rates.

Abbreviations: SCADA, Supervisory Control Acquisition Data System; DMS, Distribution Management System; KCL, Kirchhoff Current Laws; KVL, Kirchhoff Voltage Laws; NR, Newton–Raphson; RAM, random access memory; GIS, Geographic Information Model; CIM, Common Information Model.

☆ This work was supported by Venezuelan MCTII-FONACIT PEI Project 2012000092.

* Corresponding author at: Energy Institute and Department of Conversion and Energy Delivery, Simon Bolivar University, Postal Address 89000, Caracas, Venezuela. Tel.: +58 4265153327; fax: +58 2129063959.
E-mail address: pdeoliveira@usb.ve (P.M. De Oliveira-De Jesus).
URL: http://htp://prof.usb.ve/pdeoliveira (P.M. De Oliveira-De Jesus).

0378-7796/$ – see front matter © 2012 Elsevier B.V. All rights reserved.
http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2012.08.011

2. The development of new applications in the smart grid paradigm must recognize standardized data exchange protocols (as CIM [20]), preferably object oriented [21,22] and able to be applied with distributed processing and grid computing with databases in the cloud [23].

In this context, it is important to stress that some recent developments are aligned with the considerations depicted above about the appropriateness of the system data model. For instance, in [24], it is presented a model based upon two matrices reflecting topology and branch impedance structure. These matrices can be expressed as a complete data model by merging the classic back/forward sweep steps into one unique state-of-the-system calculation formula. Later [25] followed this idea in order to build so-called direct DLF matrices reflecting both topology and branch structure. In both cases all calculations are presented using complex variables.

This paper discusses an improvement of the BW/FW sweep procedure originally written in complex form in order to get the state of the system using topology and branch matrices based on real numbers stored in the DMS/GIS database. The new formulation is based upon a quasi-symmetric **TRX** matrix suitable to be stored in memory in the context of a DMS environment. The **TRX** matrix is formed by real numbers with three fundamental elements: the triangular matrix **T** that relates injected currents with branch currents according to Kirchhoff laws, and the set of resistance **R** and reactance **X** of the distribution network lines. The elements of the **TRX** matrix could be easily exchanged under a standardized protocol as CIM avoiding to build a network model for each power flow simulation.

This contribution is meaningful under real-time distribution system assessment because a robust solution is reached using present system measurements and present network topology arrangement stored in random access memory.

The proposed methodology for balanced and unbalanced approach has been applied in the well-known IEEE 4-node test network for illustration purposes [26]. The method has been also applied to IEEE 37 [27], 123 [28] and 8500 node system [19].

In order to evaluate the performance of the proposed method, a comparison study was performed using a Newton–Raphson solver [38] and a standard BW/FW sweep algorithm [24] by using the same test systems used by Eminoglu and Hocaoglu [9] in their comprehensive comparative study about BW/FW sweep methods. These three test systems are: a 12-node [29], 33-node [30] and 69-node [31] networks. Additionally, a convergence study is performed using a uniformly loaded distribution network from 1000 to 3000 nodes.

Finally, the method was applied under real-world conditions in a large-scale distribution system operated by Venezuelan utility CORPOELEC serving 4 million people in Caracas City. Studied network comprises 75 substations with 488 12.47 kV and 5 kV-feeders, 49.032 nodes and serving 9707 load transformers.

This paper is organized as follows: Section 2 presents the proposed single-phase model for balanced distribution systems. Section 3 addresses the methodology for three-phase unbalanced distribution systems. A discussion about implementation of developed database under CIM standard is provided in Section 4. Case studies are shown in Section 5. Conclusions are drawn in Section 6. Nomenclature is provided in Appendix A.

2. The proposed power flow method: single-phase balanced approach

This section presents the proposed methodology considering single-line balanced distribution systems (positive sequence). The method is described in six steps: data preparation, method initialization, current and voltage calculations, single-phase quasi-symmetric matrix building, load representation and convergence process. In the following, overlined entries are complex numbers and bold entries are vectors or matrices.

2.1. Data setup

The input data of this algorithm is given by three-phase per-unit node-branch oriented information used by most utilities. Basic data required is: injected powers and sending and receiving nodes of a given line impedance. The branch impedances are stated as **Z** corresponding to a vector of series line impedance or transformer, positive sequence resistance and reactance for each branch.

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \overline{Z}_{01} & \cdots & \overline{Z}_{ij} & \cdots & \overline{Z}_{mn} \end{bmatrix} \quad (1)$$

where

$$\overline{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad i,j = 1,\ldots,n \quad i \neq j \quad (2)$$

For simplicity, shunt admittances are not considered in the balanced approach but included in the unbalanced formulation discussed in Section 3. Fig. 1 shows a radial distribution network with $n+1$ nodes, and n branches and a single voltage source at the root node 0. Branches are organized according to an appropriate

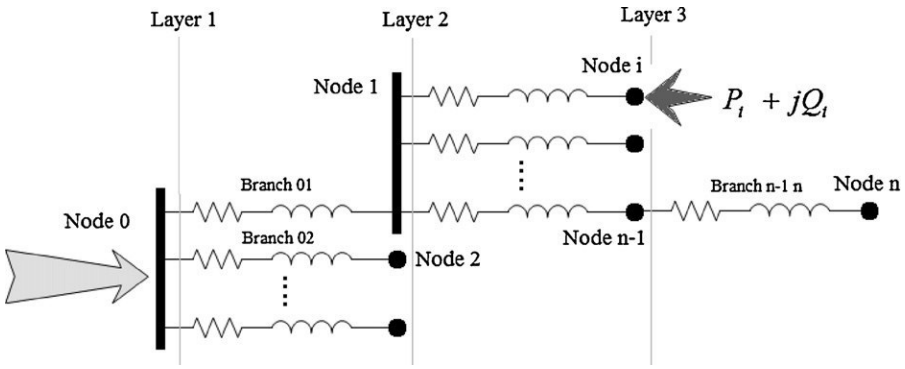


Fig. 1. The branch and node numbering of a radial distribution network.

numbering scheme (list), which details can be found in [32]. Bus data is given by:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} \overline{S}_1 \\ \vdots \\ \overline{S}_i \\ \vdots \\ \overline{S}_n \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} P_1 + jQ_1 \\ \vdots \\ P_i + jQ_i \\ \vdots \\ P_n + jQ_n \end{bmatrix}^T \quad (3)$$

where net active and reactive powers injections are defined by generated and demanded powers as:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (4)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (5)$$

Note that inclusion of generated powers turns the network from passive to active allowing the presence of distributed generation injections leading to a smarter grid control and optimization.

The numbering of branches in one layer begins only after all the branches in the previous layer have been numbered. Considering that initial voltages are known. The method requires that voltage at substation must be defined as $\overline{V}_0 = V_{Ref}$ and it does not change in the iterative process.

2.2. Method initialization

Let us define the substation or reference bus vector $\mathbf{V}_0$ as:

$$\mathrm{V_0} = \begin{bmatrix} \overline{V}_0 & \cdots & \overline{V}_0 & \cdots & \overline{V}_0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

The substation vector $\mathbf{V}_0$ is a n-elements array with all entries set as reference bus: $\overline{V}_0$. The substation vector must be decomposed into real and imaginary parts as follows:

$$\mathrm{V_{x0}} = \begin{bmatrix} V_{x0} & \cdots & V_{x0} & \cdots & V_{x0} \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$\mathrm{V_{y0}} = \begin{bmatrix} V_{y0} & \cdots & V_{y0} & \cdots & V_{y0} \end{bmatrix} \quad (8)$$

where $\overline{V}_0 = V_{x0} + jV_{y0}$

Real and imaginary parts of substation voltages, $\mathbf{V}_{x0}$ and $\mathbf{V}_{y0}$, can be acquired from measurements of the Supervisory Control Acquisition Data System (SCADA). Alternatively, it can be used $V_{x0} = 1$ pu and $V_{y0} = 0$ radians.

In order to begin the iterative process it is required an initial voltage vector containing all nodes except the reference is given by:

$$\mathrm{V^0} = \begin{bmatrix} \overline{V}_1^0 & \cdots & \overline{V}_i^0 & \cdots & \overline{V}_n^0 \end{bmatrix} \quad (9)$$

Given an initial condition, the nodal voltage n-elements vector $\mathbf{V}^0$ must be decomposed into real and imaginary parts:

$$\mathrm{V_x^0} = \begin{bmatrix} V_{x1}^0 & \cdots & V_{xi}^0 & \cdots & V_{xn}^0 \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\mathrm{V_y^0} = \begin{bmatrix} V_{y1}^0 & \cdots & V_{yi}^0 & \cdots & V_{yn}^0 \end{bmatrix} \quad (11)$$

Initial nodal voltages could be assigned as $V_{xi}^0 = 1$ and $V_{yi}^0 = 0$ for $i = 1, \ldots, n$.

2.3. Current calculations

At given iteration k, the relationship between injected currents $\mathbf{I}^k$ and branch currents $\mathbf{J}^k$ is set through an upper triangular matrix $\mathbf{T}$ accomplishing the Kirchhoff Current Laws (KCL) [24,33] as follows.

$$\mathrm{J^k} = -\mathbf{T} \cdot \mathrm{I^k} \quad (12)$$

Each element $\overline{I_i^k}$ of $\mathbf{I}^k$ associated to node i is calculated as function of injected powers $\overline{S_i}$ and its voltage profile $\overline{V_i^k}$ as shown below:

$$\overline{I_i^k} = \left(\frac{\overline{S_i}}{\overline{V_i^k}} \right)^* \quad i = 1, \ldots, n \quad (13)$$

2.4. Voltage calculations and quasi-symmetric matrix building

The nodal voltage vector $\mathbf{V}$ is updated from the origin to loads according the Kirchhoff Voltage Laws (KVL), using previously calculated branch currents vector $\mathbf{J}$:

$$\mathrm{V^{k+1}} = \mathrm{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathrm{J^k} \quad (14)$$

where $diag(\mathbf{Z})$ is the diagonal matrix of vector $\mathbf{Z}$.

Updated voltage Eq. (15) is obtained by merging Eqs. (12) and (14).

$$\mathrm{V^{k+1}} = \mathrm{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathrm{J^k} = \mathrm{V_0} + \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I^k} \quad (15)$$

The formulation presented here is convenient once defined $\mathbf{T}$ and $\mathbf{Z}$ entries, it is possible to get a direct link between nodal power injections at iteration k and nodal voltages required by next iteration $k+1$. Separating real and imaginary parts of Eq. (15):

$$\mathrm{V_x^{k+1}} + j\mathrm{V_y^{k+1}} = \mathrm{V_{x0}} + j\mathrm{V_{y0}} - \mathbf{T}^T \cdot (\mathbf{R} + j\mathbf{X}) \cdot (\mathrm{J_x^k} + j\mathrm{J_y^k}) \quad (16)$$

where

$$\mathbf{R} = \Re e\{diag(\mathbf{Z})\}; \quad \mathbf{X} = Im\{diag(\mathbf{Z})\} \quad (17)$$

$$\mathrm{J_x^k} = \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_x^k}; \quad \mathrm{J_y^k} = \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_y^k} \quad (18)$$

This expression corresponds to Kirchhoff Voltage Laws (KVL) through all nodes and, where $\mathrm{J_x^k} + j\mathrm{J_y^k}$ term corresponds to all nodal Kirchhoff Current Laws (KCL). After some algebra, real and imaginary parts of Eq. (16) can be rewritten as:

$$\mathrm{V_x^{k+1}} = \mathrm{V_{x0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_x^k} - \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_y^k} \quad (19)$$

$$\mathrm{V_y^{k+1}} = \mathrm{V_{y0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_x^k} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathrm{I_y^k} \quad (20)$$

Eqs. (19) and (20) are settled in matricial form as:

$$\begin{bmatrix} \mathrm{V_x^{k+1}} \\ \mathrm{V_y^{k+1}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathrm{V_{x0}} \\ \mathrm{V_{y0}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathrm{I_x^k} \\ \mathrm{I_y^k} \end{bmatrix} \quad (21)$$

where the proposed **TRX** matrix is given by:

$$\mathbf{TRX} = \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \quad (22)$$

It must be noted **TRX** matrix has a quasi-symmetric structure where only **A** and **B** real matrices must be stored in memory.

Finally, all nodal percentage voltage drops are addressed by:

$$\mathrm{VD\%} = 100 \cdot \mathbf{TRX} \cdot \mathbf{I} \quad (23)$$

2.5. Load representation for distribution power flow studies

Injected currents I_{xi}^k and I_{yi}^k can be calculated considering loads as constant current, constant power or constant impedance.

If loads are modeled as constant power, solutions are given as function of present nodal power injections (demands, controlled capacitors or distributed generators) and operational voltages:

$$I_{xi}^k = \Re\{\overline{I_i^k}\} = \frac{P_i V_{xi}^k + Q_i V_{yi}^k}{(V_{xi}^k)^2 + (V_{yi}^k)^2} \quad i = 1, \ldots, n \quad (24)$$

$$I_{yi}^{k} = Im\{\overline{I_i^k}\} = \frac{-Q_i V_{xi}^k + P_i V_{yi}^k}{(V_{xi}^k)^2 + (V_{yi}^k)^2} \quad i = 1, \ldots, n \tag{25}$$

If loads are considered as constant load current sinks $-\bar{I}_{Loadi}$:

$$\bar{I}_i = I_{xi} + jI_{yi} = -\bar{I}_{Loadi} \quad i = 1, \ldots, n \tag{26}$$

Then, I_{xi} and I_{yi} are known and solution is directly obtained using Eq. (21). No iterative process is required.

Finally, if system loads are regarded as a constant impedance model, the $\mathbf{Z}_L$ vector filled with impedances load is defined, as shown in Eq. (27):

$$\mathrm{Z_L} = \begin{bmatrix} \overline{Z}_{L1} \\ \vdots \\ \overline{Z}_{Li} \\ \vdots \\ \overline{Z}_{Ln} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} R_{L1} + jX_{L1} \\ \vdots \\ R_{Li} + jX_{Li} \\ \vdots \\ R_{Ln} + jX_{Ln} \end{bmatrix}^T \tag{27}$$

In this case, solution is directly obtained without any iterative process by using Eq. (28):

$$\begin{bmatrix} \mathrm{V_x} \\ \mathrm{V_y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathrm{V_{xo}} \\ \mathrm{V_{yo}} \end{bmatrix} \cdot \left[\begin{bmatrix} \mathbf{U} & 0 \\ 0 & \mathbf{U} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{C} & \mathbf{D} \\ -\mathbf{D} & \mathbf{C} \end{bmatrix} \right]^{-1} \tag{28}$$

where we can define an extended **TRXL** matrix by including loads as constant impedances.

$$\mathbf{TRXL} = \begin{bmatrix} \mathbf{U} & 0 \\ 0 & \mathbf{U} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{C} & \mathbf{D} \\ -\mathbf{D} & \mathbf{C} \end{bmatrix} \tag{29}$$

where

$$C_{ii} = \frac{-R_{Li}}{R_{Li}^2 + X_{Li}^2} \quad C_{ij} = 0 \;\; U_{ii} = 1 \tag{30}$$

$$D_{ii} = \frac{X_{Li}}{R_{Li}^2 + X_{Li}^2} \quad D_{ij} = 0 \;\; U_{ij} = 0 \tag{31}$$

Then, direct solution for loads modeled as constant impedances can be written as:

$$\mathbf{V} = \mathrm{V_0} \cdot \mathbf{TRXL}^{-1} \tag{32}$$

A complete load modeling equation required by the method at each node i, including shared constant current, impedance and power as well as shunt impedance of distribution feeding line is addressed in Eq. (33) as follows.

$$\overline{I_i^k} = I_{xi}^k + jI_{yi}^k = -\sigma \bar{I}_{Loadi} - \beta \frac{\overline{V_i^k}}{\overline{Z}_{Li}} - \gamma(\bar{S}_i \overline{V_i^k})^* + \overline{V_i^k} \overline{Y}_i \tag{33}$$

where $\sigma + \beta + \gamma = 1$ and $\overline{Y}_i$ is the sequence positive distribution line admittance.

2.6. Convergence check-in and final calculations

Recent updated voltages are compared with previous voltages in all nodes in order to perform convergence check in.

$$|\overline{V}_i^{k+1} - \overline{V}_i^k| \le \varepsilon \quad i = 1, \ldots, n \tag{34}$$

When convergence is reached, current flows **J** and percentage voltage drops **VD%** are verified using Eqs. (12) and (23), respectively. Power losses are given by:

$$\Delta\overline{S_E} = \Delta P_E + j\Delta Q_E = \sum_{i=0}^{n} \overline{S}_i = \sum_{i=0}^{n} \overline{V}_i \cdot \overline{I}_i^* \tag{35}$$

2.7. Algorithm summary

The general algorithm flowchart of the proposed method considering loads as constant powers is resumed as follows:

General Algorithm: Single-Phase Distribution Power Flow

1. STEP 1: Setup Data Base: Topology **T**, Series Impedances **Z**, Measurements **S**
2. STEP 2: Build and Store **TRX** matrix
3. STEP 3: k=0 Voltage Initialization $\mathbf{V}^0$
4. STEP 4: Nodal Currents Calculation $\mathbf{I}^k$
5. STEP 5: Voltage UPDATE $\mathbf{V}^{k+1}$
6. STEP 6: Check convergence $max(|\mathbf{V}^{k+1} - \mathbf{V}^k|) < \varepsilon$
7. Did Converge?
   No: $k = k+1$ Go to Step 4
   Yes: End of iterative process
8. Compute Voltage drops **VD%**, power losses ΔS_E, ΔP_E, ΔQ_E and branch currents **J**

2.8. Computational performance assessment

The dimension of the **TRX** matrix for single phase modeling (balanced systems) is $2n \times 2n$. However, it must be pointed out that only $\mathbf{A} = \mathbf{T}^T\mathbf{RT}$ and $\mathbf{B} = \mathbf{T}^T\mathbf{XT}$ matrices should be allocated in memory.

Quasi-symmetry of **TRX** matrix constitutes and advantage in order to efficiently compute voltages at each iteration. It must be noted that **T** matrix is sparse, then **A** and **B** entries can be efficiently calculated at a given change of topology. For a typical 1000-node distribution feeder, proposed global matrix will require 2.7 MB using double-precision numbers.

It must be stressed that proposed **A** and **B** matrices are equivalent in some way to global complex matrices as DLF proposed by [24] and later by [25] in their original BW/FW sweep formulations. The main difference between previous contributions and this proposal is stated as follows: global matrices as DLF are built with complex variables arranged under an asymmetric structure. On the other hand, the proposed **TRX** matrix is entirely formed with real numbers with a quasi-symmetric structure suitable to be exploited for better computational performance.

3. The proposed power flow method: three-phase unbalanced approach

This section presents the extension of the proposed methodology in Section 2. The power flow procedure is described for three-phase unbalanced distribution systems. The method is formulated in six steps: data preparation, initialization, current and voltage calculations, quasisymmetric matrix calculation, and convergence process. The proposed formulation is given including three phase line shunt-admittances and loads are modelled as constant power.

3.1. Data preparation

The input data is given by three-phase per-unit node-branch oriented information. The basic data required is: three-phase injected powers and sending and receiving nodes of a given line impedance. The branch impedances are given as a rectangular $3nx3$ phase impedance matrix $\mathbf{Z}_{abc}$

$$\mathrm{Z_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathrm{Z_{abc}^{01}} & \cdots & \mathrm{Z_{abc}^{ij}} & \cdots & \mathrm{Z_{abc}^{(n-1)n}} \end{bmatrix} \tag{36}$$

where Z^{ij}_{abc} is the Kron's reduced series 3-phase matrix impedance corresponding to *ij* line section:

$$Z^{ij}_{abc} = \begin{bmatrix} \overline{Z}^{ij}_{aa} & \overline{Z}^{ij}_{ab} & \overline{Z}^{ij}_{ac} \\ \overline{Z}^{ij}_{ba} & \overline{Z}^{ij}_{bb} & \overline{Z}^{ij}_{bc} \\ \overline{Z}^{ij}_{ca} & \overline{Z}^{ij}_{cb} & \overline{Z}^{ij}_{cc} \end{bmatrix} \tag{37}$$

Shunt admittances are modelled by a rectangular 3*nx*3 matrix $\mathbf{Y}_{abc}$

$$Y_{abc} = \begin{bmatrix} Y^{01}_{abc} & \cdots & Y^{ij}_{abc} & \cdots & Y^{(n-1)n}_{abc} \end{bmatrix} \tag{38}$$

$$Y^{ij}_{abc} = \begin{bmatrix} \overline{Y}^{ij}_{aa} & \overline{Y}^{ij}_{ab} & \overline{Y}^{ij}_{ac} \\ \overline{Y}^{ij}_{ba} & \overline{Y}^{ij}_{bb} & \overline{Y}^{ij}_{bc} \\ \overline{Y}^{ij}_{ca} & \overline{Y}^{ij}_{cb} & \overline{Y}^{ij}_{cc} \end{bmatrix} = j \begin{bmatrix} B^{ij}_{aa} & B^{ij}_{ab} & B^{ij}_{ac} \\ B^{ij}_{ba} & B^{ij}_{bb} & B^{ij}_{bc} \\ B^{ij}_{ca} & B^{ij}_{cb} & B^{ij}_{cc} \end{bmatrix} \tag{39}$$

where Y^{ij}_{abc} is the 3-phase matrix admittance corresponding to *ij* line section. B^{ij}_{aa} is the susceptance associated to phase *a* at section line *ij*.

Calculation details of Y^{ij}_{abc} and Z^{ij}_{abc} can be consulted in [34]

Branches are organized according to an appropriate numbering scheme (list) discussed in Section 2. Under the unbalanced approach, nodal power injection vector **S** is given per node and per phase.

$$S_{abc} = \begin{bmatrix} \overline{S}_{p-1} \\ \vdots \\ \overline{S}_{p-i} \\ \vdots \\ \overline{S}_{p-n} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} P_{p-1} + jQ_{p-1} \\ \vdots \\ P_{p-i} + jQ_{p-i} \\ \vdots \\ P_{p-n} + jQ_{p-n} \end{bmatrix}^T \quad p = a, b, c \tag{40}$$

where active and reactive net phase powers are given at given node *i* by generated and demanded powers:

$$P_{p-i} = P_{Gp-i} - P_{Dp-i} \quad p = a, b, c \quad i = 1, \ldots, n \tag{41}$$

$$Q_{p-i} = Q_{Gp-i} - Q_{Dp-i} \quad p = a, b, c \quad i = 1, \ldots, n \tag{42}$$

3.2. Initialization

Three phase voltage initialization at substation is set as a reference V_{Ref} and does not change in the iterative process. All reference values could be taken from measurements at substation or simply assumed as 1.0 pu. Let us define the substation or reference node 6*xn* vector $\mathbf{V}_{abc0}$

$$V_{abc0} = \begin{bmatrix} V_{abc-x0} \\ V_{abc-y0} \end{bmatrix} \tag{43}$$

where

$$V_{abc-x0} = \begin{bmatrix} V_{a-x0} & V_{b-x0} & V_{c-x0} & \cdots & V_{a-x0} & V_{b-x0} & V_{c-x0} \end{bmatrix} \tag{44}$$

$$V_{abc-y0} = \begin{bmatrix} V_{a-y0} & V_{b-y0} & V_{c-y0} & \cdots & V_{a-y0} & V_{b-y0} & V_{c-y0} \end{bmatrix} \tag{45}$$

where $V_{a-x0} = V_{Ref}, V_{a-y0} = 0$, $V_{b-x0} = \Re e\{V_{Ref} \cdot \alpha^2\}$, $V_{b-y0} = Im\{V_{Ref} \cdot \alpha^2\}$, $V_{c-x0} = \Re e\{V_{ref} \cdot \alpha\}$, $V_{c-y0} = Im\{V_{ref} \cdot \alpha\}$ and $\alpha = e^{j(2\pi/3)}$

Three phase initialization approach: given an initial condition ($k = 0$), the phase voltage 6*xn*-elements vector V^{0}_{abc} is decomposed into real and imaginary parts:

$$V^{k=0}_{abc} = \begin{bmatrix} V^{0}_{abc-x} \\ V^{0}_{abc-y} \end{bmatrix} \tag{46}$$

where

$$V^{0}_{abc-x} = \begin{bmatrix} V^0_{a-x1} & V^0_{b-x1} & V^0_{c-x1} & \cdots & V^0_{a-xn} & V^0_{b-xn} & V^0_{c-xn} \end{bmatrix} \tag{47}$$

$$V^{0}_{abc-y} = \begin{bmatrix} V^0_{a-y1} & V^0_{b-y1} & V^0_{c-y1} & \cdots & V^0_{a-yn} & V^0_{b-yn} & V^0_{c-yn} \end{bmatrix} \tag{48}$$

In the general case, flat initial voltages ($V_{init} = 1.0$ pu) could be used for each node *i* in order to begin the iterative process:

$$V^0_{a-xi} = V_{init} \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{a-yi} = 0 \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{b-xi} = \Re e\{V_{init} \cdot \alpha^2\} \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{b-yi} = Im\{V_{init} \cdot \alpha^2\} \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{c-xi} = \Re e\{V_{init} \cdot \alpha\} \quad i = 1, \ldots, n$$
$$V^0_{c-yi} = Im\{V_{init} \cdot \alpha\} \quad i = 1, \ldots, n$$

where $\alpha = e^{j(2\pi/3)}$

3.3. Current calculations

At given iteration *k*, current injections can be defined as 6*xn*-elements vector I^{k}_{abc} and it can be decomposed into real and imaginary parts as follows:

$$I^{k}_{abc} = \begin{bmatrix} I^{k}_{abc-x} \\ I^{k}_{abc-y} \end{bmatrix} \tag{49}$$

where

$$I^{k}_{abc-x} = \begin{bmatrix} I^k_{a-x1} & I^k_{b-x1} & I^k_{c-x1} & \cdots & I^k_{a-xn} & I^k_{b-xn} & I^k_{c-xn} \end{bmatrix} \tag{50}$$

$$I^{k}_{abc-y} = \begin{bmatrix} I^k_{a-y1} & I^k_{b-y1} & I^k_{c-y1} & \cdots & I^k_{a-yn} & I^k_{b-yn} & I^k_{c-yn} \end{bmatrix} \tag{51}$$

Three phase injected currents I^k_{p-xi} and I^k_{p-yi} for $i = 1, \ldots, n$, $p = a, b, c$ are given as function of present three phase power injections (demands, capacitors or distributed generators) and three phase operational voltages:

$$\overline{I^k_{p-i}} = I^k_{p-xi} + jI^k_{p-yi} = \frac{\overline{S}^*_{p-i}}{V^k_{p-xi} - jV^k_{p-yi}} - \sum_{p=a,b,c} \overline{Y}^{ij}_{pp} \cdot \overline{V}^k_{p-i} \tag{52}$$

Hence,

$$I^k_{p-xi} = \Re e\{\bar{I}_{p-i}\} = \frac{P_{p-i}V^k_{p-xi} + Q_{p-i}V^k_{p-yi}}{(V^k_{p-xi})^2 + (V^k_{p-yi})^2} + \sum_{p=a,b,c} B^{ij}_{pp}V^k_{p-xi} \tag{53}$$

$$I^k_{p-yi} = Im\{\bar{I}_{p-i}\} = \frac{-Q_{p-i}V^k_{p-xi} + P_{p-i}V^k_{p-yi}}{(V^k_{p-xi})^2 + (V^k_{p-yi})^2} - \sum_{p=a,b,c} B^{ij}_{pp}V^k_{p-yi} \tag{54}$$

where $p = a, b, c$ $i = 1, \ldots, n$

$\overline{Y}^{ij}_{pp}$ is the *pp* element at branch *ij* of susceptance Y^{ij}_{abc} matrix

$$\overline{Y}^{ij}_{pp} = 0 + jB^{ij}_{pp} \quad p = a, b, c \quad j = 1, \ldots, n \tag{55}$$

Three phase branch currents calculation: the relationship between injected currents and branch currents is set through an

upper triangular matrix $\mathbf{T}_{abc}$ accomplishing the Kirchhoff Current Laws (KCL) as follows.

$$J^{k}_{abc-x} = -T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-x} \tag{56}$$

$$J^{k}_{abc-y} = -T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-y} \tag{57}$$

3.4. Voltage update

Nodal voltage vector is updated from the origin to loads according the Kirchhoff Voltage Laws (KVL), using previously calculated branch currents vector.

$$V^{k+1}_{abc-x} + jV^{k+1}_{abc-y} = V_{abc-x0} + jV_{abc-y0} - T^{T}_{abc} \cdot (R_{abc} + jX_{abc}) \cdot (J^{k}_{abc-x} + jJ^{k}_{abc-y}) \tag{58}$$

where $R_{abc} = \Re e\{diag(Z_{abc})\}$ and $\mathbf{X}_{abc} = Im\{diag(\mathbf{Z}_{abc})\}$

This expression correspond to Kirchhoff Voltage Laws (KVL) through all nodes and, where $J^{k}_{abc-x} + jJ^{k}_{abc-y}$ term corresponds to all nodal Kirchhoff Current Laws (KCL). After some algebra, real and imaginary parts of Eq. (58) can be rewritten as:

$$V^{k+1}_{abc-x} = V_{abc-x0} + T^{T}_{abc} \cdot (R_{abc}) \cdot T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-x} - T^{T}_{abc} \cdot (X_{abc}) \cdot T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-y} \tag{59}$$

$$V^{k+1}_{abc-y} = V_{abc-y0} + T^{T}_{abc} \cdot (X_{abc}) \cdot T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-x} + T^{T}_{abc} \cdot (R_{abc}) \cdot T_{abc} \cdot I^{k}_{abc-y} \tag{60}$$

where $\mathbf{R}_{abc}$ is arranged in a diagonal form as follows:

$$\mathbf{R_{abc}} = \left[\begin{array}{ccc|c|ccc|c} R^{01}_{aa} & R^{01}_{ab} & R^{01}_{ac} & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots \\ R^{01}_{ba} & R^{01}_{bb} & R^{01}_{bc} & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots \\ R^{01}_{ca} & R^{01}_{cb} & R^{01}_{cc} & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots \\ \hline \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \hline 0 & 0 & 0 & \dots & R^{ij}_{aa} & R^{ij}_{ab} & R^{ij}_{ac} & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & R^{ij}_{ba} & R^{ij}_{bb} & R^{ij}_{bc} & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & R^{ij}_{ca} & R^{ij}_{cb} & R^{ij}_{cc} & \dots \\ \hline \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \end{array}\right] \tag{61}$$

Eqs. (59) and (60) are settled in matricial form as:

$$\begin{bmatrix} V^{k+1}_{abc-x} \\ V^{k+1}_{abc-y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{abc-x0} \\ V_{abc-y0} \end{bmatrix} \tag{62}$$

$$+ \begin{bmatrix} T^{T}_{abc} R_{abc} T_{abc} & -T^{T}_{abc} X_{abc} T_{abc} \\ T^{T}_{abc} X_{abc} T_{abc} & T^{T}_{abc} R_{abc} T_{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^{k}_{abc-x} \\ I^{k}_{abc-y} \end{bmatrix} \tag{62}$$

then Eq. (63) shows a compact voltage drop formula.

$$V^{k+1}_{abc} = V_{abc0} + TRX_{abc} \cdot I^{k}_{abc} \tag{63}$$

where V^{k+1}_{abc}, $\mathbf{V}_{abc0}$ and $\cdot I^{k}_{abc}$ are $(6n \times 1)$ vectors.

3.5. The $\mathbf{TRX}_{abc}$ quasisymmetric matrix

The proposed database matrix is given by a $(6n) \times (6n)$ array:

$$TRX_{abc} = \begin{bmatrix} T^{T}_{abc} R_{abc} T_{abc} & -T^{T}_{abc} X_{abc} T_{abc} \\ T^{T}_{abc} X_{abc} T_{abc} & T^{T}_{abc} R_{abc} T_{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{abc} & -B_{abc} \\ B_{abc} & A_{abc} \end{bmatrix} \tag{64}$$

It must be noted $\mathbf{TRX}_{abc}$ matrix – like **TRX** matrix discussed in Section 2 – has a quasi-symmetric structure where only $\mathbf{A}_{abc}$ and $\mathbf{B}_{abc}$ real matrices should stored in memory. The dimension of the $\mathbf{TRX}_{abc}$ matrix for unbalanced systems is $6n \times 6n$.

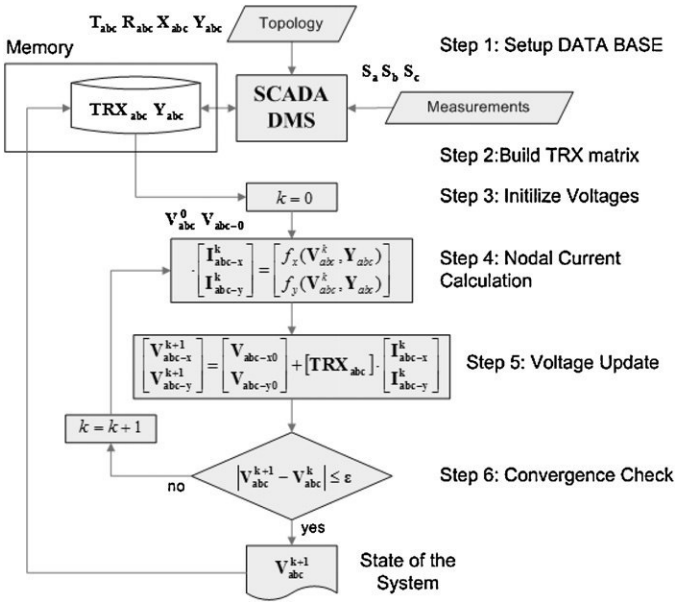


Fig. 2. The unbalanced distribution power flow method flowchart.

3.6. Convergence check-in and final calculations

The recent updated voltages are compared with previous voltages in all nodes in order to perform convergence check in.

$$|\overline{V}^{k+1}_{p-i} - \overline{V}^{k}_{p-i}| \le \varepsilon \quad i = 1, \dots, n \quad p = a, b, c \tag{65}$$

When convergence is reached, current flows $\mathbf{J}_{abc}$ are verified using Eq. (49). All nodal percentage voltage drops $\mathbf{VD\%}_{abc}$ are calculated using:

$$VD\%_{abc} = 100 \cdot TRX_{abc} \cdot I_{abc} \tag{66}$$

Power losses in all branches are calculated as:

$$\Delta\overline{S_E} = \Delta P_E + j\Delta Q_E = \sum_{j=0}^{n} (\overline{S}_{a-j} + \overline{S}_{b-j} + \overline{S}_{c-j})$$

$$= \sum_{j=0}^{n} (\overline{V}_{a-j} \cdot \overline{I}^{*}_{a-j} + \overline{V}_{b-j} \cdot \overline{I}^{*}_{b-j} + \overline{V}_{c-j} \cdot \overline{I}^{*}_{c-j}) \tag{67}$$

3.7. Algorithm summary

The general algorithm flowchart is depicted in Fig. 2.

4. Implementation under CIM standard

The Common Information Model (CIM) is described on detail in the IEC 61970-301 [35] for Energy Management Systems and IEC61968 series of standard for Distribution Management Systems [20]. System modeling requires at least two packages: wires (transformers, lines and switches) and topology. Some efforts have been made to include CIM extensions to electrical distribution for radial test feeders [36]. Basically these extensions are based on new classes on wire packages. This paper shows that electric distribution model could be reduced to only one package with a new class denominated *TRXmatrix* as seen in Fig. 3.

In this sense, each distribution feeder could be represented by a CIM RDF Model exchange format useful for power system analysis, as discussed in this paper, or by define optimization models

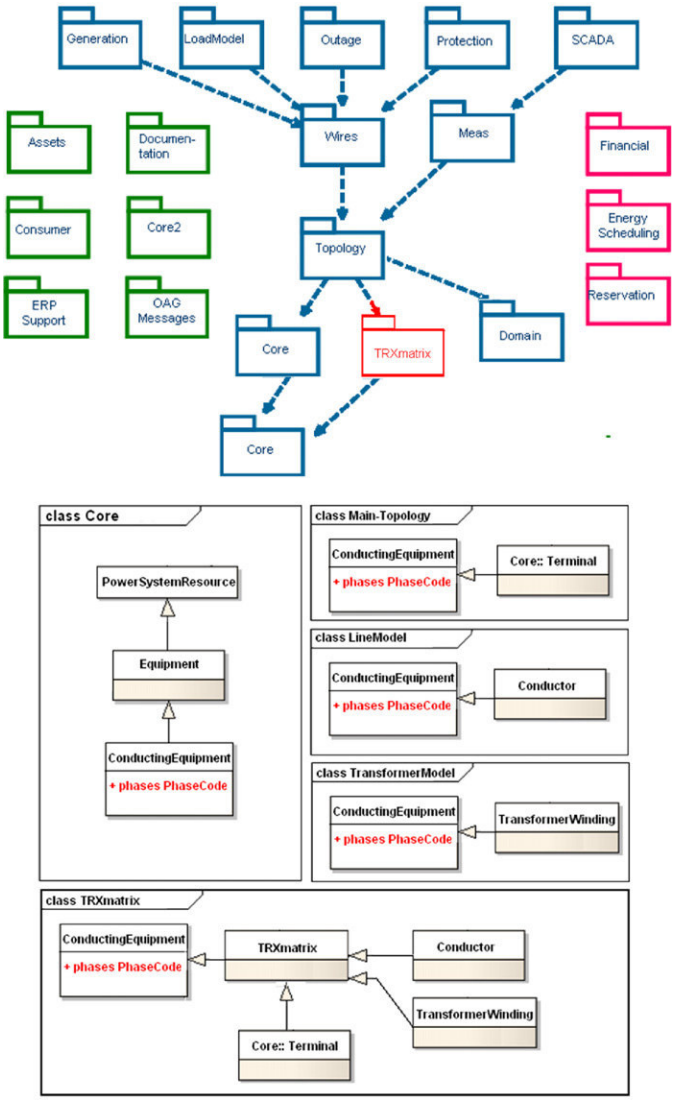


Fig. 3. The standard CIM packages including a new class TRX matrix.

under the smart grid paradigm, i.e., smart state-estimation, reactive power control, etc. The script in XML schema of these entries under a standardized data exchange model as CIM should be object of additional study.

5. Testing

In order to illustrate and evaluate the proposed method, a series of application and comparison studies were performed into following test systems:

- The IEEE 4, 37, 123 and 8500 node systems.
- Eminoglu's comparative study
- Comparative study using a uniformly distributed test system from 1000 to 3000 nodes.
- Caracas City Medium Voltage 49,000-node System

A Macbook Intel Core 2 Duo T8300@2.4 GHz with 2 GB RAM under OSX Leopard 10.5.5 has been used for all simulations. All algorithm implementations were coded in Matlab [37] and could be requested to authors.

Table 1
Solution IEEE 4-node test system—single-phase balanced load [26].

	Mod. (kV)	Mod. (pu)	Angle (°)
Node 0	12.47	1.0000	+0.0000
Node 1	12.34	0.9893	−0.3498
Node 2	3.91	0.9399	−3.5897
Node 3	3.44	0.8268	−8.8198

5.1. IEEE 4-node test system

Proposed methodology has been applied in the well-known *IEEE 4-node test network* network for illustration purposes. The distribution model is detailed in [26]. All simulations considered four-wire configuration and a step-down transformer 6 MVA 12.47/4.16 kV under wye–wye connection. In this example, it was applied in detail the single-phase power flow formulation for balanced loads discussed in Section 2 and the three-phase power flow formulation for unbalanced loads discussed in Section 3.

5.1.1. Single-phase—balanced load

The single phase power flow is solved assuming a system voltage bases $V_{Base}^{High} = 12.47$ kV for the medium voltage network, $V_{base}^{Low} = 4.16$ kV for the low-voltage network. Power system base is $S_{base} = 6$ MVA. Impedance bases are $Z_{base}^{High} = 25.92\,\Omega$ and $Z_{base}^{Low} = 2.8843\,\Omega$.

The positive impedance sequence matrix of the IEEE 4-node test system **Z** is given by:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} 0.0045 + j0.0092 & 0.0100 + j0.0600 & 0.0502 + j0.1029 \end{bmatrix} \tag{68}$$

The upper triangular matrix **T** is given by:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{69}$$

and the **A** and **B** matrices are:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0.0092 & 0.0092 & 0.0092 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.0692 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.1721 \end{bmatrix} \tag{70}$$

Then the **TRX** matrix is defined as

$$\mathbf{TRX} = \left[\begin{array}{ccc|ccc} 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 & -0.0092 & -0.0092 & -0.0092 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 & -0.0092 & -0.0692 & -0.0692 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 & -0.0092 & -0.0692 & -0.1721 \\ \hline 0.0092 & 0.0092 & 0.0092 & 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.0692 & 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.1721 & 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 \end{array}\right] \tag{71}$$

Eq. (21) is iteratively solved assuming flat initial voltages at all nodes. Load at node 3 is regarded as constant power:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} 0.000 & 0.000 & (-0.9000 - j0.4358) \end{bmatrix} \tag{72}$$

Convergence is reached at iteration 13, $\varepsilon = 10^{-7}$. Table 1 shows the solution for the balanced case. Losses at balanced case are 555.3 kW and 1476.1 kVAr.

Note that losses are quite high due to the IEEE 4 node test system under wye–wye transformer connection has high currents at 4.16 kV side. Around 1000 A is circulating through the

336,400 26/7 phase conductors which nominal currents are settled around 530 A. For this reason, percentage voltage drop is 18%.

5.1.2. Three-phase—unbalanced load

The three-phase unbalanced power flow is solved assuming a system voltage bases $V_{base}^{High} = 12.47/\sqrt{3}$ kV for the medium voltage network, $V_{base}^{Low} = 4.16/\sqrt{3}$ kV for the low-voltage network. Power system base is S_{base} = 2 MVA. Impedance bases are $Z_{base}^{High} = 25.92\,\Omega$ and $Z_{base}^{Low} = 2.8843\,\Omega$.

Branch impedances are given as a rectangular 12×3 phase impedance matrix $\mathbf{Z}_{abc}$

$$\mathrm{Z_{abc}} = \begin{bmatrix} \mathrm{Z_{abc}^{01}} & \mathrm{Z_{abc}^{12}} & \mathrm{Z_{abc}^{23}} \end{bmatrix} \tag{73}$$

where

$$\mathrm{Z_{abc}^{01}} = \begin{bmatrix} 0.0067 + 0.0158i & 0.0023 + 0.0073i & 0.0022 + 0.0056i \\ 0.0023 + 0.0073i & 0.0068 + 0.0153i & 0.0023 + 0.0062i \\ 0.0022 + 0.0056i & 0.0023 + 0.0062i & 0.0067 + 0.0156i \end{bmatrix} \tag{74}$$

$$\mathrm{Z_{abc}^{12}} = \begin{bmatrix} 0.0100 + 0.0600i & 0 & 0 \\ 0 & 0.0100 + 0.0600i & 0 \\ 0 & 0 & 0.0100 + 0.0600i \end{bmatrix} \tag{75}$$

$$\mathrm{Z_{abc}^{23}} = \begin{bmatrix} 0.0752 + 0.1772i & 0.0256 + 0.0825i & 0.0252 + 0.0633i \\ 0.0256 + 0.0825i & 0.0767 + 0.1723i & 0.0260 + 0.0696i \\ 0.0252 + 0.0633i & 0.0260 + 0.0696i & 0.0759 + 0.1751i \end{bmatrix} \tag{76}$$

The upper triangular matrix $\mathbf{T}_{abc}$ is given by:

$$\mathbf{T_{abc}} = \left[\begin{array}{ccc|ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array}\right] \tag{77}$$

and the A_{abc} and B_{abc} matrices are:

$$\mathrm{A_{abc}} = \begin{bmatrix} 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 \\ 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 \\ 0.0067 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0167 & 0.0023 & 0.0022 & 0.0919 & 0.0279 & 0.0275 \\ 0.0023 & 0.0068 & 0.0023 & 0.0023 & 0.0168 & 0.0023 & 0.0279 & 0.0935 & 0.0283 \\ 0.0022 & 0.0023 & 0.0067 & 0.0022 & 0.0023 & 0.0167 & 0.0275 & 0.0283 & 0.0926 \end{bmatrix} \tag{78}$$

$$\mathrm{B_{abc}} = \begin{bmatrix} 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 \\ 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 \\ 0.0158 & 0.0073 & 0.0056 & 0.0758 & 0.0073 & 0.0056 & 0.2530 & 0.0898 & 0.0689 \\ 0.0073 & 0.0153 & 0.0062 & 0.0073 & 0.0753 & 0.0062 & 0.0898 & 0.2476 & 0.0758 \\ 0.0056 & 0.0062 & 0.0156 & 0.0056 & 0.0062 & 0.0756 & 0.0689 & 0.0758 & 0.2507 \end{bmatrix} \tag{79}$$

Table 2
Solution IEEE 4-node test system at Node 3—three-phase unbalanced load [26].

	TRX method		It. ladder [26]	
	Mod.	Angle (°)	Mod.	Angle (°)
Phase a (kV)	2.173	−4.1292	2.175	−4.1
Phase b (kV)	1.927	−126.8014	1.930	−126.8
Phase c (kV)	1.830	102.8155	1.833	102.8

Eq. (63) is iteratively solved assuming flat initial voltages at all nodes. The unbalanced load at node 3 is regarded as constant power:

$$\mathrm{S_3} = \begin{bmatrix} -0.6375 - j0.3951 & -0.9000 - j0.4359 & -1.1875 - j0.3903 \end{bmatrix} \tag{80}$$

Assuming $\varepsilon = 10^{-7}$, solution is reached at 15 iteration.

Table 2 shows the solution for the unbalanced load conditions. Losses at this case are 661.36 kW and 1770.6 kVAr. Note that under unbalanced load operation, active power loss deviation is about 16% (106 kW) respect to balanced load operation. As a conclusive remark, it must be said that under discussed approach any three-phase distribution system can be described by the quasi-symmetric matrix **TRX**.

5.2. The IEEE test networks

The proposed methodology has been applied to IEEE 37 [27], 123 [28] and 8500 node system [19]. Single-phase equivalent and three-phase formulations were applied. In all cases convergence criteria is set $\varepsilon = 10^{-7}$.

Table 3 shows overall performance to reach the solution in each test case, system losses and TRX matrix size in bytes. Note that power losses considering unbalanced load operation does not match with expected losses when loads are balanced. As a result it is shown TRX matrix size has an exponential behavior respect to number of nodes.

Fig. 4 shows voltage profile solution for the IEEE 37 node test case.

Fig. 5 shows the triangular upper matrix **T**, size 122×122, corresponding to IEEE 123 node test case considering balanced load. It must be noted that **T** structure is sparse. In this sense, **A** and **B** matrices should be calculated using sparsity in order to improve computation time.

Table 3
Solution IEEE test systems—balanced and unbalanced load.

	#Iterations 3-Ph Unb.	#Iterations 1-Ph Bal.	ΔP_E (kW) 3-Ph Unb.	ΔP_E (kW) 1-Ph Bal.	$\mathbf{TRX}_{abc}$ Bytes	**TRX** Bytes
IEEE4 [26]	15	13	661	555	628	261
IEEE37 [27]	3	6	70	52	40,813	3504
IEEE123 [28]	12	7	204	102	265,963	36,911
IEEE8500 [19]	6	–	1150	–	38,056,060	–

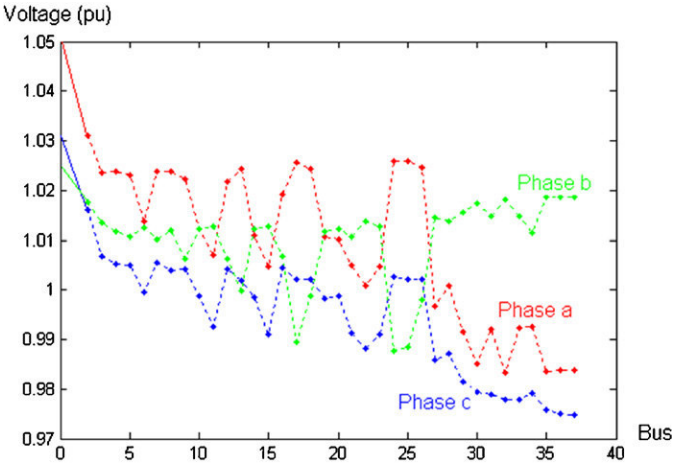


Fig. 4. Voltage profile solution for the IEEE 37 node test case.

The IEEE 8500 node test case [19] (balanced case) has 2516 medium-voltage nodes and 5690 low-voltage nodes with 2354 load nodes along 170 km with different line configurations. Peak demand at main feeder is 10.4 MVA. 3.9 mvar compensation is applied. System database matrices $\mathbf{A}_{abc}$ and $\mathbf{B}_{abc}$ require almost 40 MB RAM memory and I/O access time is 0.4 s.

Three-phase load flow solution is reached in 6 iterations and 1.7 s. This time is significantly low, considering load flow is solved in Matlab Suite (a non-complied platform) using a Core 2 Duo T8300@2.4 GHz with 2 GB RAM computer. If solver routines are compiled, a faster solution could be reached. Single-phase load flow

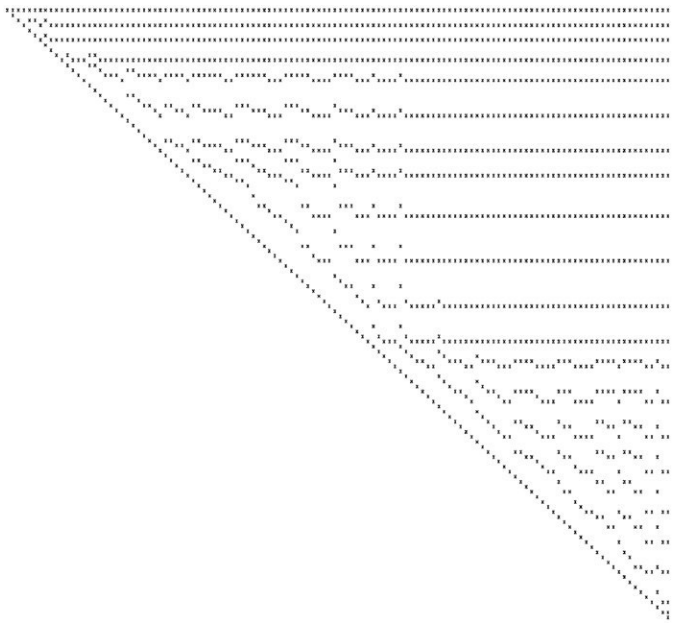


Fig. 5. Triangular upper matrix **T** for the IEEE 123 node test case.

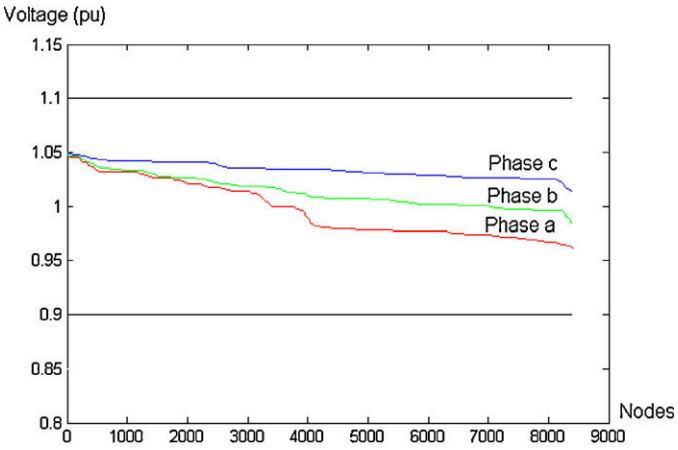


Fig. 6. Voltage profile for the IEEE 8500 node test case.

Table 4
Comparison between proposed method, standard BW/FW sweep and NR power flow.

	Number of iterations		
	12-node	33-node	69-node
Complex back/forward sweep [25]	5	6	7
NR (Matpower) [38]	4	4	4
Proposed method	5	6	7

solution is not provided since IEEE 8500 node test case [19] does not include positive sequence line data.

Fig. 6 shows the voltage profile of IEEE 8500 node test case from higher to lower values.

5.3. Eminoglu's comparative analysis

The proposed methodology was also applied in three (3) distribution test networks: 12-node [29], 33-node [30] and 69-node [31]). Test systems are the same used by Eminoglu [9] in his comprehensive analysis about BW/FW sweep algorithms and used here for comparative purposes.

As previous implementations, performance and robustness of the method was assessed under Matlab platform and compared with two alternative methods. First, the standard BW/FW sweep power flow approach presented in [24,25] and, second the Matpower's Newton–Raphson solver [38]. The BW/FW sweep method has been coded with complex variables using the theoretical basis presented in Section 2. The Matpower–NR solver is based on a standard Newton's method [1] using a full Jacobian, updated at each iteration. Its performance is good even on very large-scale test cases, since the algorithms and implementation take advantage of Matlab's built-in sparse matrix handling. Convergence and robustness of the proposed algorithm is analyzed through the number of iterations needed to reach a solution. The results are presented in Table 4.

It is shown that Newton–Raphson (NR) method has better convergence behavior (lower number of iterations) than proposed

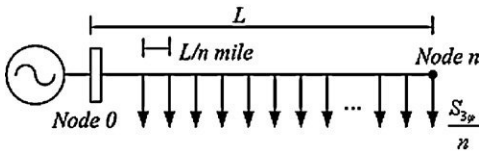


Fig. 7. The n-node radial distribution network.

method and the standard BW/FW sweep. The results confirm the conclusions reported by Eminoglu in a broad comparative convergence analysis with several BW/FW sweep based methods respect to Newton-based methods [9]. However, comparative results reported in [9] do not include CPU performance due to methods were applied to a small test systems. In order to test our proposal under CPU performance view, a large-scale analysis is discussed in next section.

5.4. Comparative analysis—uniformly loaded feeder

The proposed method has also applied in a large-scale test network and its performance compared with the BW/FW sweep [24,25] and the Matpower's Newton–Raphson [38]. Same computer conditions than previous comparison analysis are used. The test case is a 12.47 kV n-node radial distribution network with a load of 4000 kW uniformly distributed through $L = 1$ mile. Each branch is 336,400 26/7 ACSR (Linnet) conductors with impedance given in ohms:

$$\overline{Z} = \cdots = \overline{Z}_{n-1n} = \frac{R + jX}{n} = \frac{0.4556 + j1.0838}{n}\Omega \tag{81}$$

To illustrate the impact of the number of nodes in the CPU time required by each power flow method, line section depicted in Fig. 7 has been divided in n branches connected in radial form and total load has been fractionated in n nodal loads.

It is well known that percentage voltage drop solution for uniform distributed balanced distribution systems is given by [39]:

$$VD\% = \frac{V_0 - V_n}{V_0} \times 100 \simeq \frac{1}{2}\frac{S}{V_0^2}(R\cos\varphi_n + X\sin\varphi_n) \times 100 \tag{82}$$

Using a $V_0 = 12.47$ kV, $S = 4000$ kVA, with power factor is equal to 1, R and X equal to 0.45 ohms and 1.08 ohms, expected percentage voltage drop should be **VD**% = 0.6%. Then, if $V_0 = 1$, solution is V_n is 0.9940 pu. In order to verify this solution, the exact power flow solution is obtained using NR for $n = 1000$–3000: at the end of the feeder. In all cases, voltage solution converges to $V_n = 0.99398$ pu = 12.3949 kV, and angle $\theta_n = -0.016$ radians.

Then the n-node network has been solved using the proposed method and two alternative methods (NR, back/forward sweep) varying n parameter from 1000 to 3000 nodes. As shown above, all simulations lead to the same solution.

The computer processing unit (CPU) time, i.e., time required by each method to achieve convergence, is depicted in Fig. 8. As I/O data exchange time is not included in this comparison, it must be said that reordering routine time required by BW/FW sweep methods are not included. In fact, NR method does not require any kind of reordering routine. Actually, these assumptions become realistic because under DMS environment, a sentinel program should maintain all data matrices in memory with the most realistic branch and topology structure able to be exchanged between different platforms through CIM standard [36].

Under these assumptions and under this specific test case (n from 1000 to 3000 nodes), it is shown that BW/FW sweep algorithms and NR have similar convergence times. The proposed method is based on summation and multiplication of real numbers previously allocated in memory being highly competitive respect to NR with LU factorization and sparse handling. The **TRX** matrix does not require update at each iteration like Jacobian in Full NR method. The result presented is not absolute but it gives us an idea of the competitiveness of the implementation of BW/FW sweep methods under modern DMS systems. Nevertheless, it must be pointed out that improved NR solution, related to sparse matrix handling in distribution systems might improve overall performance under Matlab platform. Further analysis must be done in the future to compare proposed methods under highly loaded large-scale real networks and efficient NR implementations.

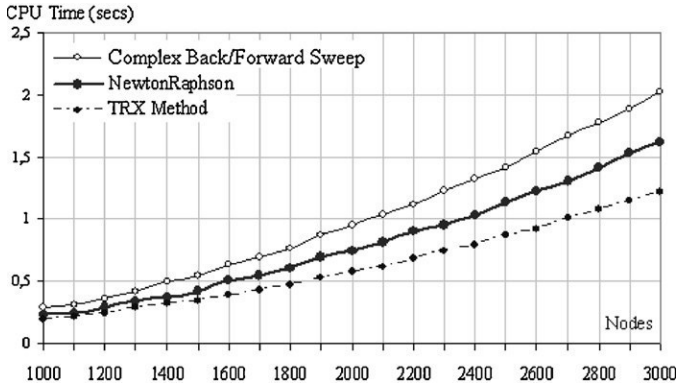


Fig. 8. CPU time required to convergence in a n-node radial distribution network.

The proposed method is a valuable tool to analyze distribution systems, since they can be modelled as a single series impedance. Research efforts should be focused in the generalization of the method including multiple interconnections with the transmission system and shunt impedances modeling associated to underground distribution lines. Further research must be oriented to compare the proposed methodology with other distribution-oriented power flow methodologies, in particular decoupled versions of NR and BW/FW sweep methods based on biquadratic formula.

5.5. Large scale application—Caracas City distribution network

Finally, the method was applied under real-world conditions on Venezuelan utility CORPOELEC attending 1.3 million customers in Caracas City.

The network topology and load conditions have been taken from operational conditions registered during December, 13, 2010. The studied system consists on 75 substations (12.47 kV and 5 kV) with three phase 488 primary circuits with 49.032 interconnection nodes where 9707 of them are load transformers. Total distribution transformer capacity is 3800 MVA and maximum load demand 1979 MVA, achieved at 15:00.

Quasisymmetric matrices **TRX** have been structured using the positive-sequence distribution system model loaded on the Geographical Information System of the company. Load allocation in active and reactive power for the 9707 load transformers have been performed using SCADA measurements at substation on all 488 feeders.

The power flow was performed using 10^{-7} as stop criteria in modulus of all nodal voltages. Computation time to load nodal active and reactive load powers and network matrices is 3.15 s. Computation time associated to iterative process in order to get voltage solution through 49 thousand nodes is close to 0.6 s.

Unlike IEEE 8500 node test case, the computational time is significantly lower because power flow is solved simultaneously in all 488 distribution feeders. It is due to each CORPOELEC's circuit was modelled with few nodes considering only loads and interconnection buses. The largest one has 353 nodes. The IEEE 8500 case has only one feeder with 2616 medium-voltage nodes. In this case, solution is reached with no distributed computing technique. In

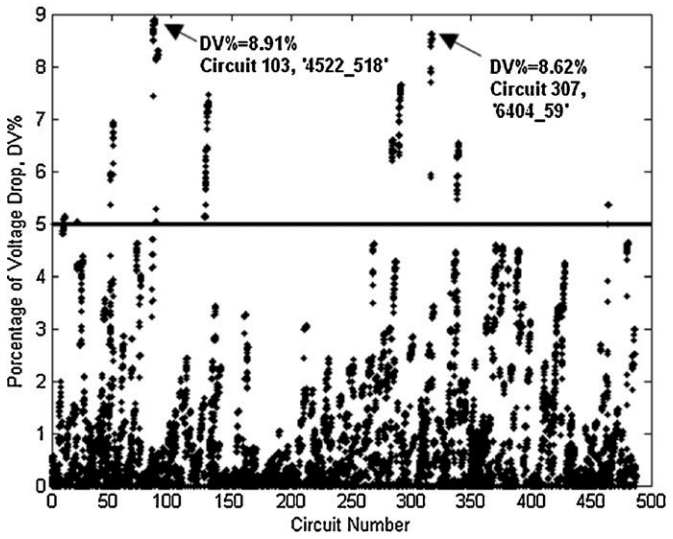


Fig. 9. Percentage of voltage drop—Caracas City distribution system.

order to store all the 488 network matrices, really only **A** and **B**, it is required 9 MB.

The solution for all system voltages is depicted in Fig. 9. The worst result of percentage of voltage drop is reported at circuit 103, node 4522–518, **VD**% = 8.91%. Globally, only 2.82% of system nodes does not achieve adopted design criteria (5%). The analysis tool let us know under large-scale applications, which circuits are running below allowed limits.

6. Conclusion

This paper presents a new formulation for the backward–forward sweep method for the power flow solution of active and passive distribution networks. The fundamental issue raised here is how to perform iterative process by using a unique real-matrix representing conductor characteristics and network topology. The method is formulated with real variables as opposed to complex variables used in previous contributions.

The TRX matrix has quasi-symmetric structure characterized by two sub-matrices representing a complete database by including information of topology structure as well as impedance for all branches of the distribution feeder. The network data associated at all feeders of a substation is suitable to be stored in memory and exchanged under Common Information Model standard allowing an efficient computation of the state of the system for on-line and off-line studies.

The proposed method has been successfully applied in the IEEE 4, 37, 123 and 8500 node systems. The method was also applied under real-world conditions in a large-scale distribution system operated by Venezuelan utility CORPOELEC serving 75 substations with 488 feeders and 49.032 nodes, Caracas city load demand 2000 MVA. The results show that proposed method is highly competitive respect to other algorithms. Future research should be focused on model extension by including detailed distribution line modeling.

Appendix A. List of symbols

$\Delta\overline{S_E}$	apparent power losses (pu)
ΔP_E	real power losses (pu)
ΔQ_E	reactive power losses (pu)
α	$e^{j(2\pi/3)}$
β	sharing index for load as constant impedance
σ	sharing index for load as constant current
γ	sharing index for load as constant power
ε	convergence criteria
θ_n	angle at node n in radians
φ	power factor angle in radians
$\mathbf{A}$	submatrix of **TRX** (pu)
$\mathbf{A}_{abc}$	submatrix of $\mathbf{TRX}_{abc}$ (pu)
$\mathbf{B}$	submatrix of **TRX** (pu)
$\mathbf{B}_{abc}$	submatrix of $\mathbf{TRX}_{abc}$ (pu)
$\mathbf{C}$	submatrix of **TRXL** (pu)
$\mathbf{D}$	submatrix of **TRXL** (pu)
$\mathbf{I}$	single phase injected current vector (pu)
I_{Loadi}	single phase constant load current at node i (pu)
$\overline{I}_i$	single phase injected current at node i (pu)
$\mathbf{I}_x$	single phase injected real part of current vector **I** (pu)
$\mathbf{I}_y$	single phase injected imaginary part of current vector **I** (pu)
$\mathbf{I}_{abc}$	three phase current vector
$\mathbf{I}_{abc-x}$	real part of three phase current vector $\mathbf{I}_{abc}$
$\mathbf{I}_{abc-y}$	imaginary part of three phase current vector $\mathbf{I}_{abc}$
$\mathbf{J}$	single phase branch current vector (pu)
$\mathbf{J}_x$	single phase real part of branch current vector **J** (pu)
$\mathbf{J}_y$	single phase imaginary part of branch current vector **J** (pu)
$\mathbf{J}_{abc}$	three phase branch current vector (pu)
$\mathbf{J}_{abc-x}$	three phase real part of branch current vector (pu)
$\mathbf{J}_{abc-y}$	three phase imaginary part of branch current vector (pu)
L	line length in miles
n	number of nodes, excluding origin
$\mathbf{P}$	real power injected vector (pu)
$\mathbf{Q}$	reactive power injected vector (pu)
P_i	real power injected at node i (pu)
Q_i	reactive power injected at node i (pu)
P_{Di}	real power demanded at node i (pu)
Q_{Di}	reactive power demanded at node i (pu)
P_{Gi}	real power generated at node i (pu)
Q_{Gi}	reactive power generated at node i (pu)
$P_{p\text{-}i}$	real power injected at node i and phase p (pu)
$P_{Dp\text{-}i}$	real power demanded at node i and phase p (pu)
$P_{Gp\text{-}i}$	real power generated at node i and phase p (pu)
$Q_{p\text{-}i}$	reactive power injected at node i and phase p (pu)
$Q_{Dp\text{-}i}$	reactive power demanded at node i and phase p (pu)
$Q_{Gp\text{-}i}$	reative power generated at node i and phase p (pu)
$\mathbf{R}$	diagonal branch resistance vector (pu)
$\mathbf{R}_{abc}$	diagonal three phase branch resistance vector (pu)
R	line resistance (Ω)
R_{Li}	load resistance at node i (pu)
R_{ij}	resistance between node i and node j (pu)
S	apparent load (VA)
$\mathbf{S}$	apparent power injected vector (pu)
$\overline{S}_i$	apparent power injected at node i (pu)
S_{Di}	apparent power demanded at node i (pu)
S_{Gi}	apparent power generated at node i (pu)
$\mathbf{S}_{abc}$	three phase apparent power injected vector
$\overline{S}_{p-i}$	apparent power injected at node i and phase p (pu)
S_{Dp-i}	apparent power demanded at node i and phase p (pu)
S_{Gp-i}	apparent power generated at node i and phase p (pu)
S_{base}	power base (MVA)
$\mathbf{T}$	triangular matrix
$\mathbf{T}_{abc}$	three phase triangular matrix
TRX	single phase network matrix (pu)
TRXL	single phase network and load matrix (pu)
$\mathbf{TRX}_{abc}$	three phase TRX matrix (pu)
$\mathbf{U}$	identity matrix (pu)
V_{base}^{High}	voltage base at high voltage side (kV)

V_{base}^{Low} voltage base at low voltage side (kV)
$\mathbf{V}$ voltage vector (pu)
$\overline{V}_i$ voltage at node i (pu)
$\mathbf{V}_x$ real part of voltage vector $\mathbf{V}$ (pu)
$\mathbf{V}_y$ imaginary part of voltage vector $\mathbf{V}$ (pu)
$\mathbf{V}_{abc}$ three phase voltage vector
$\mathbf{V}_{abc-x}$ real part of three phase voltage vector $\mathbf{V}_{abc}$
$\mathbf{V}_{abc-y}$ imaginary part of three phase voltage vector $\mathbf{V}_{abc}$
V_{Init} initial voltage at origin (pu)
V_{Ref} reference voltage at origin (pu)
$\mathbf{V}_0$ set of substation voltages (pu)
$\mathbf{V}^0$ set of initial voltages (pu)
V_0 voltage at node 0 (kV)
V_n voltage at node 0 (kV)
VD% single phase percentage voltage drop (%)
$\mathbf{VD\%}_{abc}$ three phase percentage voltage drop (%)
$\mathbf{X}$ diagonal branch reactance vector (pu)
$\mathbf{X}_{abc}$ diagonal three phase branch reactance vector (pu)
X line reactance (Ω)
X_{ij} reactance between node i and node j (pu)
X_{Li} load reactance at node i (pu)
$\mathbf{Z}$ single phase branch impedance vector (pu)
$\mathbf{Z}_L$ single phase load impedance vector (pu)
$\overline{Z}_{Li}$ single phase load impedance at node $i$in pu
$\overline{Z}_{ij}$ single phase branch impedance between node i and node j (pu)
$\mathbf{Z}_{ij}$ single phase impedance matrix between node i and node j (pu)
Z_{abc}^{ij} three phase branch impedance matrix between node i and node j
$\mathbf{Z}_{abc}$ three phase branch impedance matrix (pu)
$\overline{Z}_{aa}^{ij}$ self impedance phase a between node i and node j (pu)
$\overline{Z}_{ab}^{ij}$ mutual impedance phase ab between node i and node j (pu)
Z_{base}^{High} impedance base at high voltage side (Ω)
Z_{base}^{Low} impedance base at high voltage side (Ω)

Operators

diag diagonal matrix
T transpose matrix
* conjugate of a complex number

Subindexes

i associated to node i
j associated to node j
k associated to iteration k

References

[1] W.F. Tinney, C.E. Hart, Power flow solution by Newton's method, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-86 (November (11)) (1967) 1449–1460.
[2] H. Chiang, Hsiao, A decoupled load flow method for distribution power networks: algorithms, analysis and convergence study, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 13 (3) (1991) 130–138.
[3] R.D. Zimmerman, H.D. Chiang, Fast decoupled power flow for unbalanced radial distribution systems, IEEE Transactions on Power Systems 10 (4) (1995) 2045–2052.
[4] F. Zhang, C. Cheng, A modified Newton method for radial distribution system power flow analysis, IEEE Transactions on Power Systems 12 (1) (1997) 389–397.
[5] L.R. Araujo, D.R.R. Penido, S. Carneiro, J.L.R. Pereira, P.A.N. Garcia, A comparative study on the performance of TCIM full Newton versus backward–forward power flow methods for large distribution systems, IEEE Power Systems Conference and Exposition (November (1)) (2006) 522–526.
[6] C.E. Lin, Y.W. Huang, C.L. Huang, Distribution system load-flow calculation with microcomputer implementation, Electric Power Systems Research (2) (1987) 139–145.
[7] L.R. Araujo, D.R.R. Penido, S. Carneiro Jr., J.L.R. Pereira, P.A.N. Garcia, Comparisons between the three-phase current injection method and the forward/backward sweep method, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 32 (7) (2010) 825–833.
[8] J.R. Carson, Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell System Technical Journal (1927).
[9] U. Eminoglu, M.H. Hocaoglu, Distribution systems forward/backward sweep-based power flow algorithms: a review and comparison study, Electric Power Components and Systems 37 (1) (2009) 91–110.
[10] M.F. AlHajri, M.E. El-Hawary, Exploiting the radial distribution structure in developing a fast and flexible radial power flow for unbalanced three-phase networks, IEEE Transactions on Power Delivery 25 (January (1)) (2010) 378–389.
[11] R.M. Ciric, A. Padilha-Feltrin, L.F. Ochoa, Power flow in four-wire distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems 18 (4) (2003) 1283–1290.
[12] D.R.R. Penido, L.R. Araujo, S. Carneiro, Three-phase power flow based on four-conductor current injection method for unbalanced distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems 23 (2) (2008) 494–503.
[13] D.R.R. Penido, L.R. Araujo, J.L.R. Pereira, P.A.N. Garcia, J. Carneiro, Four wire Newton–Raphson power flow based on the current injection method, in: Proc. 2004 IEEE Power Engineering Society Power Systems Conference and Exposition, vol. 1, 2004, pp. 239–242.
[14] J.A. Peralta, F. de Leon, J. Mahseredjian, Unbalanced multiphase load-flow using a positive-sequence load-flow program, IEEEE Transactions on Power Systems 23 (2) (2008) 469–476.
[15] T.H. Chen, W.C. Yang, Analysis of multi-grounded four-wire distribution systems considering the neutral grounding, IEEE Transactions on Power Delivery 16 (2001) 710–717.
[16] M. Monfared, A.M. Daryani, M. Abedi, Three phase asymmetrical load flow for four-wire distribution networks, Power Systems Conference and Exposition (2006) 1899–1903.
[17] A.P. Sakis Meliopoulos, F. Zhang, Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems, IEEE Transactions on Power Systems 11 (2) (1996) 939–946.
[18] EPRI, OpenDSS Program, sourceforge.net, URL: http://sourceforge.net/projects/electricdss
[19] R.F. Arritt, R.C. Dugan, The IEEE 8500-node test feeder, in: Proc. of the 2010 IEEE PES Transmission and Distribution, April 2010, New Orleans, 2010.
[20] IEC 61968, Common Information Model (CIM)—Distribution Management.
[21] A. Losi, M. Russo, Object-oriented load flow for radial and weakly meshed distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems 18 (November (4)) (2003) 1265–1274.
[22] F. Milano, M. Zhou, H. Guan Ji, Open model for exchanging power system data, in: IEEE Power & Energy Soc. Gen. Meet., PES09, July 2009, 2009, pp. 1–7, 26–30.
[23] M. Kleinberg, K. Miu, K. and, C. Nwankpa, A study of distribution power flow analysis using physically distributed processors, IEEE Power Systems Conference and Exposition (November 2006) 518–521.
[24] P. Aravindhabuba, S. Ganapathy, K.R. Nayar, A novel technique for the analysis of radial distribution systems, Electric Power Systems Research 23 (3) (2001) 167–171.
[25] J.H. Teng, A direct approach for distribution system load flow solutions, IEEE Transactions on Power Delivery 18 (3) (2003) 882–887.
[26] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 4 Node Test Feeder, 2006.
[27] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 37 Node Test Feeder, 2004.
[28] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 123 Node Test Feeder, 2004.
[29] D. Das, H.S. Nagi, D.P. Kothari, Novel method for solving radial distribution networks, IEE Proceeding, Generation, Transmission and Distribution 141 (4) (1994) 291–298.
[30] M.E. Baran, F.F. Wu, Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system, IEEE Transactions on Power Delivery 4 (1) (1989) 735–742.
[31] M.E. Baran, F.F. Wu, Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing, IEEE Transactions on Power Delivery 4 (2) (1989) 1401–1407.
[32] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, G.X. Luo, A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks, IEEE Transactions on Power Delivery 3 (2) (1988) 753–762.
[33] S. Jovanovic, F. Milicevic, Triangular distribution load flow, IEEE Power Engineering Review 20 (5) (2000) 60–62.
[34] W. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, 2nd edition, CRC Press, 2001.
[35] IEC 61970-301: Common Information Model (CIM) – Energy Management, Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) – Part 301: Common Information Model (CIM) Base, 2006.
[36] X. Wang, N.N. Schulz, S. Neumann, CIM extensions to electrical distribution and CIM XML for the IEEE radial test feeders, IEEE Transactions on Power Systems 18 (August (3)) (2003) 1021–1028.
[37] Mathworks, Matlab 7.2 User's Manual, 2006.
[38] MATPOWER 3.2, Cornell University, [Online]. Available: http://www.pserc.cornell.edu/matpower
[39] T. Gonen, Electric Power Distribution System Engineering, 1st edition, McGraw-Hill Book Company, New York, 1986.

ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS A TRAVÉS DE UNA TÉCNICA DE ESTIMACIÓN DE ESTADO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZANDO LOS DATOS DE FACTURACIÓN DE LOS USUARIOS

Andrés A. Rojas Q. [1,2 *] Paulo De Oliveira-De Jesus [1,2 *]

[1]Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
[2]Universidad Simón Bolívar, Departamento de Conversión y Transporte de Energía
* arojasq@usb.ve; pdeoliveira@usb.ve

RESUMEN

En este trabajo se presenta una metodología para la estimación de las pérdidas técnicas de energía de una red eléctrica de distribución. Esta herramienta ha sido desarrollada en el contexto del proyecto "PYSYST - Desarrollo de una Herramienta Computacional en Código Abierto para Estudios del Sistema Eléctrico Nacional" financiado por el FONACIT-MPPCTII. Este método permite la evaluación de la eficiencia energética de la red (estudio de pérdidas) utilizando una técnica de Estimación de Estado en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (EESDEE). El método utiliza como insumo las medidas de corriente y tensión en el circuito principal en condición de demanda máxima de la subestación, y como pseudomedidas los registros de energía ó facturación (kwh/mes) agregados y el factor de carga de los usuarios en aquellos nodos de la red en los cuales se disponga de la relación cliente - transformador. La metodología es aplicada a título de ejemplo a una red de 4 nodos de prueba. Se realiza una comparación numérica entre un estudio de pérdidas estándar y luego mediante la aplicación de técnica de EESDEE. Esta técnica permite realizar una estimación de perdidas técnicas y el grado de eficiencia de la red sin necesidad de realizar una campaña de medición exhaustiva.

Palabras Clave: Estimación de estado, mínimos cuadrados, observabilidad, ahorro de energía, pérdidas técnicas

INTRODUCCIÓN

La operación y planificación eficiente de una red de distribución requiere de aplicaciones matemáticas computacionales, como por ejemplo estimación de estado, flujo de carga óptimo, reconfiguración óptima de la red, entre otras. Con una herramienta, como por ejemplo EESDEE, es posible a partir de las medidas en tiempo real (provenientes del sistema SCADA-DMS) y de los registros históricos de energía mensual facturada de los usuarios, conocer con mayor exactitud las variables de estado estimadas de la red. Una vez que se conocen estas variables, se procede a realizar estudios de pérdidas técnicas, balances de potencia, eficiencia energética del sistema, entre otros.

Entre las técnicas de EE presentadas en la literatura, basadas en un modelo de ecuaciones de potencias nodales inyectadas, y aplicables a sistemas de distribución en un equivalente de secuencia positiva y trifásico se tienen [3], [4], [5], [6], [7]. Una revisión extensa de las metodologías de EESDEE, basada en modelos determinanticos, difusos y probabilísticos se encuentra en [1]

La metodología con la cual se desarrolla este trabajo se divide en dos partes: En la primera se explica de manera general la formulación del problema de EESDEE según [1]; [8] y en la segunda

parte se presenta el cálculo de la η luego de la aplicación de técnica de EESDEE basada en la teoría de mínimos cuadrados ponderados

METODOLOGÍA

Parte 1: Explicación del problema de EESDEE

El problema de EESDEE consiste en un problema de optimización no lineal sujeto a un conjunto de restricciones, las cuales conforman el modelo matemático de la red. De manera general, el problema se plantea como:

$$\min F(x)$$

Sujeto a:

$$R(x) = 0$$

La función objetivo $F(x)$ es el error cuadrático ponderado entre un vector de mediciones y/o pseudomediciones y su valor estimado compuesto por las variables de estado que definen el modelo de la red. Las restricciones $R(x) = 0$ son las ecuaciones que constituyen el modelo matemático de la red, las cuales se basan en la aplicación de las Leyes de Kirchoff ó las ecuaciones de potencias inyectadas nodales.

Según la referencia (tesis de maestría) el problema de EESDEE, en base al modelo de ecuaciones matriciales que vinculan las corrientes en función de las potencias activas y reactivas nodales inyectadas (referencia TRX) desarrollado, es el siguiente:

$$\min \frac{1}{2(\psi - g(x))} \omega(\psi - g(x))^T \quad (1)$$

Sujeto a:

$$\begin{bmatrix} V_x \\ V_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{x-0} \\ V_{y-0} \end{bmatrix} + TRX \begin{bmatrix} I_x \\ I_y \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$J_x = -T.I_x \quad (3)$$

$$J_y = -T.I_y \quad (4)$$

En donde

ψ : Es el vector de mediciones y pseudomediciones

x: Es el vector de variables de estado

g(x): Es el vector de medidas estimadas en función de las variables de estado, conforme a un modelo matemático de la red

ω : Son los pesos que se asignan a cada uno de los elementos que componen el vector ψ

V_x: Es el vector de variables de estado en su componente real. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$V_x = [V_{x-1} \quad \cdots \quad V_{x-i} \quad \cdots \quad V_{x-n}] \tag{5}$$

V_y: Es el vector de variables de estado en su componente en cuadratura. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$V_y = [V_{y-1} \quad \cdots \quad V_{y-i} \quad \cdots \quad V_{y-n}] \tag{6}$$

V_{x-0}: Es la componente real de la barra *slack*

V_{y-0}: Es la componente en cuadratura de la barra *slack*

I_x: Es el vector de corrientes inyectadas en su componente real. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$I_x = [I_{x-1} \quad \cdots \quad I_{x-i} \quad \cdots \quad I_{x-n}] \tag{7}$$

I_y: Es el vector de corrientes inyectadas en su componente en cuadratura. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$I_y = [I_{y-1} \quad \cdots \quad I_{y-i} \quad \cdots \quad I_{y-n}] \tag{8}$$

J_x: Es el vector de corrientes de rama en su componente real. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$J_x = [J_{x-01} \quad \cdots \quad J_{x-(i-1)i} \quad \cdots \quad J_{x-(n-1)n}] \tag{9}$$

J_y: Es el vector de corrientes de rama en su componente en cuadratura. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$J_x = [J_{x-01} \quad \cdots \quad J_{x-(i-1)i} \quad \cdots \quad J_{x-(n-1)n}] \tag{10}$$

T : Es una matriz de conectividad de la red (un mayor detalle se su construcción se presenta en (TRX-P))

TRX : Es una matriz que relaciona conectividad de la red, en conjunto a sus parámetros pasivos (un mayor detalle se su composición se presenta en [9]

El vector de medidas ψ (datos de entrada para el algoritmo de EE) se compone a su vez de los siguientes términos:

$$\psi = [|V^m| \ \ |I^m| \ \ fp_{01}^m \ \ W^m \ \ fp^m] \tag{11}$$

En donde:

$|V^m|$: Es el vector de módulos de tensiones medidas proveniente del sistema SCADA - DMS.. Este se conforma de la medida de tensión (para un modelo se secuencia positiva – monofásico) en la barra principal de un circuito de la SED También incluye las tensiones de dispositivos, como por ejemplo reconectadores, ubicados en diferentes sectores del circuito. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$|V^m| = [|V_o^m| \dots |V_i^m| \dots |V_n^m|] \tag{12}$$

$|I^m|$: Es el vector de módulos de corrientes de rama proveniente del sistema SCADA - DMS.. Este se conforma de la medida de corriente de rama del circuito principal de la SED. También incluye las medidas de dispositivos de protección, como por ejemplo reconectadores, ubicados en diferentes tramos del circuito. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$|I^m| = [|I_{01}^m| \dots |I_{ij}^m| \dots |I_{(n-1)n}^m|] \tag{13}$$

fp_{01}^m : Es el factor de potencia en el circuito principal de la SED

W^m: Son las pseudomedidas de energía (kWh/mes) de los usuarios agregados mediante un procesamiento estadístico hasta el punto de transformación. Su escritura vectorial es la siguiente:

$$|W^m| = [|W_1^m| \dots |W_i^m| \dots |W_n^m|] \tag{14}$$

fp^m: Es el factor de potencia en el punto de transformación. También es un dato obtenido tras un procesamiento estadístico de agregación de la energía de los usuarios hasta el punto de transformación

Los vectores de corrientes I_x e I_y (demostración completa en [1]) en la restricción de la ecuación (2) que componen al problema de optimización (1), se formulan en función de las variables de estado V_x y V_y; y de las energías y factores de potencia nodales de la siguiente manera:

$$I_x = W_i \frac{V_{x-i} + V_{y-i} \cdot \tan(\cos^{-1} fp_i)}{720 . Fc_i (V_x^2 + V_y^2)} \tag{15}$$

$$I_y = W_i \frac{-V_{x-i} \tan(\cos^{-1} fp_i) + V_{y-i}}{720.Fc_i\left(V_x^2 + V_y^2\right)} \quad (16)$$

En las ecuaciones (15) y (16) Fc_i representa el factor de carga del nodo, y su valor proviene de estudios estadísticos de agregación de curvas de carga (en este trabajo se asume con valor unitario).

El vector de medidas estimadas $g(x)$ (datos de salida del EE) se compone a su vez de los siguientes términos:

$$g(x) = [|V| \;\; |I| \;\; fp_{01} \;\; W \;\; fp] \quad (17)$$

En donde:

$|V|$: Es el vector de módulos de medidas de tensión estimadas en los nodos del circuito (incluida la barra *slack* de la SED).

$|I|$: Es el vector de módulos de medidas de corrientes de rama en tramos del circuito (incluido la línea de salida en la SED)

fp_{01}: Es el factor de potencia estimado del circuito principal

W : Es el vector de pseudomedidas de energía agregada estimada en los nodos del circuito

fp : Es el factor de potencia estimado en los nodos del circuito

Parte 2: Procedimiento para el cálculo de η

Una vez obtenido el vector de mediciones estimadas $g(x)$, se procede al cálculo de la η por medio del siguiente diagrama de flujo:

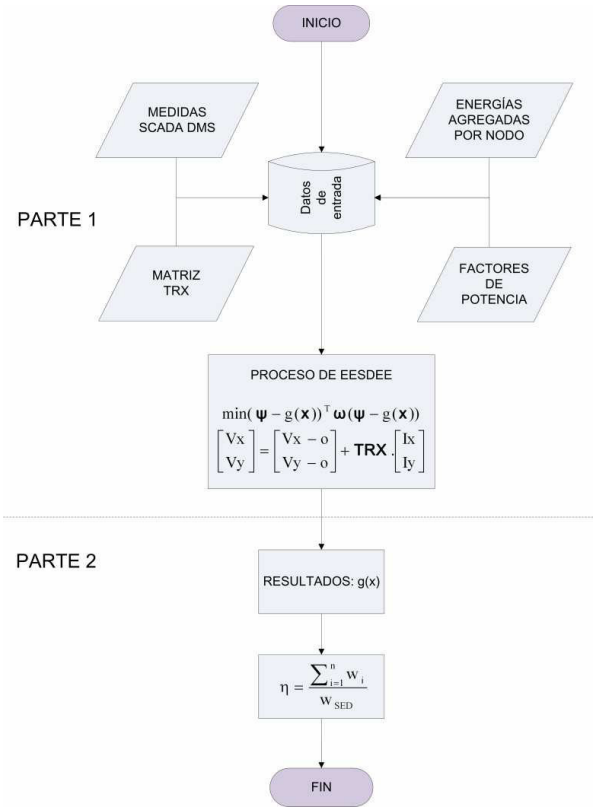


Figura 1: Esquema de cálculo de η por medio de EESDEE

El cálculo η se realiza de la siguiente manera:

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^{n} W_i}{W_{SED}} \tag{18}$$

En donde:

W_i: Son las energías agregadas estimadas para cada nodo de la red en donde se disponga de la relación cliente transformador (sumideros)

W_{SED}: Es la energía entregada por la SED (fuente)

De esta manera, mediante la aplicación del algoritmo de EESDEE se procede a calcular la eficiencia estimada del circuito de distribución, en donde en el numerador de la ecuación (18) se tiene la sumatoria de todas las energías agregadas estimadas en los nodos de la red en los cuales se disponga de la relación cliente transformador, y en el denominador se tiene la energía entregada por la SED, obtenida a su vez con los valores estimados (en condición de demanda máxima) de módulo de tensión, corriente de rama y factor de potencia en el circuito principal. Es decir:

$$W_{SED} = |V_{01}| \cdot |I_{01}| \cdot fp_{01} \cdot T^{max} \tag{19}$$

En donde:

T^{max}: es el tiempo máximo; en este caso $T^{max} = \frac{720h}{mes} Fc$. Siendo Fc el factor de carga mensual del circuito (dato extraído de las curvas de demanda en el sistema SCADA-DMS)

RESULTADOS

La metodología es aplicada a una red de 4 nodos [2], ver Figura 2:

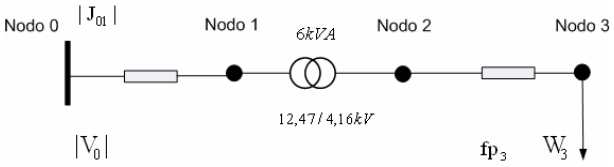


Figura 2: Red IEEE de 4 nodos

Las bases para los cálculos en p.u son: Sbase = 6 MVA; y las tensiones en ambos lados del transformador con valores 12,47 y 4,16 kV respectivamente.

La matriz TRX (con valores en p.u.) está compuesta por los siguientes términos:

$$TRX = \begin{bmatrix} A & -B \\ B & A \end{bmatrix} \quad (20)$$

Donde:

$$A = \begin{bmatrix} 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 \end{bmatrix} \; ; \quad B = \begin{bmatrix} -0.0092 & -0.0092 & -0.0092 \\ -0.0092 & -0.0692 & -0.0692 \\ -0.0092 & -0.0692 & -0.1721 \end{bmatrix} \quad (21) \text{ y } (22)$$

Las medidas que componen el vector ψ son las siguientes:

$$\psi = \begin{bmatrix} |V_0^m| \\ |V_{01}^m| \\ fp_{01}^m \\ W_3^m \\ fp_3^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1.2106 \\ 0.8218 \\ 565.7040 \\ 0.9 \end{bmatrix}$$

W_3^m: Proviene de convertir la potencia activa y reactiva inyectada nodal originales (red IEEE 4 nodos) con valores -0,9 y -0,4359 en p.u. respectivamente en su equivalente energía mensual (considerando un tiempo de 720 h/mes), un factor de carga de 90% y una perturbación de 97% (esto último como ruido estocástico en la medida). El número de variables de estado a estimar es siete; y la dimensión del vector de medidas ψ , en conjunto a las inyecciones de potencias nulas (medidas virtuales) es 9; por tanto se cumple la condición de observabilidad.

Una vez especificados los datos de entrada al algoritmo de EE, los resultados de las variables de estado estimadas y el vector de medidas estimados se muestran en **Tabla 1** y **Tabla 2**

Tabla 1: Variables de estado estimadas

Nodo	kV	Módulo (p.u)	Ángulo (grados)
0	12,4014	0,9945	0
1	12,2590	0,9831	0,3440
2	3,8904	0,9352	-3,5175
3	3,4341	0,8255	-8,6238

Tabla 2: Medidas estimadas

g(x)	Valor (p.u)	Residuo
$\lvert V_0 \rvert$	0,9945	0,0055
$\lvert V_{01} \rvert$	1,1750	0,0356
$\lvert fp_{01} \rvert$	0,8245	0,0027
W_3	565,7107	-0,0067
fp_3	0,9000	0

El cálculo de η_{EE} por medio de las medidas estimadas se realiza de la siguiente manera:

$$\eta_{EE} = \frac{\sum_{i=1}^{n} W_i}{W_{SED}} = \frac{565.7107}{623.3215} = 0.9061$$

En cambio si el cálculo η se realiza directamente utilizando las medidas y/o pseudomedidas se tiene que:

$$\eta_m = \frac{565.7040}{644.6755} = 0.8775$$

Por tanto existe una diferencia entre η_{EE} y η_m; debido a que la primera de ellas proviene de la resolución de un problema de optimización no lineal (fundamentada en la teoría de mínimos cuadrados ponderados), es decir EESDEE; y la segunda se calcula de manera directa por medio del uso de las medidas de potencia y energía existentes en las bases de datos, las cuales a su vez contienen errores (estocásticos pertenecientes a distribuciones de probabilidad del tipo normal) relativos a la precisión y/o clase de dichos medidores.

CONCLUSIONES

La eficiencia energética es un indicador que mide la relación energía de entrada – energía de salida de un determinado sistema. En este caso, se ha aplicado este concepto una red eléctrica de distribución mediante la aplicación de una técnica Estimación de Estado en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (EESDEE) con el objeto de realizar un estudio de pérdidas técnicas. La metodología de cálculo propuesta en este trabajo técnico demuestra claramente que los estudios de pérdidas técnicas utilizando las variables de estado y medidas estimadas provenientes de la resolución del problema de EESDEE genera resultados mas exactos a las que se obtienen de un cálculo directo a partir de registros de campo con errores inherentes a los contadores y/o hurto de energía. Esto se debe a que la técnica EESDEE estima las pérdidas de energía de la red de forma optima, minimizando los errores de medición sujeto a las restricciones matemáticas que modelan el sistema físico. Esta técnica es un instrumento de bajo costo ya al utilizar la base de datos comercial y al tener conocimiento estadístico del comportamiento de los

usuarios es posible realizar la estimación de pérdidas técnicas y el grado de eficiencia de la red sin necesidad de realizar una campaña de medición costosa y exhaustiva.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido realizado con el apoyo institucional del MPPCTI – FONACIT mediante el Proyecto PEI No 2953: Contrato No.201200092 “PYSYST - Desarrollo de una Herramienta Computacional en Código Abierto para Estudios del Sistema Eléctrico Nacional”

REFERENCIAS

[1] R. Q. A. A, Estimación de Estado en Sistemas de Distribución utilizando la Energía como Pseudomedida, Venezuela: Universidad Simón Bolívar, 2013.

[2] I. D. S. A. Subcomittee, «IEEE 4 Node Test Feeder,» IEEE, 2006.

[3] I. R. a. S. Shahidehpour, «State Estimation of electric power disribution systems in quasi real-time conditions,» *Power Delivery, IEEE Transactions on,* vol. 8, nº 4, pp. 2009-2015, 1993.

[4] M. a. A. Kelley, «A branch current based state estimation method for distribution systems,» *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 10, nº 1, pp. 483-491, 1995.

[5] J. T. a. W.-H. Liu, «Distribution System State Estimation,» *Power Systems, IEEE Transactions on ,* vol. 10, nº 1, pp. 229-240, 1995.

[6] A. S. Meliopoulus, «Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems,» *Power Systems, IEEE Transactions on ,* vol. 11, pp. 939-946, 1996.

[7] J.-H. T. W.-M. Liu, «State Estimation for distribution systems with zero injection constraints,» *Power Systems, IEEE Transactions on ,* vol. 11, pp. 518-524, 1996.

[8] D. O. P. Rojas A, «New formulation for ditribution system state estimation,» de *VI Andean Region International Conference, Andescon*, Ecuador, Cuenca, 2012.

[9] A. M. a. Y. J. De Oliveira. P, «Distribution power flow method based on a real quasi-symmetric matrix,» *Electric Power Systems Research,* vol. 95, pp. 148-159, 2013.

ABREVIATURAS

EESDEE: Estimación de Estado en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

EE: Estimación de Estado

SED: Subestación eléctrica de distribución

SCADA: Sistema de Supervisión y Control / Supervisory Control Acquisition Data

DMS: Sistema de Gestión de Distribución / Distribution Management System

p.u.: Por unidad

MPPCTI: Ministerio del Poder Popular para Ciencia, Tecnología e Innovación

FONACIT: Fondo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación

PEI: Programa de Estímulo a la Innovación e Investigación

PY: Python (software libre de programación)

SYST: Sistema (System)

SÍMBOLOS

η: Eficiencia Energética

i: nodo i del circuito

n: número total de nodos en el circuito

kWh/mes: Kilo vatios hora al mes

New Formulation for Distribution System State Estimation

Paulo M. De Oliveira-De Jesus
Energy Institute
Simon Bolivar University
Caracas, Venezuela
pdeoliveira@usb.ve

Andrés Rojas Quintana
Conversion and Energy Delivery Department
Simon Bolivar University
Caracas, Venezuela
arojasq@usb.ve

***Abstract*—This paper presents a new formulation for system state estimation of passive electric distribution networks. The fundamental idea discussed here is how to obtain the state of the system at maximum demand condition using three sources of information: 1) a quasi-symmetric matrix called TRX representing network structure and topology, 2) power measurements at main feeder disconnection devices and reclosers installed in the network, and 3) Energy measurements and estimated load curve of aggregate users at distribution transformers. The method is formulated with real variables for single-phase positive sequence radially operated networks. Results of the application of proposed methodology are presented using the well known IEEE 4-Node test system.**

I. INTRODUCTION

Seminal contributions on System State Estimation (SSE) procedures applied to meshed electrical networks were introduced by Schweppe in the early 70s [1], [2], [3]. The basic formulation is based on a minimum least squares nonlinear optimization problem, solved using Newton approach. The SEE problem applied to Electric Distribution Systems was extended by [4], using three phase model solved also with the iterative Newton method. Baran [5] and [6], proposed solve the problem using the current branch measurement instead of power injection formulae, transforming power flow measurements in their equivalent currents values.

In our knowledge, System State Estimation in electric distribution systems methodologies have been applied in the past using three-phase formulations from standard power flow equations. This paper presents a new formulation for the solution of state of the system estimation based upon the direct relation between injected currents and voltage drops in radial exploited networks given by a unique matrix called TRX.

This paper is organized as follows: Section II addresses the methodology for single-phase balanced distribution systems, Section III described the mathematical formulation of the problem based on minimum least squares equations. Case study is shown in Section IV and conclusions are drawn in Section V. Demonstration of TRX matrix structure is provided in Appendix A.

II. PROPOSED METHODOLOGY

A. Data Preparation

The State Estimator requires the preparation of the following data: Network model via a unique quasi-symmetric matrix, active energy and power factor measured in all load demands and voltage and current measurements at main feeder in substation.

1) The TRX Matrix: In order to build the TRX matrix it is required to know branch per unit impedances stated as $\mathbf{Z}$ corresponding to a vector of series line impedance or transformer, positive sequence resistance and reactance for each branch of the network.

$$\mathbf{Z} = \left[\begin{array}{ccccc} \overline{Z}_{01} & ... & \overline{Z}_{ij} & ... & \overline{Z}_{mn} \end{array} \right] \tag{1}$$

where,

$$\overline{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad i,j = 1,...,n \quad i \neq j \tag{2}$$

For simplicity, shunt admittances are not considered in the balanced approach. Figure 1 shows a radial distribution network with $n+1$ buses, and n branches and a single voltage source at the root bus 0. Branches are organized according to an appropriate numbering scheme (list), whose details can be found in [7].

Relationship between injected currents $\mathbf{I}$ and branch currents $\mathbf{J}$ is set through an upper triangular matrix $\mathbf{T}$ accomplishing the Kirchhoff Current Laws (KCL) [8], [9] as follows:

$$\mathbf{J} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I} \tag{3}$$

Fig. 1. Branch and bus numbering of a radial distribution network

Then, the $\mathbf{TRX}$ matrix is given by::

$$\mathbf{TRX} = \left[\begin{array}{cc} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{cc} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{array} \right] \tag{4}$$

where triangular matrix $\mathbf{T}$ is given by KCL laws and impedance matrices $\mathbf{R}$ and $\mathbf{X}$ are given by:

$$\mathbf{R} = \Re e\{diag(\mathbf{Z})\}; \quad \mathbf{X} = Im\{diag(\mathbf{Z})\} \tag{5}$$

Demonstration of how TRX matrix is structured is presented in Appendix A.

2) Measurements - Bus Energy Data: Active energy in pu is measured in each bus during a month (T_m=720 hours)

$$\mathbf{W_M} = \left[\begin{array}{ccccccc} W_{M1} & ... & W_{Mi} & ... & W_{Mn} \end{array} \right] \quad (6)$$

3) Measurements - Main Feeder and Reclosers: Voltage and delivered active and reactive powers measured by main feeder protection devices and reclosers installed in different branches of the grid are collected in the following measurement vectors:

$$\mathbf{V_M} = \left[\begin{array}{ccccccc} V_{M0} & ... & V_{Mi} & ... & V_{Mn} \end{array} \right] \quad (7)$$

$$\mathbf{P_M} = \left[\begin{array}{ccccccc} P_{M01} & ... & P_{Mij} & ... & P_{M(n-1)n} \end{array} \right] \quad (8)$$

$$\mathbf{Q_M} = \left[\begin{array}{ccccccc} Q_{M01} & ... & Q_{Mij} & ... & Q_{M(n-1)n} \end{array} \right] \quad (9)$$

4) Additional Data: Power factor angle at each load bus φ_{Di} is given by:

$$\varphi_{\mathbf{D}} = \left[\begin{array}{ccccccc} \varphi_{D1} & ... & \varphi_{Di} & ... & \varphi_{Dn} \end{array} \right] \quad (10)$$

Load factor at each load bus L_{Fi} is given by:

$$\mathbf{L_F} = \left[\begin{array}{ccccccc} L_{F1} & ... & L_{Fi} & ... & L_{Fn} \end{array} \right] \quad (11)$$

Load factors are the relationships between average and maximum load demand at each bus under given period.

III. System State Estimation Problem Formulation

In this section does present the formulation of the optimization problem. The objective is to minimize least square error in all measurements subject to the direct relationship between the state of the system and the injected currents:

$$\min \frac{1}{2} \left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x}) \right)^T \mathbf{W} \left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x}) \right) \quad (12)$$

subject to:

$$\left[\begin{array}{c} \mathbf{V_x} \\ \mathbf{V_y} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \mathbf{V_{x0}} \\ \mathbf{V_{y0}} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{cc} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} \mathbf{I_x} \\ \mathbf{I_y} \end{array} \right] \quad (13)$$

Demonstration of how to obtain (13) is presented in Appendix A.

A. Measurement Vector

We have three types of measurements: energy in load buses and voltages and power measurements coming from SCADA registers in protection devices either on substation (main feeder) or reclosers located at trunk feeders. The $\mathbf{z}$ is the measurement vector defined by:

$$\mathbf{z} = \left[\begin{array}{cccc} \mathbf{V}_M & \mathbf{P}_M & \mathbf{Q}_M & \mathbf{W}_M \end{array} \right] \quad (14)$$

B. The Estimated State of the System Vector

The unknown values of the optimization problem, ie. the estimate value of voltages of all nodes of the network (real an imaginary parts) $\mathbf{x}$ are expressed as by:

$$\mathbf{x} = \left[\begin{array}{cccc} V_{x0} & V_{y0} & \mathbf{V_x} & \mathbf{V_y} \end{array} \right]^T \quad (15)$$

and voltage at reference bus $V_0 = V_{x0} + jV_{y0}$, and $\mathbf{V}=\mathbf{V_x} + j\mathbf{V_y}$,

C. The Estimated Measurements

The measurement error vector is denoted as $\mathbf{z} - h(\mathbf{x})$. Injected currents are written as function of calculated nodal energies.

$$I_{xi} = \frac{P_i V_{xi} + Q_i V_{yi}}{(V_{xi})^2 + (V_{yi})^2} \quad i = 1, ..., n \quad (16)$$

$$I_{yi} = \frac{-Q_i V_{xi} + P_i V_{yi}}{(V_{xi})^2 + (V_{yi})^2} \quad i = 1, ..., n \quad (17)$$

Where injected active P_i and reactive Q_i powers are expressed as function of calculated active energies W_{Ci}, load factor L_{Fi} and power factor angle φ_{Di}

$$P_i = -\frac{W_{Ci}}{720 \cdot L_{Fi}} \quad i = 1, ..., n \quad (18)$$

$$Q_i = P_i \cdot \tan \varphi_{Di} \quad i = 1, ..., n \quad (19)$$

Then, $h(\mathbf{x})$ is the estimation of given measurements as function of the state of the system vector defined by:

$$h(\mathbf{x}) = \left[\begin{array}{ccc} \mathbf{V}_C & \mathbf{J_C} & \mathbf{W_C} \end{array} \right] \quad (20)$$

where elements of $\mathbf{V}_C$ are given by:

$$V_{Ck} = \sqrt{V_{xk}^2 + V_{yk}^2} \quad (21)$$

k is a busbar with voltage measurement.

Branch currents are obtained using:

$$(\mathbf{J_x} + j\mathbf{J_y}) = -\mathbf{T} \cdot (\mathbf{I_x} + j\mathbf{I_y}) \quad (22)$$

$$\overline{J}_{ij} = J_{xij} + jJ_{yij} \quad (23)$$

Then, active powers at given branch ij: is:

$$P_{Cij} = V_{xi} \cdot J_{xij} + V_{yi} \cdot J_{yij} \quad (24)$$

and, branch reactive powers:

$$Q_{Cij} = V_{yi} \cdot J_{xij} - V_{xi} \cdot J_{yij} \quad (25)$$

where elements of $\mathbf{W}_C$ are given by:

$$W_{Ck} = -T_m \cdot L_{Fk} \cdot (V_{xk} \cdot I_{xk} + V_{yk} \cdot I_{yk}) \quad (26)$$

k is a busbar with of aggregate active energy measurements

IV. CASE STUDY

In order to illustrate and evaluate the proposed method, the *IEEE 4 bus test system* was used. The proposed SEE formulation was implemented using Solver application under Microsoft Excel Program and it could be requested to authors.

IEEE 4 Bus Distribution model is detailed in [10]. As seen in Figure 2, only one load is connected to the system. Power measurements are given at main feeder. All simulations considered four-wire configuration and a step-down transformer 6MVA 12.47/4.16kV under wye-wye connection.

Fig. 2. IEEE 4 Node radial distribution network

The SSE problem is solved assuming a system voltage bases $V_{Base}^{High} = 12.47$kV for the medium voltage network, $V_{base}^{Low} = 4.16$kV for the low-voltage network. Power system base is $S_{base} = 6MVA$. Impedance bases are $Z_{base}^{High} = 25.92$ ohms and $Z_{base}^{Low} = 2.8843$ ohms.

1) TRX Matrix: The positive impedance sequence matrix of the IEEE 4-node test system $\mathbf{Z}$ is given by:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \overline{Z}_{01} \\ \overline{Z}_{12} \\ \overline{Z}_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0045 + j0.0092 \\ 0.0100 + j0.0600 \\ 0.0502 + j0.1029 \end{bmatrix}$$

The upper triangular matrix $\mathbf{T}$ is given by:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

and the $\mathbf{A}$ and $\mathbf{B}$ matrices are:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0.0045 & 0.0045 & 0.0045 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0145 \\ 0.0045 & 0.0145 & 0.0647 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0.0092 & 0.0092 & 0.0092 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.0692 \\ 0.0092 & 0.0692 & 0.1721 \end{bmatrix}$$

Then the $\mathbf{TRX}$ matrix is defined as

$$\mathbf{TRX} = \left[\begin{array}{ccc|ccc} 0.45 & 0.45 & 0.45 & -0.92 & -0.92 & -0.92 \\ 0.45 & 1.45 & 1.45 & -0.92 & -6.92 & -6.92 \\ 0.45 & 1.45 & 6.47 & -0.92 & -6.92 & -17.21 \\ \hline 0.92 & 0.92 & 0.92 & 0.45 & 0.45 & 0.45 \\ 0.92 & 6.92 & 6.92 & 0.45 & 1.45 & 1.45 \\ 0.92 & 6.92 & 17.21 & 0.45 & 1.45 & 6.47 \end{array}\right] \times 10^{-2}$$

2) Measurements: The IEEE 4 bus system has a maximum load demand of 5.4MW ($cos\varphi_{D3}$=0.9 lag). Assuming L_{F3}=0.9, active energy in p.u. registered during a month is:

$$\mathbf{W_M} = \begin{bmatrix} W_{M3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 582 \end{bmatrix}$$

Voltages at substation is:

$$\mathbf{V_M} = \begin{bmatrix} V_{M0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.00 \end{bmatrix}$$

Active and reactive powers at main circuit breaker are

$$\mathbf{P_M} = \begin{bmatrix} P_{M01} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.98 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{Q_M} = \begin{bmatrix} Q_{M01} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.69 \end{bmatrix}$$

Then, the measurement vector $\mathbf{z}$ is:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} V_{M0} & P_{M01} & Q_{M01} & W_{M3} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} 1.00 & 0.98 & 0.69 & 582 \end{bmatrix}$$

assuming the following $\mathbf{W}$ matrix:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} 100000 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1000 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 10 \end{bmatrix}$$

Injected powers are obtained form aggregate active energy measurements from users using approximate load curve patterns and power factor values. Hence, the best accuracies are assigned to measurements at substation and reclosers and lower accuracies are assigned to energy measurements.

3) The Optimization Problem: Given the measurement vector $\mathbf{z}$, we define the $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ vector as:

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} V_{C0} & P_{C01} & Q_{C01} & W_{C3} \end{bmatrix}$$

where the state of the system are all voltages in cartesian form:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} V_{x0} & V_{y0} & V_{x1} & V_{y1} & V_{x2} & V_{y2} & V_{x3} & V_{y3} \end{bmatrix}$$

The optimization problem is set by minimizing global objective (weighted least squares error):

$$\min \left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x})\right)^T \mathbf{W} \left(\mathbf{z} - h(\mathbf{x})\right)$$

Subject To:

$$\begin{bmatrix} V_{x1} \\ V_{x2} \\ V_{x3} \\ V_{y1} \\ V_{y2} \\ V_{y3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{x0} \\ V_{x0} \\ V_{x0} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{x1} \\ I_{x2} \\ I_{x3} \\ I_{y1} \\ I_{y2} \\ I_{y3} \end{bmatrix}$$

$$I_{x1} = I_{x2} = I_{y1} = I_{y2} = 0$$

$$I_{x3} = -\frac{W_{C3}}{T_m \cdot L_{F3}}\left(\frac{V_{x3} + \tan\varphi_{D3} \cdot V_{y3}}{(V_{x3})^2 + (V_{y3})^2}\right)$$
$$I_{y3} = -\frac{W_{C3}}{T_m \cdot L_{F3}}\left(\frac{-\tan\varphi_{D3} \cdot V_{x3} + V_{y3}}{(V_{x3})^2 + (V_{y3})^2}\right)$$

$$V_{C0} = V_{x0}$$

$$P_{C01} = -V_{x0} \cdot I_{x3} - V_{y0} \cdot I_{y3}$$

$$Q_{C01} = -V_{y0} \cdot I_{x3} + V_{x0} \cdot I_{y3}$$

$$W_{C3} = -T_m \cdot L_{F3} \cdot (V_{x3} \cdot I_{x3} + V_{y3} \cdot I_{y3})$$

4) The SEE Problem Solution: Solving the optimization model set up above using Excel's Solver, solution is given by:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} V_{x0} \\ V_{x1} \\ V_{x2} \\ V_{x3} \\ V_{y0} \\ V_{y1} \\ V_{y2} \\ V_{y3} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} 1.0000 \\ 0.9893 \\ 0.9381 \\ 0.8172 \\ 0 \\ -0.0060 \\ -0.0587 \\ -0.1264 \end{bmatrix}^T$$

Solution of all voltages in modulus (pu and kV) and angle in degrees are given in Table I

TABLE I
SOLUTION IEEE 4-NODE TEST SYSTEM - SINGLE-PHASE BALANCED LOAD [10]

	Mod. (kV)	Mod. (pu)	Angle (deg)
Node 0	12.47	1.0000	+0.0000
Node 1	12.34	0.9893	-0.3486
Node 2	3.91	0.9399	-3.5804
Node 3	3.44	0.8269	-8.7925

Active energy estimated is W_{C3}=582.0pu, and residuals are given by:

$$V_{M0} - V_{C0} = 4.6065E-05$$
$$P_{M01} - P_{C01} = 0.16002311$$
$$Q_{M01} - Q_{C01} = 0.004146852$$
$$W_{M3} - W_{C3} = 4.6065E-05$$

In this case, results are very similar to solutions reported in [10] because active energy measured across 720h and a load and a power factor 0.9 and 0.9 respectively, produces a power injection at bus 4 equal to reported in the original power flow solution. As a result, energy measurement has a low residual despite low confidence assigned by the weight matrix. This result is meaningful because it demonstrates that a good energy measurements at users lead to low residuals.

V. CONCLUSION

This paper discuss a new formulation for system state estimation of passive electric distribution networks. A small example is solved for illustration purposes. Results show that proposed formulation is suitable to be applied in order to solve the problem using a general equation formula relating the state of the system, i.e. nodal voltages and injected currents through a general impedance matrix called TRX.

VI. ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by MCTII-FONACIT PEI Project 2012000092

APPENDIX A

In the following, the structure $\mathbf{TRX}$ matrix is deduced. First, voltage vector $\mathbf{V}$ is defined according the Kirchhoff Voltage Laws (KVL) as function of branch currents vector $\mathbf{J}$ and line impedances $\mathbf{Z}$:

$$\mathbf{V} = \mathbf{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{J}$$

where $diag(\mathbf{Z})$ is the diagonal matrix of vector $\mathbf{Z}$.
and, $\mathbf{T}$ is the triangular matrix obtained from Kirchhoff Current Laws (KCL)

$$\mathbf{J} = -\mathbf{T} \cdot \mathbf{I}$$

Voltage equation can be rewritten as::

$$\mathbf{V} = \mathbf{V_0} - \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{J} = \mathbf{V_0} + \mathbf{T}^T \cdot diag(\mathbf{Z}) \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I}$$

Separating real and imaginary parts:

$$\mathbf{V_x} + j\mathbf{V_y} = \mathbf{V_{x0}} + j\mathbf{V_{y0}} - \mathbf{T}^T \cdot (\mathbf{R} + j\mathbf{X}) \cdot (\mathbf{J_x} + j\mathbf{J_y})$$

where,

$$\mathbf{R} = \Re e\{diag(\mathbf{Z})\}; \quad \mathbf{X} = Im\{diag(\mathbf{Z})\}$$
$$\mathbf{J_x} = \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x}; \quad \mathbf{J_y} = \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y}$$

This expression corresponds to Kirchhoff Voltage Laws (KVL) through all nodes and, where $\mathbf{J_x} + j\mathbf{J_y}$ term corresponds to all nodal Kirchhoff Current Laws (KCL). After some algebra, real and imaginary parts can be rewritten as:

$$\mathbf{V_x} = \mathbf{V_{x0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x} - \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y}$$
$$\mathbf{V_y} = \mathbf{V_{y0}} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{X} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_x} + \mathbf{T}^T \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{I_y}$$

Voltage drop equations are settled as:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V_x} \\ \mathbf{V_y} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{V_{x0}} \\ \mathbf{V_{y0}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I_x} \\ \mathbf{I_y} \end{bmatrix}$$

where the $\mathbf{TRX}$ matrix is given by:

$$\mathbf{TRX} = \begin{bmatrix} \mathbf{T}^T\mathbf{RT} & -\mathbf{T}^T\mathbf{XT} \\ \mathbf{T}^T\mathbf{XT} & \mathbf{T}^T\mathbf{RT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{bmatrix}$$

REFERENCES

[1] F. C. Schweppe and J. Wildes, Power System Static-State Estimation, Part I: Exact model, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89, no. 1, pp. 120-125, 1970.

[2] F. C. Schweppe and D. B. Rom, Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89, no. 1, pp. 125-130, 1970.

[3] F. C. Schweppe, Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89, no. 1, pp. 130-135, 1970.

[4] J. H. Teng and W.-H. E. Liu, Distribution System State Estimation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 229-240, 1995.

[5] M. E. Baran and A. W. Kelley, State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1601-1609, 1994.

[6] M. E. Baran and A. W. Kelley, A Branch-Current-Based State Estimation Method for Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 483-491, 1995.

[7] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, and G.X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks, IEEE Trans. on Power Deliv., 3, (2), (1988), 753-762

[8] P. Aravindhabuba, ,S. Ganapathy, and K.R. Nayar, A novel technique for the analysis of radial distribution systems, Electr. Power Syst. Res., 23, (3) (2001), 167-171

[9] S. Jovanovic and F. Milicevic, Triangular distribution load flow, IEEE Power Eng. Rev., 20, (5), (2000), 60-62

[10] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 4 Node Test Feeder, 2006