

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“Evaluación y Análisis de la Capacidad de
Transferencia Disponible en SEP ”**

POR

Ing. José Arturo Barajas Alvarado

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL
GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DIRECTOR DE TESIS

M.C. Ricardo Vargas Salas

ISSN: 0188-9060



RIITEC: (17)-TMCIE-2017

Torreón, Coahuila, México
Diciembre 2017



Torreón, Coah., 1/Diciembre/2017
Dependencia: DEPI/CPCIE
Oficio: DEPI/CPCIE/144/2017
Asunto: Autorización de impresión
de tesis.

C. José Arturo Barajas Alvarado
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.
PRESENTE

Después de haber sometido a revisión su trabajo de tesis titulado:

"Evaluación y Análisis de la Capacidad de Transferencia Disponible en SEP"

Habiendo cumplido con todas las indicaciones que el jurado revisor de tesis hizo, se le comunica que se le concede la autorización con número de registro **RIITEC: (17)-TMCIE-2017**, para que proceda a la impresión del mismo.

ATENTAMENTE

EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

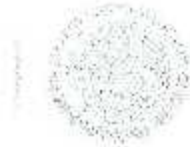


SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO
de la Laguna
División de Estudios de Posgrado
e Investigación

DR. ARMANDO LONGORIA DE LA TORRE
Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación
del Instituto Tecnológico de la Laguna

ALT/III-J





Torreón, Coah., 1/Diciembre/2017

DR. ARMANDO LONGORIA DE LA TORRE
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

Por medio de la presente, hacemos de su conocimiento que después de haber sometido a revisión el trabajo de tesis titulado:

"Evaluación y Análisis de la Capacidad de Transferencia Disponible en SEP"

Desarrollado por el **C. José Arturo Barajas Alvarado**, con número de control **M1513052** y habiendo cumplido con todas las correcciones que se le indicaron, estamos de acuerdo que se le conceda la autorización de la fecha de examen de graco para que proceda a la impresión de la misma.

ATENTAMENTE

EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

M.C. Ricardo Vargas Salas
Asesor/Director de Tesis

Dr. Marco A. Arjona López
Comité Tutorial

Dra. Concepción Hernández Flores
Comité Tutorial

M.C. Carlos A. Morales Bazan
Comité Tutorial



Dedicatoria

*A mi familia
"Mis logros son por ellos y para ellos"*

Agradecimientos

Durante mi estadía en la maestría tuve la dicha de conocer gente excepcional, personas brillantes y muy capaces. Las cuales me brindaron su apoyo en todo momento y gracias a ellos he logrado concluir una etapa importante de mi formación académica y profesional.

Primeramente, agradezco eternamente a mi familia por el apoyo incondicional que siempre me han brindado. A mi padre Arturo Barajas por las enseñanzas de vida y por ser mi ejemplo a seguir. A mi madre María Dolores por las palabras de aliento que me han impulsado a perseguir mis sueños y convertirlos en logros. Y a mis hermanos Jessica y Ricardo que han estado siempre a mi lado.

De igual forma, agradezco a cada uno de los docentes que fueron parte de mi formación académica, y cuyas enseñanzas no se limitan únicamente al ámbito educativo, sino también al personal.

Quiero agradecer especialmente a mi asesor M.C. Ricardo Vargas por su tiempo, dedicación y apoyo brindado durante mis estudios de maestría, y los cuales fueron pilares fundamentales para la conclusión de este trabajo de tesis.

Agradezco también a mis compañeros de maestría, con los que he pasado un sin fin de momentos y a pesar de las dificultades siempre salimos adelante.

Finalmente, agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico otorgado para realizar mis estudios de maestría.

Resumen

Tradicionalmente en muchos países la industria eléctrica había estado estructurada de forma verticalmente integrada en donde la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica estaban controladas por grandes empresas de servicios públicos las cuales operaban dentro de una región específica. Estas empresas eran las únicas proveedoras de electricidad. En tales escenarios de mercado, los servicios públicos debían operar dentro de las políticas, pautas y regulaciones marcadas por el gobierno, lo cual reducía el margen de beneficio de la empresa. Esta condición había conducido a una actitud ineficiente de operación y con falta de motivación para la innovación técnica, además de una deficiente atención al cliente. Para superar estos inconvenientes la industria eléctrica se ha reestructurado en lo que es conocido como la desregulación de la industria eléctrica. En ese escenario, se prioriza el uso eficiente de la red de transmisión, y se fomenta la competitividad entre los participantes del mercado. Lo anterior conlleva múltiples desafíos para los operadores del sistema, los cuales buscarán acomodar el mayor número de transferencias de potencia sin que se comprometa la seguridad del sistema.

Este trabajo de tesis aborda y atiende la principal problemática encontrada en la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) en ambientes desregulados, la cual es el cálculo de la Capacidad de Transferencia Disponible (ATC; por sus siglas en inglés). El cálculo del ATC hace referencia a encontrar un espacio transaccional seguro para llevar a cabo las transferencias de potencia entre un comprador y un vendedor de energía. Además, se incorporará un módulo de cálculo del ATC a un simulador de flujos desarrollado en el Instituto Tecnológico de la Laguna llamado *Flujos-PTL*. Los resultados obtenidos se aplicarán a diversos sistemas de la IEEE.

Abstract

Traditionally in many countries the electrical industry has been structured in a vertically integrated manner where the generation, transmission and distribution of electric power were controlled by large companies of public services which operated within a specific region. These companies were the only electricity providers. In such market scenarios, the public services have to operate within the policies, guidelines and regulations set by the government, which reduced the profit margin of the company. This condition had led to an inefficient attitude of operation and lack of motivation for technical innovation, in addition to poor customer service. To overcome these drawbacks the electrical industry has been restructured in what is known as the deregulation of the electric industry. In this scenario, the efficient use of the transmission network is prioritized, and fosters competitiveness among market participants. The above entails multiple challenges for system operators, which would seek to accommodate the greater number of power transfers without compromising the system security.

This thesis work focuses on the main problem found in the operation of the power systems in deregulated environments, which is the determination of the Available Transfer Capacity (ATC). The calculation of the ATC refers to finding a secure transactional space to carry out the power transfers between a buyer and a seller of energy. In addition, an ATC calculation module will be incorporated into a load flow simulator developed in the Instituto Tecnológico de la Laguna named Flujos-PTL. The obtained results will be applied to various IEEE systems.

Índice general

| | |
|--|----------|
| 1. Introducción | 1 |
| 1.1. Objetivo | 1 |
| 1.2. Justificación | 1 |
| 1.3. Estado del arte | 2 |
| 1.3.1. Sistemas de potencia desregulados | 2 |
| 1.3.1.1. Mercados de energía | 2 |
| 1.3.1.2. Participantes del mercado | 3 |
| 1.3.1.2.1. Generadoras | 3 |
| 1.3.1.2.2. Compañías de Transmisión | 3 |
| 1.3.1.2.3. Compañías de Distribución | 4 |
| 1.3.1.2.4. Clientes | 4 |
| 1.3.1.2.5. Operadores Independiente del Sistema | 4 |
| 1.3.1.3. Análisis de contingencia | 5 |
| 1.3.1.4. Capacidad de transferencia disponible | 5 |
| 1.4. Contenido de la tesis | 6 |
| 2. Definiciones y conceptos de capacidad de transferencia | 7 |
| 2.1. Introducción | 7 |
| 2.1.1. Capacidad de transferencia | 7 |
| 2.1.2. Capacidad de transferencia total | 7 |
| 2.1.3. Capacidad de transferencia disponible | 8 |
| 2.1.4. Margen de la confiabilidad de la transmisión | 8 |
| 2.1.5. Margen de la capacidad de beneficio | 8 |
| 3. Análisis de contingencia | 9 |
| 3.1. Introducción | 9 |
| 3.2. Análisis de contingencia | 9 |
| 3.3. Métodos de análisis de contingencia | 12 |
| 3.4. Selección de contingencia | 12 |
| 3.4.1. Índices de comportamiento (PI) | 13 |
| 3.4.1.1. Índice de comportamiento de potencia activa (PI_p) | 13 |
| 3.4.1.2. Índice de comportamiento de potencia reactiva (PI_q) | 15 |
| 3.5. Flujos de carga | 15 |
| 3.5.1. Clasificación de los nodos de la red | 15 |
| 3.5.2. Ecuaciones de flujos de carga | 15 |
| 3.5.3. Solución de ecuaciones no lineales por el método Newton-Raphson | 17 |
| 3.5.4. Flujos carga por el método de NR | 18 |
| 3.5.5. Flujos de carga por el método de desacoplado rápido | 20 |

| | | |
|------------|--|-----------|
| 3.6. | Selección de contingencia mediante el método IP1Q | 23 |
| 3.7. | Selección de contingencia mediante el teorema de Tellegen | 24 |
| 3.8. | Resultados de selección de contingencias | 30 |
| 3.9. | Resultados de análisis de contingencia mediante el método de IP1Q | 32 |
| 3.9.1. | Sistema de 6 buses | 33 |
| 3.9.2. | Sistema de 14 buses | 35 |
| 3.9.3. | Sistema de 30 buses | 38 |
| 4. | Capacidad de transferencia disponible | 42 |
| 4.1. | Introducción | 42 |
| 4.2. | Importancia del cálculo del ATC | 43 |
| 4.3. | Lineamientos del ATC | 43 |
| 4.4. | Establecimiento del problema | 44 |
| 4.5. | Metodología del cálculo del ATC | 44 |
| 4.6. | Métodos de cálculo del ATC | 44 |
| 4.6.1. | Factores lineales de sensibilidad | 45 |
| 4.6.1.1. | Factor de distribución de transferencia de potencia | 45 |
| 4.6.1.1.1. | Formulación de DC-PTDFs | 47 |
| 4.6.1.1.2. | Formulación de AC-PTDFs | 48 |
| 4.6.1.2. | Factor de distribución de potencia por salida de línea | 50 |
| 4.6.1.3. | Factor de distribución de transferencia de potencia con salida de línea | 52 |
| 4.7. | Modelado del ATC mediante factores de distribución | 54 |
| 4.7.1. | Modelado del ATC para el sistema intacto | 54 |
| 4.7.2. | Modelado del ATC para el sistema en contingencia | 54 |
| 4.8. | Cálculo del ATC | 56 |
| 5. | Incorporación del ATC al simulador <i>Flujos-PTL</i> | 62 |
| 5.1. | Introducción | 62 |
| 5.2. | Descripción del programa <i>Flujos-PTL</i> | 62 |
| 5.3. | Descripción del módulo para el cálculo del ATC incorporado al programa <i>Flujos-PTL</i> | 68 |
| 5.4. | Implementación del código a <i>Flujos-PTL</i> para el cálculo del ATC | 72 |
| 5.4.1. | Lectura de información proveniente de la GUI | 72 |
| 5.4.2. | Cargado de información | 73 |
| 5.4.3. | Cálculo del ATC y proyección de resultados en la GUI | 74 |
| 6. | Aplicación del ATC a los sistemas de la IEEE de 6, 14 y 30 buses | 75 |
| 6.1. | Introducción | 76 |
| 6.2. | Resultados y análisis del ATC | 75 |
| 6.2.1. | Sistema IEEE de 6 buses | 76 |
| 6.2.2. | Sistema IEEE de 14 buses | 77 |
| 6.2.3. | Sistema IEEE de 30 buses | 78 |
| 7. | Conclusiones y trabajos a futuro | 81 |
| 7.1. | Introducción | 81 |
| 7.2. | Conclusiones | 81 |
| 7.3. | Contribución principal | 82 |
| 7.4. | Trabajos a futuro | 82 |

| | |
|--|----|
| Apéndices | 83 |
| Apéndice A. Sistema IEEE de 6 buses | 84 |
| Apéndice B. Sistema IEEE de 14 buses | 87 |
| Apéndice C. Sistema IEEE de 30 buses | 91 |
| Apéndice D. Códigos de MATLAB para cálculo del ATC | 95 |
| Apéndices | |

Índice de tablas

| | | |
|-------|---|----|
| 3.1. | Datos de líneas - Sistema de 3 buses. | 30 |
| 3.2. | Datos de buses - Sistema de 3 buses. | 30 |
| 3.3. | Comparación de métodos. | 31 |
| 3.4. | Selección de contingencia. | 32 |
| 3.5. | Clasificación de contingencias $PI_p - PI_v$ para el sistema IEEE de 6 buses. | 33 |
| 3.6. | Flujo de potencia activa del sistema IEEE de 6 buses en estado de pre y post-contingencia. | 34 |
| 3.7. | Voltajes en los buses del sistema IEEE de 6 buses en estado de pre y post-contingencia. | 34 |
| 3.8. | Clasificación de contingencias $PI_p + PI_v$ para el sistema IEEE de 14 buses. | 35 |
| 3.9. | Flujo de potencia activa del sistema IEEE de 14 buses en estado de pre y post-contingencia. | 36 |
| 3.10. | Voltajes en los buses del sistema IEEE de 14 buses en estado de pre y post-contingencia. | 37 |
| 3.11. | Clasificación de contingencias $PI_p - PI_v$ para el sistema IEEE de 30 buses. | 38 |
| 3.12. | Flujo de potencia activa del sistema IEEE de 30 buses en estado de pre y post-contingencia. | 39 |
| 3.13. | Voltajes en los buses del sistema IEEE de 30 buses en estado de pre y post-contingencia. | 41 |
| 4.1. | DC-PTDFs resultantes para una transferencia del bus 2 (s) al bus 4 (r). | 56 |
| 4.2. | Flujo del caso base del sistema IEEE de 6 buses. | 57 |
| 4.3. | Límites de transferencia $T_{2,4}$. | 57 |
| 4.4. | Flujos resultantes debido $\Delta P_{r2,1} = 28.27$ MW. | 58 |
| 4.5. | DC-OTDFs resultantes para una transferencia del bus 2 (s) al bus 4 (r). | 58 |
| 4.6. | Flujo del caso base del sistema IEEE de 6 buses. | 59 |
| 4.7. | Límites de transferencia $T_{2,4}$. | 59 |
| 4.8. | Flujos resultantes debido $\Delta P_{r2,1} = 27.6$ MW. | 60 |
| 4.9. | Resultados del ATC para el sistema IEEE de 6 buses en estado intacto y con contingencia. | 60 |
| 5.1. | Argumentos de entrada para las funciones <i>fac_dis_DesRap.m</i> y <i>fac_dis_NeuRap.m</i> . | 72 |
| 5.2. | Argumentos de salida para las funciones <i>fac_dis_DesRap.m</i> y <i>fac_dis_NeuRap.m</i> . | 73 |
| 5.3. | Ejemplo de la información que maneja <i>Flujos-PTL</i> , y que usan las funciones <i>fac_dis_DesRap.m</i> y <i>fac_dis_NeuRap.m</i> . | 73 |
| 5.4. | Información almacenada en <i>Dota</i> . | 74 |
| 6.1. | Resultados del ATC para el sistema IEEE de 6 buses. | 76 |

| | |
|---|----|
| 6.2. Resultados del ATC para el sistema IEEE de 14 buses. | 77 |
| 6.3. Resultados del ATC para el sistema IEEE de 30 buses. | 78 |
| A.1. Datos de líneas - IEEE 6 buses | 81 |
| A.2. Datos de buses - IEEE 6 buses | 85 |
| B.1. Datos de líneas - IEEE 14 buses | 87 |
| B.2. Ajustes de transformadores - IEEE 14 buses | 88 |
| B.3. Elementos en derivación - IEEE 14 buses | 88 |
| B.4. Datos de buses - IEEE 14 buses | 89 |
| C.1. Datos de líneas - IEEE 30 buses | 91 |
| C.2. Elementos en derivación - IEEE 30 buses | 92 |
| C.3. Ajustes de transformadores - IEEE 30 buses | 92 |
| C.4. Datos de buses - IEEE 30 buses | 93 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| 1.1. Sistema eléctrico desregulado. | 4 |
| 2.1. Diagrama básico de los conceptos de capacidad de transmisión. | 8 |
| 3.1. Diagrama de flujo de análisis de contingencia. | 11 |
| 3.2. Aproximación lineal de una variable. | 17 |
| 3.3. Diagrama de flujo de FDLE. | 22 |
| 3.4. Diagrama de flujo de TP/Q. | 23 |
| 3.5. Redes adjuntas para cálculo de la parte Real (a) e Imaginaria (b) de ΔV_L | 29 |
| 3.6. Sistema de 3 buses. | 30 |
| 4.1. Efecto en el flujo de la línea l debido a una transferencia de potencia entre los buses s y r | 46 |
| 4.2. Efecto del flujo en la línea l debido a una transferencia del bus s al bus r con otras líneas adicionales. | 47 |
| 4.3. Simulación de salida de la línea l : (a) muestra al sistema antes de salida de línea l (pre-contingencia); (b) muestra al sistema después de salida de línea l (post-contingencia); (c) muestra la simulación de la salida de la línea k , mediante inyecciones de potencia en los buses m y n | 51 |
| 5.1. Ventana principal del programa <i>Flujos PTL</i> | 63 |
| 5.2. Ejemplo de archivo <i>M-File</i> del programa <i>Flujos PTL</i> | 63 |
| 5.3. Selección de caso de estudio mediante archivo <i>.cdf</i> | 64 |
| 5.4. Archivo <i>.cdf</i> de caso de estudio de 14 buses de la IEEE. | 64 |
| 5.5. Solución del caso de estudio de 14 buses de la IEEE. | 65 |
| 5.6. Ventana de resultados: (a) muestra los resultados nodales; (b) muestra los resultados de flujos de carga; (c) muestra los resultados de generación. | 66 |
| 5.7. Ventana de edición de datos. | 67 |
| 5.8. Solución del cálculo del ATC para el sistema de 14 buses de la IEEE. | 68 |
| 5.9. Ventana principal del módulo del ATC. | 69 |
| 5.10. Transferencia del bus 2 al bus 4 para el sistema de 14 buses de la IEEE. | 69 |
| 5.11. Resultados obtenidos del ATC para el sistema de 14 buses de la IEEE. | 70 |
| 5.12. Resultados simulados del módulo del ATC. | 70 |
| 5.13. Resultados detallados del módulo del ATC: (a) muestra los resultados en un archivo <i>.xls</i> ; (b) muestra los resultados de forma gráfica. | 71 |
| A.1. Sistema IEEE de 6 buses. | 86 |
| B.1. Sistema IEEE de 14 buses. | 90 |

Capítulo 1

Introducción

1.1. Objetivo

El objetivo principal de este trabajo de tesis es el desarrollo de un módulo para el cálculo de la Capacidad de Transferencia Disponible (ATC; por sus siglas en inglés) en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), mediante el uso de factores de distribución. Módulo el cual ha sido incorporado a un programa de flujos de carga ya existente llamado *Flujos-PTL*, y el cual se encuentra codificado en el lenguaje de MATLAB.

Un gran porcentaje de los cálculos realizados hoy en día para determinar el valor del ATC utilizan técnicas que involucran la linealización de las ecuaciones de flujos de carga, tal es el caso de los factores de distribución. La principal ventaja que presenta el cálculo del ATC mediante estos factores es la rapidez, además de que los resultados obtenidos mediante esta metodología son muy aceptables.

1.2. Justificación

En el entorno de la desregulación de los SEP, las compañías generadoras y los clientes se encuentran conectados a través de una red de transmisión. En ese entorno todos los participantes del mercado tratarán de reducir sus gastos, a la vez que incrementan sus márgenes de beneficios. Lo anterior puede conducir a operar al SEP de forma insegura, al sobre-cargar las líneas de transmisión del sistema. Motivo por el cual es esencial el determinar de la forma más rápida y precisa posible el ATC del SEP, para así garantizar la confiabilidad del sistema, mientras se realizan transferencias de potencia. Es debido a esto que se pensó en incrementar la robustez del programa *Flujos-PTL* al añadir un módulo que permitiese el cálculo del ATC de un sistema operando en condiciones normales y bajo contingencia.

1.3. Estado del arte

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) en muchos países se han estado reformando hacia un libre mercado, en lo que es conocido como la *desregulación*¹ de los SEP. En ese escenario se pretende hacer un uso no discriminatorio y más eficiente de la red de transmisión, en cual bajo este esquema tiende a operar fuera de sus límites pre-establecidos [16, 18], debido a que se busca ubicar la mayor cantidad de transferencias de potencia sin que se comprometa la seguridad del sistema. Por ende la red de transmisión se vuelve uno de los elementos más críticos y térmicos como la capacidad de transferencia toman mayor relevancia. La capacidad de transferencia se refiere a la cantidad máxima de potencia inter-área que puede enviada a través de las líneas de interconexión sin comprometer la seguridad del SEP [1]. El cálculo de la capacidad de transferencia genera una serie de nuevos retos para los investigadores, debido a que es un factor esencial para la exitosa implementación de la desregulación de los SEP.

La desregulación de los SEP, tiene por objetivo principal el crear un mercado competitivo para el comercio de la energía eléctrica [2, 14, 15]. Una condición necesaria para fomentar la competitividad, es la de garantizar a los participantes del mercado un libre acceso a la red de transmisión [21]. Dado que diversas compañías prestarán sus servicios en lo que a generación de electricidad concierne, estas compañías deberán conocer la información actual del ATC, y la cual deberá ser difundida a través de un Sistema de Acceso Abierto en Tiempo Real (OASIS; por sus siglas en inglés). Esta información ayudará a que tanto los vendedores como los compradores de energía para que realicen reservaciones en los servicios de transmisión, lo que comúnmente se conoce como Derechos Financieros de Transmisión (DFT).

1.3.1. Sistemas de potencia desregulados

Como se mencionó anteriormente la desregulación del sector eléctrico tiene como objetivo principal el de crear un mercado competitivo para el comercio de electricidad [2, 14, 15]. En un sistema de potencia desregulado los consumidores tienen la opción de seleccionar sus proveedores de energía eléctrica. En este contexto, los factores como precio y confiabilidad se vuelven más importantes [16]. Por muchos años las compañías de energía eléctrica operaban como entidades con una estructura verticalmente integrada, encargadas de las tareas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica como entidades únicas. Con la desregulación estas compañías únicas se separaron en compañías de generación (GENCOs; por sus siglas en inglés), compañías a cargo de la red de transmisión (TRANSCO; por sus siglas en inglés) y compañías a cargo de las redes generales de distribución (DISCO; por sus siglas en inglés). En la Figura 1.1 se muestra un diagrama típico de un sistema eléctrico desregulado.

1.3.1.1. Mercados de energía

En un mercado de energía eléctrica el despacho de carga se realiza en forma centralizada por lo que se conoce como Operador Independiente del Sistema (ISO; por sus siglas en inglés), lo que vendría siendo el CENACE en nuestro país. Los participantes en un

¹ Cambio de las reglas que gobiernan la industria de la energía eléctrica. La nueva estructura introduce la competencia en el mercado, en lugar de una compañía regulada.

mercado de energía eléctrica son los productores independientes y las compañías de distribución. Los participantes envían al ISO sus ofertas de energía eléctrica en forma horaria conteniendo cantidad y precio; el ISO las recibe y analiza la situación del sistema de potencia desarrollando estrategias que definen las transacciones entre los participantes y los consumidores buscando el mínimo precio que satisfaga la demanda de energía. Los participantes reciben instrucciones del ISO por periodos de tiempo alrededor de cinco minutos.

El mercado eléctrico puede ser manejado a través de negociaciones minoristas o mayoristas incluso mediante contratos. Toda venta mayorista debe ser realizada a través del mercado de contado²; a los generadores se les paga por la electricidad que vendan en la subasta, mientras que los usuarios finales (minoristas y mayoristas) pagan por la electricidad que usan de la subasta. El operador del mercado eléctrico es quien organiza la subasta de energía, que puede ser para cada una de las 24 horas del día siguiente. El cruce de la oferta y la demanda que se realizan en estas subastas es un proceso mediante el cual se define el precio de la energía, resultando en 24 precios horarios que son los que cobran los generadores que producen cada una de esas horas. El precio definido de esta manera deberá estar basado en una solución que satisfaga las demandas horarias de la manera más eficiente posible en términos de costo de la energía.

1.3.1.2. Participantes del mercado

Los participantes del mercado incluyen las siguientes entidades [17]:

1.3.1.2.1. Generadoras

Las Compañías Generadoras (GENCOs; por sus siglas en inglés) producen electricidad y además tienen la oportunidad de venderla a entidades con las cuales hallan negociado contratos de venta. Las GENCOs son más a menudo un grupo de unidades generadoras dentro de una estructura propiedad de una sola compañía. Además de la generación de potencia activa, las GENCOs también pueden vender potencia reactiva y reservas operativas.

1.3.1.2.2. Compañías de Transmisión

Las Compañías de Transmisión (TRANSCO; por sus siglas en inglés) son las encargadas del envío de electricidad de las GENCOs hacia los minoristas, a través de la red de transmisión. Las TRANSCO desempeñan un papel importante al construir, mantener y operar al sistema de transmisión en una determinada zona geográfica. También proveen acceso libre a todos los participantes del mercado. Los costos de inversión y de operación de la red de transmisión son cubiertos mediante cargos de acceso, los cuales usualmente son pagados por los usuarios dentro de un área y/o región, además de cargos por uso de la red transmisión basados en los flujos aportados por cada usuario.

²Mercado de contado es el que se realiza en las subastas horarias, en oposición al que se realiza a largo plazo, el cual es mediante contratos.

1.3.1.2.3. Compañías de Distribución

Las Compañías de Distribución (DISCOs; por sus siglas en inglés) distribuyen la electricidad a través de sus instalaciones a clientes en una determinada zona geográfica. Las DISCOs se encargan de comprar electricidad al mayorista, ya sea a través del mercado de contado o mediante contratos directos con las GENCOs. Además de ser la entidad encargada de conectar a la red de transmisión con los usuarios finales, las DISCOs son las responsables de construir y operar su propio sistema eléctrico, con el fin de mantener un grado óptimo de confiabilidad y disponibilidad.

1.3.1.2.4. Clientes

Los clientes o usuarios finales pueden estar conectados ya sea a la red de distribución, o a la de transmisión dependiendo de sus necesidades. En los sistemas eléctricos desregulados, los clientes tienen múltiples opciones acerca de la elección del proveedor de energía. Ya sea que opten por comprar electricidad mediante el mercado de contado, o a través de contratos directos con las GENCOs, e incluso pueden elegir comprar electricidad directamente con las DISCOs locales que posean beneficios más atractivos para sus clientes.

1.3.1.2.5. Operador Independiente del Sistema El Operador Independiente del Sistema (ISO; por sus siglas en inglés) es una entidad a la que se le confía la responsabilidad de garantizar la fiabilidad, la seguridad y el funcionamiento eficaz de un sistema de transmisión de acceso libre. Es la encargada de administrar las tarifas, mantener la seguridad del sistema, coordinar programas de mantenimiento y de mejoras a la red. Así mismo el ISO tiene la autoridad de re-despachar los recursos del sistema con tal de mantener la seguridad del mismo.

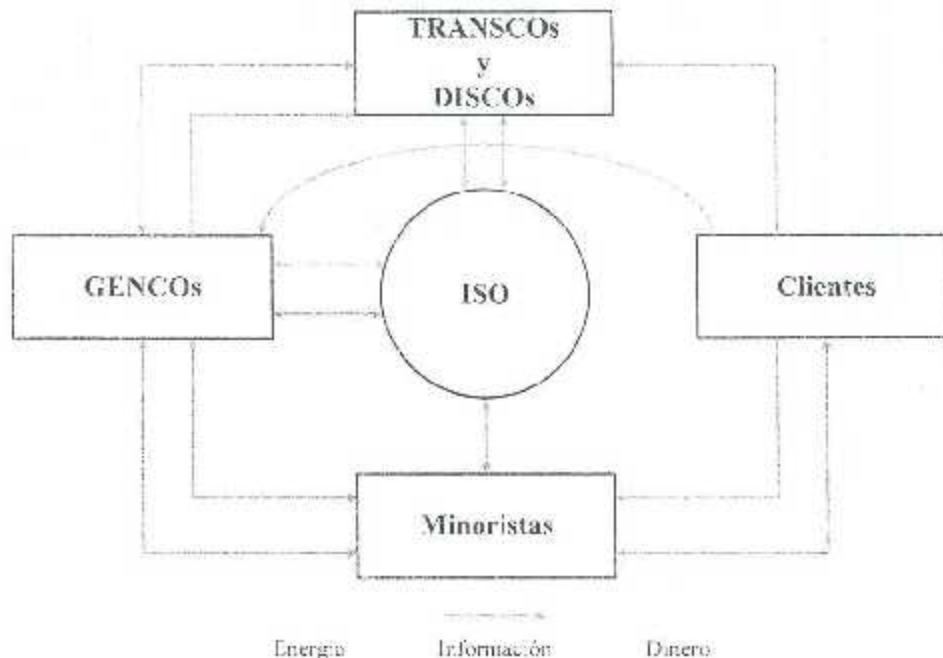


Figura 1.1: Sistema eléctrico desregulado.

1.3.2. Análisis de contingencia

El análisis de con contingencia es una de las de las labores mas importantes en la planeación y operación de los SEP. El resultado de este tipo de estudios permiten operar al sistema de forma defensiva [23]. La mayoría de los esquemas de análisis de contingencia involucran métodos rápidos de solución, selección automática de eventos de contingencia y simulación de flujos de potencia usando los datos reales del sistema.

La selección de contingencias es parte fundamental del analisis de contingencia, debido a que permite reducir numerosos cálculos de eventos de contingencias. Los métodos empleados en la selección de contingencias, generalmente son variaciones de las ecuaciones de flujos de carga, que tiene por premisa obtener una solución de forma rápida, sin que la precisión de los resultados obtenidos se vea afectada.

El método del Flujos de Carga mediante Desacoplado Rápido (FDLF; por sus siglas en inglés) desarrollado por B. Stott en [29], ha probado ser muy efectivo para el análisis de contingencia. Métodos como el IPICQ presentado en [13], y cuyo procedimiento de solución es interrumpido después de una iteración de FDLF. La aplicación de este método es una de las técnicas mas aceptadas y empleadas para análisis de contingencias, por tal motivo se optó por utilizar esta metodología para el análisis de contingencia realizado en esta tesis. Así mismo, la selección de contingencia se llevo a cabo mediante el calculo de Índices de Comportamiento (PI; por sus siglas en inglés) los cuales fueron introducidos por primera vez por Ejebe y Wollenberg en [12] donde las contingencias son ordenadas en forma descendente en base a los valores de PI, los cuales reflejan la severidad de la contingencia. Este algoritmo representa un refinamiento de la metodología de análisis de contingencia que aumentará la efectividad de las técnicas existentes, debido a que amplía la capacidad de un estudio de planificación para encontrar esas contingencias que causarán afectaciones severas en el sistema.

1.3.3. Capacidad de transferencia disponible

Diversos modelos matemáticos han sido desarrollados por los investigadores para determinar el ATC del sistema de transmisión [3-6]. R. Christie en [7] demostró un cálculo lineal del ATC mediante Factores de Distribución de Transferencia de Potencia en DC (DC-PTDF; por sus siglas en inglés), y su uso para ubicar los flujos de potencia activa en las líneas de transmisión. Lamentablemente este método no poseía gran exactitud debido a las asunciones del modelo del sistema de flujos de carga de DC. La investigación de los factores de distribución para la evaluación bilateral de transferencia ha sido presentada por Manjure y Makram en [8]. El cálculo del ATC mediante Factores de Distribución de Transferencia de Potencia en AC (AC-PTDF; por sus siglas en inglés) fue propuesto por Kumar y Srivatsava en [9,13]. Los nuevos métodos para calcular el ATC en un ambiente competitivo son explicados en Othman [11].

1.4. Contenido de la tesis

La tesis está compuesta por 6 capítulos, 6 apéndices y referencias, los cuales se describen a continuación.

Capítulo 1 - *'Introducción'*

En este capítulo se presenta el objetivo de esta tesis. Se expone la justificación de la implementación del módulo del ATC al programa *Flujos PTL*, además se da una breve descripción del estado del arte y algunos conceptos necesarios para comprender mejor este trabajo de tesis.

Capítulo 2 - *'Definiciones y conceptos de capacidad de transferencia'*

En este capítulo se presenta una breve explicación de las definiciones y conceptos principales relacionados con la capacidad de transferencia en un SEP.

Capítulo 3 - *'Análisis de contingencia'*

En este capítulo se presenta lo referente análisis de contingencias. Se realiza un enfoque en cuanto a la importancia, procedimientos y métodos para realizar un análisis de contingencia en los SEP. Así mismo se exponen los resultados obtenidos mediante MATLAB de análisis de contingencia aplicado a sistemas de la IEEE.

Capítulo 4 - *'Capacidad de transferencia disponible'*

En este capítulo se detalla lo referente al ATC. Se enfatiza la importancia de su determinación en los SEP desregulados, los lineamientos de operación y métodos para calcular su valor.

Capítulo 5 - *'Incorporación del ATC al simulador Flujos PTL'*

En este capítulo se presenta de forma general el procedimiento seguido para la implementación del módulo del ATC al programa *Flujos-PTL* desarrollado en MATLAB.

Capítulo 6 - *'Aplicación del ATC a los sistemas de la IEEE de 6, 14 y 39 buses'*

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos mediante el módulo del ATC, y los cuales son comparados con los obtenidos por el software PWS para los sistemas de la IEEE.

Capítulo 7 - *'Conclusiones y trabajos a futuro'*

Por último, en este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas de los distintos estudios realizados en este trabajo de tesis. Así mismo surgen trabajos futuros para la mejora de la herramienta desarrollada en MATLAB.

Capítulo 2

Definiciones y conceptos de capacidad de transferencia

2.1. Introducción

A medida que la población crece también lo hace la demanda de energía. Este aumento en la demanda, es el que propicia el buscar no solo nuevas formas de generar energía, sino también formas más eficientes de suministrarla. Es en ese segundo aspecto donde la capacidad de transferencia y otros términos relacionados entran en juego.

En este capítulo se dará una breve explicación acerca de las definiciones y conceptos relacionados con la capacidad de transferencia de un SEP.

2.1.1. Capacidad de transferencia

La capacidad de transferencia desempeña un papel vital en el mercado liberalizado de la electricidad, debido a que es un indicativo de cuanto potencia se puede suministrar en un SEP sin que se vea comprometida la seguridad del mismo.

La capacidad de transferencia [19] es definida como la medida de la habilidad de un sistema inter-conectado para desplazar una carga de un área a otra por medio de los enlaces. Generalmente los sistemas que pueden acomodar grandes cantidades de transferencias inter-área son más robustos y flexibles. Las unidades de la capacidad de transferencia son los MW. Además, la capacidad de transferencia es direccional, esto es que la capacidad de transferencia del área A al área B generalmente no es igual a la capacidad de transferencia del área B al área A.

2.1.2. Capacidad de transferencia total

La Capacidad de Transferencia Total (TTC; por sus siglas en inglés), está definida como la máxima cantidad de potencia que se puede transmitir sobre una red de transmisión de manera confiable mientras se cumpla un conjunto de condiciones del sistema pre- y post- contingencia.

2.1.3. Capacidad de transferencia disponible

La Capacidad de Transferencia Disponible (ATC; por sus siglas en inglés), es definida como una medida de la capacidad de transferencia de la red de transmisión física para actividades comerciales y que está encima de la capacidad ya comprometida [19, 22].

2.1.4. Margen de la confiabilidad de la transmisión

El Margen de la Confiabilidad de la Transmisión (TRM; por sus siglas en inglés), es la cantidad de la capacidad de transferencia necesaria para garantizar que la red de transmisión sea segura bajo un razonable rango de incertidumbres en las condiciones del sistema.

2.1.5. Margen de la capacidad de beneficio

El Margen de la Capacidad de Beneficio (CBM; por sus siglas en inglés), se refiere a la cantidad de capacidad de transferencia de reserva para asegurar la generación de un sistema inter-conectado para cumplir con los requerimientos de confiabilidad en la generación.

En la Figura 2.1 se muestra un esquema básico de los conceptos previamente mencionados.

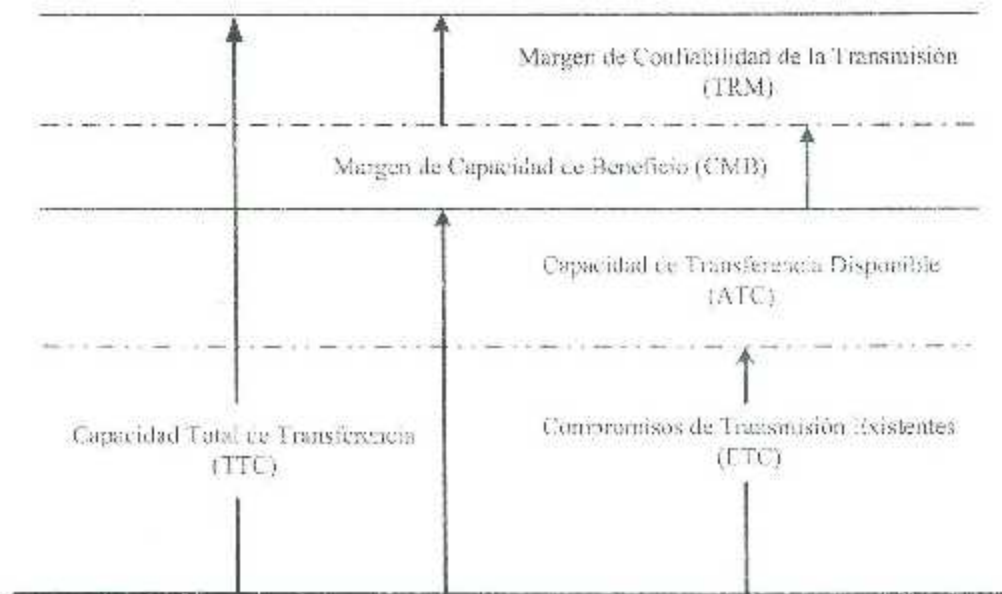


Figura 2.1: Diagrama básico de los conceptos de capacidad de transferencia.

Capítulo 3

Análisis de contingencia

3.1. Introducción

Con la tendencia actual de la orientación de los SEP hacia un libre mercado, no solo se da lugar a modelos de SEP más grandes, sino que también a hacer un uso más eficiente de la red. Lo anterior impactaría en los procedimientos de *Análisis de Contingencia*, y agravaría el principal problema metodológico de estos, el cual es la velocidad de solución del modelo de la red usado. La problemática es evidente, pues aunque levase solo 0.5 segundos en resolver un evento de contingencia, si se tuviesen 500 elementos en la red, el tiempo de procesamiento sería de 250 segundos \approx 4 minutos. Por tal motivo la necesidad de efectuar análisis de contingencias que permitan conocer el estado de la red de la forma más precisa posible ante una contingencia se ha vuelto cada vez más imperativa.

En este capítulo se presenta lo referente análisis de contingencias. Se realiza un enfoque en cuanto a la importancia, procedimientos y métodos para realizar un análisis de contingencia en los SEP. Así mismo se evalúa la factibilidad de la aplicación del teorema de Tellegen para análisis de contingencias. Se exponen los resultados obtenidos mediante MATLAB de análisis de contingencia aplicado a sistemas de la IEEE.

3.2. Análisis de contingencia

El análisis de contingencia juega un papel muy importante en la evaluación de la seguridad del sistema, ya que además de permitir operar al SEP de forma defensiva, permite conocer el comportamiento del sistema ante la remoción de sus elementos.

El proceso de análisis de contingencia implica la modelación de la red y la simulación de la salida de un elemento (línea de transmisión, transformador, generador, etc.) o múltiples elementos (dos líneas de transmisión, una línea de transmisión y un generador, etc.). En el caso de la salida de un elemento de la red, esto corresponde al criterio denominado $N - 1$ donde el sistema debe ser capaz de soportar la remoción de uno de sus N elementos que lo conforman (una salida a la vez). Lo anterior se repite hasta que todas las posibles contingencias hallan sido estudiadas. Para cada uno de estos eventos el análisis de contingencia chequea todas las líneas y los voltajes de los buses en la red contra sus respectivos límites.

Dado que el análisis de contingencia implica la simulación de la salida de cada elemento de la red, surgen tres dificultades durante este estudio. La primera dificultad es el desarrollo apropiado del modelo de la red. En segundo lugar es la elección de la contingencia a evaluar, y en tercer lugar es la dificultad de calcular los flujos de carga, así como los voltajes que conducen a un enorme consumo de tiempo y recursos computacionales. Por lo tanto, es apropiado separar el análisis de contingencia en tres etapas, las cuales son:

1. *Definición de la contingencia*
Comprende el conjunto de contingencias que pudiesen ocurrir en el SEP (se crea la lista de contingencias).
2. *Selección de contingencia*
Comprende el proceso de simular las contingencias y clasificar las según su nivel de severidad. Lo anterior se logra mediante el cálculo de unos índices, los cuales permiten identificar y clasificar como severas aquellas contingencias que provocan violaciones en los límites operativos del SEP, y descartar las que no (se crea la lista de contingencias reducida).
3. *Evaluación de la contingencia*
Comprende la realización de corridas de flujos de carga para las contingencias más severas, lo anterior se efectúa mientras cierto criterio pre-definido se cumpla. Así mismo, comprende las acciones necesarias para mitigar los efectos ocasionados por las contingencias.

Después de un evento de contingencia, los problemas ocasionados en el SEP se pueden clasificar como:

- *Ligero*: Cuando el sistema de potencia puede re-equilibrarse después de la contingencia, sin sobrecargas en ningún elemento.
- *Moderado*: Cuando posterior a la contingencia elementos como líneas y transformadores presentan sobrecargas.
- *Crítico*: Cuando el sistema se vuelve inestable y tiende a colapsar.

Analizando los efectos de las contingencias, se pueden identificar problemas, reconocer configuraciones críticas, establecer restricciones y límites operativos, lo anterior para designar acciones correctivas. En la Figura 3.1 se aprecia el diagrama de flujo de análisis de contingencia.

¹Existen diversos criterios para la evaluación de las contingencias, sin embargo, los más comunes son: la experiencia de los operadores del sistema y mientras se presentan violaciones en los límites operativos de los elementos de la red.

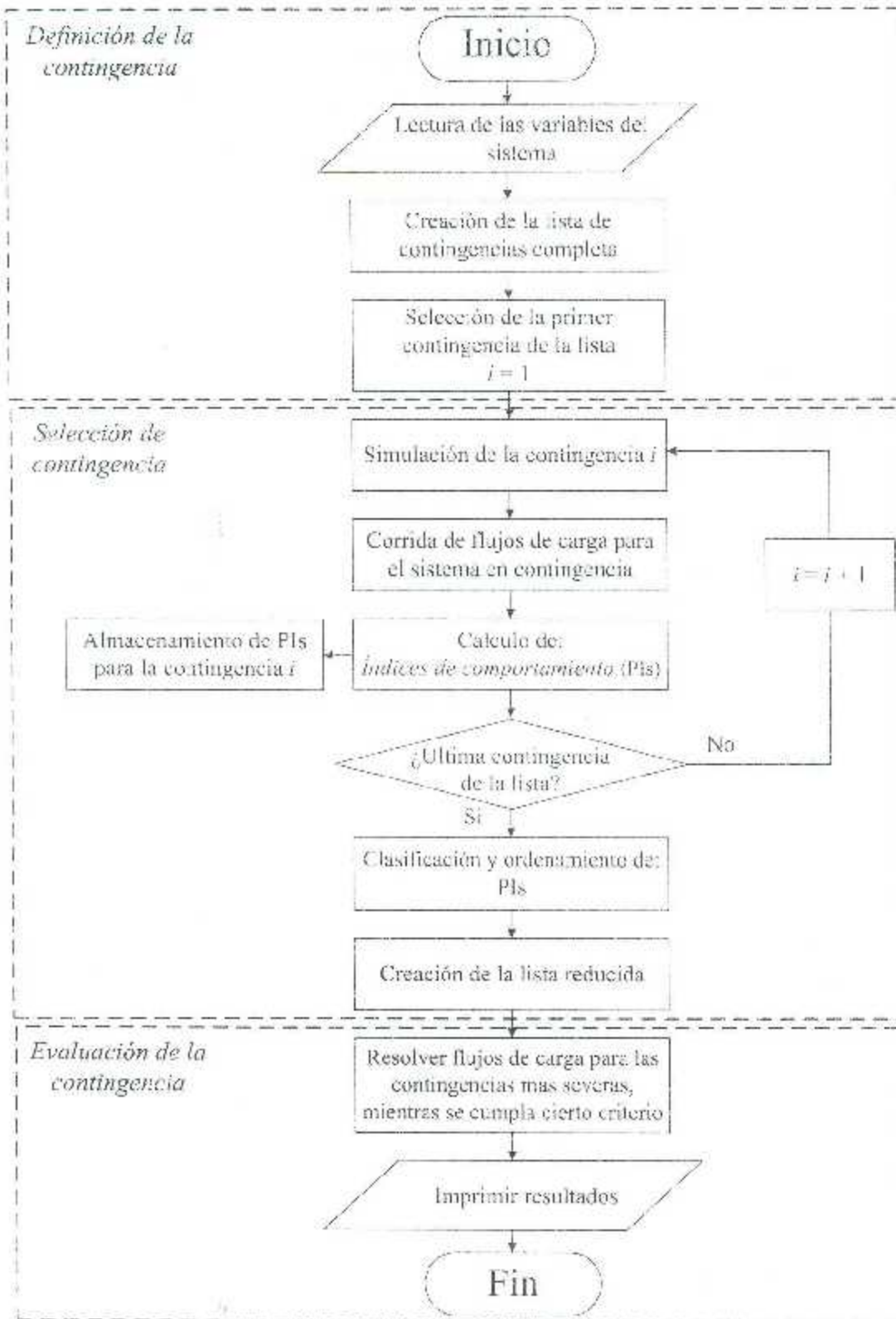


Figura 3.1: Diagrama de flujo de análisis de contingencia.

3.3. Métodos de análisis de contingencia

En la teoría del análisis de contingencia se plantea que se tendrán tantas soluciones de flujos de carga, como elementos de la red se tengan. Debido a esto, ha surgido la necesidad de desarrollar técnicas que permitan calcular flujos de carga de forma rápida y con el mayor grado de exactitud posible. En todas estas técnicas, el punto de partida es el de la solución del caso base² del sistema.

Algunos métodos de cálculos son:

- *Método flujos de carga de CD.*
- *Método de redes adjuntas.*
- *Desacoplado rápido.*
- *IP1Q.*

3.4. Selección de contingencia

Dado a que el proceso de análisis de contingencia implica la predicción del efecto de la remoción de un elemento de la red, el procedimiento anterior se vuelve muy tedioso, además de costoso tanto en tiempo, como en recursos computacionales se refiere, cuando de sistemas grandes se trata. Con el fin de solucionar el problema anterior el proceso de selección de contingencia es usado.

Prácticamente se encuentra que de todas las posibles contingencias que pudiesen ocurrir en el SEP, solo unas cuantas provocarían afectaciones severas en el mismo. Por lo cual al proceso de identificación de las contingencias que efectivamente conduzcan a la violaciones en los límites operacionales del SEP se le conoce como selección de contingencia.

La selección de contingencia se realiza mediante el cálculo de unos índices conocidos como *Índices de Comportamiento* (PI; por sus siglas en inglés) [23]. Estos índices se calculan utilizando los algoritmos convencionales de flujo de potencia para cada contingencia ubicada en la lista de contingencias. Con base en los valores obtenidos, las contingencias se clasifican de manera que aquella que obtenga el valor más elevado de PI ocupe la primer posición en la lista de contingencias reducida, y así sucesivamente en orden descendente hasta que no se presenten afectaciones severas en el sistema. Cabe mencionar que este procedimiento no es exacto, y que en ocasiones algunas contingencias severas pueden quedar fuera de la lista de contingencias reducida.

²Caso base se refiere el punto de operación en estado estable que posee un SEP, cuando todos sus elementos se encuentran en servicio y operando de manera adecuada.

3.4.1. Índices de comportamiento (PI)

La desviación de las variables del SEP como lo son los flujos de potencia en las líneas y los voltajes en los buses, de sus valores nominales son medidos mediante los índices de comportamiento.

Existen dos tipos de índices PI que son de gran utilidad para el análisis de contingencia, estos son:

1. El índice de comportamiento de potencia activa (PI_p).
2. El índice de comportamiento de potencia reactiva (PI_v).

3.4.1.1. Índice de comportamiento de potencia activa (PI_p)

El PI_p refleja las violaciones del flujo potencia activa en las líneas y está dado por la ecuación (3.1):

$$PI_p = \sum_{\ell, \ell \neq i}^{N_{\text{líneas}}} \left(\frac{P_{\ell, i}}{P_{\ell}^{\text{max}}} \right)^{2n} \quad (3.1)$$

donde

- $P_{\ell, i}$ - Flujo de potencia de la línea ℓ con la línea i fuera.
- P_{ℓ}^{max} - Límite máximo en MW que transporta la línea ℓ .
- n - Exponente definido.

En caso de que no se encuentre con los valores de P_{ℓ}^{max} , estos se pueden calcular mediante la siguiente expresión:

$$P_{\ell}^{\text{max}} = \sqrt{MVA_{\text{línea}}^2 - Q_{\ell}^2} \quad (3.2)$$

donde

- Q_{ℓ} - Flujo de potencia reactiva en la línea ℓ en el caso base.

3.4.1.2. Índice de comportamiento de potencia reactiva (PI_v)

El PI_v es usado para cuantificar la afectación de una contingencia a un sistema es el PI_v . Este parámetro refleja las violaciones en los límites de los voltajes nodales, y el cual se calcula por medio de la ecuación (3.3)

$$PI_v = \sum_j^{N_{\text{buses}}} \left(\frac{V_{j,i}}{V_{j,i}^{\text{min}}} \right)^n + \sum_j^{N_{\text{buses}}} \left(\frac{V_{j,i}}{V_{j,i}^{\text{max}}} \right)^n \quad (3.3)$$

donde

- $V_{j,i}$ - Voltaje en el bus j con la línea i fuera.
- $V_{j,i}^{\text{min}}, V_{j,i}^{\text{max}}$ - Límites mínimo y máximo respectivamente del bus j .
- n - Exponente definido.

Para el cálculo de PI_v es necesario conocer la variación permisible en los voltajes de los buses, los cuales generalmente tienen un margen asignado del $\pm 5\%$, es decir

0.95 y 1.05 p.u. para los límites mínimos y máximos respectivamente.

El asignar valores grandes al exponente n , de las ecuaciones 3.1 y 3.3, esto se refleja en valores pequeños de PTs, si todos los flujos y todos los voltajes de los buses se encuentran dentro de sus respectivos límites, y en valores grandes en caso contrario. Sin embargo al asignar valores grandes para n hacen que el desarrollo del algoritmo para calcular los mas rápido posible los PTs se torne extremadamente difícil. Por el contrario con un valor de $n = 1$, se pueden presentar casos de líneas cuyo flujo esté un poco por debajo de sus límites y que contribuya con PI_i casi igual a los que caracterizan a las líneas cuyo flujo esté un poco por encima de sus límites. Lo anterior puede resultar en una lista que no es muy representativa de las contingencias verdaderamente críticas ubicadas en la parte superior de la lista.

3.5. Flujos de carga

Siempre es necesario conocer de las condiciones de operación de un SEP; esto es, el conocimiento de los voltajes nodales en estado estable, las condiciones de carga y generación, así como disponibilidad de los elementos para evaluar la confiabilidad del sistema [27].

El problema de flujos de carga tiene como objetivo el determinar los valores de los voltajes (magnitud y ángulo) en todos los nodos de la red, ya que conociendo estos valores es posible determinar el estado eléctrico total de la red.

3.5.1. Clasificación de los nodos de la red

Los nodos de la red pueden clasificarse en:

- *Nodo de generación (PV):* Es cualquier nodo que tenga un generador conectado; la magnitud del voltaje y la potencia de generación son datos conocidos, mientras que el ángulo del voltaje y la potencia reactiva son incógnitas [26].
- *Nodo de carga (PQ):* Es cualquier nodo donde la carga activa y reactiva conectada a él es especificada, mientras que la magnitud y el ángulo del voltaje son incógnitas.
- *Nodo compensador (Slack):* En un SEP se tiene que tener al menos un nodo de este tipo, usualmente es numerado como el nodo 1. Es un nodo de generación donde no puede ser especificada la potencia activa generada como en un nodo PV, debido a que no se conocen de antemano las pérdidas en el sistema, y por ende no puede establecerse el balance de potencia activa entre la generación y la demanda. Por lo tanto este nodo es el encargado de ajustar el desbalance entre las unidades generadas y las cargas especificadas en los nodos PV y PQ [26].

3.5.2. Ecuaciones de flujos de carga

El análisis de un SEP comienza con la formulación de un sistema nodal referenciado, el cual describe la relación entre las variables eléctricas (voltajes y corrientes) como lo indica la segunda ley de Kirchhoff [27].

$$\mathbf{I}_{BUS} = \mathbf{Y}_{BUS} \mathbf{V}_{BUS} \quad (3.4)$$

donde

\mathbf{I}_{BUS} - Vector de $N \times 1$ que contiene las inyecciones de corriente a los N nodos de la red.

\mathbf{V}_{BUS} - Vector de $N \times 1$ que contiene los voltajes nodales de la red.

\mathbf{Y}_{BUS} - Matriz nodal de admitancias de $N \times N$, la cual describe la conectividad del sistema.

En un SEP las inyecciones nodales de corriente son incógnitas; lo que usualmente es conocido es la potencia neta inyectada S_k , donde el sub-índice k hace referencia al k -ésimo nodo de la red. S_k se obtiene del producto del voltaje (V_k) y la corriente (I_k), los cuales son los k -ésimos términos de \mathbf{V}_{BUS} y de \mathbf{I}_{BUS} respectivamente. Una vez calculado I_k mediante la ecuación (3.4), la potencia neta compleja S_k se puede expresar mediante:

$$S_k = V_k I_k^* = V_k \left[\sum_{m=1}^N Y_{km} V_m \right]^* \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, N \quad (3.5)$$

donde $Y_{k,m}$ es el elemento (k, m) de la matriz \mathbf{Y}_{BUS} , y N representa en número de nodos de la red.

S_k representado por su componente real e imaginaria está dado por:

$$S_k = P_k + jQ_k \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, N \quad (3.6)$$

donde P_k y Q_k son las potencias real y reactiva netas inyectadas al nodo k respectivamente, y están definidas por:

$$P_k = P_k^{Gen} - P_k^{Load} \quad (3.7)$$

$$Q_k = Q_k^{Gen} - Q_k^{Load} \quad (3.8)$$

donde P_k^{Gen} y Q_k^{Gen} representan las potencias activa y reactiva respectivamente inyectada al nodo k por un generador, y las variables P_k^{Load} y Q_k^{Load} representan la carga activa y reactiva respectivamente conectada al nodo mismo nodo.

Usando la siguiente notación polar para expresar el voltaje del nodo k tenemos:

$$V_k = V_k e^{j\delta_k} = V_k (\cos \delta_k + j \sin \delta_k) \quad (3.9)$$

y la siguiente notación rectangular para los elementos de la matriz \mathbf{Y}_{BUS} como,

$$Y_{km} = G_{km} + jB_{km} \quad (3.10)$$

Sustituyendo las expresiones anteriores en la ecuación (3.5), obtendremos,

$$S_k = V_k e^{-j\delta_k} \left[\sum_{m=1}^N (G_{km} + jB_{km}) V_m e^{j\delta_m} \right]^* \quad (3.11)$$

$$= V_k \left[\sum_{m=1}^N (V_m (G_{km} + jB_{km}) (\cos(\delta_k - \delta_m) + j(\sin \delta_k - \delta_m))) \right]^* \quad (3.12)$$

$$\text{para } k = 1, 2, \dots, N$$

Separando en sus componentes real e imaginaria, tal y como se hizo para la ecuación (3.6), se obtiene:

$$P_k = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m=1, m \neq k}^N [V_m (G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m))] \quad (3.13)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m=1, m \neq k}^N [V_m (G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m))] \quad (3.14)$$

$$\text{para } k = 1, 2, \dots, N$$

Las ecuaciones (3.13) y (3.14) son conocidas como las ecuaciones flujos de carga y son necesarias para la solución del problema de flujos de carga [26]. Debido a que las ecuaciones anteriores son no lineales es necesario emplear métodos numéricos para obtener su solución. A continuación se desarrolla el método de Newton-Raphson para la solución de ecuaciones no lineales.

3.5.3. Solución de ecuaciones no lineales por el método Newton-Raphson

El método de Newton-Raphson (NR) es uno de los métodos iterativos más utilizados en la actualidad para la solución de ecuaciones no lineales, en gran parte debido a la robustez, así como a la rápida convergencia que este método proporciona. Este método resuelve un conjunto k de ecuaciones no lineales para un igual número m de incógnitas.

$$f_k(x_m) = 0 \quad \text{para} \quad \begin{matrix} k = 1 \rightarrow N \\ m = 1 \rightarrow N \end{matrix} \quad (3.15)$$

En cada iteración del método NR, el problema no lineal es aproximado mediante una ecuación lineal matricial. Así mismo el método NR se visualiza más claramente cuando se aplica a una ecuación con solo una incógnita [26].

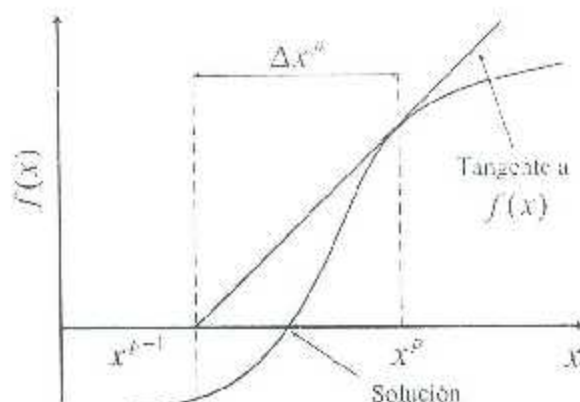


Figura 3.2: Aproximación lineal de una variable

En la Figura 3.2 x^p es una aproximación a la solución, con un error de Δx^p en cada iteración p . Entonces:

$$f(x^p) + \Delta x^p = 0 \quad (3.16)$$

La ecuación (3.16) puede expandirse mediante el teorema de Taylor como:

$$\begin{aligned} f(x^p + \Delta x^p) &= 0 \\ &= f(x^p) + \Delta x^p f'(x^p) + \frac{(\Delta x^p)^2}{2} f''(x^p) + \dots \end{aligned} \quad (3.17)$$

Si la estimación inicial de la variable x^p se encuentra cerca de la solución, el valor de Δx^p será relativamente pequeño, por lo que términos de exponentes mayores pueden ser despreciados. Por lo tanto,

$$f(x^p) + \Delta x^p f'(x^p) = 0 \quad (3.18)$$

Despejando Δx^p quedaría:

$$\Delta x^p = - (f'(x^p))^{-1} f(x^p). \quad (3.19)$$

Como se puede observar en la Figura 3.2 la aplicación sucesiva de $x^p, x^{p+1}, x^{p+2}, \dots$ conduce a la solución.

La ecuación (3.19) en forma matricial estará expresada por:

$$\Delta \mathbf{x}^p = - (\mathbf{f}'(\mathbf{x}^p))^{-1} \mathbf{f}(\mathbf{x}^p) = - [\mathbf{J}(\mathbf{x}^p)]^{-1} \mathbf{f}(\mathbf{x}^p) \quad (3.20)$$

donde \mathbf{J} es la matriz Jacobiana de $N \times N$, la cual contiene las derivadas parciales de las funciones $f_k(x_n)$, y está conformada como se muestra a continuación:

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}^p) = \frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x}^p)}{\partial \mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_N(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_N(\mathbf{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_N(\mathbf{x})}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Por lo que el nuevo valor estimado de la variable estaría dado por:

$$x^{p+1} = x^p + \Delta x^p. \quad (3.22)$$

3.5.4. Flujos carga por el método de NR.

Recordando las ecuaciones de flujos de carga, tenemos:

$$P_i^{sp} = \left[V_i^2 G_{ik} + V_i \sum_{n=1, n \neq i}^N [V_n (G_{in} \cos(\delta_k - \delta_n) + B_{in} \sin(\delta_k - \delta_n))] \right] = 0 \quad (3.7)$$

$$Q_i^{sp} = \left[-V_i^2 G_{ik} + V_i \sum_{n=1, n \neq i}^N [V_n (G_{in} \sin(\delta_k - \delta_n) - B_{in} \cos(\delta_k - \delta_n))] \right] = 0 \quad (3.8)$$

Las $2N$ ecuaciones a resolver son (3.7) y (3.8). Para los nodos tipo PV la ecuación (3.8) es omitida, mientras que para el nodo compensador las ecuaciones (3.7) y (3.8) son omitidas [23]. Las conjunto de ecuaciones es consistente debido a que para las ecuaciones omitidas, sus correspondientes valores de P^{sp} y Q^{sp} también fueron omitidos [27]. Lo anterior resulta en un conjunto de ecuaciones, donde las variables de estado \mathbf{x} sólo contiene las magnitudes y los voltajes nodales del sistema. Por lo que el conjunto de ecuaciones expresadas en forma vectorial está dado por:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P}(\mathbf{x}) \\ \Delta \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = 0 \quad (3.23)$$

donde $\Delta \mathbf{P}(\mathbf{x})$ representa la ecuación (3.13) para los nodos PV y PQ, mientras que $\Delta \mathbf{Q}(\mathbf{x})$ representa la ecuación (3.14) para los nodos PQ. Las variables de estado \mathbf{x} en forma vectorial están denotados por:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \delta \\ \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Aplicando la ecuación (3.20) a el problema de flujos de carga, obtendríamos:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix}}_{\Delta x^p} = - \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}}_{-J(x^p)^{-1}} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}}_{\delta(x^p)} \quad (3.25)$$

Aplicando la ecuación (3.22) de forma recursiva, las variables de estado (V y δ) se actualizarán con cada iteración p , esto proceso continúa hasta que se cumpla el siguiente criterio:

$$\begin{bmatrix} \Delta P(x) \\ \Delta Q(x) \end{bmatrix} \leq C, \quad (3.26)$$

donde c es un valor pequeño pre-establecido.

A fin de simplificar el cálculo de la matriz (J), se realiza el cociente de ΔV^p entre V_k^{p-1} , el cual no afecta algoritmo, pero simplifica algunos términos de J como Arrillaga en [26], dicha modificación en forma matricial se expresa mediante:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}, \quad (3.27)$$

donde H , N , J y L son sub-matrices, y cuyos elementos son expresados de forma similar a Arrillaga en [26], los cuales son:

- Elementos de la diagonal ($k = m$)

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = -Q_k - B_{kk}V_k^2 \quad (3.28)$$

$$N_{kk} = V_k \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = P_k + G_{kk}V_k^2 \quad (3.29)$$

$$J_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = -P_k - G_{kk}V_k^2 \quad (3.30)$$

$$L_{kk} = V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = Q_k - B_{kk}V_k^2 \quad (3.31)$$

- Elementos fuera de la diagonal ($k \neq m$)

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)) \quad (3.32)$$

$$N_{km} = V_m \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k V_m (G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)) \quad (3.33)$$

$$J_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)) \quad (3.34)$$

$$L_{km} = V_m \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k V_m (G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)) \quad (3.35)$$

3.5.5. Flujos de carga por el método de desacoplado rápido

El método de Desacoplado Rápido (FDLF; por sus siglas en inglés) fue desarrollado por Stott [29], y el cual tiene como base el método de flujos de carga por Newton-Raphson (NRLF; por sus siglas en inglés) con algunas consideraciones.

Todos los SEP presentan en estado estacionario una fuerte interdependencia entre las potencias activas y los ángulos de los voltajes nodales ($P - \delta$), y entre las potencias reactivas y las magnitudes de dichos voltajes ($Q - V$). El acoplamiento entre la potencia activa y la magnitud del voltaje nodal, y entre la potencia reactiva y el ángulo de los voltajes nodales, ambas relaciones son relativamente débiles [28]. Este acoplamiento débil se utiliza en el desarrollo de los denominados métodos desacoplados. Recordando la ecuación (3.37)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{J} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Despreciando las matrices \mathbf{N} y \mathbf{J} por las razones previamente mencionadas, obtenemos:

$$\Delta P = \mathbf{H} \Delta \delta \quad (3.37)$$

$$\Delta Q = \mathbf{L} \frac{\Delta V}{V} \quad (3.38)$$

Como ya se mencionó anteriormente el FDLF tiene como base las ecuaciones de NRLF con algunas asunciones, las cuales son:

- Bajo condiciones normales de operación las magnitudes de los voltajes nodales son cercanos a 1 p.u., es decir:

$$V_k \approx V_m \approx 1.$$

- En condiciones normales de operación la diferencia angular entre los voltajes nodales es pequeña $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j \approx 0$ (entre $5 - 10^\circ$).
- En las líneas de transmisión la resistencia es significativamente menor a la reactancia ($R_{km} \lll X_{km}$). Por lo cual es correcto asumir:

$$G_{km} = 0 \quad \text{y} \quad B_{km} = \frac{-1}{X_{km}}.$$

- La potencia reactiva inyectada a un bus es menor que la potencia reactiva consumida por los elementos conectados a él ($Q_k \lll B_{kk}V_k^2$).

Aplicando dichas asunciones a las ecuaciones que conforman los elementos de las sub-matrices \mathbf{H} y \mathbf{L} , las ecuaciones pueden re-escribirse como:

- *Elementos dentro de la diagonal* ($k = m$):

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = -B_{kk}V_k^2 \quad (3.39)$$

$$L_{kk} = V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -B_{kk}V_k^2 \quad (3.40)$$

• Elementos fuera de la diagonal ($k \neq m$):

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_m} = -V_k V_m B_{km} \quad (3.41)$$

$$L_{km} = V_m \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = -V_k V_m B_{km} \quad (3.42)$$

Re-escribiendo las ecuaciones (3.41) y (3.42), obtenemos:

$$\frac{\Delta P}{V} = \mathbf{B}' \Delta \delta \quad (3.43)$$

$$\frac{\Delta Q}{V} = \mathbf{B}'' \Delta V \quad (3.44)$$

donde \mathbf{B}' y \mathbf{B}'' son matrices de admitancias de orden $(N-1)$ y $(N-N_{EV})$ respectivamente, simplificadas como sigue:

1. Para el cálculo de \mathbf{B}' tanto la reactancia en derivación, como los transformadores que cuentan con cambiadores de taps fuera del voltaje nominal se desprecian.
2. Para el cálculo de \mathbf{B}'' se desprecian los efectos de los transformadores de fase.

Los elementos de \mathbf{B}' y \mathbf{B}'' se calculan mediante:

$$B'_{km} = -\frac{1}{x_{km}}, \text{ para } m \neq k \quad (3.45)$$

$$B'_{kk} = \sum_{l=1}^n \frac{1}{x_{kl}}, \quad (3.46)$$

$$B''_{km} = -B_{km}, \text{ para } m \neq k \quad (3.47)$$

$$B''_{kk} = \sum B_{km} \quad (3.48)$$

Dado que \mathbf{B}' y \mathbf{B}'' son matrices constantes solo es necesario calcularlas una vez al inicio del estudio.

Entonces, el cambio en la magnitud del voltaje nodal, así como el cambio en su ángulo, se obtienen de las ecuaciones (3.43) y (3.50) respectivamente, obtenemos:

$$\Delta \delta = [\mathbf{B}']^{-1} \frac{\Delta P}{V} \quad (3.49)$$

$$\Delta V = [\mathbf{B}'']^{-1} \frac{\Delta Q}{V} \quad (3.50)$$

Este método converge rápidamente (de 2 a 5 iteraciones) y con una buena exactitud. Esto es debido a que las matrices \mathbf{B}' y \mathbf{B}'' representan aproximaciones constantes a las tangentes de las funciones $\Delta P/V$ y $\Delta Q/V$ respectivamente. Una buena aproximación a la solución se obtiene después de la 1era o 2da iteración. Por tal motivo se eligió este método para realizar la *evaluación de contingencia*.

En la Figura 3.3 se muestra en diagrama de flujo de FDLF.

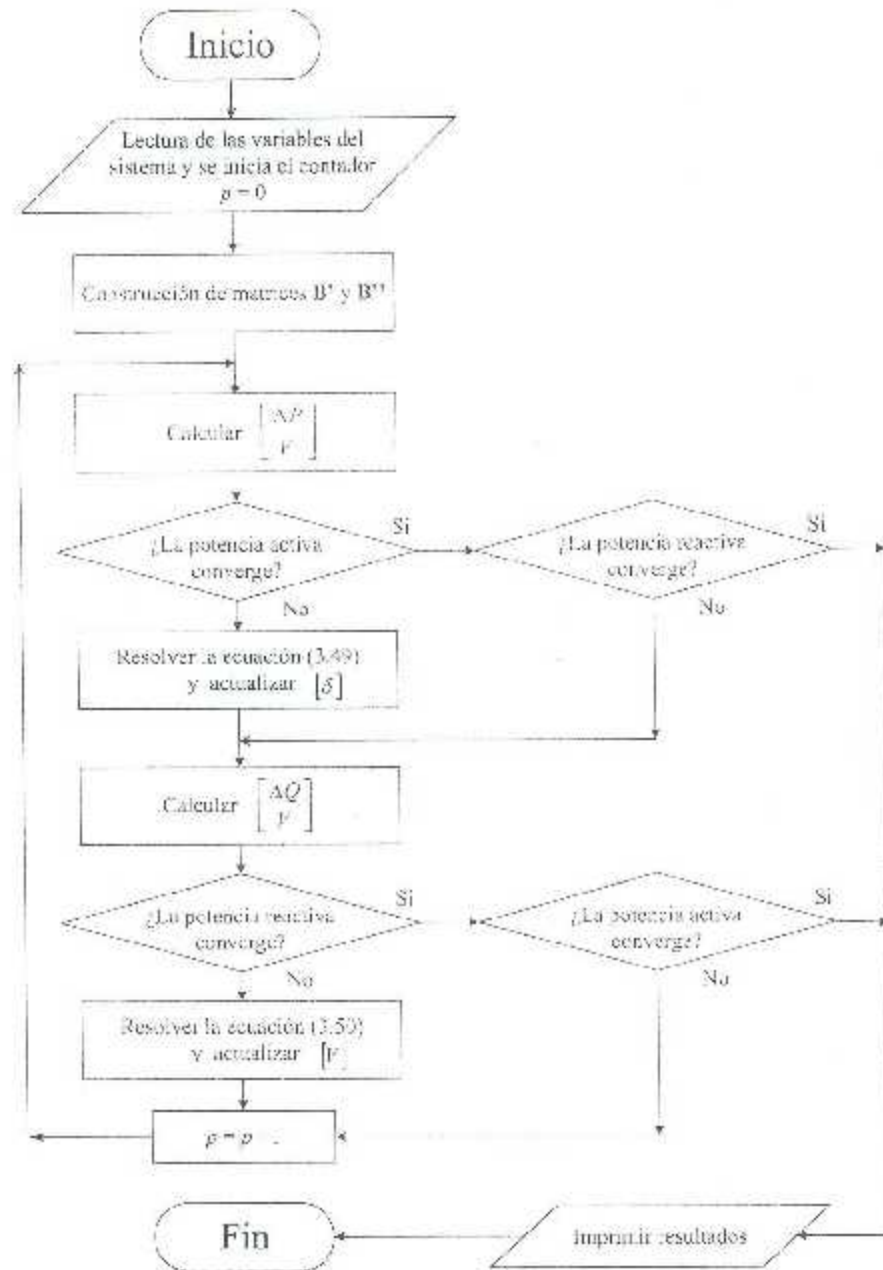


Figura 3.3: Diagrama de flujo de FDLF

3.6. Selección de contingencia mediante el método IP1Q

El método de IP1Q es uno de los métodos más usados y aceptados para la selección de contingencias [23]. Este método tiene como base las relaciones $P - \delta$ y $Q - V$ que se desprenden del FDLF, las cuales son utilizadas para calcular los flujos en las líneas y la magnitud de los voltajes en los buses. El nombre de este método proviene de su procedimiento de solución, donde el FDLF es interrumpido después una iteración para $P - \delta$ y una para $Q - V$. En la Figura 3.4 se muestra el diagrama de flujo de IP1Q.

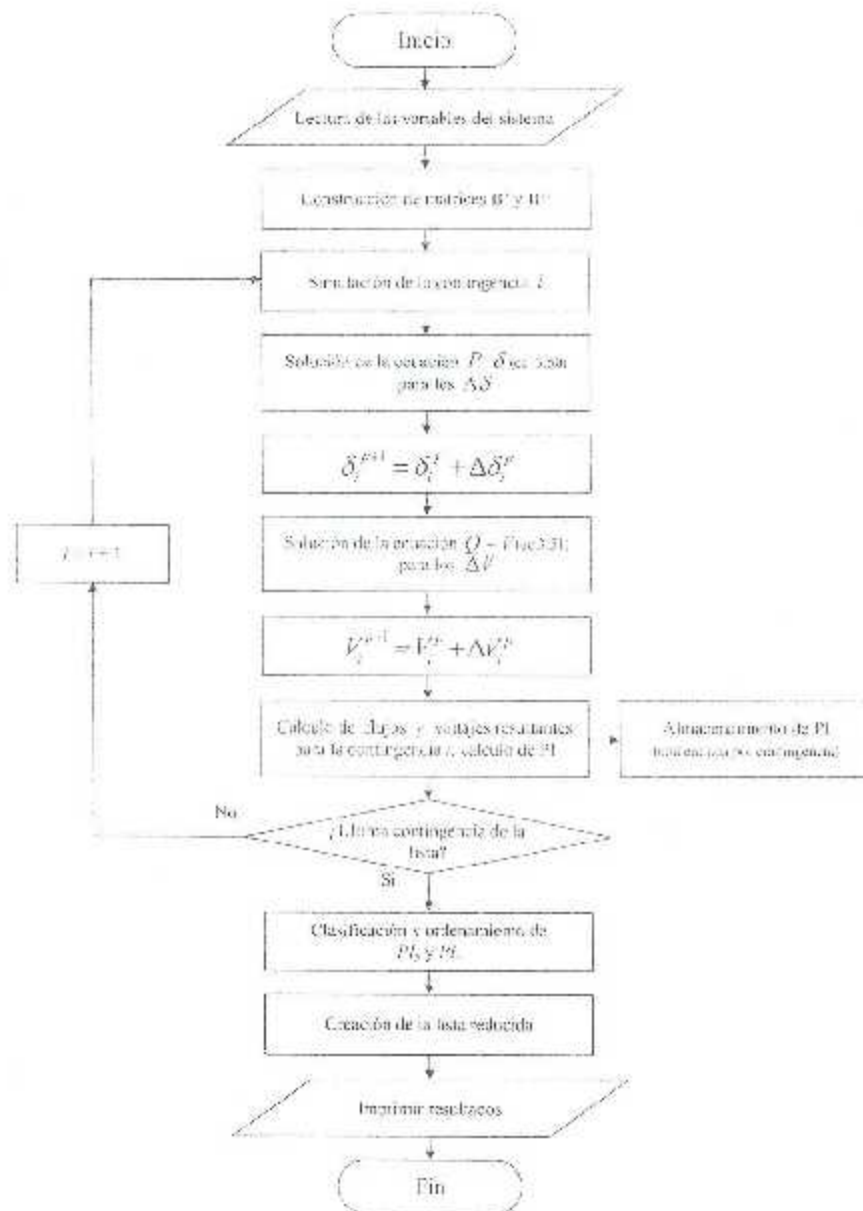


Figura 3.4: Diagrama de flujo de IP1Q

3.7. Selección de contingencia mediante el teorema de Tellegen

Una forma de presentar el teorema de Tellegen [36] es aquella en la cual uno puede seleccionar dos redes topológicamente iguales, pero que pueden tener componentes diferentes. Basado en esto uno puede notar que una red de potencia en pre-contingencia es topológicamente idéntica a una red en post-contingencia. En estas condiciones tiene sentido tratar de aplicar el teorema de Tellegen para la evaluación de contingencias. Se usarán indistintamente los términos de redes adjuntas o método de Tellegen para referirse a la aplicación del teorema de Tellegen para análisis de contingencia en SEP.

Si los fasores de voltajes y corrientes de los elementos de la red de potencia en estado de pre-contingencia se denotan por \mathbf{V} e \mathbf{I} , y los de post-contingencia por $(\mathbf{V} + \Delta\mathbf{V})$ e $(\mathbf{I} + \Delta\mathbf{I})$, el teorema de Tellegen establece:

$$\hat{\mathbf{I}}^T \Delta\mathbf{V} - \hat{\mathbf{V}}^T \Delta\mathbf{I} = 0, \quad (3.51)$$

en donde las variables denotadas por “ $\hat{\cdot}$ ” pertenecen a la red adjunta \hat{N} .

Los elementos en la red de potencia pueden ser ramas (series o shunt) e inyecciones nodales (fuentes de corriente o voltaje). los vectores de voltaje y de corriente $\mathbf{V} \equiv \mathbf{I}$ respectivamente, se pueden particionar como:

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_S \\ \mathbf{V}_P \\ \mathbf{V}_B \end{bmatrix} \quad \mathbf{I} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_S \\ \mathbf{I}_P \\ \mathbf{I}_B \end{bmatrix},$$

en donde el subíndice S denota el nodo slack, el subíndice P hace referencia a los buses donde ocurren inyecciones nodales y el subíndice B hace referencia a las ramas de la red.

De acuerdo a esta partición la ecuación (3.51) se reescribe como:

$$\left[(\hat{\mathbf{I}}_S)^T \Delta\mathbf{V}_S - (\hat{\mathbf{V}}_S)^T \Delta\mathbf{I}_S \right] + \left[(\hat{\mathbf{I}}_P)^T \Delta\mathbf{V}_P - (\hat{\mathbf{V}}_P)^T \Delta\mathbf{I}_P \right] - \left[(\hat{\mathbf{I}}_B)^T \Delta\mathbf{V}_B - (\hat{\mathbf{V}}_B)^T \Delta\mathbf{I}_B \right] = 0. \quad (3.52)$$

Como se sabe el voltaje y el ángulo del nodo slack siempre están pre-especificados por lo tanto $\Delta\mathbf{V}_S$ es igual a cero. Al seleccionar $\hat{\mathbf{V}}_S$ igual a cero en la red adjunta, la contribución del nodo slack a la ecuación (3.52) se reduce a cero.

$$\left[(\hat{\mathbf{I}}_P)^T \Delta\mathbf{V}_P - (\hat{\mathbf{V}}_P)^T \Delta\mathbf{I}_P \right] + \left[(\hat{\mathbf{I}}_B)^T \Delta\mathbf{V}_B - (\hat{\mathbf{V}}_B)^T \Delta\mathbf{I}_B \right] = 0. \quad (3.53)$$

El teorema de Tellegen descrito por la ecuación (3.52) consiste en calcular ΔV_m , el cual es el cambio en el voltaje nodal complejo en el bus m , debido a una contingencia que puede ser descrita por un cambio Δy_k en una rama k , o por un cambio ΔS_k en la potencia compleja inyectada en el bus k .

Primero se va a considerar el efecto en $\text{Re}[\Delta V_m]$ debido a las inyecciones nodales, esto es

$$(\hat{\mathbf{I}}_P)^T \Delta \mathbf{V}_P - (\hat{\mathbf{V}}_P)^T \Delta \mathbf{I}_P. \quad (3.54)$$

El k -ésimo término de esta ecuación se puede escribir como

$$\text{Re} \left[\hat{I}_k \Delta V_k - \hat{V}_k \Delta I_k \right]. \quad (3.55)$$

La potencia compleja inyectada ΔS_k en el bus k , considerando únicamente los términos de primer orden, se pueden aproximar mediante

$$\Delta S_k \approx V_k \Delta I_k^* + I_k^* \Delta V_k, \quad (3.56)$$

de donde

$$\Delta I_k^* = (\Delta S_k - I_k^* \Delta V_k) / V_k. \quad (3.57)$$

Teniendo en cuenta que el producto de dos cantidades complejas no afecta la parte real del resultado, y sustituyendo la ecuación (3.57) en la ecuación (3.55) se llega a las siguientes aseveraciones

$$\begin{aligned} \text{Re} \left[\hat{I}_k \Delta V_k - \hat{V}_k \Delta I_k \right] &= \text{Re} \left[\hat{I}_k \Delta V_k - \hat{V}_k^* \Delta I_k^* \right] \\ &= \text{Re} \left[\hat{I}_k \Delta V_k \hat{V}_k^* ((\Delta S_k - I_k^* \Delta V_k) / V_k) \right] \\ &= \text{Re} \left[\Delta V_k (\hat{I}_k + I_k^* \hat{V}_k^* / V_k) - \Delta S_k \hat{V}_k^* / V_k \right]. \end{aligned} \quad (3.58)$$

Debido a que se desea conocer $\text{Re}[\Delta V_m]$ en base a las inyecciones nodales, se agregará la siguiente restricción

$$\hat{I}_k + I_k^* \hat{V}_k^* / V_k = \delta_{km}. \quad (3.59)$$

donde

$$\delta_{km} = \begin{cases} 0, & k \neq m \\ 1, & k = m \end{cases}. \quad (3.60)$$

Con tal restricción es posible reescribir la ecuación (3.54) como sigue

$$\begin{aligned} \text{Re} \left[(\hat{\mathbf{I}}_P)^T \Delta \mathbf{V}_P - (\hat{\mathbf{V}}_P)^T \Delta \mathbf{I}_P \right] &= \text{Re} \left[\sum_{k \neq m} (\hat{I}_k \Delta V_k - \hat{V}_k \Delta I_k) \right] \\ &= \text{Re} \left[\Delta V_m - \sum_{k \neq m} (\Delta S_k \hat{V}_k^* / V_k) \right]. \end{aligned} \quad (3.61)$$

Ahora se determinará el efecto en $\text{Re}[\Delta V_m]$ debido a un cambio en las ramas Δy_b , el cual está denotado por

$$(\hat{\mathbf{I}}_B)^T \Delta \mathbf{V}_B - (\hat{\mathbf{V}}_B)^T \Delta \mathbf{I}_B. \quad (3.62)$$

Para la rama b , la ecuación anterior se denotada por

$$\text{Re} [\hat{I}_b \Delta V_b - \hat{V}_b \Delta I_b]. \quad (3.63)$$

La corriente en la rama es

$$I_b = y_b V_b, \quad (3.64)$$

por lo que el cambio en la corriente considerando únicamente los términos de primer orden, es denotado por

$$\Delta I_b \approx y_b \Delta V_b + V_b \Delta y_b. \quad (3.65)$$

Sustituyendo la expresión anterior en la ecuación (3.63) obtenemos

$$\begin{aligned} \text{Re} [\hat{I}_b \Delta V_b - \hat{V}_b \Delta I_b] &= \text{Re} [\hat{I}_b \Delta V_b - \hat{V}_b (y_b \Delta V_b + V_b \Delta y_b)] \\ &= \text{Re} [\hat{I}_b \Delta V_b - \hat{V}_b y_b \Delta V_b - \hat{V}_b V_b \Delta y_b] \\ &= \text{Re} [\Delta V_b (\hat{I}_b - y_b \hat{V}_b) - \hat{V}_b V_b \Delta y_b]. \end{aligned} \quad (3.66)$$

Al seleccionar la corriente en la red adjunta como

$$\hat{I}_b = y_b \hat{V}_b, \quad (3.67)$$

la ecuación (3.66) se reduce a

$$\text{Re} [\hat{I}_b \Delta V_b - \hat{V}_b \Delta I_b] = \text{Re} [-\hat{V}_b V_b \Delta y_b]. \quad (3.68)$$

Por lo tanto la ecuación (3.53) en base a los aportes realizados por las ecuaciones (3.61) y (3.68), para el cálculo de $\text{Re}[\Delta V_m]$, conduce a la siguiente expresión

$$\text{Re} \left[\Delta V_m - \sum_k (\Delta S_k \hat{V}_k^* / V_k) - \sum_b (\hat{V}_b V_b \Delta y_b) \right] = 0, \quad (3.69)$$

y por consiguiente

$$\text{Re} [\Delta V_m] = \text{Re} \left[\sum_k (\Delta S_k \hat{V}_k^* / V_k) + \sum_b (\hat{V}_b V_b \Delta y_b) \right]. \quad (3.70)$$

A continuación se procederá a determinar $\text{Im}[\Delta V_m]$, debido a perturbaciones en las inyecciones de potencia, así como en la red.

Con el fin de lograr este cometido, se hará uso de una segunda red adjunta, cuyas variables estarán denotadas por " $\tilde{\cdot}$ ".

Por lo tanto, el teorema de Tellegen aplicado a la red adjunta \tilde{N} es

$$\left[(\tilde{I}_S)^T \Delta V_S - (\tilde{V}_S)^T \Delta I_S \right] + \left[(\tilde{I}_P)^T \Delta V_P - (\tilde{V}_P)^T \Delta I_P \right] + \left[(\tilde{I}_B)^T \Delta V_B - (\tilde{V}_B)^T \Delta I_B \right] = 0. \quad (3.71)$$

Sabiendo que ΔV_S es igual a cero, y seleccionando \tilde{V}_S igual a cero, la ecuación (3.71) se reduce a

$$\left[(\tilde{I}_P)^T \Delta V_P - (\tilde{V}_P)^T \Delta I_P \right] + \left[(\tilde{I}_B)^T \Delta V_B - (\tilde{V}_B)^T \Delta I_B \right] = 0. \quad (3.72)$$

Ahora se determinará el efecto en $\text{Im}[\Delta V_m]$ debido a ΔS_k , las cuales están descritas por:

$$(\tilde{I}_P)^T \Delta V_P - (\tilde{V}_P)^T \Delta I_P. \quad (3.73)$$

por lo que el k -ésimo término de la ecuación anterior es

$$\text{Im} \left[\tilde{I}_k \Delta V_k - \tilde{V}_k \Delta I_k \right]. \quad (3.74)$$

Sabiendo de antemano que el producto de dos cantidades complejas si afecta la parte imaginaria del resultado. Se realiza la sustitución de la ecuación (3.51) en la ecuación (3.74), con lo que se obtiene el siguiente conjunto de expresiones

$$\begin{aligned} \text{Im} \left[\tilde{I}_k \Delta V_k - \tilde{V}_k \Delta I_k \right] &= \text{Im} \left[(\tilde{I}_k \Delta V_k - \tilde{V}_k^* \Delta I_k^*) \right] \\ &= \text{Im} \left[\tilde{I}_k \Delta V_k + \tilde{V}_k^* ((\Delta S_k - I_k^* \Delta V_k) / V_k) \right] \\ &= \text{Im} \left[\Delta V_k (\tilde{I}_k - I_k^* \tilde{V}_k^* / V_k) + \Delta S_k \tilde{V}_k^* / V_k \right]. \end{aligned} \quad (3.75)$$

Por lo que el aporte de las inyecciones de potencia a $\text{Im}[\Delta V_k]$ se logra mediante la siguiente expresión

$$\tilde{I}_k - I_k^* \tilde{V}_k^* / V_k = \delta_{km}. \quad (3.76)$$

En base a la ecuación (3.76), se reescribe la ecuación (3.75) como sigue

$$\begin{aligned} \text{Im} \left[(\tilde{I}_P)^T \Delta V_P - (\tilde{V}_P)^T \Delta I_P \right] &= \text{Im} \left[\sum_{k \neq m} (\tilde{I}_k \Delta V_k - \tilde{V}_k \Delta I_k) \right] \\ &= \text{Im} \left[\Delta V_m + \sum_{k \neq m} (\Delta S_k \tilde{V}_k^* / V_k) \right]. \end{aligned} \quad (3.77)$$

En cuanto al aporte de $\text{Im}[\Delta V_m]$ debido a un cambio Δy_k , se procede de forma análoga en la cual se realizó el cálculo para su parte real.

Partiendo de la expresión -

$$(\tilde{J}_B)^T \Delta V_B - (\tilde{V}_B)^T \Delta I_B. \quad (3.78)$$

Por lo que, para la rama b , la ecuación anterior está denotada por

$$\text{Im} \left[\tilde{I}_b \Delta V_b - \tilde{V}_b \Delta I_b \right]. \quad (3.79)$$

Sustituyendo la ecuación (3.65) en la expresión anterior, y realizando las operaciones correspondientes se obtiene

$$\text{Im} \left[\tilde{I}_b \Delta V_b - \tilde{V}_b \Delta I_b \right] = \text{Im} \left[\Delta V_b (\tilde{I}_b - y_b \tilde{V}_b) - \tilde{V}_b V_b \Delta y_b \right]. \quad (3.80)$$

Seleccionando en la red adjunta \tilde{N} la corriente como

$$\tilde{I}_b = y_b \tilde{V}_b, \quad (3.81)$$

la ecuación (3.80) se reduce a

$$\text{Im} \left[\tilde{I}_b \Delta V_b - \tilde{V}_b \Delta I_b \right] = \text{Im} \left[-\tilde{V}_b V_b \Delta y_b \right]. \quad (3.82)$$

En base a las ecuaciones (3.77) y (3.82), se reescribe la ecuación (3.72) como

$$\text{Im} \left[\Delta V_m - \sum_k (\Delta S_k \tilde{V}_k^* / V_k) - \sum_b (\tilde{V}_b V_b \Delta y_b) \right] = 0, \quad (3.83)$$

y por consiguiente

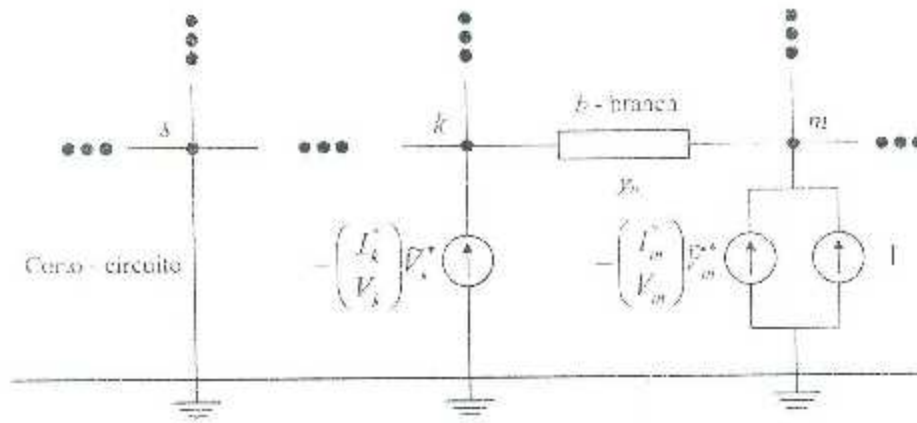
$$\text{Im} [\Delta V_m] = \text{Im} \left[- \sum_k (\Delta S_k \tilde{V}_k^* / V_k) - \sum_b (\tilde{V}_b V_b \Delta y_b) \right]. \quad (3.84)$$

Resumiendo, las ecuaciones que permiten conocer el cambio de voltaje complejo ΔV_m en un bus m , debido a cambios en las inyecciones de potencia ΔS_k y a cambios en las ramas Δy_b , son reescritas a continuación

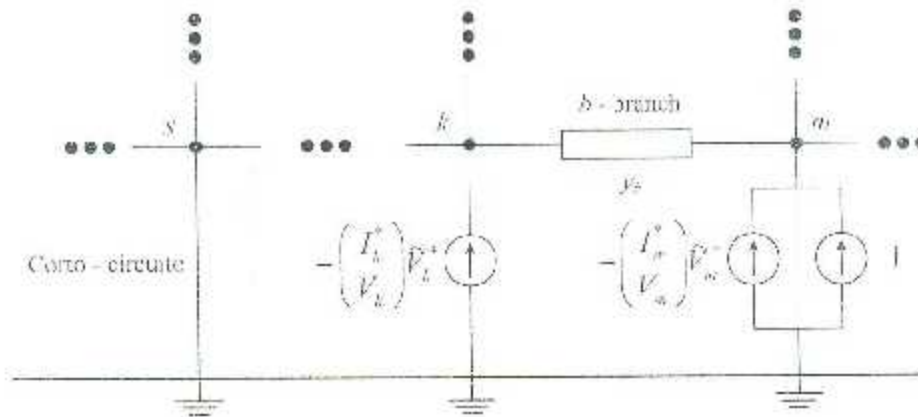
$$\text{Re} [\Delta V_m] = \text{Re} \left[\sum_k (\Delta S_k \tilde{V}_k^* / V_k) + \sum_b (\tilde{V}_b V_b \Delta y_b) \right]. \quad (3.76)$$

$$\text{Im} [\Delta V_m] = \text{Im} \left[- \sum_k (\Delta S_k \tilde{V}_k^* / V_k) + \sum_b (\tilde{V}_b V_b \Delta y_b) \right]. \quad (3.84)$$

Como se mencionó anteriormente la construcción de dos redes topológicamente iguales (\tilde{N} y \tilde{N}^*), y cuyos valores de admitancias de ramas son idénticos a los de la red en estado de pre-contingencia, pero difieren entre sí en cuanto a las inyecciones de corriente utilizadas para excitar los flujos de potencia en el sistema [35]. Lo anterior se puede observar en la Figura 3.5.



(a) Red adjunta \tilde{N} para cálculo de $\text{Re}[\Delta V_m]$.



(b) Red adjunta \tilde{N}^* para cálculo de $\text{Im}[\Delta V_m]$.

Figura 3.5: Redes adjuntas para cálculo de la parte Real (a) e Imaginaria (b) de ΔV_m .

3.8. Resultados de selección de contingencias

Con el objetivo de determinar cual metodología de las previamente desarrolladas (redes adyuntas y IP10) es la mas adecuada para realizar análisis de contingencias. Se probarán dichas metodologías para un sistema de 3 buses, y los resultados obtenidos serán comparados con los obtenidos mediante FDLF. El diagrama del sistema se muestra en la Figura 3.6, y sus respectivas bases de datos se muestran en las Tablas 3.1 y 3.2.

Tabla 3.1: Datos de líneas - Sistema de 3 buses

| N° Línea | Del bus | Al bus | Impedancia de línea (p.u.) | | Suceptancia (p.u.) | Límite en MVA |
|----------|---------|--------|----------------------------|------|--------------------|---------------|
| | | | R | X | B | |
| 1 | 1 | 2 | 0 | 0.2 | 0 | 100 |
| 2 | 1 | 3 | 0 | 0.1 | 0 | 100 |
| 3 | 2 | 3 | 0 | 0.05 | 0 | 100 |

Tabla 3.2: Datos de buses - Sistema de 3 buses

| N° Bus | Tipo | Voltaje | | Generación | | Carga | | Límite de reactivos | |
|--------|------|-----------------|-----------------|-------------|---------------|-------------|---------------|---------------------|-------------|
| | | Magnitud (p.u.) | Angulo (grados) | Activa (MW) | Reactiva (MW) | Activa (MW) | Reactiva (MW) | Qmax (MVAR) | Qmin (MVAR) |
| 1 | 3 | - | 0 | - | - | 0 | 0 | 100 | -20 |
| 2 | 2 | 1 | 0 | 100 | - | 0 | 0 | 100 | -20 |
| 3 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 0 | 0 |

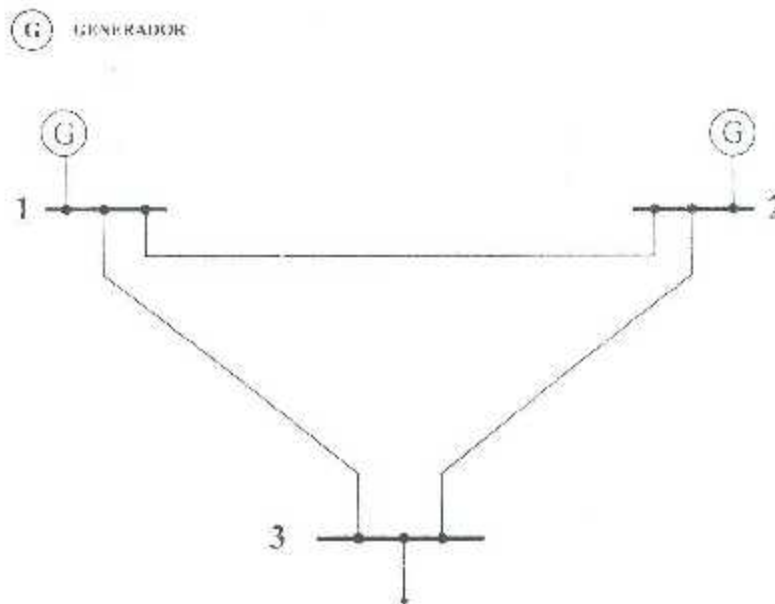


Figura 3.6: Sistema de 3 buses

Simulando la salida de línea que conecta a los buses 1 y 3 para ambas metodologías, y comparando sus resultados con los obtenidos mediante FDLF. Se obtiene la tabla siguiente:

Tabla 3.3: Comparación de métodos

| N° Buses | Pre-contingencia | | | | Post-contingencia | | | |
|----------|------------------|----------------------|----------------|----------------------|-------------------|----------------------|-------------|----------------------|
| | FDLF | | Redes adjuntas | | IP1Q | | FDLF | |
| | V (p.u.) | δ (grados) | V (p.u.) | δ (grados) | V (p.u.) | δ (grados) | V (p.u.) | δ (grados) |
| 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| 2 | 1 | 0 | 0.9803 | -1.699 | 1 | -5.729 | 1 | -5.74 |
| 3 | 0.96408 | -2.97 | 0.9435 | -5.252 | 0.9471 | -10.027 | 0.94387 | -10.30 |

De la Tabla 3.3 se concluye que debido a las aproximaciones realizadas en el método de redes adjuntas (ecuaciones (3.56) y (3.63)), las cuales fueron despreciar los términos de orden mayor $\Delta V_k \Delta I_k^*$ para cada nodo k , y $\Delta I_b \Delta V_b$ para cada perturbación en la rama b , y sus respectivos términos conjugados, conduce a la obtención de resultados poco precisos. Lo anterior en gran parte debido a que una contingencia de salida de línea en un SEP corresponde a una gran perturbación a dicho sistema, y no considerar los términos de orden mayor merman la factibilidad de la aplicación del teorema de Tellegen para análisis de contingencia en SEP. En contra parte el método IP1Q obtuvo resultados muy aceptables y aproximados a los valores exactos obtenidos mediante FDLF. En consecuencia a lo descrito anteriormente, se optará por realizar el análisis de contingencias mediante el ya bien comprobado método de IP1Q.

3.9. Resultados de análisis de contingencia mediante el método de 1P1Q

El objetivo es el de ejecutar un análisis de contingencias, calculando los índices de comportamiento (PI) de la potencia activa y de la potencia reactiva, PI_a y PI_r , respectivamente, de forma similar a los calculados por Wollenberg en [23]. Las contingencias se ordenarán de forma descendente en base a su valor de PI, siendo la contingencia más severa aquella que obtenga el índice de PI más grande. La *selección de contingencia* sigue la clasificación que muestra en la Tabla 3.4. El criterio utilizado para la *evaluación de contingencia* será el de seleccionar el primer cuarto de la lista ordenada contingencias para cada sistema. Sin embargo, únicamente se efectuará la corrida de flujos de carga mediante FDLF para la contingencia clasificada como crítica (contingencia con el mayor PI). Lo anterior con el fin de conocer el estado de post-contingencia del sistema. El cálculo de los índices de comportamiento fueron obtenidos en base al método 1P1Q usando el entorno de MATLAP. Este estudio se aplicó a los siguientes sistemas de la IEEE:

- Sistema de 6 buses.
- Sistema de 14 buses.
- Sistema de 39 buses.

Para las designaciones de los límites operativos permisibles en las líneas y en los buses, se empleó el método de FDLF del caso base (pre-contingencia) de cada sistema. El cálculo del límite de cargabilidad de las líneas se obtiene mediante la aplicación de la ecuación (3.2). En tanto que para el cálculo de los límites mínimos y máximos en los voltajes de los buses, se denotó un rango de operación de $\pm 5\%$ de desviación del voltaje del caso base (voltaje en pre-contingencia).

Tabla 3.4: Selección de contingencia.

| Descripción | Color |
|-----------------------|-------|
| Contingencia crítica | |
| Contingencia moderada | |
| Contingencia ligera | |

3.9.1. Sistema de 6 buses

Las bases de datos, así como el diagrama del sistema de 6 buses se muestran en el apéndice A. De los cuales se obtiene el siguiente concentrado:

- *Número de buses:* 6
 - Slack: 1
 - PV: 2
 - PQ: 3
- *Número de líneas:* 11

La clasificación de las contingencias para este sistema se muestra en la Tabla 3.5. De la cual se observa que el ordenamiento de las contingencias varía si se realiza en base a PI_p o PI_c , es decir, si llegase a salir la línea 9 la afectación de los voltajes nodales del sistema sería la más crítica (PI_c alto), pero no así para la cargabilidad de las líneas ante dicha contingencia (PI_p regular).

Cabe también destacar que los valores de los índices PI_c presentan una variación mayor entre ellos, en comparación con los índices PI_p .

De la Tabla 3.5 se infiere que la contingencia más severa es la salida de la línea 2. La salida de esta línea ocasionaría el mayor impacto hacia el sistema, debido a esto, dicha contingencia requiere mayor atención. Por lo cual se efectuará FDLF para el sistema con la línea 2 fuera de servicio, esto con el objetivo de conocer el comportamiento de los voltajes y de los flujos resultantes en el sistema. Los cuales se aprecian en las Tablas 3.6 y 3.7 respectivamente.

Tabla 3.5: Clasificación de contingencias $PI_p + PI_c$ para el sistema IEEE de 6 buses.

| N° Línea | Del bus | Al bus | PI_p | PI_c | Sum |
|----------|---------|--------|----------|-----------|-----------|
| 3 | 1 | 5 | 5.724218 | 11.425005 | 17.149222 |
| 7 | 2 | 6 | 4.954083 | 11.424121 | 16.378204 |
| 8 | 3 | 5 | 4.478449 | 11.423541 | 15.90399 |
| 9 | 3 | 6 | 4.16751 | 11.436015 | 15.543524 |
| 5 | 2 | 4 | 4.073864 | 11.433006 | 15.506869 |
| 6 | 2 | 5 | 3.455674 | 11.424875 | 14.880548 |
| 11 | 6 | 5 | 3.452207 | 11.424137 | 14.876344 |
| 10 | 4 | 5 | 3.124181 | 11.424018 | 14.848199 |
| 4 | 2 | 3 | 3.376746 | 11.423853 | 14.800599 |
| 1 | 1 | 2 | 3.297561 | 11.423834 | 14.721395 |

En la Tabla 3.6 se puede apreciar que los flujos en todas las líneas del sistema en pre-contingencia se encuentran dentro de sus respectivos límites de cargabilidad. Por otra parte, los flujos resultantes en el sistema ocasionados por la salida de la línea 2 (sistema en post-contingencia) existen un total de 3 violaciones donde las líneas 1, 3 y 5 rebasan su límite máximo de cargabilidad permisible.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

Tabla 3.6: Flujo de potencia activa del sistema IEEE de 6 buses en estado de pre y post-contingencia.

| N° Línea | Del bus | Al bus | Pre-contingencia Flujo (MW) | Post-contingencia Flujo (MW) | P_t^{max} |
|----------|---------|--------|--------------------------------|---------------------------------|-------------|
| 1 | 1 | 2 | 28.63 | 60.47 | 37 |
| 2 | 1 | 4 | 43.67 | 0 | 56 |
| 3 | 1 | 5 | 35.46 | 53.41 | 49 |
| 4 | 2 | 3 | 2.81 | 1.33 | 38 |
| 5 | 2 | 4 | 33.54 | 69.52 | 52 |
| 6 | 2 | 5 | 13.34 | 11.95 | 26 |
| 7 | 2 | 6 | 25.11 | 24.12 | 89 |
| 8 | 3 | 5 | 18.96 | 17.31 | 66 |
| 9 | 3 | 6 | 43.8 | 43.91 | 52 |
| 10 | 4 | 5 | 4.56 | -4.90 | 20 |
| 11 | 6 | 5 | -1.66 | -3.56 | 40 |

En la Tabla 3.7 se muestran las magnitudes de los voltajes en los buses del sistema en estado de pre y post-contingencia, de donde se observa que para el sistema en pre-contingencia todos los voltajes se encuentran dentro de sus límites operativos. En cambio para el sistema en post-contingencia, se aprecia que la magnitud del voltaje del bus 6 viola su límite inferior permisible.

Tabla 3.7: Voltajes en los buses del sistema IEEE de 6 buses en estado de pre y post-contingencia.

| N° Bus | Pre-contingencia Voltaje (p.u.) | Post-contingencia Voltaje (p.u.) | Vmax | Vmin |
|--------|------------------------------------|-------------------------------------|--------|---------------|
| 1 | 1.05 | 1.05 | 1.1025 | 0.9975 |
| 2 | 1.05 | 1.0296 | 1.1025 | 0.9975 |
| 3 | 1.07 | 1.0566 | 1.1235 | 1.0165 |
| 4 | 0.9883 | 0.9311 | 1.0377 | 0.9389 |
| 5 | 0.9866 | 0.9632 | 1.0359 | 0.9373 |
| 6 | 1.0047 | 0.9866 | 1.0549 | 0.9545 |

3.9.2. Sistema de 14 buses

Las bases de datos y el diagrama del sistema IEEE de 14 buses se encuentran detallados en el apéndice B. De los cuales se obtiene el siguiente concentrado:

- *Número de buses:* 14
 - Slack: 1
 - PV: 4
 - PQ: 9
- *Número de líneas:* 20

La clasificación de contingencias del sistema IEEE de 14 buses se muestra en la Tabla 3.8, de la cual se observa que el PI más elevado corresponde a la salida de la línea número 26. Debido a esto se efectuará una corrida de flujos mediante 'FDLF' para este sistema con la línea 20 fuera de servicio para conocer la afectación que sufriría el sistema si se suscitara dicha contingencia. Cuyos flujos de potencia activa y magnitudes de voltajes resultantes se muestran en las 3.9 y 3.10 respectivamente.

Tabla 3.8: Clasificación de contingencias $PI_p + PI_v$ para el sistema IEEE de 14 buses.

| N° Línea | Del bus | Al bus | PI_p | PI_v | Sum |
|----------|---------|--------|----------|-----------|-----------|
| 10 | 6 | 13 | 8.188121 | 26.630849 | 34.82497 |
| 1 | 1 | 2 | 8.159105 | 26.633803 | 34.783909 |
| 3 | 2 | 3 | 8.026636 | 26.633608 | 34.660244 |
| 12 | 7 | 9 | 7.89766 | 26.634323 | 34.531983 |
| 14 | 9 | 14 | 7.484827 | 26.63468 | 34.119507 |
| 18 | 4 | 7 | 7.312914 | 26.633692 | 33.945607 |
| 7 | 4 | 5 | 7.248145 | 26.633565 | 33.881709 |
| 19 | 4 | 9 | 7.074666 | 26.633629 | 33.708295 |
| 2 | 1 | 5 | 6.306271 | 26.633715 | 32.939987 |
| 8 | 6 | 11 | 6.206199 | 26.634249 | 32.840448 |
| 4 | 2 | 4 | 6.134672 | 26.63365 | 32.767722 |
| 13 | 9 | 10 | 6.01868 | 26.634073 | 32.652753 |
| 15 | 10 | 11 | 5.992731 | 26.633916 | 32.626647 |
| 9 | 6 | 12 | 5.974996 | 26.633859 | 32.608554 |
| 17 | 13 | 14 | 5.725057 | 26.634132 | 32.359189 |
| 16 | 12 | 13 | 5.496802 | 26.633757 | 32.130559 |
| 5 | 2 | 5 | 5.303324 | 26.633655 | 31.936989 |
| 6 | 3 | 4 | 5.285485 | 26.63379 | 31.919275 |
| 11 | 7 | 8 | N/A | N/A | N/A |

En el caso de que la línea que conecta a los buses 7 y 8 (línea 11) saliera de servicio, esto generaría que el bus 8 quedara aislado del resto del sistema, razón por la cual el cálculo de los índices de comportamiento (PI_p y PI_v) para esa contingencia no son determinados.

Como se puede apreciar en la Tabla 3.9 para el sistema en pre-contingencia no se tienen violaciones en los límites de cargabilidad de las líneas. Sin embargo, al salir la línea 20 el flujo de 44.07 MW que transportaba esta línea se distribuye en el resto de las líneas del sistema provocando en algunas de ellas sobre cargas, como ocurre con las líneas 7, 8, 12, 13, 15, 18 y 19.

Tabla 3.9: Flujo de potencia activa del sistema IEEE de 14 buses en estado de pre y post-contingencia.

| N° Línea | Del bus | Al bus | Pre-contingencia Flujo (MW) | Post-contingencia Flujo (MW) | P_{i}^{max} |
|----------|---------|--------|--------------------------------|---------------------------------|---------------|
| 1 | 1 | 2 | 156.88 | 161.51 | 190 |
| 2 | 1 | 5 | 75.51 | 73.93 | 150 |
| 3 | 2 | 3 | 73.24 | 76.03 | 150 |
| 4 | 2 | 4 | 56.13 | 61.56 | 100 |
| 5 | 2 | 5 | 41.52 | 37.65 | 160 |
| 6 | 3 | 4 | -23.28 | -20.68 | 65 |
| 7 | 4 | 5 | -61.15 | -99.33 | 99 |
| 8 | 6 | 11 | 7.36 | -19.48 | 18 |
| 9 | 6 | 12 | 7.79 | 4.33 | 32 |
| 10 | 6 | 13 | 17.75 | 3.88 | 31 |
| 11 | 7 | 8 | 0 | 0 | 27 |
| 12 | 7 | 9 | 28.07 | 57.34 | 31 |
| 13 | 9 | 10 | 5.23 | 33.11 | 32 |
| 14 | 5 | 14 | 9.43 | 27.49 | 32 |
| 15 | 10 | 11 | -3.79 | 23.79 | 12 |
| 16 | 12 | 13 | 1.61 | -1.8 | 12 |
| 17 | 13 | 14 | 5.64 | -11.45 | 12 |
| 18 | 4 | 7 | 28.06 | 57.34 | 54 |
| 19 | 4 | 9 | 16.07 | 32.73 | 32 |
| 20 | 5 | 6 | 44.07 | 0 | 54 |

En tanto que en la Tabla 3.10 se muestran las magnitudes de los voltajes para el sistema de 14 buses en estado de pre y post-contingencia. De la cual se observa que no existen violaciones para el caso base (pre-contingencia). Sin embargo con la salida de la línea 20 se presentan 3 violaciones en los límites operativos, las cuales corresponden a los buses 6, 12 y 13.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

Tabla 3.16: Voltajes en los buses del sistema IBRE de 14 buses en estado de pre y post-contingencia.

| N° Bus | Pre-contingencia V (p.u.) | Post-contingencia V (p.u.) | V _{max} | V _{min} |
|-----------|------------------------------|-------------------------------|------------------|------------------|
| 1 | 1.05 | 1.06 | 1.1130 | 1.007 |
| 2 | 1.045 | 1.045 | 1.0973 | 0.9928 |
| 3 | 1.01 | 1.01 | 1.0505 | 0.9595 |
| 4 | 1.0177 | 1.0140 | 1.0886 | 0.9668 |
| 5 | 1.0195 | 1.0244 | 1.0765 | 0.9685 |
| 6 | 1.07 | 1.0072 | 1.1233 | 1.0165 |
| 7 | 1.0615 | 1.0534 | 1.1146 | 1.0084 |
| 8 | 1.09 | 1.09 | 1.1445 | 1.0355 |
| 9 | 1.0559 | 1.0443 | 1.1057 | 1.0031 |
| 10 | 1.0510 | 1.0505 | 1.1035 | 0.9984 |
| 11 | 1.0569 | 1.0159 | 1.1098 | 1.0041 |
| 12 | 1.0552 | 0.9937 | 1.1079 | 1.0024 |
| 13 | 1.0504 | 0.9945 | 1.1029 | 0.9979 |
| 14 | 1.0355 | 1.0029 | 1.0873 | 0.9838 |

3.9.3. Sistema de 30 buses

Las bases de datos, así como el diagrama del sistema de 6 buses se muestran en el apéndice C. De los cuales se obtiene el siguiente concentrado:

- *Número de buses:* 30
 - Slack: 1
 - PV: 5
 - PQ: 24
- *Número de líneas:* 41

El cálculo de los índices de comportamiento se realizará para 41 posibles contingencias, las cuales corresponden a las 41 líneas existentes del sistema, y cuyos resultados se muestran ordenados en base a su valor de PI en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11: Clasificación de contingencias $PI_p + PI_v$ para el sistema IEEE de 30 buses.

| N° Línea | Del bus | Al bus | PI_p | PI_v | Sum |
|----------|---------|--------|-----------|-----------|-----------|
| 1 | 1 | 2 | 15.740147 | 57.073402 | 72.813549 |
| 41 | 28 | 27 | 15.342907 | 57.141781 | 72.484688 |
| 5 | 2 | 5 | 14.399796 | 57.07174 | 71.471536 |
| 7 | 4 | 6 | 12.432568 | 57.071941 | 69.504509 |
| 12 | 9 | 10 | 12.36471 | 57.076033 | 69.441343 |
| 22 | 10 | 20 | 12.03869 | 57.077505 | 69.116195 |
| 38 | 6 | 9 | 11.980672 | 57.07154 | 69.052212 |
| 15 | 12 | 15 | 11.944822 | 57.076636 | 69.021458 |
| 37 | 6 | 28 | 11.678651 | 57.072447 | 68.751098 |
| 18 | 6 | 8 | 11.489689 | 57.07152 | 68.561209 |
| 23 | 10 | 17 | 11.470566 | 57.073105 | 68.543671 |
| 2 | . | 3 | 11.455507 | 57.072226 | 68.527733 |
| 4 | 3 | 4 | 11.372279 | 57.0737 | 68.445974 |
| 21 | 19 | 20 | 11.275643 | 57.073868 | 68.349511 |
| 6 | 2 | 6 | 10.988307 | 57.071911 | 68.060218 |
| 24 | 10 | 21 | 10.977092 | 57.073368 | 68.05039 |
| 14 | 12 | 14 | 10.817048 | 57.072742 | 67.88979 |
| 19 | 15 | 18 | 10.78198 | 57.072638 | 67.854518 |
| 34 | 27 | 30 | 10.743963 | 57.075347 | 67.81931 |
| 39 | 6 | 10 | 10.714749 | 57.071588 | 67.786337 |
| 32 | 25 | 27 | 10.710721 | 57.07305 | 67.78377 |
| 27 | 15 | 23 | 10.674363 | 57.073076 | 67.74744 |
| 25 | 10 | 22 | 10.584727 | 57.071708 | 67.656435 |
| 33 | 27 | 29 | 10.545059 | 57.073235 | 67.621295 |
| 28 | 22 | 24 | 10.492343 | 57.072996 | 67.565339 |

Continúa en la página siguiente

Tabla 3.11 - Continuación de la página previa

| N° Línea | Del bus | Al bus | PI _p | PI _v | Sum |
|----------|---------|--------|-----------------|-----------------|-----------|
| 16 | 12 | 16 | 10.278469 | 57.072214 | 67.350623 |
| 35 | 29 | 30 | 10.273544 | 57.071953 | 67.345497 |
| 20 | 18 | 19 | 10.261031 | 57.071608 | 67.332639 |
| 26 | 21 | 22 | 10.248356 | 57.071481 | 67.319837 |
| 29 | 23 | 24 | 10.198735 | 57.071625 | 67.27036 |
| 17 | 14 | 15 | 10.183051 | 57.071529 | 67.25458 |
| 30 | 24 | 25 | 10.170692 | 57.071895 | 67.242587 |
| 36 | 8 | 28 | 10.145783 | 57.071574 | 67.217357 |
| 18 | 16 | 17 | 10.052116 | 57.071615 | 67.123731 |
| 9 | 2 | 4 | 9.867553 | 57.071816 | 66.939469 |
| 9 | 6 | 7 | 9.788572 | 57.071716 | 66.860287 |
| 8 | 5 | 7 | 9.705946 | 57.071564 | 66.77751 |
| 31 | 25 | 26 | N/A | N/A | N/A |
| 13 | 12 | 13 | N/A | N/A | N/A |
| 11 | 9 | 11 | N/A | N/A | N/A |

De la Tabla 3.11 se concluye que la contingencia más crítica para el sistema de 30 buses es la salida de la línea 40, y de forma similar a lo sucedido para el sistema de 14 buses, los índices PI de las contingencias que ocasionan islas en el sistema no se toman en cuenta. Realizando FDLF para la contingencia más crítica (salida de la línea 20) se obtienen los siguientes resultados de flujos de potencia activa y magnitudes de voltajes resultantes, los cuales se muestran en las Tablas 3.12 y 3.13 respectivamente.

En la Tabla 3.12 se aprecia que para el sistema de 30 buses en pre-contingencia no existen líneas que excedan sus límites de cargabilidad. Por otra parte, en el sistema en post-contingencia se observa que existen 4 violaciones resultantes de la salida de la línea 20, siendo las líneas 6, 10, 18 y 21 las que rebasan su límite de operación permisible.

Tabla 3.12: Flujo de potencia activa del sistema IEEE de 30 buses en estado de pre y post-contingencia.

| N° Línea | Del bus | Al bus | Pre-contingencia Flujo (MW) | Post-contingencia Flujo (MW) | P_{l}^{max} |
|----------|---------|--------|--------------------------------|---------------------------------|---------------|
| 1 | 1 | 2 | 173.18 | 177.57 | 199 |
| 2 | 1 | 3 | 87.79 | 85.98 | 130 |
| 3 | 2 | 4 | 43.63 | 39.85 | 65 |
| 4 | 3 | 4 | 82.2 | 80.6 | 130 |
| 5 | 2 | 5 | 82.39 | 84.83 | 130 |
| 6 | 2 | 6 | 60.34 | 65.72 | 65 |
| 7 | 4 | 6 | 72.14 | 111.2 | 89 |
| 8 | 5 | 7 | -14.77 | -2.49 | 69 |
| 9 | 6 | 7 | 38.12 | 35.77 | 130 |

Continúa en la página siguiente

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

Tabla 3.12 - Continuación de la página previa

| Nº Línea | Del bus | Al bus | Pre-contingencia Flujo (MW) | Post-contingencia Flujo (MW) | $F_{L, \max}$ |
|----------|---------|--------|--------------------------------|---------------------------------|---------------|
| 10 | 6 | 8 | 29.55 | 31.23 | 31 |
| 11 | 9 | 11 | 0 | 0 | 63 |
| 12 | 9 | 10 | 27.72 | 51.54 | 65 |
| 13 | 12 | 13 | 0 | 0 | 64 |
| 14 | 12 | 14 | 7.86 | 3.2 | 32 |
| 15 | 12 | 15 | 17.9 | -0.9 | 31 |
| 16 | 12 | 16 | 7.25 | -13.54 | 16 |
| 17 | 14 | 15 | 1.58 | -3.02 | 15 |
| 18 | 16 | 17 | 3.69 | -17.21 | 16 |
| 19 | 15 | 18 | 6.02 | -5.08 | 16 |
| 20 | 18 | 19 | 2.78 | -8.31 | 16 |
| 21 | 19 | 20 | -6.72 | -17.86 | 16 |
| 22 | 10 | 20 | 9.02 | 20.54 | 32 |
| 23 | 10 | 17 | 5.33 | 26.59 | 32 |
| 24 | 10 | 21 | 15.79 | 18.57 | 30 |
| 25 | 10 | 22 | 7.62 | 9.44 | 32 |
| 26 | 21 | 22 | -1.83 | 0.93 | 32 |
| 27 | 15 | 23 | 5.04 | -7.1 | 16 |
| 28 | 22 | 24 | 5.74 | 10.29 | 16 |
| 29 | 23 | 24 | 1.81 | -10.37 | 16 |
| 30 | 24 | 25 | 1.2 | 9.06 | 16 |
| 31 | 25 | 26 | 3.51 | 3.55 | 16 |
| 32 | 25 | 27 | -4.76 | -12.79 | 16 |
| 33 | 27 | 29 | 6.19 | 6.19 | 16 |
| 34 | 27 | 30 | 7.09 | 7.09 | 16 |
| 35 | 29 | 30 | 3.7 | 3.7 | 26 |
| 36 | 8 | 28 | -0.54 | 1.09 | 32 |
| 37 | 6 | 28 | 18.67 | 25.26 | 32 |
| 38 | 6 | 9 | 27.72 | 51.54 | 64 |
| 39 | 6 | 10 | 15.84 | 29.39 | 32 |
| 40 | 4 | 12 | 44.21 | 0 | 63 |
| 41 | 28 | 27 | 18.07 | 26.24 | 65 |

En la Tabla 3.13 se muestran las magnitudes de los voltajes del sistema de 30 buses en estado de pre y post-contingencia. De la cual se concluye que no existen violaciones en los límites pre-establecidos para dicho sistema.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

Tabla 3.13: Voltajes en los buses del sistema IEEE de 30 buses en estado de pre y post-contingencia.

| N° Bus | Pre-contingencia V (p.u.) | Post-contingencia V (p.u.) | Vmax | Vmin |
|--------|------------------------------|-------------------------------|--------|--------|
| 1 | 1.06 | 1.06 | 1.1130 | 1.0076 |
| 2 | 1.0431 | 1.0438 | 1.0953 | 0.9910 |
| 3 | 1.0207 | 1.0264 | 1.0715 | 0.9697 |
| 4 | 1.0118 | 1.0187 | 1.0623 | 0.9512 |
| 5 | 1.01 | 1.01 | 1.0605 | 0.9595 |
| 6 | 1.0103 | 1.0094 | 1.0608 | 0.9507 |
| 7 | 1.0024 | 1.0019 | 1.0525 | 0.9523 |
| 8 | 1.01 | 1.01 | 1.0605 | 0.9595 |
| 9 | 1.0509 | 1.0451 | 1.1035 | 0.9984 |
| 10 | 1.0451 | 1.0365 | 1.0974 | 0.9929 |
| 11 | 1.082 | 1.082 | 1.1361 | 1.0279 |
| 12 | 1.0571 | 1.0122 | 1.1105 | 1.0043 |
| 13 | 1.071 | 1.0444 | 1.1346 | 1.0175 |
| 14 | 1.0423 | 0.9992 | 1.0044 | 0.9902 |
| 15 | 1.0377 | 1.0021 | 1.0896 | 0.9858 |
| 16 | 1.0444 | 1.0178 | 1.0966 | 0.9922 |
| 17 | 1.0399 | 1.0241 | 1.0919 | 0.9879 |
| 18 | 1.0282 | 1.0015 | 1.0796 | 0.9767 |
| 19 | 1.0257 | 1.0045 | 1.0769 | 0.9744 |
| 20 | 1.0297 | 1.0118 | 1.0812 | 0.9783 |
| 21 | 1.0327 | 1.0228 | 1.0844 | 0.9811 |
| 22 | 1.0333 | 1.0230 | 1.0849 | 0.9816 |
| 23 | 1.0272 | 0.9996 | 1.0783 | 0.9758 |
| 24 | 1.0216 | 1.0054 | 1.0737 | 0.9705 |
| 25 | 1.0173 | 1.0109 | 1.0682 | 0.9665 |
| 26 | 0.9997 | 0.9931 | 1.0493 | 0.9497 |
| 27 | 1.0233 | 1.0230 | 1.0744 | 0.9721 |
| 28 | 1.0068 | 1.0049 | 1.0572 | 0.9565 |
| 29 | 1.0034 | 1.0031 | 1.0536 | 0.9532 |
| 30 | 0.9919 | 0.9916 | 1.0415 | 0.9423 |

Capítulo 4

Capacidad de transferencia disponible

4.1. Introducción

En un sistema de potencia desregulado el Operador Independiente del Sistema (ISO; por sus siglas en la inglés), es el responsable de programar en forma horaria las transacciones de potencia en el mercado de un día en adelanto, además de evitar violaciones en los límites operativos de los elementos de la red. Este es un proceso de dos pasos. El primero consiste en anunciar con un día de antelación la Capacidad de Transferencia Disponible (ATC; por sus siglas en inglés) por hora entre varios pares de buses fuente-destino, para así permitir a los participantes del mercado elaborar sus ofertas de energía. El segundo paso es el de regular las ofertas propuestas de modo que se eviten violaciones de cualquiera de los límites operativos del sistema. Para este propósito el ISO tiene que actualizar periódicamente la información del ATC, la cual deberá de estar disponible públicamente. Por tal motivo el cálculo del ATC es esencial para la exitosa implementación de la desregulación de los SEP.

En los SEP desregulados los suministradores y los clientes están conectados a través de una red de transmisión de acceso libre [20], y ambas partes tratarán de maximizar sus beneficios, ya sea produciendo o consumiendo energía. Debido a esto la tarea de mantener al SEP operando de forma eficiente, segura y económicamente óptima, se ha vuelto una tarea cada vez mas compleja. Lo anterior en gran parte debido tanto al incremento de demanda, como de transferencias de potencia, lo cual podría comprometer la seguridad del SEP. Por tal motivo en años recientes ha crecido la necesidad de desarrollar nuevas técnicas que permitan determinar de formas mas rápidas y precisas el valor del ATC.

En este capítulo se detalla lo referente al ATC. Se enfatiza la importancia de su determinación en los SEP desregulados, los lineamientos de operación y métodos para calcular su valor. Así mismo, se realiza el cálculo del ATC mediante factores de distribución de DC y de AC para el sistema IEEE de 6 buses en condiciones normales de operación y en contingencia.

4.2. Importancia del cálculo del ATC

El cómputo de la Capacidad de Transferencia Disponible (ATC) juega un papel muy importante en los sistemas de potencia desregulados. Debido a que la información que provee es un fuerte indicador del estado actual del sistema. Así mismo, la información del ATC es de gran interés para los participantes del mercado de las siguientes maneras:

1. Es un fuerte indicador del comportamiento del sistema.
2. Proporciona información acerca de la condición actual del SEP.
3. Indica la cantidad máxima de transferencia de potencia que se puede transmitir sin ninguna violación de seguridad, con lo que se puede incrementar la eficiencia del sistema.
4. Determina los límites operativos del SEP y garantiza la operación segura del mismo.
5. El ATC es fundamental en la toma de decisiones acerca de las transacciones entre los participantes del mercado. Así mismo, el ATC también puede ser usado como base para la planeación de mejoras en la red, así como su expansión.
6. La información del ATC puede fungir como indicador de la congestión en las líneas de transmisión, y en base a esto, el ISO puede asignar un costo extra a una transferencia si la trayectoria usada tiene un valor bajo de ATC. Así mismo, la información del ATC puede ser usada para realizar reservaciones de los Derechos Financieros de Transmisión (DFT; por sus siglas en inglés).

4.3. Lineamientos del ATC

Los siguientes principios del ATC rigen el desarrollo de la definición y determinación del ATC. Se espera que todas las entidades que conforman el mercado eléctrico cumplan estos principios.

1. Los cálculos del ATC deben producir resultados comercialmente viables. Adicionalmente los cálculos deben proporcionar información razonable y confiable de las capacidades de transferencia disponibles para el mercado eléctrico.
2. Los cálculos del ATC deben reconocer las condiciones de flujo de potencia con variación de tiempo en toda la red de transmisión.
3. Los cálculos del ATC deben reconocer la dependencia del ATC acerca de los puntos de inyección y extracción de potencia, así dirección de las transferencias en la red de transmisión.
4. Todas las entidades deben proporcionar la información suficiente necesaria para el cálculo del ATC.
5. La información del ATC deberá ser difundida a través de un Sistema de Acceso Abierto en Tiempo Real (OASIS; por sus siglas en inglés).

6. La determinación del ATC debe acomodar incertidumbres razonables en las condiciones del sistema y proporcionar flexibilidad operativa para asegurar el funcionamiento seguro de la red interconectada.
7. Los cálculos del ATC deben ajustarse a las políticas, normas o criterios del sistema para el cual se calcula.

4.4. Establecimiento del problema

La problemática que atiende el ATC es la de determinar la cantidad máxima de potencia disponible del caso base que se puede transferir entre dos buses (fuente-carga). El bus generador inyecta la cantidad de potencia que es demandada por el bus de carga, y la cual fluye a través de las líneas de transmisión. A medida que la transferencia de potencia se incrementa, también lo hace el flujo en las líneas, y en cierto punto el flujo en las líneas es tal que supera al límite de cargabilidad para el que fueron diseñadas.

4.5. Metodología del cálculo del ATC

El objetivo de calcular la capacidad de transferencia disponible es el de determinar la cantidad máxima de transferencia que puede ser enviada una área a otra mediante las líneas de interconexión sin que se presenten violaciones de seguridad en el sistema.

El cálculo de la capacidad de transferencia para cualquier aplicación requiere que la capacidad de transferencia sea determinada para un conjunto fijo y específico de condiciones del sistema (caso base), para después ser re-calculada para ciertos cambios. El propósito de cambiar las condiciones del sistema, es el de determinar la capacidad de transferencia para la aplicación en cuestión. Estos cálculos son generalmente simulaciones que se realizan *fuera de línea*, y cada simulación representa un instante de la operación del sistema basado en las proyecciones de diversos factores, los cuales son presentados en la sección 4.6.1 de esta tesis.

4.6. Métodos de cálculo del ATC

Una gran variedad de métodos matemáticos y algoritmos se han desarrollado para el cálculo del ATC. Estos métodos se pueden clasificar de la siguiente manera:

1. *Factores lineales de sensibilidad*

La principal característica del método de factores lineales de sensibilidad es que el cálculo de dichos se encuentra basado en la linealización de las ecuaciones de flujos de carga, el cual permite calcular el valor del ATC mediante un proceso no iterativo. Los resultados del ATC que proveen estos tipos de factores pueden ser obtenidos de forma rápida, lo cual convierte a este método en una herramienta muy útil para el cálculo del valor del ATC para aplicaciones en línea. Sin embargo, ni los factores de CD, ni los de CA consideran los cambios de control tales como los límites generador y los límites de los voltajes de los buses cuando son usados para determinar el ATC.

2. *Flujos continuos de potencia*

El método de Flujos Continuos de Potencia (CPF; sus siglas en inglés) requiere de la solución continua de flujos de carga. La cantidad de transferencia se incrementa gradualmente desde el caso base hasta que se alcance el límite de transmisión. Los resultados del ATC obtenidos mediante CPF son precisos debido a que consideran la no linealidad del sistema y los cambios de control. Pero debido a que CPF requiere de soluciones continuas de flujos de carga, cuando se aplica a grandes sistemas este método consume grandes cantidades de tiempo, así como de recursos computacionales. Debido a esto el CPF no puede ser utilizado para aplicaciones en tiempo real.

3. *Flujos óptimos de potencia*

La idea principal del Flujos Óptimos de Potencia (OPF, por sus siglas en inglés) es la de formular un problema de optimización tal que los elementos dominantes sean las restricciones de igualdad y desigualdad de flujos de potencia. Pero la solución del problema de optimización para grandes sistemas consume mucho tiempo y debido a esto no puede ser usado para aplicaciones en tiempo real.

4.6.1. Factores lineales de sensibilidad

Un gran porcentaje de los cálculos del ATC que se realizan hoy en día utilizan la linealización de las ecuaciones de flujos de potencia, para aproximar y predecir cambios en el comportamiento de los flujos en las líneas ocasionados por cambios en la generación, así como en la configuración de la red [23], tal es el caso de los factores lineales de sensibilidad. En forma sencilla este método de cálculo del ATC es un método no iterativo, el cual se basa exclusivamente en el cálculo de factores de distribución [18] como lo son el Factor de Distribución de Transferencia de Potencia (PTDF; por sus siglas en inglés) y el Factor de Distribución por Salida de Línea (LODF; por sus siglas en inglés).

4.6.1.1. Factor de distribución de transferencia de potencia

El problema de estudiar miles de posibles transferencias de potencia resulta muy complicado, y más si se requieren resultados rápidos. Una de las mejores opciones para proveer dichos resultados de forma rápida es mediante el uso de Factores de Distribución de Transferencia de Potencia (PTDF's; por sus siglas en inglés).

Los PTDFs determinan el impacto de una transferencia de potencia en los elementos de la red. Estos valores proveen una aproximación lineal del comportamiento del flujo de potencia a través de las líneas de interconexión al momento de efectuarse una transferencia de potencia del sistema entre una zona y otra.

Supóngase se realiza una transferencia de potencia de un bus vendedor (s) a un bus comprador (r) como se muestra en la Figura 4.1.

Por lo que el $PTDF_{\ell,rs}$ está denotado por

$$PTDF_{\ell,rs} = \frac{\Delta P_{\ell}}{\Delta P_{T_{rs}}} \quad (4.1)$$

donde l corresponde al índice de la línea, ΔP_l^i al cambio de flujo de potencia activa en la línea l y $\Delta P_{r,s}$ a la transferencia de potencia del bus s al bus r .

Si la transferencia es realizada en sentido contrario, es decir del bus r al bus s , entonces

$$PTDF_{l,rs} = -PTDF_{l,sr} \quad (4.2)$$

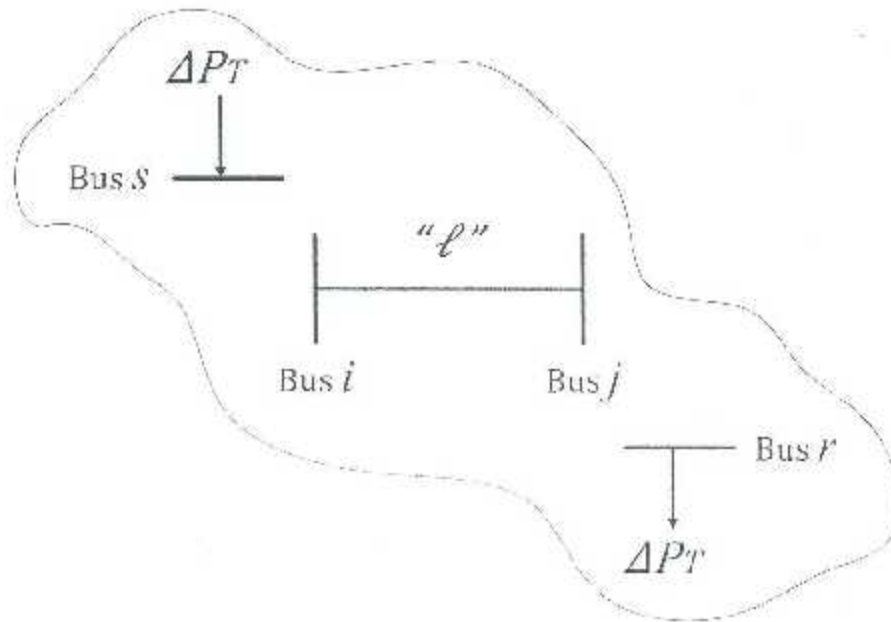


Figura 4.1: Efecto en el flujo de la línea l debido a una transferencia de potencia entre los buses s y r .

Por lo anterior el $PTDF_{l,rs}$ representa la fracción de la transferencia de potencia entre los buses s y r que termina fluyendo en la línea l .

Es importante hacer notar que el PTDF depende únicamente de los parámetros de la red, así como de su topología. Además el PTDF no depende de la ubicación del nodo slack en la red.

Algunos casos especiales en el cálculo de los PTDFs de una red son ilustrados observando la Figura 4.2. Estos casos son:

- *Caso 1:* $PTDF_{l,rs} = 1$
Si el $PTDF = 1$, es un indicador que toda la transferencia de potencia del bus s al bus r fluirá a través de la línea l . Cabe también mencionar que si la línea l saliera de servicio, los buses j y r quedarían aislados de los buses s e i , es decir si el $PTDF = 1$ se generarían islas.
- *Caso 2:* $PTDF_{l,rs} = 0$
Si el $PTDF = 0$, indica que ninguna fracción de la transferencia de potencia del bus s al bus r terminara fluyendo a través de la línea l .

• *Caso 3: Línea radial*

Tanto la línea α , como la línea β son líneas radiales, esto es, que al menos un bus de cada línea no tiene conexiones con otras líneas. En este caso, el PTDF $_{\alpha,j,r} = 1$, y el resto de PTDFs para la transferencia del bus j al bus r que no sea la línea α serán iguales a cero. De forma similar, PTDF $_{\beta,n,p} = 1$ y el resto de PTDFs para una transferencia del bus n al bus p serán iguales a cero excepto para la línea β .

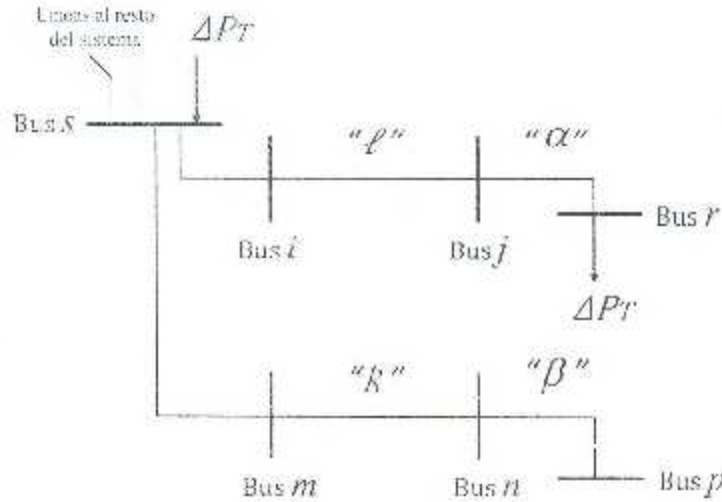


Figura 4.2: Efecto del flujo en la línea l debido a una transferencia del bus s al bus r mostrando líneas adicionales.

4.6.1.1.1. Formulación de DC-PTDFs

Los DC-PTDF usan como base el método de flujos de carga de CD, el cual es simplemente la parte real de FDLF, en el cual la relación $Q - V$ es ignorada, además que la magnitud de los voltajes es asumida igual a 1 p.u.

El método de DC debido a la propiedad lineal que presenta es usado para conocer el comportamiento de los flujos de potencia activa en las líneas y transformadores debido a una transferencia en el sistema [7]. De dicho método se obtiene la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_{N_{buses}} \end{bmatrix} = [B] \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{N_{buses}} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Entonces, la forma matricial estándar de la ecuación del método de CD puede escribirse como:

$$\delta = X P \quad (4.4)$$

Debido a que el método de flujos de CD es un modelo lineal, es posible calcular los cambios sobre un conjunto dado de condiciones del sistema usando el mismo modelo. Por lo tanto, es posible calcular los cambios en los ángulos de los voltajes nodales ($\Delta \delta$), para un conjunto dado de cambios en las inyecciones de potencia nodales (ΔP):

$$\Delta\delta = \mathbf{X} \Delta\mathbf{P} \quad (4.5)$$

Si se modela al SEP con la ecuación (4.5), entonces los ángulos nodales al realizarse una transferencia de potencia de $\Delta P_r = 1 \text{ MW}$, pueden ser determinados mediante la siguiente expresión:

$$\Delta\delta = \mathbf{X} \Delta\mathbf{P}_{s,r} \quad (4.6)$$

donde solo dos entradas del vector $\Delta\mathbf{P}_{s,r}$ van a ser diferentes de cero:

$$\Delta P_s = \Delta P_r \quad \text{y} \quad \Delta P_r = -\Delta P_r \quad (4.7)$$

Entonces el cambio en los ángulos está denotado por

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \Delta\delta_2 \\ \vdots \\ \Delta\delta_{N_{\text{bus}}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1,N_{\text{bus}}} \\ X_{21} & X_{22} & & \\ \vdots & & \ddots & \\ X_{N_{\text{bus}},1} & & & X_{N_{\text{bus}},N_{\text{bus}}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -1 \\ -1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} s \\ r \end{matrix} \quad (4.8)$$

Entonces, el cambio del flujo de potencia ΔP_r que a traviesa una línea de transmisión, la cual que conecta a los buses i y j , estará denotado por

$$\Delta P_r = \frac{\Delta\delta_i - \Delta\delta_j}{x_r} \quad (\text{MW's}) \quad (4.9)$$

El DC-PTDF $_{i,j,r}$ estará denotado por

$$\text{DC-PTDF}_{i,j,r} = \frac{\Delta\delta_i - \Delta\delta_j}{x_r} \left(\frac{\text{MW's}}{1\text{MW}_{i,j}} \right) \quad (4.10)$$

4.6.1.1.2. Formulación de AC-PTDFs

El AC-PTDF se calcula para conocer el comportamiento de los flujos en las líneas al ocurrir una transferencia. Este factor de distribución puede ser calculado en base a los resultados del flujo de carga del caso base usando las propiedades de sensibilidad del jacobino NRLE' citeKumar.

El procedimiento para el cálculo de los AC-PTDFs se describe a continuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Por lo que el cambio en la magnitud y en el ángulo del voltaje pueden ser determinados mediante

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

En la ecuación (4.12), el cambio en el flujo de la línea l , la cual conecta a los buses i y j con respecto al cambio en las variables de estado está determinado por:

$$\frac{\partial P_l}{\partial \delta_e} = \left\{ \begin{array}{ll} 0 & \text{para } e \neq i, j \\ V_i V_j (-G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) & \text{para } e = i \\ V_i V_j (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) & \text{para } e = j \end{array} \right\}$$

$$\frac{\partial P_l}{\partial V_e^2} = \left\{ \begin{array}{ll} 0 & \text{para } e \neq i, j \\ 2V_i G_{ij} + V_j ((G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j))) & \text{para } e = i \\ V_i (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) & \text{para } e = j \end{array} \right\}.$$

Si se considera una transferencia de potencia del bus s al bus r de $\Delta P_r = 1$ MW, únicamente dos entradas del vector de ajustes de potencia del lado derecho de la ecuación (4.12) serán distintos de cero:

$$\Delta P_s = \Delta P_r \quad \text{y} \quad \Delta P_r = -\Delta P_r \quad (4.13)$$

Con el vector de ajustes de potencia anterior, el cambio en las magnitudes y en los ángulos de todos los nodos se pueden calcular con las ecuaciones (4.12) y (4.13). Por lo tanto se pueden determinar ΔP_l en base al cambio en las tensiones nodales como:

$$\Delta P_l = \left[\frac{\partial P_l}{\partial V_i} \right] \Delta V_i + \left[\frac{\partial P_l}{\partial V_j} \right] \Delta V_j + \left[\frac{\partial P_l}{\partial \delta_i} \right] \Delta \delta_i + \left[\frac{\partial P_l}{\partial \delta_j} \right] \Delta \delta_j \quad (\text{MW}_{s_l}) \quad (4.14)$$

El AC-PTDF $_{l,ss}$ estará denotado por:

$$\text{AC-PTDF}_{l,ss} = \left[\frac{\partial P_l}{\partial V_i} \right] \Delta V_i + \left[\frac{\partial P_l}{\partial V_j} \right] \Delta V_j + \left[\frac{\partial P_l}{\partial \delta_i} \right] \Delta \delta_i + \left[\frac{\partial P_l}{\partial \delta_j} \right] \Delta \delta_j \quad \left(\frac{\text{MW}_{s_l}}{1 \text{ MW}_{s,r}} \right) \quad (4.15)$$

4.6.1.2. Factor de distribución de potencia por salida de línea

El funcionamiento óptimo de SEP siempre se encuentra delimitado por las contingencias que pudiesen llegar a ocurrir, siendo las salidas de las líneas las más numerosas. Los Factores de Distribución de Potencia por Salida de Línea (LODFs; por sus siglas en inglés) permiten conocer el comportamiento de los flujos de potencia activa en el sistema cuando sale de servicio una línea y/o transformador, sin necesidad de resolver explícitamente el problema de flujos de carga para cada contingencia [23].

El $\text{LODF}_{\ell,k}$ representa la fracción del flujo de potencia en pre-contingencia que transporta la línea k , la cual terminara fluyendo en la línea ℓ después de la salida de la línea k .

En base a lo mencionado con anterioridad el $\text{LODF}_{\ell,k}$ estará denotado por:

$$\text{LODF}_{\ell,k} = \frac{\Delta P_{\ell}}{\Delta P_k^0} \quad (4.16)$$

donde ΔP_{ℓ} corresponde al cambio de flujo de potencia activa en la línea ℓ y ΔP_k^0 al flujo de potencia activa en la línea k antes de su salida (pre-contingencia).

Si se conoce el flujo en una línea ℓ y en la línea k , entonces el flujo en la línea ℓ cuando sale la línea k puede calcularse usando LODF mediante:

$$P_{\ell}^1 = P_{\ell}^0 + \text{LODF}_{\ell,k} P_k^0 \quad (4.17)$$

donde P_{ℓ}^0 y P_k^0 corresponden a los flujos de pre-contingencia en líneas ℓ y k respectivamente, y ΔP_{ℓ}^1 hace referencia al flujo de potencia en la línea ℓ cuando la línea k sale de servicio (post-contingencia).

A continuación se describe el proceso mediante el cual se simula la salida de una línea k mediante inyecciones de potencia en los buses m y n , tal y como se muestra en la Figura 4.3.

Suponga que la línea k que conecta a los buses m y n sale de servicio por medio de la acción de sus interruptores, tal y como se muestra en la Figura 4.3b). Una salida de línea puede ser modelada añadiendo dos inyecciones de potencia al sistema, una a cada bus de la línea a salir, esto se puede en la Figura 4.3c). La línea se deja realmente en el sistema y los efectos de su salida son modelados por las inyecciones de potencia. Se debe hacer notar que cuando los interruptores abren la línea, no hay flujo de potencia a través de estos, por lo que la línea está completamente aislada de la red. En la Figura 4.3c), los interruptores se encuentran cerrados, pero las inyecciones ΔP_m y ΔP_n han sido añadidas a los buses m y n respectivamente. Si $\Delta P_m = P_{mn}$ y $\Delta P_n = -P_{mn}$ donde P_{mn} es igual a la potencia que fluye a través de la línea, debido a esto no se tiene flujo a través de los interruptores, aunque estos se encuentren cerrados. En lo que concierne al resto del sistema la línea está desconectada.

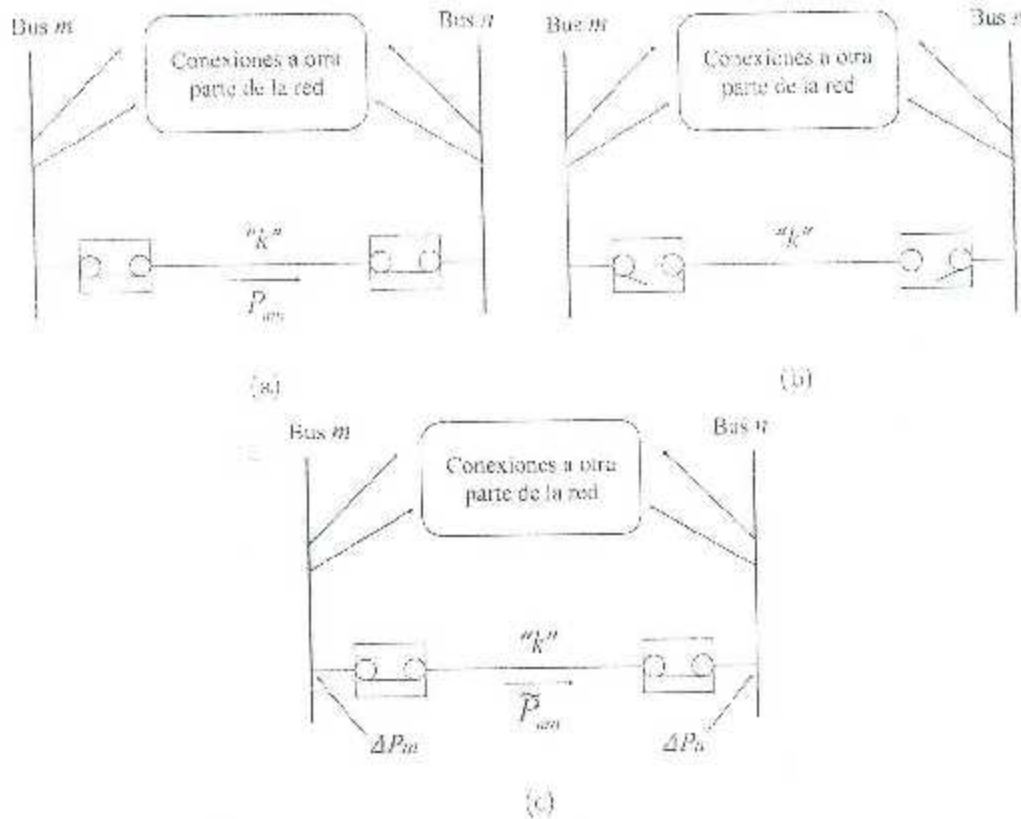


Figura 4.3: Simulación de salida de la línea k : (a) muestra al sistema antes de salida de línea k (pre-contingencia); (b) muestra al sistema después de salida de línea k (post-contingencia); (c) muestra la simulación de la salida de la línea k , mediante inyecciones de potencia en los buses m y n .

\tilde{P}_{mn} puede calcularse fácilmente si se observa que el flujo en la línea k debido a una inyección en los buses m y n es

$$\tilde{P}_{mn} = P_{mn} - \text{PTDF}_{k,mn} \Delta P_m \quad (4.18)$$

Mediante el uso del PTDF se calculará el impacto de la inyección ΔP_m terminara fluyendo a través de la línea k , por definición $\Delta P_m = \tilde{P}_{mn}$, entonces

$$\tilde{P}_{mn} = P_{mn} + \text{PTDF}_{k,mn} \tilde{P}_{mn} \quad (4.19)$$

$$\tilde{P}_{mn} = \left(\frac{1}{1 - \text{PTDF}_{k,mn}} \right) P_{mn} \quad (4.20)$$

El cambio en el flujo de la línea ℓ es

$$\Delta F_\ell = \text{PTDF}_{\ell,mn} \tilde{P}_{mn} = \text{PTDF}_{\ell,mn} \left(\frac{1}{1 - \text{PTDF}_{k,mn}} \right) P_{mn} \quad (4.21)$$

Por consiguiente, el LODF que determina el cambio de flujo en la línea ℓ es:

$$\text{LODF}_{\ell,k} = \text{PTDF}_{\ell,ms} \left(\frac{1}{1 - \text{PTDF}_{k,ms}} \right). \quad (4.22)$$

Entonces,

$$\Delta P_{\ell} = \text{LODF}_{\ell,k} P_{ms}. \quad (4.23)$$

De la ecuación (4.23) se observa que multiplicando el flujo de pre-contingencia de la línea k , P_{ms} , por $\text{LODF}_{\ell,k}$ se obtiene el cambio en el flujo de la línea ℓ . Entonces el flujo post-contingencia de la línea ℓ , $P_{\ell,k}$, cuando sale de servicio la línea k estará denotado por:

$$P_{\ell,k} = P_{\ell}^0 + \text{LODF}_{\ell,k} P_{ms}. \quad (4.24)$$

o lo que es lo mismo,

$$P_{\ell,k} = P_{\ell}^0 + \text{LODF}_{\ell,k} P_{\ell}^0. \quad (4.25)$$

▪ Caso 1

La salida línea k que se observa en la Figura 4.2 ocasionaría que en el sistema se creen islas. En tal caso, el $\text{PTDF}_{k,ms} = 1$ y la ecuación (4.22) resultaría en 1 sobre 0. En la realidad esto no es posible, entonces la manera mas adecuada de lidiar con el efecto que provocarían las islas en las líneas es el de asignar $\text{LODF} = 0$.

4.6.1.3. Factor de distribución de transferencia de potencia con salida de línea

En ocasiones es útil conocer el valor de los PTDFs para una transferencia de un bus s otro al mismo tiempo que una línea se encuentra fuera de servicio, a los factores locales que proveen esa información se le denomina Factores de Distribución de Transferencia de Potencia con Salida de Línea (OTDFs; por sus siglas en inglés).

Los OTDFs son similares a los PTDFs, a excepción de que los OTDFs proporcionan un aproximación lineal a cerca del comportamiento de los flujos en post-contingencia en respuesta a una transferencia entre un bus vendedor y un bus comprador. El OTDF es un valor que esta en función de los PTDFs y los LODFs, los cuales fueron desarrollados previamente en las secciones 4.5.1.1 y 4.5.1.2 respectivamente.

Considerando la salida de la línea k , y en la cual en estado de pre-contingencia fluye potencia activa P_{ℓ}^0 . Así mismo denotando a $P_{\ell,k}$ como el flujo de post-contingencia de la línea ℓ . Entonces el cambio en el flujo de las líneas puede determinarse usando [24]:

$$\Delta P_{\ell,k} = P_{\ell,k} - P_{\ell}^0 \quad (4.26)$$

Recordando que la ecuación (4.16), la cual muestra al $\text{LODF}_{\ell,k}$ como

$$\text{LODF}_{\ell,k} = \frac{\Delta P_{\ell,k}}{\Delta P_{\ell}^0}$$

Entonces, el valor de OTDF para la línea ℓ al realizarse una transferencia de potencia del bus s al bus r durante la salida de la línea k se determina usando [7]

$$\text{OTDF}_{\ell,k,rs} = \text{PTDF}_{\ell,rs} + \text{LODF}_{\ell,k} \text{PTDF}_{k,rs}, \quad (4.27)$$

donde $\text{PTDF}_{\ell,rs}$ y $\text{PTDF}_{k,rs}$ corresponden a los factores de distribución de transferencia de potencia de las líneas ℓ y k respectivamente, cuando se realiza una transferencia del bus s al bus r , y $\text{LODF}_{\ell,k}$ hace referencia al factor de distribución de potencia de la línea ℓ cuando la línea k sale de servicio (contingencia).

4.7. Modelado del ATC mediante factores de distribución

El ATC de un bus/zona s a otro bus/zona r puede ser calculado mediante el uso de los factores mencionados en la sección 4.6.1:

4.7.1. Modelado del ATC para el sistema intacto

Para conocer la capacidad de transferencia de un sistema intacto, usando como criterio el límite en MW de las líneas es necesario pre-calcular los PTDFs mediante las ecuaciones 4.10 o 4.15 según sea el caso. Entonces, los límites de transferencia de cada línea estarán determinados por:

$$T_{l,rs} = \left\{ \begin{array}{ll} \frac{P_l^{\max} - P_l^0}{\text{PTDF}_{l,rs}}; & \text{PTDF}_{l,rs} > 0 \\ \sigma(\text{infinito}); & \text{PTDF}_{l,rs} = 0 \\ \frac{-P_l^{\max} - P_l^0}{\text{PTDF}_{l,rs}}; & \text{PTDF}_{l,rs} < 0 \end{array} \right\} \quad (4.28)$$

donde P_l^{\max} representa el límite en MW de la línea l , P_l^0 al flujo de caso base de la línea l , y $\text{PTDF}_{l,rs}$ corresponde al PTDF de la línea l cuando ocurre una transferencia de potencia entre los buses s y r .

En consecuencia, el ATC de un sistema intacto estará definido por:

$$\text{ATC} = \min\{T_{l,rs}\}; \quad l \in N_l \quad (4.29)$$

donde N_l representa el número total de líneas.

4.7.2. Modelado del ATC para el sistema en contingencia

Para calcular el ATC es necesario conocer el límite de transferencia para cada línea del sistema bajo contingencia. En vías de calcular la transferencia límite se puede hacer uso de los OTDFs los cuales son la combinación de los PTDFs y los LODFs [7]. Recordando la ecuación (4.27), la cual calcula los OTDFs mediante:

$$\text{OTDF}_{l,k,rs} = \text{PTDF}_{l,rs} + \text{LODF}_{l,k} \text{PTDF}_{l,rs} \quad (4.27)$$

Entonces el límite de transferencia $T_{l,rs}$ es calculado mediante:

$$T_{l,k} = \left\{ \begin{array}{ll} \frac{P_l^{\max} - P_{l,k}^0}{\text{OTDF}_{l,k,rs}}; & \text{OTDF}_{l,k,rs} > 0 \\ \sigma(\text{infinito}); & \text{OTDF}_{l,k,rs} = 0 \\ \frac{-P_l^{\max} - P_{l,k}^0}{\text{OTDF}_{l,k,rs}}; & \text{OTDF}_{l,k,rs} < 0 \end{array} \right\} \quad (4.30)$$

Por lo que el ATC de un sistema en contingencia de salida de línea cuando se realiza una transferencia de potencia entre los buses s y r , y tomando en cuenta el criterio del flujo límite de la línea en MW es:

$$ATC_{s,r,k} = \min\{T_{l,s}, T_{l,r}\} \quad l \in N_{l,s} \text{ y } k \in N_{l,r} \quad (4.31)$$

donde $P_{l,s}$ corresponde al flujo en la línea l después de la salida de la línea k y $N_{l,s}$ al número total de contingencias de salidas de líneas.

4.8. Cálculo del ATC

En esta sección se mostrará un breve ejemplo del cálculo del ATC en base a factores de distribución de DC para el sistema IEEE de 6 buses en estado intacto y en contingencia. Los resultados obtenidos fueron calculados mediante MATLAB, y para fines comparativos se simuló una transferencia del valor calculado del ATC empleando el método de NRLF del software PWS. Los detalles del sistema se muestran en el Apéndice A.

- *Cálculo del ATC mediante DC-PTDFs*

Se realiza una transferencia del bus 2 (s) al bus 4 (r) para el sistema de 6 buses de la IEEE. Los PTDFs obtenidos se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: DC-PTDFs resultantes para una transferencia del bus 2 (s) al bus 4 (r).

| N° Línea | Del bus | Al bus | DC-PTDF _{$l,2 \rightarrow 4$} |
|----------|---------|--------|---|
| 1 | 1 | 2 | -0.15573 |
| 2 | 1 | 4 | 0.18949 |
| 3 | 1 | 5 | -0.03576 |
| 4 | 2 | 3 | 0.03845 |
| 5 | 2 | 4 | 0.69045 |
| 6 | 2 | 5 | 0.07007 |
| 7 | 2 | 6 | 0.04531 |
| 8 | 3 | 5 | 0.04389 |
| 9 | 3 | 6 | -0.00545 |
| 10 | 4 | 5 | -0.12006 |
| 11 | 6 | 5 | 0.03986 |

Los límites $T_{l,ss}$ son calculados mediante la ecuación 4.28, y la cual es re-escrita a continuación:

$$T_{l,ss} = \left\{ \begin{array}{ll} \frac{P_r^{\max} - P_r^0}{\text{PTDF}_{l,ss}}, & \text{PTDF}_{l,ss} > 0 \\ \infty(\text{infinito}); & \text{PTDF}_{l,ss} = 0 \\ \frac{P_r^{\max} - P_r^0}{\text{PTDF}_{l,ss}}, & \text{PTDF}_{l,ss} < 0 \end{array} \right\} \quad (4.28)$$

Considerando a la línea que conecta a los buses 1-2 (línea 1), la cual tiene los siguientes datos y parámetros:

- $\text{PTDF}_{l,ss} = -0.155735$ (véase Tabla 4.1).
- Flujo del caso base de $P_r^0 = 25.33$ MW (véase Tabla 4.2).
- Límite de cargabilidad de $P_r^{\max} = 37$ MW (véase Tabla 4.2).

Tabla 4.2: Flujo del caso base del sistema IEEE de 6 buses.

| N° Línea | Del bus | Al bus | Flujo de DC (caso base) | Límite en MW |
|----------|---------|--------|----------------------------|-----------------|
| 1 | 1 | 2 | 25.33 | 37 |
| 2 | 1 | 4 | 41.57 | 56 |
| 3 | 1 | 5 | 33.10 | 49 |
| 4 | 2 | 3 | -1.85 | 38 |
| 5 | 2 | 4 | 32.48 | 52 |
| 6 | 2 | 5 | 16.22 | 26 |
| 7 | 2 | 6 | 24.78 | 89 |
| 8 | 3 | 5 | 16.93 | 63 |
| 9 | 3 | 6 | 41.92 | 52 |
| 10 | 4 | 5 | 4.04 | 20 |
| 11 | 6 | 5 | -0.50 | 40 |

Entonces, la transferencia máxima del bus 2 (s) al bus 4 (r) que puede transportar la línea 1 antes de exceder su límite de cargabilidad en MW está denotada por:

$$T_{-2 \rightarrow 4} = \frac{-37 - 25.33}{-0.15573} \approx 400.24 \text{ MW}$$

Se procede de forma similar para calcular los límites de transferencia para el resto del sistema, y cuyos resultados se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: límites de transferencia $T_{L,s}$.

| N° Línea | Del bus | Al bus | $T_{L,s}$ |
|----------|---------|--------|--------------|
| 1 | 1 | 2 | 400.24 |
| 2 | 1 | 4 | 76.17 |
| 3 | 1 | 5 | 2432.34 |
| 4 | 2 | 3 | 940.47 |
| 5 | 2 | 4 | 28.27 |
| 6 | 2 | 5 | 139.59 |
| 7 | 2 | 6 | 1417.24 |
| 8 | 3 | 5 | 1117.95 |
| 9 | 3 | 6 | 1776.89 |
| 10 | 4 | 5 | 200.27 |
| 11 | 6 | 5 | 1011.09 |

De la Tabla 4.3 se observa que la línea 5 posee el límite de transferencia menor con un valor de 28.27 MW, y el cual es efectivamente el valor del ATC. Lo anterior significa que incrementar la cantidad de potencia transferida entre los buses 2-4 mas allá de ese valor provocaría que la línea 5 llegara a su límite, es decir que está quedará sobre-cargada.

En la Tabla 4.4 se muestran los flujos resultantes calculados mediante NRFL debido a una transferencia de 2-4 del valor del ATC (28.27 MW), y de la cual se observa que la línea que línea 5 no solo llega a su límite, incluso lo rebasa.

Tabla 4.4: Flujos resultantes debido $\Delta P_{7,3} = 28.27$ MW.

| N° Línea | Del bus | Al bus | NRLF post-ATC | Límite en MW |
|----------|---------|--------|---------------|--------------|
| 1 | 1 | 2 | 24.56 | 37 |
| 2 | 1 | 4 | 49.7 | 56 |
| 3 | 1 | 5 | 34.53 | 49 |
| 4 | 2 | 3 | 4.03 | 38 |
| 5 | 2 | 4 | 53.32 | 52 |
| 6 | 2 | 5 | 17.38 | 26 |
| 7 | 2 | 6 | 27.43 | 89 |
| 8 | 3 | 5 | 20.31 | 66 |
| 9 | 3 | 6 | 43.67 | 52 |
| 10 | 4 | 5 | 1.05 | 20 |
| 11 | 6 | 5 | -0.52 | 40 |

▪ *Modelado del ATC mediante DC-OTDFs*

Se realiza una transferencia del bus 2 (s) al bus 4 (r) para el sistema de 8 buses de la IEEE con la línea 2-3 (k) fuera de servicio. Los OTDFs obtenidos se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: DC-OTDFs resultantes para una transferencia del bus 2 (s) al bus 4 (r).

| N° Línea | Del bus | Al bus | DC-OTDF $_{r,s,k}$ |
|----------|---------|--------|--------------------|
| 1 | 1 | 2 | -0.16007 |
| 2 | 1 | 4 | 0.18822 |
| 3 | 1 | 5 | -0.02815 |
| 4 | 2 | 3 | 0 |
| 5 | 2 | 4 | 0.69656 |
| 6 | 2 | 5 | 0.07856 |
| 7 | 2 | 6 | 0.06481 |
| 8 | 3 | 5 | 0.02946 |
| 9 | 3 | 6 | -0.02946 |
| 10 | 4 | 5 | -0.11522 |
| 11 | 6 | 5 | 0.03535 |

Recordando y reescribiendo la ecuación 4.30 para calcular los $T_{\ell,k}$

$$T_{\ell,k} = \left\{ \begin{array}{ll} \frac{P_{\ell}^{\max} - P_{\ell,k}}{\text{OTDF}_{\ell,k,rs}}; & \text{OTDF}_{\ell,k,rs} > 0 \\ \sigma(\text{infinito}); & \text{OTDF}_{\ell,k,rs} = 0 \\ \frac{-P_{\ell}^{\max} - P_{\ell,k}}{\text{OTDF}_{\ell,k,rs}}; & \text{OTDF}_{\ell,k,rs} < 0 \end{array} \right\}. \quad (4.30)$$

Considerando a la línea que conecta a los buses 1-2 (línea 1), la cual tiene los siguientes datos y parámetros:

- $OTDF_{L,2,W} = -0.16007$ (véase Tabla 4.5).
- Flujo post-contingencia de $P_{L,2} = 25.12$ MW (véase Tabla 4.6).
- Límite de cargabilidad de $P_L^{max} = 37$ MW (véase Tabla 4.6).

Tabla 4.6: Flujo del caso base del sistema IEEE de 6 buses.

| N° Línea | Del bus | Al bus | Flujo de DC (contingencia) | Límite MW |
|----------|---------|--------|-------------------------------|-----------|
| 1 | 1 | 2 | 25.12 | 37 |
| 2 | 1 | 4 | 41.51 | 56 |
| 3 | 1 | 5 | 33.37 | 49 |
| 4 | 2 | 3 | 0 | 38 |
| 5 | 2 | 4 | 32.77 | 52 |
| 6 | 2 | 5 | 16.63 | 26 |
| 7 | 2 | 6 | 25.72 | 89 |
| 8 | 3 | 5 | 16.24 | 66 |
| 9 | 3 | 6 | 43.76 | 52 |
| 10 | 4 | 5 | 4.28 | 29 |
| 11 | 6 | 5 | -0.52 | 40 |

La transferencia máxima del bus 2 (s) al bus 1 (r) que puede transportar la línea 1; cuando línea 4 se encuentra fuera de servicio está dada por:

$$T_{1-2,2-3} = \frac{37 - 25.12}{-0.16007} \approx 388.08 \text{ MW}$$

Se procede de forma similar para calcular los límites de transferencia para el resto de las líneas del sistema, y cuyos resultados se muestran en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Límites de transferencia $T_{L,r-s}$.

| N° Línea | Del bus | Al bus | $T_{L,r}$ |
|----------|---------|--------|--------------|
| 1 | 1 | 2 | 388.08 |
| 2 | 1 | 4 | 77.01 |
| 3 | 1 | 5 | 2925.20 |
| 4 | 2 | 3 | Inf |
| 5 | 2 | 4 | 27.60 |
| 6 | 2 | 5 | 119.29 |
| 7 | 2 | 6 | 976.39 |
| 8 | 3 | 5 | 1689.20 |
| 9 | 3 | 6 | 3250.70 |
| 10 | 4 | 5 | 210.71 |
| 11 | 6 | 5 | 1146.10 |

De la Tabla 4.7 se observa que la línea 5 posee el límite de transferencia menor con un valor de 27.6 MW y el cual corresponde al valor del ATC para las consideraciones hechas. Cabe también mencionar que el límite de transferencia de línea 5 se redujo del sistema intacto (28.27 MW) al sistema en contingencia (27.6 MW), esto debido a que el flujo que transportaba originalmente la línea 4 de 1.87 MW antes de salir de servicio se re-distribuyó en el resto de las líneas reduciendo en ellas su capacidad de transferencia.

En la Tabla 4.8 se muestran los flujos resultantes calculados mediante NRLF en el sistema IEEE de 6 buses cuando se realiza a una transferencia del bus 2 al bus 4 del valor del ATC (27.6 MW) con la línea 4 fuera de servicio. Así mismo, se observa que la línea 5 excede su límite al transportar 1.49 MW por encima de su valor diseño, representando efectivamente la primer sobre carga del sistema.

Tabla 4.8: Flujos resultantes debido $\Delta P_{2,4} = 27.6 \text{ MW}$.

| N° Línea | Del bus | Al bus | NRLF post-(CTG - ATC) | Límite en MW |
|----------|---------|--------|--------------------------|-----------------|
| 1 | 1 | 2 | 21.22 | 37 |
| 2 | 1 | 4 | 49.43 | 56 |
| 3 | 1 | 5 | 35.13 | 49 |
| 4 | 2 | 3 | 0 | 38 |
| 5 | 2 | 4 | 53.49 | 52 |
| 6 | 2 | 5 | 18.19 | 26 |
| 7 | 2 | 6 | 29.50 | 39 |
| 8 | 3 | 5 | 18.89 | 56 |
| 9 | 3 | 6 | 41.13 | 52 |
| 10 | 4 | 5 | 1.63 | 26 |
| 11 | 6 | 5 | -1.05 | 40 |

Un proceso similar es llevado a cabo para el cálculo del ATC mediante factores de distribución de AC. Los resultados obtenidos por ambos métodos (Factores de DC y AC) son sintetizados en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Resultados del ATC para el sistema IEEE de 6 buses en estado intacto y con contingencia.

| Transferencia T(s,r) | Caso | Factores de DC | | Factores de AC | | NRLF | |
|-------------------------|------|----------------|------------------|----------------|------------------|-------|------------------|
| | | ATC | Factor limitante | ATC | Factor limitante | ATC | Factor limitante |
| T(2,4) | A | 28.27 | 2-4 | 26.52 | 2-4 | 26.38 | 2-4 |
| | B | 27.60 | 2-4 | 25.50 | 2-4 | 25.55 | 2-4 |

Caso A: Sistema intacto.

Caso B: Sistema en contingencia k (2-3).

De la Tabla 4.9 se observa que para una transferencia de potencia del bus 2 al bus 4 en el caso base, el valor exacto del ATC corresponde al obtenido mediante una corrida

de flujos de carga completa (NRLF), y cuyo valor es de 26.58 MW. En tanto que los valores del ATC obtenidos mediante los factores de DC y AC, son de 28.27 y 28.52 MW, lo cual representa 7.16% y 8.53% de error respectivamente. De cualquier manera ambos métodos de cálculo concentran el mismo factor limitante que el NRLF. Sin embargo, no siempre será así.

Capítulo 5

Incorporación del ATC al simulador *Flujos-PTL*

5.1. Introducción

En este capítulo se describe el procedimiento seguido para la implementación de los algoritmos de solución para el problema de cálculo de la Capacidad de Transferencia Disponible (ATC) en SEPs, los cuales fueron descritos en el capítulo anterior. De forma concreta se presentan los códigos, así como las herramientas utilizadas para el desarrollo de los programas de solución, los cuales fueron incorporados a un programa de flujos de carga ya existente, llamado *Flujos-PTL*, el cual se encuentra codificado en el lenguaje de MATLAB.

5.2. Descripción del programa *Flujos-PTL*

El programa *Flujos Power Tec Laguna (Flujos-PTL)* ha sido desarrollado en el Instituto Tecnológico de la Laguna (ITL) por el profesor investigador M.C. Ricardo Vargas Salas con colaboraciones de alumnos de posgrados de esa misma institución bajo su mando. El objetivo principal de este programa es el de la solución del problema de flujos de carga. En la Figura 5.1 se muestra la ventana principal del programa *Flujos-PTL*.

El programa *Flujos-PTL* se encuentra desarrollado bajo el lenguaje de MATLAB. Cabe destacar que desde el inicio de la implementación de este programa se consideró la plataforma de MATLAB debido a las múltiples herramientas y comandos con los que cuenta, los cuales permiten la resolución de problemas enfocados a SEPs mediante la escritura de códigos eficientes y sencillos.

Flujos-PTL resuelve el problema de flujos de carga mediante dos métodos:

1. *Newton-Raphson*.
2. *Desacoplado Rapido*.

Los códigos de programación que utiliza *Flujos-PTL* se encuentran implementados en archivos denominados *M-Files*, los cuales son simplemente archivos de texto con extensión *.m* que contienen comandos o instrucciones que puede interpretar MATLAB.

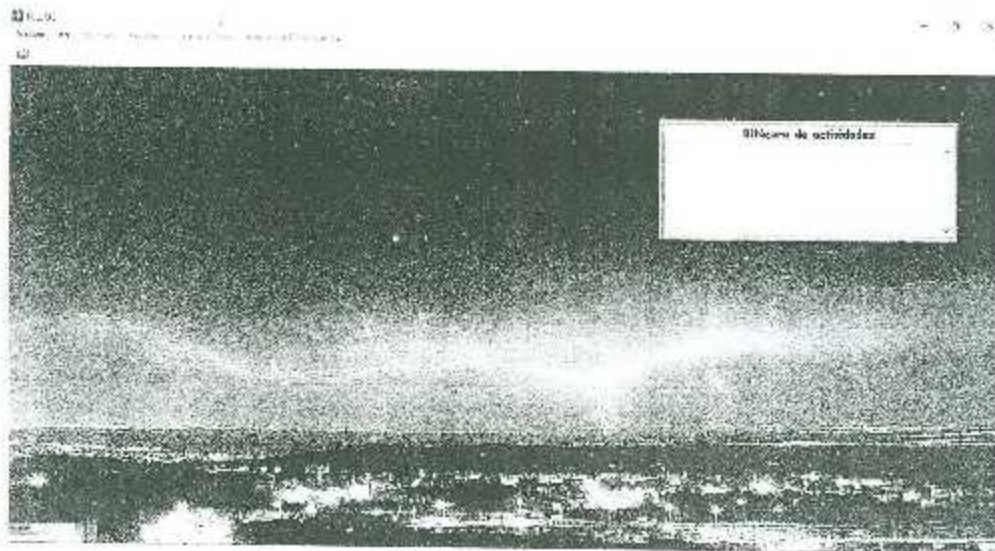


Figura 5.1: Ventana principal del programa *Flujos PTL*.

Una vez escritos los códigos se corre el archivo, y MATLAB procede a leer y a ejecutar secuencialmente dichos archivos. En la Figura 5.2 se muestra un archivo llamado *Bbq.m* el cual pertenece al programa *Flujos PTL*.



Figura 5.2: Ejemplo de archivo *M-File* del programa *Flujos PTL*.

Para realizar un estudio de flujos de carga en el programa *Flujos-PTL* se debe cargar la información de un caso de estudio base. Para cargar la información del caso base se tiene dos opciones: la primera es ir al menú Archivo de la ventana principal del programa y posteriormente seleccionar un archivo con extensión *.cdf*, tal como se muestra en la Figura 5.3. Los archivos *.cdf* (common data format), son archivos de texto que se encuentra bajo un formato pre-establecido de la IEEE, y se definen como un formato de auto-descripción de datos para el almacenamiento y manipulación de datos escalares multidimensionales en una plataforma de edición. En la Figura 5.4 se

presenta un archivo *.cdf*, el cual contiene la información del caso base del sistema de la IEEE 14 buses.



Figura 5.3: Selección de caso de estudio mediante archivo *.cdf*

| Código de actividad | | Nombre de actividad | | Tipo de actividad | | Estado de actividad | | Fecha de actividad | | Hora de actividad | | Duración de actividad | | Costo de actividad | |
|---------------------|----|---------------------|----|-------------------|----|---------------------|----|--------------------|----|-------------------|----|-----------------------|----|--------------------|----|
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 |
| 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |

Figura 5.4: Archivo *.cdf* de caso de estudio de 14 buses de la IEEE.

La segunda opción para cargar un caso de estudio es a través de archivos con formato *.ptl* el cual es un formato propio del programa *Flujos-PTL*. Estos archivos son creados directamente a través de la Interfaz Gráfica del Usuario (GUI; por sus siglas en inglés) con las que cuenta el programa y son archivos binarios. Una vez creado y editado el caso de estudio se procede a guardar lo con la extensión *.ptl* para su posterior solución.

Una vez cargado el caso de estudio aparecerá en la bitácora de actividades tal como se muestra en la parte superior derecha de la Figura 5.3. Esta bitácora muestra la lectura de datos como número de buses, ramas, generadores, etc; así como la validación de los mismos. Ahora se procede a dar solución al problema de flujos de carga, para esto el programa como se menciono anteriormente posee dos métodos de solución (Newton-Rapson y Desacoplado Rapido), los cuales se encuentran ubicados en el menú *Resolver* de la barra principal del programa. Ambos métodos están ampliamente probados y validados, y cualquiera de ellos conduce a la solución del problema de flujos de carga.

Una vez resuelto el caso de estudio se reflejará en la bitácora de actividades tanto el número de iteraciones, como el tiempo en que tardó en converger, y se habilita el menú *Resultados* en la barra principal del programa. El programa *Flujos-PTL* arroja tres tipos de resultados (1) *Nodales*, (2) *Flujos de carga* y (3) *Generación*, los cuales se encuentran ubicados dentro de menú *Resultados*. Lo mencionado con anterioridad se puede apreciar en la Figura 5.5.

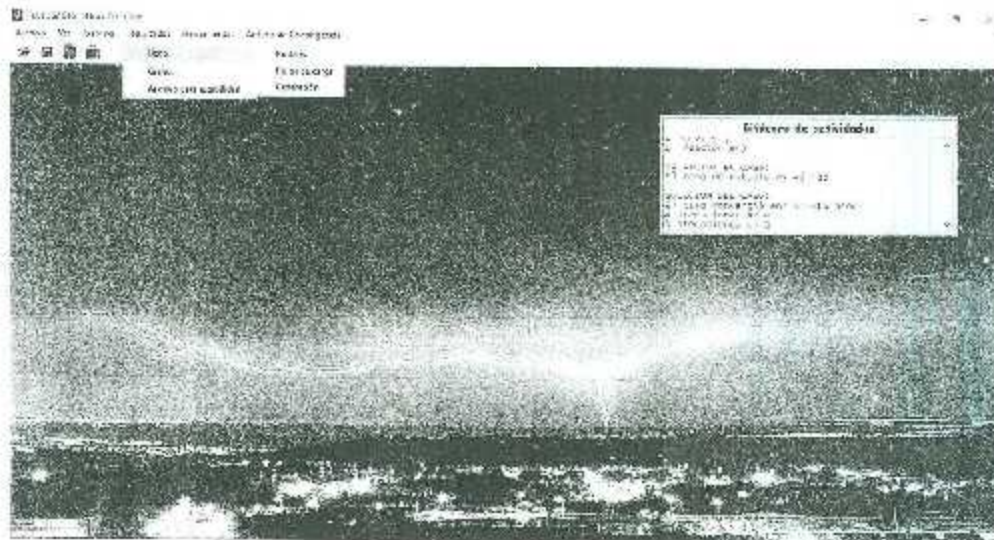


Figura 5.5: Solución del caso de estudio de 14 buses de la IEEE.

Los distintos tipos de resultados que arroja el programa *Flujos-PTL* se muestran en la Figura 5.6. Adicionalmente, *Flujos PTL* permite imprimir un reporte en formato de Word con la misma información.

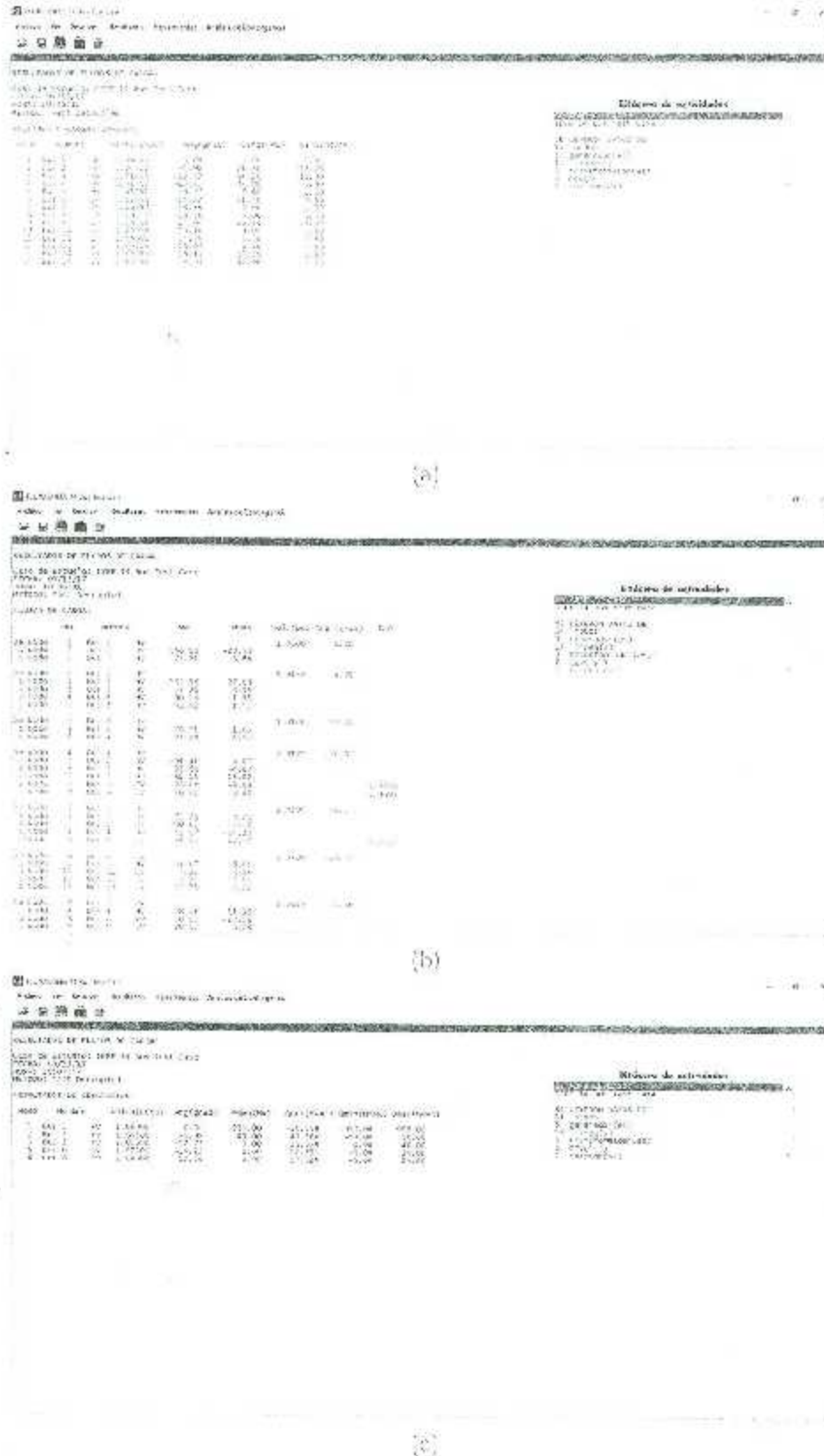


Figura 5.6: Ventana de resultados: (a) muestra los resultados nodales; (b) muestra los resultados de flujos de carga; (c) muestra los resultados de generación.

Finalmente, el programa *Flujos-PTL* puede editar la información y datos del caso de estudio que se está analizando a través de su interfaz gráfica, tal como se muestra en la Figura 5.7. Los datos que se pueden editar son:

1. Buses de carga
2. Buses de generación
3. Líneas de transmisión
4. Transformadores
5. Intercambio de potencia entre áreas
6. Líneas de enlace
7. CEN's

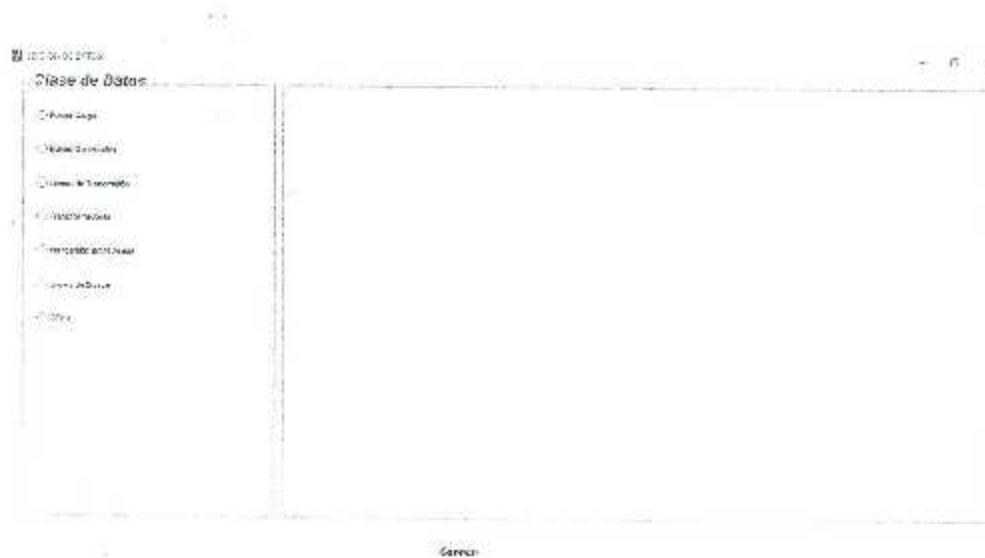


Figura 5.7: Ventana de edición de datos.

5.3. Descripción del modulo para el cálculo del ATC incorporado al programa *Flujos-PTL*

Con el objetivo de implementar un modulo al programa *Flujos-PTL* que permitiese el cálculo preciso del valor del ATC; se desarrollo una interfaz gráfica. La cual emplea métodos lineales para el cálculo del ATC, se eligió esta metodología debido a que las técnicas lineales sólo requieren una única solución de flujo de potencia y proporcionan resultados precisos en una fracción del tiempo, incluso para un gran número de elementos a monitorear, como de contingencias.

Como se mencionó en la sección 4.7 el cálculo del ATC mediante técnicas lineales requiere de la determinación de los factores de distribución (PDDFs y OTDFs) para un sistema dado.

El modulo del ATC resuelve el problema del cálculo del ATC para dos configuraciones de un sistema:

1. Sistema intacto
2. Sistema en contingencia

Para realizar un estudio del ATC en *Flujos-PTL* es necesario ejecutar flujos de carga del caso base para habilitar el menú *Herramientas*, el cual se encuentra ubicado en la barra principal del programa. Lo anterior se aprecia en la Figura 5.5. Una vez realizado esto, se despliegan el sub-menú de *Factores de sensibilidad* y el modulo de cálculo del ATC, llamado simplemente *ATC*, tal como se muestra en la figura 5.8.



Figura 5.8: Solución del cálculo del ATC para el sistema de 14 buses de la IEEE.

La ventana principal del modulo del ATC se muestra en la Figura 5.9, de la cual se observan diversos paneles como: *Tipo de sistema*, *Resultado*, *Método de cálculo lineal*, *Transferencia de potencia* y *Contingencia*.



Figura 5.9: Ventana principal del módulo del ATC.

Ahora, se procederá a dar solución al problema del cálculo del ATC para el sistema intacto de 14 buses de la IEEE, para una transferencia del bus 2 (vendedor) al bus 4 (comprador); mediante DC-PTDFs. Con el objetivo de realizar lo descrito anteriormente, se seleccionan los diversos campos de forma idéntica a la que se muestra en la Figura 5.9.



Figura 5.10: Transferencia del bus 2 al bus 4 para el sistema de 14 buses de la IEEE.

Finalmente, se presiona el botón *Calcular* y los resultados obtenidos del cálculo del ATC se muestra en el panel *Resultado*, así mismo se despliegan en una tabla los factores lineales utilizados para el cálculo del mismo, tal como se muestra en la Figura 5.11.

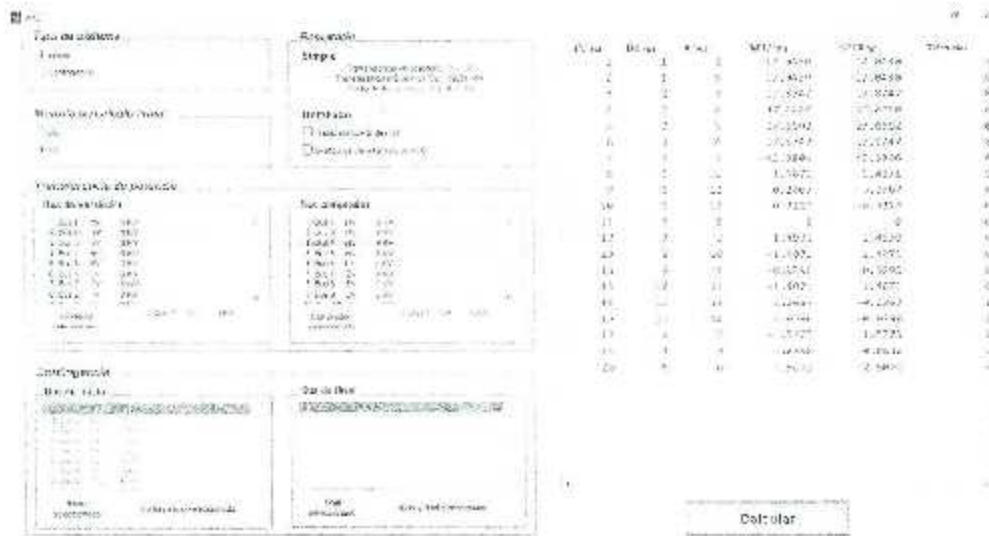


Figura 5.11: Resultado obtenido del ATC para el sistema de 14 buses de la IEEE

El módulo desarrollado para el cálculo del ATC cuenta con diversas formas de presentar los resultados, las cuales son:

1. *Simple*

Se muestra una breve descripción de los resultados obtenidos en el panel *Resultado*, el cual se aprecia en la Figura 5.12.

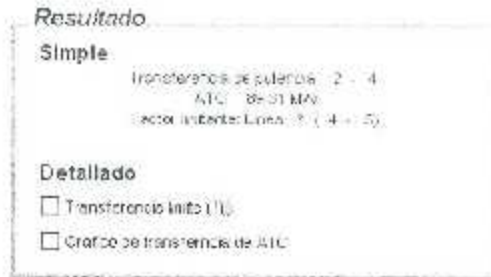


Figura 5.12: Resultado sintetizado del módulo del ATC.

2. *Detallado*

Esta opción a su vez presenta los resultados de dos formas:

- *Transferencia límite T_{ij}*
El cual genera un archivo con extensión *.ats*, el cual contiene los límites de transferencia de las líneas (T_{ij}), los cuales se muestran en la Figura 5.13a.
- *Gráfico de transferencia de ATC*
El cual genera un gráfico de barras, donde se grafican los flujos del caso base y los resultantes debido a la transferencia del ATC, así como los límites en MW de las líneas, lo cual se aprecia en la Figura 5.13b.

5.4. Implementación del código a *Flujos-PTL* para el cálculo del ATC

En el Capítulo 1 se presentó el modelado del ATC. En esta sección se presentan secciones de códigos usados para el cálculo del ATC, junto con una breve explicación de los mismos. Los códigos completos desarrollados tanto para la creación de la interfaz gráfica, como para el cálculo del ATC se muestran en los Apéndice ?? y D respectivamente.

La programación del módulo, está integrada por cuatro tareas específicas:

1. Lectura de argumentos de entrada proveniente de la GUI.
2. Cargado de información.
3. Cálculo del ATC y salida de argumentos a la GUI.

5.4.1. Lectura de información proveniente de la GUI

De manera inicial se lee la información proveniente de la GUI ingresada por el usuario. Dicha información son datos del tipo *cadena* y *doble*. La sintaxis para llamar a una función en MATLAB es la siguiente:

$$[\text{arg_out1, arg_out2, } \dots, \text{arg_out}_n] = \text{Nombre de la función}(\text{arg_in1, arg_in2, } \dots, \text{arg_in}_n)$$

Se llama a la función *fac_dis_NewRap.m* si el método de cálculo lineal seleccionado fue el de AC, o a la función *fac_dis_DesRap.m* en caso contrario. Los argumentos de entrada y salida de ambas funciones se muestran en las Tablas 5.1 y 5.2 respectivamente. Lo mencionado con anterioridad se muestran en el siguiente conjunto de líneas de código.

```
if strcmp('AC', MCL)
    [ATC, Lin, NB1, NB2] = fac_dis_NewRap(h0, hTable, NSell,
    NBuy, NIni, NFin, Xls, Graf, System);
else % DC
    [ATC, Lin, NB1, NB2] = fac_dis_DesRap(h0, hTable, NSell,
    NBuy, NIni, NFin, Xls, Graf, System);
end
```

Tabla 5.1: Argumentos de entrada para las funciones *fac_dis_DesRap.m* y *fac_dis_NewRap.m*.

| Nombre | Tipo | Descripción |
|--------|--------|---|
| h0 | Figura | Ventana de MATLAB |
| hTable | Tabla | Arreglo de distintos datos |
| System | Cadena | Estado del sistema (Intacto o Contingencia) |
| NSell | Doble | Bus verdedor |
| NBuy | Doble | Bus comprador |
| NIni | Doble | Bus inicial de salida línea |
| NFin | Doble | Bus final de salida de línea |
| Xls | Doble | Archivo xls |
| Graf | Doble | Grafico |

Tabla 5.2: Argumentos de salida para las funciones *fac_dis_DesRap.m* y *fac_dis_NewRap.m*.

| Nombre | Tipo | Descripción |
|--------|-------|----------------------------------|
| ATC | Doble | Valor del ATC (MW) |
| Lin | Doble | Línea limitante |
| NB1 | Doble | Bus de inicio de línea limitante |
| NB2 | Doble | Bus de final de línea limitante |

5.4.2. Cargado de información

La información que maneja *Flujos PTL* y de la cual hace uso el módulo del ATC, se encuentra almacenada en una ventana típica de MATLAB como lo es *h0*. Dicha ventana contiene toda la información del caso de estudio base proveniente de la lectura del archivo *.cdf*, y la cual se encuentra almacenada en catos del tipo *estructura* (ej. *Dat_Vn*, *Dat_Lin*, *Dat_Xlr*). Estos tipos de datos están formados por contenedores denominados *campos*. Un ejemplo de algunas estructuras utilizadas se muestran en la Tabla 5.3. El acceso a los valores con tal organización está dado por la siguiente sintaxis:

Valor_del_campo = Nombre_de_la_estructura.Nombre_del_campo

Tabla 5.3: Ejemplo de la información que maneja *Flujos PTL*, y que usan las funciones *fac_dis_DesRap.m* y *fac_dis_NewRap.m*.

| Estructura | Campo | Descripción |
|------------|-------|----------------------------|
| Dat_Vn | Amp | Magnitud de voltajes |
| | Ang | Angulo de fase de voltajes |
| Dat_Lin | PLi | Bus inicial de las líneas |
| | QLi | Bus final de las líneas |
| | RbrL | Resistencia de las líneas |
| | XbrL | Reactancia de las líneas |

Entonces, con el fin de cargar la información necesaria dentro de las funciones *fac_dis_DesRap.m* y *fac_dis_NewRap.m*, se emplea el comando *getappdata*, el cual extrae la información almacenada de la ventana *h0*. Lo anterior se puede observar en el siguiente conjunto de líneas de código.

```
% Datos generales
mainfig_datos = guidata(h0);
h0            = mainfig_datos.h0;
Nslack       = mainfig_datos.Nslack;
Anod         = mainfig_datos.Nnod;

% Informacion nodal
Dat_Nodo     = getappdata(h0, 'Dat_Nodo');
No_BS        = Dat_Nodo.No_BS;
Tipo         = Dat_Nodo.Tipo;
```


5.4.3. Cálculo del ATC y proyección de resultados en la GUI

La sección de código empleada para determinar el valor del ATC se muestra a continuación:

```

ATC = find(min(abs(Tij)) == abs(Tij)); % Ec. 4.2a / 4.3t

Lin= ATC; % Línea limitante
NB1 = Data(ATC,2); % Modo de inicio de línea limitante
NB2 = Data(ATC,3); % Modo de final de línea limitante
ATC = Data(ATC,7); % ATC en MW

```

donde el argumento *Data* es una matriz de $(N_L \times 7)$, cuya información contenida por columna se observa en la siguiente Tabla.

Tabla 5.4: Información almacenada en *Data*.

| N° Columna | Información |
|------------|-------------------------|
| 1 | Numero de líneas |
| 2 | Del bus |
| 3 | Al bus |
| 4 | Factor de distribución |
| 5 | Flujo pre-transferencia |
| 6 | Límite usado (MW) |
| 7 | Transferencia límite |

Así mismo, del código anterior se observan los argumentos *Lin*, *NB1*, *NB2* y *ATC*, los cuales son los argumentos de salida de las funciones *fac_dis_DesRap.m* y *fac_dis_NewRap.m*.

Capítulo 6

Aplicación del ATC a los sistemas de la IEEE de 6, 14 y 30 buses

6.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del módulo desarrollado en el entorno de MATLAB para el cálculo del ATC, y el cual fue probado en los sistemas de la IEEE de 6, 14 y 30 buses. Así mismo se hizo uso del software Power World Simulator (PWS, por sus siglas en inglés) para fines de validación de resultados. PWS es un paquete interactivo de simulación de sistemas eléctricos de potencia, el cual es propiedad de PowerWorld Corporation. PWS fue diseñado para realizar estudios de estabilidad de forma muy eficiente, y con la capacidad de resolver sistemas de hasta 250,000 buses.

En esta tesis se consideró el cálculo del ATC para transferencias de potencia sencilla (bilateral). La evaluación del ATC en base al método los factores de distribución fue aplicado a sistemas de la IEEE para condiciones normales de operación y bajo contingencia. El límite térmico de la línea es considerado como restricción y la carga reactiva conectada a los buses es considerada como constante.

6.2. Resultados y análisis del ATC

Dado que físicamente el ATC representa el re-despacho de la salida de potencia activa del generador, y la cual es consumida por la carga; únicamente se determinará el ATC para ese sentido de transferencia y no viceversa. Así mismo, se determinará el ATC para transferencias de potencia entre generadores.

Los resultados del ATC para los sistemas de la IEEE de 6, 14 y 30 buses son presentados y analizados a continuación:

6.2.1. Sistema IEEE de 6 buses

Tabla 6.1: Resultados del ATC para el sistema IEEE de 6 buses.

| Transferencia $T(s,r)$ | Caso | Factores de DC | | | Factores de AC | | |
|---------------------------|------|----------------|--------------|---------------------|----------------|--------------|---------------------|
| | | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante |
| T(1,2) | A | 24.80 | 24.80 | 1-2 | 17.50 | 17.65 | 1-2 |
| | B | 2.24 | 2.24 | 1-5 | -14.31 | -7.30 | 1-5 |
| T(1,3) | A | 28.99 | 28.99 | 1-2 | 20.09 | 20.63 | 1-2 |
| | B | 1.80 | 1.80 | 1-5 | -11.87 | -5.86 | 1-5 |
| T(1,4) | A | 28.62 | 28.62 | 1-4 | 22.69 | 24.41 | 1-4 |
| | B | 2.02 | 2.02 | 1-5 | -12.47 | -6.59 | 1-5 |
| T(1,5) | A | 36.28 | 36.28 | 1-2 | 24.41 | 25.81 | 1-2 |
| | B | 1.46 | 1.46 | 1-5 | -9.55 | -4.75 | 1-5 |
| T(1,6) | A | 20.62 | 20.62 | 3-5 | 19.5 | 20.43 | 1-2 |
| | B | 1.82 | 1.82 | 1-5 | -11.69 | -5.93 | 1-5 |
| T(2,1) | A | 62.68 | 62.68 | 2-4 | 57.76 | 59.26 | 2-4 |
| | B | 103.81 | 103.81 | 2-5 | 135.87 | 142.35 | 2-5 |
| T(2,3) | A | 73.29 | 73.29 | 2-5 | 82.23 | 79.90 | 2-5 |
| | B | 9.13 | 9.13 | 1-5 | -35.75 | -29.76 | 1-5 |
| T(2,4) | A | 28.27 | 28.27 | 2-4 | 26.52 | 26.73 | 2-4 |
| | B | -14.68 | -14.68 | 2-4 | 20.21 | -17.90 | 2-4 |
| T(2,5) | A | 33.50 | 33.50 | 2-5 | 36.73 | 36.62 | 2-5 |
| | B | 4.17 | 4.17 | 1-5 | -28.69 | -13.60 | 1-5 |
| T(2,6) | A | 21.09 | 21.09 | 3-5 | 22.88 | 24.41 | 3-6 |
| | B | 9.68 | 9.68 | 1-5 | 22.79 | 23.82 | 3-6 |
| T(3,1) | A | 19.16 | 19.16 | 3-5 | 22.40 | 22.17 | 3-6 |
| | B | 18.71 | 18.71 | 3-5 | 22.32 | 21.71 | 3-6 |
| T(3,2) | A | 18.76 | 18.76 | 3-5 | 22.10 | 21.72 | 3-6 |
| | B | 18.25 | 18.25 | 3-5 | 22.07 | 21.18 | 3-6 |
| T(3,4) | A | 19.04 | 19.04 | 3-5 | 22.38 | 22.03 | 3-6 |
| | B | -16.25 | -16.25 | 2-4 | -22.15 | -19.79 | 2-4 |
| T(3,5) | A | 19.97 | 19.97 | 3-5 | 22.3 | 23.11 | 3-6 |
| | B | 7.69 | 7.69 | 1-5 | 23.11 | 22.56 | 3-6 |
| T(3,6) | A | 9.93 | 9.93 | 3-5 | 11.24 | 11.40 | 3-6 |
| | B | 9.66 | 9.66 | 3-5 | 11.19 | 11.21 | 3-6 |

Caso A: Sistema intacto.

Caso B: Sistema en contingencia k (1-4).

6.2.2. Sistema IEEE de 14 buses

Tabla 6.2: Resultados del ATC para el sistema IEEE de 14 buses

| Transferencia (i,s,r) | Caso | Factores de DC | | | Factores de AC | | |
|--------------------------|------|----------------|--------------|---------------------|----------------|--------------|---------------------|
| | | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante |
| T(1,2) | A | 60.95 | 61 | 1-2 | 47.73 | 50.26 | 1-2 |
| | B | 61.83 | 61.42 | 1-2 | 48.07 | 50.66 | 1-2 |
| T(1,3) | A | 68.41 | 68.48 | 1-2 | 49.59 | 56.42 | 1-2 |
| | B | 68.96 | 68.94 | 1-2 | 49.85 | 56.84 | 1-2 |
| T(1,4) | A | 71.53 | 72.85 | 4-5 | 56.45 | 63.1 | 1-2 |
| | B | 77.94 | 77.09 | 1-2 | 56.84 | 63.59 | 1-2 |
| T(1,5) | A | 83.86 | 83.73 | 1-2 | 62.49 | 68.98 | 1-2 |
| | B | 84.28 | 84.33 | 1-2 | 62.96 | 69.56 | 1-2 |
| T(1,6) | A | 6.05 | 9.28 | 7-9 | 14.45 | 13.48 | 5-6 |
| | B | 4.04 | 8.50 | 5-6 | 5.79 | 5.93 | 5-6 |
| T(1,9) | A | 3.01 | 4.46 | 7-9 | 6.51 | 6.48 | 7-9 |
| | B | 7.33 | -14.04 | 5-6 | 10.84 | 10.9 | 5-6 |
| T(1,10) | A | 3.51 | 4.92 | 7-9 | 7.2 | 7.14 | 7-9 |
| | B | 6.41 | 13.60 | 5-6 | 9.32 | 9.49 | 5-6 |
| T(1,11) | A | 4.26 | 6.40 | 7-9 | 9.64 | 9.29 | 7-9 |
| | B | 4.98 | 10.50 | 5-6 | 7.14 | 7.33 | 5-6 |
| T(1,12) | A | 5.60 | 8.55 | 7-9 | 13.48 | 12.42 | 7-9 |
| | B | 4.19 | 8.82 | 5-6 | 5.90 | 6.15 | 5-6 |
| T(1,13) | A | 5.50 | 8.06 | 7-9 | 12.40 | 11.70 | 7-9 |
| | B | 4.32 | 9.08 | 5-6 | 6.08 | 6.33 | 5-6 |
| T(1,14) | A | 3.71 | 5.55 | 7-9 | 8.06 | 8.05 | 7-9 |
| | B | 5.62 | 10.93 | 13-14 | 7.89 | 8.29 | 5-6 |
| T(2,1) | A | 413.97 | 413.93 | 1-2 | 403.28 | 419.54 | 1-2 |
| | B | 413.52 | 413.48 | 1-2 | 402.9 | 419.11 | 1-2 |
| T(2,3) | A | 92.80 | 92.71 | 3-4 | 98.86 | 93.82 | 3-4 |
| | B | 92.11 | 92.05 | 3-4 | 98.34 | 93.18 | 3-4 |
| T(2,4) | A | 85.06 | 86.62 | 4-5 | 91.16 | 88.20 | 4-5 |
| | B | 96.74 | 97.85 | 4-5 | 101.9 | 99.03 | 4-5 |
| T(2,5) | A | 101.95 | 146.23 | 7-9 | 154.13 | 158.41 | 2-5 |
| | B | 158.50 | 158.39 | 2-5 | 152.52 | 156.79 | 2-5 |
| T(2,6) | A | 5.98 | 9.16 | 7-9 | 14.56 | 13.30 | 5-6 |
| | B | 6.07 | 8.55 | 5-6 | 5.82 | 5.95 | 5-6 |
| T(2,9) | A | 2.99 | -4.44 | 7-9 | 6.46 | 6.44 | 7-9 |
| | B | 7.41 | -13.95 | 5-6 | 10.97 | 11.01 | 5-6 |
| T(2,10) | A | 3.28 | -4.88 | 7-9 | 7.41 | 7.09 | 7-9 |
| | B | 6.46 | 13.72 | 5-6 | 9.42 | 9.57 | 5-6 |
| T(2,11) | A | 4.22 | 6.34 | 7-9 | 9.54 | 9.20 | 7-9 |
| | B | 5.01 | 10.58 | 5-6 | 7.20 | 7.38 | 5-6 |
| T(2,12) | A | 5.54 | 8.45 | 7-9 | 13.28 | 12.97 | 7-9 |
| | B | 4.22 | 8.87 | 5-6 | 5.94 | 6.19 | 5-6 |
| T(2,13) | A | 5.24 | 7.97 | 7-9 | 12.23 | 11.57 | 7-9 |

Continúa en la página siguiente

Tabla 6.2 - Continuación de la página previa

| Transferencia $T(s,r)$ | Caso | Factores de DC | | | Factores de AC | | |
|---------------------------|------|----------------|--------------|---------------------|----------------|--------------|---------------------|
| | | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante |
| T(2,14) | B | 4.34 | 9.14 | 5-6 | 6.12 | 6.37 | 5-6 |
| | A | 3.68 | 5.5 | 7-9 | 7.99 | 7.99 | 7-9 |
| | B | 5.66 | 10.97 | 5-6 | 7.96 | 8.35 | 5-6 |

Caso A: Sistema intacto.

Caso B: Sistema en contingencia k (4-9).

6.2.3. Sistema IEEE de 30 buses

Tabla 6.3: Resultados del ATC para el sistema IEEE de 30 buses.

| Transferencia $T(s,r)$ | Caso | Factores de DC | | | Factores de AC | | |
|---------------------------|------|----------------|--------------|---------------------|----------------|--------------|---------------------|
| | | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante |
| T(1,2) | A | 45.47 | 45.53 | 1-2 | 29.18 | 30.95 | 1-2 |
| | B | 45.69 | 45.76 | 1-2 | 28.87 | 31.16 | 1-2 |
| T(1,3) | A | 34.53 | 35.04 | 2-6 | 25.82 | 27.03 | 2-6 |
| | B | 36.45 | 36.97 | 2-6 | 26.67 | 28.89 | 2-6 |
| T(1,4) | A | 28.5 | 28.5 | 2-6 | 20.71 | 21.98 | 2-6 |
| | B | 29.65 | 30.07 | 2-6 | 21.39 | 23.29 | 2-6 |
| T(1,5) | A | 46.91 | 47.64 | 2-6 | 29.98 | 34.79 | 1-2 |
| | B | 49.40 | 50.15 | 2-6 | 29.66 | 35.04 | 1-2 |
| T(1,7) | A | 25.50 | 25.59 | 2-6 | 18.54 | 19.73 | 2-6 |
| | B | 26.55 | 29.94 | 2-6 | 19.13 | 21.05 | 2-6 |
| T(1,8) | A | 1.58 | 1.6 | 6-8 | 1.67 | 1.67 | 6-8 |
| | B | 1.56 | 1.59 | 6-8 | 1.63 | 1.65 | 6-8 |
| T(1,10) | A | 20.69 | 21.03 | 2-6 | 15.27 | 16.22 | 2-6 |
| | B | 21.60 | 21.93 | 2-6 | 15.7 | 17.14 | 2-6 |
| T(1,12) | A | 23.40 | 23.9 | 2-6 | 17.59 | 18.43 | 2-6 |
| | B | 54.06 | 25.55 | 2-6 | 18.27 | 19.97 | 2-6 |
| T(1,14) | A | 22.79 | 23.44 | 2-6 | 16.98 | 18.07 | 2-6 |
| | B | 24.71 | 25.21 | 2-6 | 17.68 | 19.7 | 2-6 |
| T(1,15) | A | 22.64 | 23.09 | 2-6 | 16.61 | 17.81 | 2-6 |
| | B | 16.93 | 16.36 | 12-15 | 12.35 | 14.48 | 12-15 |
| T(1,16) | A | 18.97 | 18.1 | 12-16 | 16.22 | 16.32 | 12-16 |
| | B | 23.47 | 23.91 | 2-6 | 16.98 | 18.65 | 2-6 |
| T(1,17) | A | 21.2 | 21.49 | 2-6 | 15.56 | 16.57 | 2-6 |
| | B | 22.14 | 22.5 | 2-6 | 16.02 | 17.58 | 2-6 |
| T(1,18) | A | 19.00 | 18.54 | 15-18 | 15.89 | 17.22 | 2-6 |
| | B | 1.10 | 1.1 | 15-18 | 0.37 | 0.96 | 15-18 |
| T(1,20) | A | 21.30 | 21.68 | 2-6 | 15.47 | 16.72 | 2-6 |
| | B | 1.10 | 1.1 | 15-18 | 0.35 | 0.96 | 15-18 |

Continúa en la página siguiente.

CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DEL ATC A LOS SISTEMAS DE LA IEEE DE 6, 14
Y 30 BUSES

Tabla 6.3 – *Continuación de la página previa*

| Transferencia T(s,r) | Caso | Factores de DC | | | Factores de AC | | |
|-------------------------|------|----------------|--------------|---------------------|----------------|--------------|---------------------|
| | | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante |
| T(1,21) | A | 20.74 | 21.08 | 2-6 | 15.16 | 16.26 | 2-6 |
| | B | 21.69 | 22.03 | 2-6 | 15.39 | 17.22 | 2-6 |
| T(1,23) | A | 21.19 | 20.69 | 13-23 | 15.9 | 17.19 | 2-6 |
| | B | 23.39 | 22.68 | 12-15 | 16.52 | 18.61 | 2-6 |
| T(1,24) | A | 20.76 | 21.03 | 22-24 | 15.14 | 16.44 | 2-6 |
| | B | 14.80 | 15.96 | 22-24 | 14.3 | 14.2 | 22-24 |
| T(1,26) | A | 12.50 | 12.5 | 25-26 | 12.23 | 12.46 | 25-26 |
| | B | 12.50 | 12.5 | 25-26 | 12.23 | 12.46 | 25-26 |
| T(1,29) | A | 10.67 | 10.76 | 6-8 | 10.45 | 11.22 | 6-8 |
| | B | 10.53 | 10.64 | 6-8 | 10.2 | 11.1 | 6-8 |
| T(1,30) | A | 10.67 | 10.76 | 6-8 | 10.3 | 11.22 | 6-8 |
| | B | 10.53 | 10.64 | 6-8 | 10.06 | 11.1 | 6-8 |
| T(2,3) | A | 25.52 | 25.99 | 2-6 | 13.51 | 20.05 | 2-6 |
| | B | 27.04 | 27.42 | 2-6 | 13.95 | 21.43 | 2-6 |
| T(2,4) | A | 21.89 | 22.21 | 2-6 | 16.3 | 17.13 | 2-6 |
| | B | 23.19 | 23.44 | 2-6 | 16.84 | 18.31 | 2-6 |
| T(2,5) | A | 31.85 | 32.54 | 2-6 | 24.4 | 24.94 | 2-6 |
| | B | 33.57 | 34.06 | 2-6 | 24.98 | 26.02 | 2-6 |
| T(2,7) | A | 20.09 | 20.4 | 2-6 | 14.92 | 15.73 | 2-6 |
| | B | 21.18 | 21.49 | 2-6 | 15.4 | 16.79 | 2-6 |
| T(2,8) | A | 1.58 | 1.6 | 6-8 | 1.67 | 1.57 | 6-8 |
| | B | 1.56 | 1.58 | 6-8 | 1.63 | 1.56 | 6-8 |
| T(2,10) | A | 17.12 | 17.4 | 2-6 | 12.73 | 13.42 | 2-6 |
| | B | 17.99 | 18.18 | 2-6 | 13.1 | 14.21 | 2-6 |
| T(2,12) | A | 18.93 | 19.31 | 2-6 | 14.3 | 14.89 | 2-6 |
| | B | 20.29 | 20.5 | 2-6 | 14.84 | 16.09 | 2-6 |
| T(2,14) | A | 18.65 | 19.01 | 2-6 | 13.9 | 14.66 | 2-6 |
| | B | 19.99 | 20.37 | 2-6 | 14.45 | 15.92 | 2-6 |
| T(2,15) | A | 18.43 | 29.75 | 2-6 | 13.65 | 14.49 | 2-6 |
| | B | 16.97 | 16.4 | 12-15 | 12.38 | 14.52 | 12-15 |
| T(2,16) | A | 18.13 | 18.18 | 21-16 | 13.52 | 14.24 | 2-6 |
| | B | 19.17 | 19.51 | 2-6 | 13.95 | 15.25 | 2-6 |
| T(2,17) | A | 17.42 | 17.71 | 2-6 | 12.93 | 13.66 | 2-6 |
| | B | 18.27 | 18.57 | 2-6 | 13.32 | 14.51 | 2-6 |
| T(2,18) | A | 17.95 | 18.27 | 2-6 | 13.16 | 14.05 | 2-6 |
| | B | 1.10 | 11.1 | 15-18 | 0.57 | 0.96 | 15-18 |
| T(2,20) | A | 17.54 | 17.84 | 2-6 | 12.87 | 13.76 | 2-6 |
| | B | 1.10 | 1.1 | 15-18 | 0.63 | 0.96 | 15-18 |
| T(2,21) | A | 17.15 | 17.43 | 2-6 | 12.65 | 13.45 | 2-6 |
| | B | 17.97 | 18.25 | 2-6 | 13.02 | 14.26 | 2-6 |
| T(2,23) | A | 17.93 | 18.25 | 2-6 | 13.16 | 14.08 | 2-6 |
| | B | 19.12 | 19.40 | 2-6 | 13.66 | 15.2 | 2-6 |
| T(2,24) | A | 17.39 | 17.59 | 2-6 | 12.64 | 13.56 | 2-6 |

Continúa en la página siguiente

CAPÍTULO 6. APLICACIÓN DEL ATC A LOS SISTEMAS DE LA IEEE DE 6, 14 Y 30 BUSES

Tabla 6.3 - Continuación de la página previa

| Transferencia T(s,r) | Factores de DC | | | Factores de AC | | | |
|-------------------------|----------------|-------|--------------|---------------------|-------|--------------|---------------------|
| | Caso | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante | ATC | ATC (PWS) | Factor limitante |
| T(2,26) | B | 14.77 | 15.23 | 22-24 | 13.06 | 14.18 | 22-24 |
| | A | 12.50 | 12.5 | 25-26 | 12.15 | 12.46 | 25-26 |
| T(2,29) | B | 12.50 | 12.5 | 25-26 | 12.23 | 12.46 | 25-26 |
| | A | 10.66 | 10.73 | 2-8 | 10.44 | 11.2 | 6-8 |
| T(2,30) | B | 10.52 | 10.62 | 6-8 | 10.19 | 11.08 | 6-8 |
| | A | 10.65 | 10.75 | 6-8 | 10.29 | 11.2 | 6-8 |
| | B | 10.52 | 10.62 | 6-8 | 10.04 | 11.08 | 6-8 |

Caso A: Sistema Intacte.

Caso B: Sistema en contingencia k (10-20).

Del análisis de los resultados del ATC presentados en las Tablas 6.1 - 6.3 se concluye lo siguiente:

- A mayor distancia eléctrica existente entre los buses fuente y carga, el valor del ATC disminuye.
- Se identifican las configuraciones del sistema que limitan mayormente la transferencia de potencia, como lo son la línea 3-6 para el sistema de 6 buses, la línea 5-6 para el de 14 buses y la línea 2-6 para el de 30 buses.

De igual forma, también se concluye que no siempre ambos métodos identifican el mismo factor limitante. Sin embargo ambos métodos presentan resultados muy aceptables y apegados al verdadero valor del ATC. Lo anterior resulta muy atractivo si se desea recurrir a aplicaciones en línea del cálculo del ATC para SEP desregulados.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajos a futuro

7.1. Introducción

En este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas del análisis de los resultados obtenidos de los distintos estudios realizados, y los cuales fueron aplicados a diversos sistemas de la IEEE. De igual forma, se sugieren trabajos futuros para la mejora de la aplicación desarrollada en el lenguaje de MATLAB.

7.2. Conclusiones

De este trabajo de tesis, se concluye lo siguiente:

- En esta tesis, se realizó un estudio completo de análisis de contingencia. Se empleó el método IPTQ para la selección de contingencia; para la evaluación de contingencias se efectuó una corrida de flujos mediante FDLF. Este estudio se realizó con el objetivo de identificar aquellas perturbaciones que pudiesen causar afectaciones severas en el sistema; para de esta forma operar al sistema en forma defensiva. Los resultados de dichos estudios son presentados en el Capítulo 3.
- En esta tesis, se efectuó el cálculo del ATC para transferencias de potencia bilaterales para configuraciones de sistemas en condiciones normales de operación y bajo contingencia. Los resultados obtenidos mediante estos estudios se presentan en el Capítulo 6. De dichos resultados se concluye que las técnicas lineales, como lo son los factores lineales de distribución proveen una forma rápida y precisa para calcular el valor del ATC de un SEP. Lo anterior debido a que dichos factores son pre calculados en los casos base de cada sistema, sin necesidad de involucrar ningún flujo de carga adicional para la simulación de contingencias. Su cálculo y actualización son bastante rápidos y pueden utilizarse para aplicaciones en línea en mercados de electricidad desregulados. Así mismo, una evaluación continua del ATC permite identificar zonas en la red de transmisión donde se pueden implementar mejoras, con el fin de incrementar la confiabilidad y la eficiencia del sistema.

7.3. Contribución principal

La mayor contribución de esta tesis fue el desarrollo e implementación de un módulo al programa *Fajas-PFL* desarrollado en MATLAB, que permitiese calcular la capacidad de transferencia disponible en SEP en condiciones normales de operación y bajo contingencia. El método utilizado para el cálculo del ATC que emplea dicho módulo es mediante factores lineales de distribución. Los códigos utilizados para el cálculo de dichos factores son presentados en los Apéndices.

7.4. Trabajos a futuro

Existen diversas áreas de investigación y aspectos que en los cuales se puede profundizar más, con el fin de obtener estudios más completos, algunos de estos son:

- En futuras investigaciones, el análisis de contingencia puede ser extendido para simular la remoción de más de uno de sus N elementos que lo conforman.
- Incorporar al módulo del ATC la posibilidad de calcular el ATC para transferencias inter-áreas, y posteriormente para múltiples transferencias.
- Un enorme desafío que están enfrentando los ingenieros es el de producir y suministrar energía eléctrica a los consumidores de una manera segura, económica y confiable bajo diversas limitaciones. Por tal motivo es imperativo el desarrollar más modelos que permitan el cálculo del ATC de formas más eficientes.

Apéndices

Apéndice A

Sistema IEEE de 6 buses

El diagrama del sistema de la IEEE de 6 buses se muestra en la Figura A.1. Los datos están dados a una base de 100 MVA.

Tabla A.1: Datos de líneas - IEEE 6 buses

| N° Línea | Del bus | Al bus | Impedancia de línea (p.u.) | | Suceptancia (p.u.) | Límite en MVA |
|----------|---------|--------|----------------------------|------|--------------------|---------------|
| | | | R | X | B | |
| 1 | 1 | 2 | 0.1 | 0.2 | 0.04 | 40 |
| 2 | 1 | 4 | 0.05 | 0.2 | 0.04 | 60 |
| 3 | 1 | 5 | 0.08 | 0.3 | 0.06 | 50 |
| 4 | 2 | 3 | 0.05 | 0.25 | 0.05 | 40 |
| 5 | 2 | 4 | 0.05 | 0.1 | 0.02 | 70 |
| 6 | 2 | 6 | 0.1 | 0.3 | 0.04 | 30 |
| 7 | 2 | 6 | 0.07 | 0.2 | 0.05 | 90 |
| 8 | 3 | 5 | 0.12 | 0.26 | 0.05 | 70 |
| 9 | 3 | 6 | 0.02 | 0.1 | 0.02 | 80 |
| 10 | 4 | 5 | 0.02 | 0.4 | 0.05 | 20 |
| 11 | 6 | 5 | 0.1 | 0.3 | 0.06 | 10 |

Tabla A.2: Datos de buses - IEEE 6 buses

| Nº Bus | Tipo | Volaje | | Generación | | Carga | | Límites de reactivos | |
|--------|------|-----------------|-----------------|-------------|---------------|-------------|---------------|----------------------|-------------|
| | | Magnitud (p.u.) | Angulo (grados) | Activa (MW) | Reactiva (MW) | Activa (MW) | Reactiva (MW) | Qmax (MVAR) | Qmin (MVAR) |
| 1 | 3 | 1.05 | 0 | 107.32 | 15.53 | 0 | 0 | 100 | -20 |
| 2 | 2 | 1.05 | 0 | 50 | 76.99 | 0 | 0 | 100 | -20 |
| 3 | 2 | 1.07 | 0 | 60 | 87.27 | 0 | 0 | 100 | -15 |
| 4 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 70 | 70 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 70 | 70 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 70 | 70 | 0 | 0 |

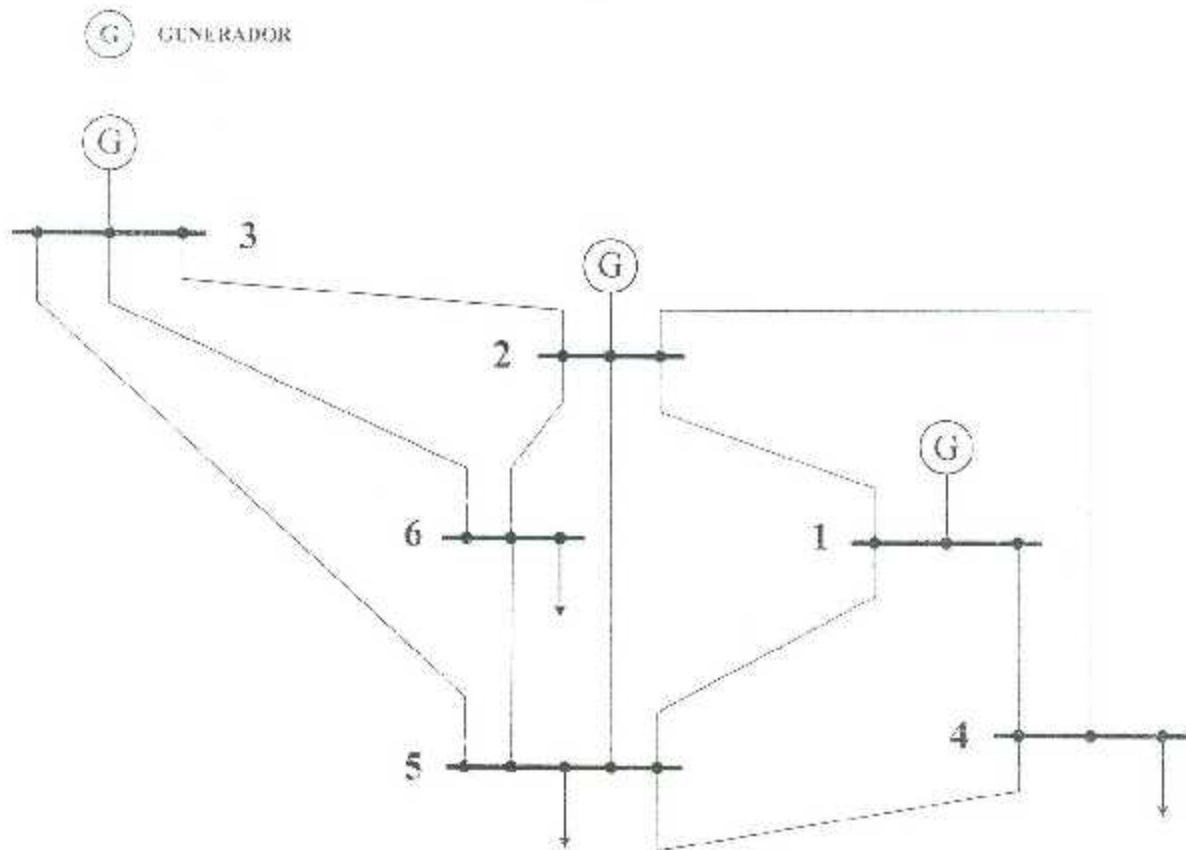


Figura A.1: Sistema IEEE de 6 buses

Apéndice B

Sistema IEEE de 14 buses

El diagrama del sistema de la IEEE de 14 buses se muestra en la Figura B.1. Los datos están dados a una base de 100 MVA.

Tabla B.1: Datos de líneas - IEEE 14 buses

| N° Línea | Del bus | Al bus | Impedancia de línea (p.u.) | | Susceptancia (p.u.) | Límite en MVA |
|----------|---------|--------|-------------------------------|---------|------------------------|------------------|
| | | | R | X | | |
| 1 | 1 | 2 | 0.01938 | 0.05917 | 0.0529 | 200 |
| 2 | 1 | 5 | 0.05403 | 0.22304 | 0.0492 | 150 |
| 3 | 2 | 3 | 0.04699 | 0.19797 | 0.0438 | 150 |
| 4 | 2 | 4 | 0.05871 | 0.17332 | 0.034 | 100 |
| 5 | 2 | 5 | 0.05695 | 0.17388 | 0.0346 | 100 |
| 6 | 3 | 4 | 0.06701 | 0.17103 | 0.0138 | 65 |
| 7 | 4 | 5 | 0.01335 | 0.04211 | 0 | 100 |
| 8 | 6 | 11 | 0.09498 | 0.1989 | 0 | 18 |
| 9 | 6 | 12 | 0.12291 | 0.25581 | 0 | 32 |
| 10 | 6 | 13 | 0.06615 | 0.13027 | 0 | 32 |
| 11 | 7 | 8 | 0 | 0.17613 | 0 | 32 |
| 12 | 7 | 9 | 0 | 0.11001 | 0 | 32 |
| 13 | 9 | 10 | 0.03181 | 0.0543 | 0 | 32 |
| 14 | 9 | 14 | 0.12711 | 0.27038 | 0 | 32 |
| 15 | 10 | 11 | 0.08205 | 0.19207 | 0 | 12 |
| 16 | 12 | 13 | 0.22092 | 0.19988 | 0 | 12 |
| 17 | 13 | 14 | 0.17093 | 0.34802 | 0 | 12 |
| 18 | 4 | 7 | 0 | 0.20912 | 0 | 55 |
| 19 | 4 | 9 | 0 | 0.55618 | 0 | 32 |
| 20 | 5 | 6 | 0 | 0.25202 | 0 | 55 |

Tabla B.2: Ajustes de transformadores - IEEE 14 buses

| Del bus | A: bus | Valor de tap (p.u.) |
|---------|--------|---------------------|
| 4 | 7 | 0.978 |
| 4 | 9 | 0.969 |
| 5 | 6 | 0.932 |

Tabla B.3: Elementos en derivación - IEEE 14 buses

| N° Bus | Suceptancia (p.u.) |
|--------|--------------------|
| 9 | 0.19 |

Tabla B.1: Datos de buses - IEEE 14 buses

| N° Bus | Tipo | Voltaje | | Generación | | Carga | | Límite de reactivos | |
|--------|------|-----------------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|-----------------|---------------------|-------------|
| | | Magnitud (p.u.) | Ángulo (grados) | Activa (MW) | Reactiva (MVAR) | Activa (MW) | Reactiva (MVAR) | Qmax (MVAR) | Qmin (MVAR) |
| 1 | 3 | 1.06 | 0 | 230 | -16.9 | 0 | 0 | 999 | -999 |
| 2 | 2 | 1.055 | 0 | 40 | 42.4 | 21.7 | 12.7 | 50 | -40 |
| 3 | 2 | 1.01 | 0 | 0 | 33.4 | 94.2 | 19 | 40 | 0 |
| 4 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 47.8 | -3.9 | - | - |
| 5 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 7.6 | 1.6 | - | - |
| 6 | 2 | 1.07 | 0 | 0 | 12.2 | 11.2 | 7.5 | 24 | -0 |
| 7 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - |
| 8 | 2 | 1.09 | 0 | 0 | 17.4 | 0 | 0 | 24 | -6 |
| 9 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 29.5 | 16.6 | - | - |
| 10 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 9 | 3.8 | - | - |
| 11 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3.5 | 1.8 | - | - |
| 12 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 6.1 | 1.6 | - | - |
| 13 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 13.5 | 5.8 | - | - |
| 14 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 14.9 | 5 | - | - |

APÉNDICE B. SISTEMA IEEE DE 14 BUSES

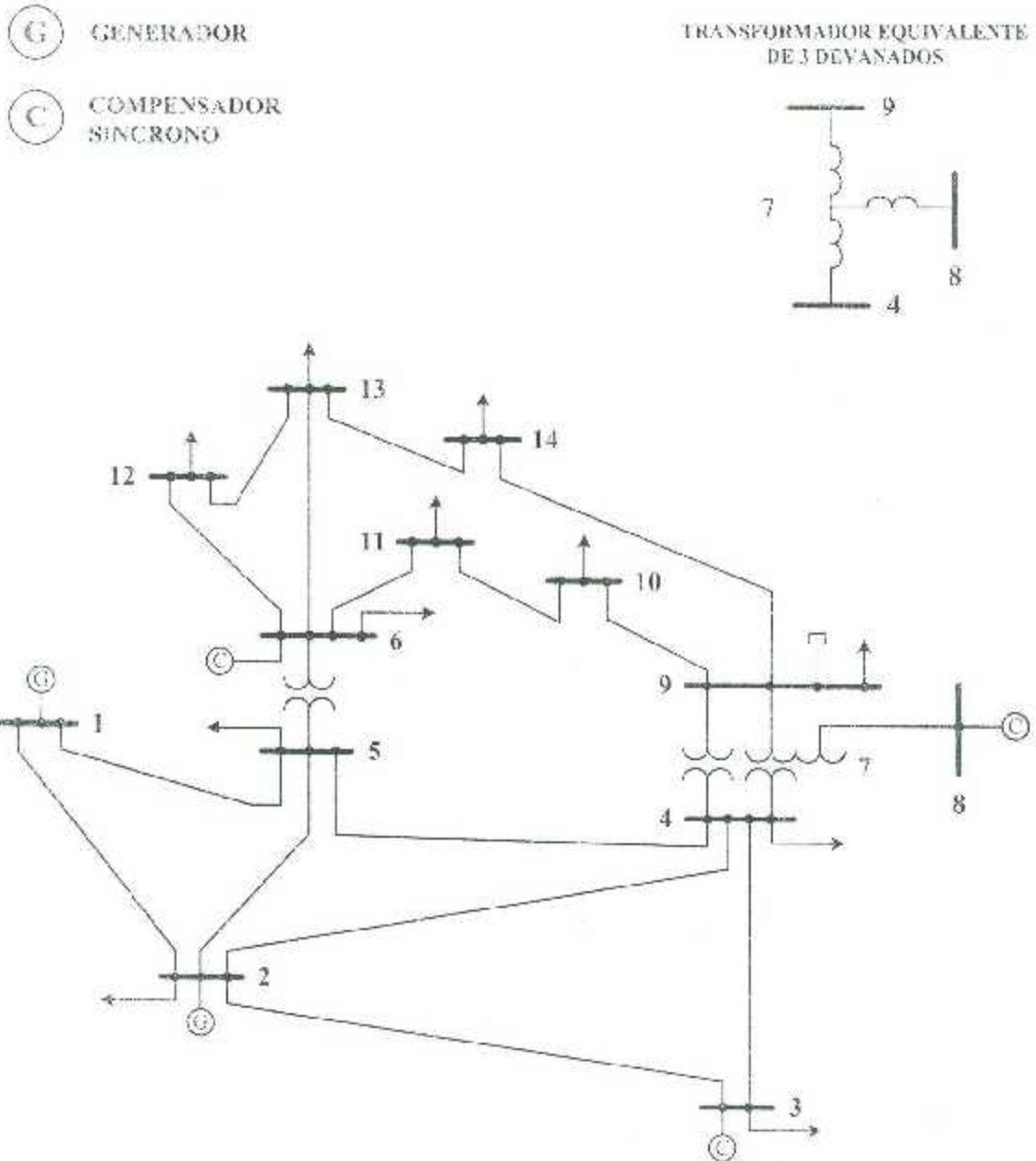


Figura B.1: Sistema IEEE de 14 buses

Apéndice C

Sistema IEEE de 30 buses

El diagrama del sistema de la IEEE de 30 buses se muestra en la Figura C.1. Los datos están dados a una base de 100 MVA.

Tabla C.1: Datos de líneas - IEEE 30 buses

| N° Línea | Del bus | Al bus | Impedancia de línea (p.u.) | | Susceptancia (p.u.) | Límite en MVA |
|----------|---------|--------|-------------------------------|--------|------------------------|------------------|
| | | | R | X | B | |
| 1 | 1 | 2 | 0.0192 | 0.0373 | 0.1628 | 200 |
| 2 | 1 | 3 | 0.0452 | 0.1652 | 0.0408 | 130 |
| 3 | 2 | 4 | 0.057 | 0.1737 | 0.0368 | 65 |
| 4 | 3 | 4 | 0.0132 | 0.0379 | 0.0084 | 130 |
| 5 | 2 | 5 | 0.0472 | 0.1983 | 0.0418 | 130 |
| 6 | 2 | 6 | 0.0581 | 0.1763 | 0.0374 | 65 |
| 7 | 4 | 6 | 0.0119 | 0.0414 | 0.009 | 90 |
| 8 | 5 | 7 | 0.046 | 0.116 | 0.0204 | 70 |
| 9 | 6 | 7 | 0.0267 | 0.082 | 0.017 | 130 |
| 10 | 6 | 8 | 0.012 | 0.042 | 0.009 | 32 |
| 11 | 9 | 11 | 0 | 0.208 | 0 | 65 |
| 12 | 9 | 10 | 0 | 0.11 | 0 | 65 |
| 13 | 12 | 13 | 0 | 0.4 | 0 | 65 |
| 14 | 12 | 14 | 0.1231 | 0.2559 | 0 | 32 |
| 15 | 12 | 15 | 0.0562 | 0.1304 | 0 | 32 |
| 16 | 12 | 16 | 0.0945 | 0.1987 | 0 | 16 |
| 17 | 14 | 15 | 0.221 | 0.1997 | 0 | 16 |
| 18 | 16 | 17 | 0.0521 | 0.1923 | 0 | 16 |
| 19 | 15 | 18 | 0.1073 | 0.2185 | 0 | 16 |
| 20 | 18 | 19 | 0.0639 | 0.1292 | 0 | 16 |
| 21 | 19 | 20 | 0.031 | 0.068 | 0 | 16 |
| 22 | 10 | 20 | 0.0936 | 0.209 | 0 | 32 |
| 23 | 10 | 17 | 0.0324 | 0.0845 | 0 | 32 |
| 24 | 10 | 21 | 0.0348 | 0.0749 | 0 | 32 |
| 25 | 10 | 22 | 0.0727 | 0.1499 | 0 | 32 |

Continúa en la página siguiente.

Tabla C.1 – Continuación de la página previa

| N° Línea | Del bus | Al bus | Impedancia de línea (p.u.) | | Suceptancia (p.u.) | Límite en MVA |
|----------|---------|--------|-------------------------------|--------|-----------------------|------------------|
| | | | R | X | B | |
| 26 | 21 | 22 | 0.0116 | 0.0236 | 0 | 32 |
| 27 | 15 | 23 | 0.1 | 0.202 | 0 | 13 |
| 28 | 22 | 24 | 0.115 | 0.179 | 0 | 16 |
| 29 | 23 | 24 | 0.132 | 0.27 | 0 | 16 |
| 30 | 24 | 25 | 0.1885 | 0.3292 | 0 | 16 |
| 31 | 25 | 26 | 0.2541 | 0.58 | 0 | 13 |
| 32 | 25 | 27 | 0.1093 | 0.2087 | 0 | 16 |
| 33 | 27 | 29 | 0.2198 | 0.4153 | 0 | 16 |
| 34 | 27 | 30 | 0.3202 | 0.5027 | 0 | 15 |
| 35 | 29 | 30 | 0.2399 | 0.4533 | 0 | 25 |
| 36 | 8 | 28 | 0.0636 | 0.2 | 0.0128 | 32 |
| 37 | 6 | 28 | 0.0169 | 0.0599 | 0.013 | 32 |
| 38 | 6 | 9 | 0 | 0.208 | 0 | 65 |
| 39 | 6 | 10 | 0 | 0.536 | 0 | 32 |
| 40 | 4 | 12 | 0 | 0.256 | 0 | 65 |
| 41 | 28 | 27 | 0 | 0.396 | 0 | 65 |

Tabla C.2: Elementos en derivación - IEEE 30 buses

| N° bus | Suceptancia (p.u.) |
|--------|--------------------|
| 10 | 0.19 |
| 24 | 0.043 |

Tabla C.3: Ajustes de transformadores - IEEE 30 buses

| Del bus | Al bus | Valor del tap (p.u.) |
|---------|--------|----------------------|
| 6 | 9 | 0.978 |
| 6 | 10 | 0.969 |
| 4 | 12 | 0.932 |
| 28 | 27 | 0.968 |

Tabla C.1: Datos de buses - IEEE 30 buses

| N° Bus | Tipo | Base kV | Voltaje | | Generación | | Carga | | Límite de reactivos | |
|--------|------|------------|--------------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------------------|----------------------------|
| | | | Magnitud (p.u.) | Ángulo (grados) | Activa (MW) | Reactiva (MVAR) | Activa (MW) | Reactiva (MVAR) | Q _{max} (MVAR) | Q _{min} (MVAR) |
| 1 | 3 | 132 | 1.06 | 0 | 243.4 | -16.1 | 0 | 0 | 999 | -999 |
| 2 | 2 | 132 | 1.045 | 0 | 40 | 50 | 21.7 | 12.7 | 50 | -40 |
| 3 | 0 | 132 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2.1 | 1.2 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 132 | 1 | 0 | 0 | 0 | 7.6 | 1.6 | 0 | 0 |
| 5 | 2 | 132 | 1.01 | 0 | 0 | 37 | 94.2 | 19 | 40 | -40 |
| 6 | 0 | 132 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 132 | 1 | 0 | 0 | 0 | 22.8 | 10.9 | 0 | 0 |
| 8 | 2 | 132 | 1.01 | 0 | 0 | 37.3 | 30 | 30 | 40 | -10 |
| 9 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 5.8 | 2 | 0 | 0 |
| 11 | 2 | 11 | 1.082 | 0 | 0 | 16.2 | 0 | 0 | 24 | -6 |
| 12 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 11.9 | 7.5 | 0 | 0 |
| 13 | 2 | 11 | 1.071 | 0 | 0 | 10.6 | 0 | 0 | 24 | -6 |
| 14 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 6.2 | 1.6 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 8.2 | 2.5 | 0 | 0 |
| 16 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3.5 | 1.8 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 9 | 5.8 | 0 | 0 |
| 18 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3.2 | 3.9 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 9.5 | 3.4 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2.2 | 0.7 | 0 | 0 |
| 21 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 17.5 | 11.2 | 0 | 0 |
| 22 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3.2 | 1.6 | 0 | 0 |
| 24 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 8.7 | 6.7 | 0 | 0 |
| 25 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3.5 | 2.3 | 0 | 0 |
| 27 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | 0 | 132 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2.4 | 0.9 | 0 | 0 |
| 30 | 0 | 33 | 1 | 0 | 0 | 0 | 10.6 | 1.9 | 0 | 0 |

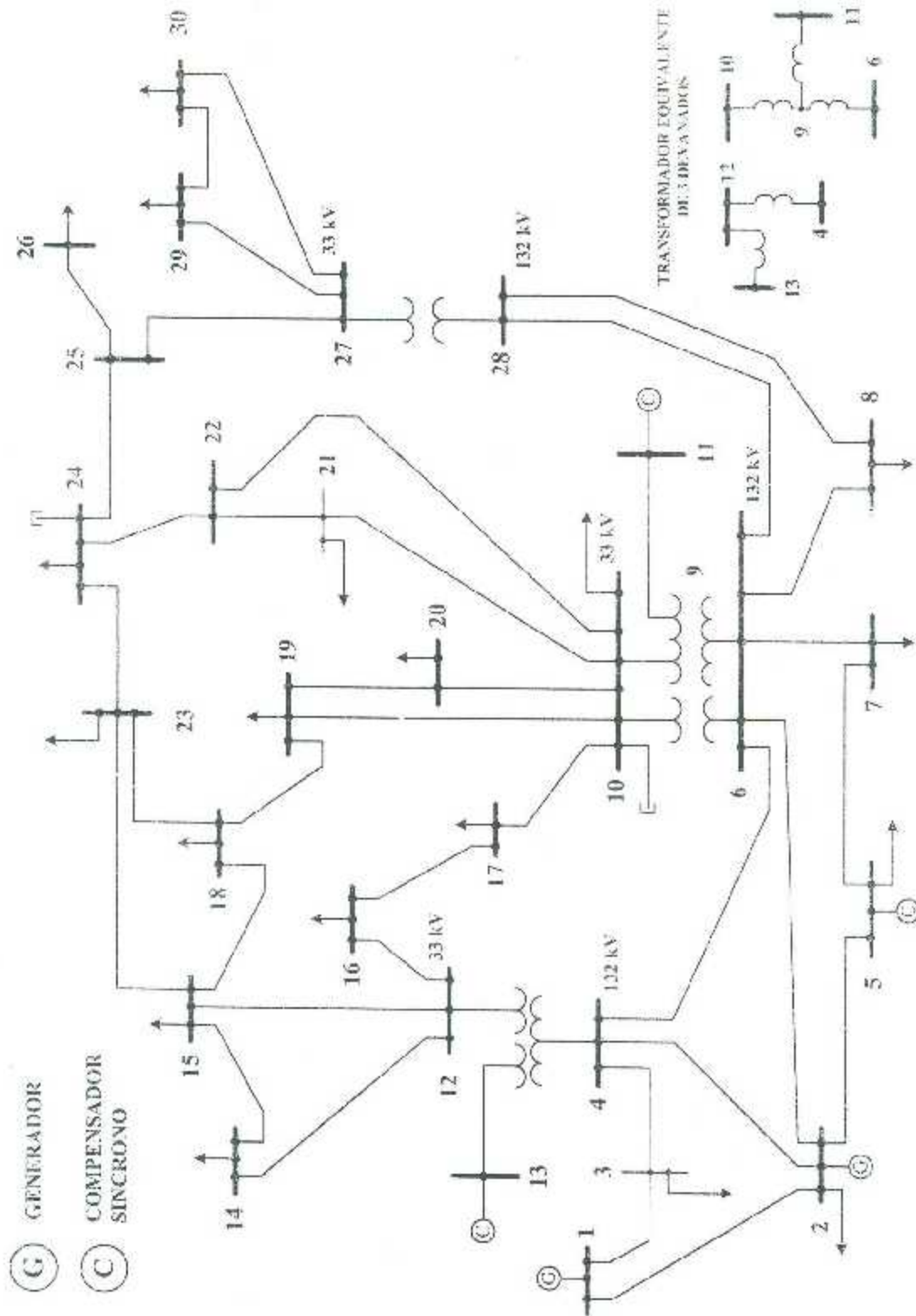


Figura C.1: Sistema IEEE de 30 buses

Apéndice D

Códigos de MATLAB para calculo del ATC

Código D.1. Código que calcula el ATC mediante factores de distribución de DC.

```
function [ATC, NLin, NB1, NB2] = fac_dis_DesNap(h0, hTable,
    NSell, NBuy, NIni, NFin, Xls, Graf, System)
%% Cargado de informacion
% Datos generales
mainfig_datos = guidata(h0);
h0          = mainfig_datos.h0;
Nslack     = mainfig_datos.Nslack;
Nnod       = mainfig_datos.Nnod;

% Se lee Bp0
Net        = getappdata(h0, 'Net');
Bp0       = Net.Bp0;

% Informacion nodal
Dat_Nodo   = getappdata(h0, 'Dat_Nodo');
No_BS     = Dat_Nodo.No_BS;
Tipo      = Dat_Nodo.Tipo;

% Informacion de lineas
Dat_Lin    = getappdata(h0, 'Dat_Lin');
PLi       = Dat_Lin.PLi;
QLi       = Dat_Lin.QLi;
XbrL     = Dat_Lin.XbrL;
PL = double(No_BS(PLi));
QL = double(No_BS(QLi));

% Informacion de transformadores
Dat_Xtr    = getappdata(h0, 'Dat_Xtr');
PTr       = Dat_Xtr.PTr;
QTr       = Dat_Xtr.QTr;
XbrX     = Dat_Xtr.XbrX;
PT = double(No_BS(PTr));
```

APÉNDICE D. CÓDIGOS DE MATLAB PARA CÁLCULO DEL ATC

```

QT = double(No_BS(QTr));
Xxtr = XbrX;

NumCG = find(Tipo<=2);

%% Funcion que calcula los flujos del caso Base
[Ppq0, Ppq_max] = flujo_cb(h0);

%% Inicia calculo de factores lineales de distribucion
% Se coordena B'
Bp = Bp0;
Bp(Nslack,:) = []; Bp(:,Nslack) = [];
p = symcon(Bp);
Bp = Bp(p,p); Bp=triu(Bp)+tril(Bp,-1);

% Se factoriza B'
Bp = chol(Bp);

%%
X_br = [XbrL;Xxtr];
Pbr = [PL;PT];
Qbr = [QL;QT];

%% Se determinan los PTOEs
Ns = [NSell;Nini];
Nb = [NBuy;Nfin];
Theta = zeros(Nnod,1);

for ii=1: numel(Ns)
    DeltaP = zeros(Nnod,1);
    DeltaP(Ns(ii)) = 1;
    DeltaP(Nb(ii)) = -1;
    DeltaP(Nslack) = [];
    DeltaTetam(p,1) = Bp\((Bp'\DeltaP(p));
    Xs(NumCG,1) = DeltaTetam;
    Xs(Nslack) = 0;
    Theta(:,ii) = Xs;
end

if strcmp('Interco',System)
    PTDFpq = (Theta(Pbr) - Theta(Qbr))./X_br; % Eq. 3.10
    PTDFqp = (Theta(Qbr) - Theta(Pbr))./X_br;
    Losses = PTDFpq * PTDFqp;
    set(hTable,'Data',[1:length(Pbr) Pbr Qbr PTDFpq*100
        PTDFqp*100 Losses*100]);

% trans_lin = funcion que calcula Tq;

```

```

[Tij,Pij_lim] = trans_lim(Ppq_max,Ppq0,PTDFpq); % Ec.
4.29
Data = full([1:(numel(Pbr))',Pbr,Qbr,PTDFpq,Ppq0,
Pij_lim,Tij]);

else % Contingencia
%% Se determinan los LODFs
PTDFmn = (Theta(Pbr,1)-Theta(Qbr,1))./X_br;
PTDFnm = (Theta(Qbr,1)-Theta(Pbr,1))./X_br;
PTDFsr = (Theta(Pbr,2)-Theta(Qbr,2))./X_br;

if intersect(find(Pbr==Nini),find(Qbr==NFin))
    exis = 1;
    rs = intersect(find(Pbr==Nini),find(Qbr==NFin));
    LODFpq = PTDFsr.*(1/(1-PTDFsr(rs))); % Ec. 4.28
    LODFqp = PTDFsr.*(1/(1-PTDFsr(rs)));
else
    exis = 0;
    rs = intersect(find(Pbr==NFin),find(Qbr==Nini));
    PTDFmn(rs) = -1*PTDFmn(rs);
    LODFpq = PTDFsr.*(1/(1-PTDFsr(rs)));
    PTDFnm(rs) = -1*PTDFnm(rs);
    LODFqp = PTDFsr.*(1/(1-PTDFsr(rs)));
end

LODFpq(rs) = -1;
LODFqp(rs) = -1;

%% Se determinan los CTDFs
CTDFpq = PTDFmn + (LODFpq * PTDFmn(rs)); % Ec. 4.29
CTDFqp = PTDFnm + (LODFqp * PTDFnm(rs));
Losses = CTDFpq+CTDFqp;
set(hTable,'Data',[1:length(Pbr))' Pbr Qbr CTDFpq*100
CTDFqp*100 Losses*100]);

if exis==0
    LODFpq = -1*LODFpq;
    LODFqp(rs) = -1;
end

% Flujos post-contingencia
Ppq1 = Ppq0 + (LODFpq*Ppq0(rs)); % Ec. 4.25
[Tij,Pij_lim] = trans_lim(Ppq_max,Ppq1,CTDFpq);
Data = full([1:(numel(Pbr))',Pbr,Qbr,CTDFqp,Ppq1,
Pij_lim,Tij]);
end

%% ATC

```


APÉNDICE D. CÓDIGOS DE MATLAB PARA CÁLCULO DEL ATC

```

ATC = find(min(abs(Tij)) == ats(Tij)); % Eqs. 4.28 / 4.31

NLin= ATC; % Línea limitante
NB1 = Data(ATC,2); % Nodo de inicio de línea limitante
NB2 = Data(ATC,3); % Nodo de final de línea limitante
ATC = Data(ATC,7); % ATC en MW

%% Resultados
% Excel
if Xls
    if strcmp('Intacto',System)
        yz = ['N/A' ' ','N/A'];
        str= 'DC-PTDF(ij, sr)';
    else % Contingencia
        yz = [num2str(NIni) ' ',' num2str(NFin)];
        str= 'DC-OTDF(ij, sr)';
    end
    sr = [num2str(NSell) ' ',' num2str(NBuy)];
    ij = [num2str(NB1) ' ',' num2str(NB2)];

    % xls - Función que genera el archivo xls
    xls(Data,ATC,sr,ij,yz,str)
end

% Grafico
if Graf
    if strcmp('Intacto',System)
        % Flujo post-transferencia
        PpqIn = Ppq0-(PTDFpq*ATC);
    else % Contingencia
        % Flujo post-(transf+cont)
        PpqIn = Ppq1+(OTDFpq*ATC);
    end

    % grafi - Función que genera el grafico
    grafi(Ppq0,Ppq_max,PpqIn,NSell,NBuy,NIni,NFin,
        NLin,System)
end
end

```

Código D.2: Código que calcula el ATC mediante factores de distribución de AC.

```

function [ATC, Lin, NB1, NB2] = fac_dis_NewRap(h0, hTable, NSell,
    , NBuy, NIni, NFin, Xls, Graf, System)
%% Cargado de información
% Datos generales
mainfig_datos = guidata(h0);
h0 = mainfig_datos.h0;
xslack = mainfig_datos.xslack;

```

```

Nnod = mainfig_datos.Nnod;
Net = getappdata(h0,'Net');
Ynode = Net.Ynode0;

% Informacion nodal
Dat_Node = getappdata(h0,'Dat_Node');
No_BS = Dat_Node.No_BS;
Tipo = Dat_Node.Tipo;

Dat_Vn = getappdata(h0,'Dat_Vn');
Vnode = Dat_Vn.Amp;
Tetar = Dat_Vn.Ang;

% Informacion de lineas
Dat_Lin = getappdata(h0,'Dat_Lin');
PLi = Dat_Lin.PL;
QLi = Dat_Lin.QL;
Ylin = (1./(Dat_Lin.RbrL+1i*Dat_Lin.XbrL));
PL = double(No_BS(PLi));
QL = double(No_BS(QLi));

% Informacion de transformadores
Dat_Xtr = getappdata(h0,'Dat_Xtr');
PTr = Dat_Xtr.PT;
QTr = Dat_Xtr.QT;
TAP = Dat_Xtr.TAP;
Yxtr = (1./(Dat_Xtr.RbrX+1i*Dat_Xtr.XbrX))./TAP;
PT = double(No_BS(PTr));
QT = double(No_BS(QTr));

NumNC = find(Tipo==0);
NumCS = find(Tipo<=2);
Ndim = Nnod + length(NumNC);

%% Funcion que calcula los flujos del caso base
[Ppq0, Ppq_max] = flujo_ct(h0);

%% Inicia calculo de factores lineales de distribucion
Ybr = [Ylin;Yxtr];
Pbr = [PL;PT];
Qbr = [QL;QT];

G = real(Ybr);
B = imag(Ybr);

m = No_BS(NIni);
n = No_BS(NFin);

```

```

% Se determinan los PTOFs
Ns = [NSell;a];
Nb = [NEuy;n];
DTetan = zeros(Nnod,1);

PTDFpq = zeros(length(Pbr),numel(Ns));
PTDFqp = PTDFpq;

for ii=1:numel(Ns)
    DeltaP = zeros(Nnod,1);
    DeltaP(Ns(ii)) = 1;
    DeltaP(Nb(ii)) = -1;
    DeltaP(Nslack) = [];

    Pmismatch = [DeltaP;zeros(length(NumNC),1)];

    % Jacob - Funcion que calcula el Jacobiano
    Jac = Jacob(Ynodo,Vnodo,Tetan,MuxCG,NumNC,Nnod,Ndim);
    Xs = Jac\Pmismatch;

    DVnodo = zeros(Nnod,1);
    DVnodo(NumNC) = Xs(Nnod:Ndim-1).*Vnodo(NumNC);
    DTetan(NumCG,1) = Xs(1:Nnod-1);
    DTetan(Nslack) = 0;

    V1 = Vnodo(Pbr);
    V2 = Vnodo(Qbr);
    Delta120 = Tetan(Pbr) - Tetan(Qbr);
    Delta12 = DTetan(Pbr) - DTetan(Qbr);

    PTDFpq(:,ii) = k1.*Delta12-k2.*DVnodo(Pbr)-k3.*DVnodo(Qbr); % Ec. 4.18

    V1 = Vnodo(Qbr);
    V2 = Vnodo(Pbr);
    Delta120 = -Delta120;
    Delta12 = -Delta12;

    PTDFqp(:,ii) = k1.*Delta12+k2.*DVnodo(Qbr)-k3.*DVnodo(Pbr);
end

function k1 = k1
    k1 = V1.*V2.*G.*(sin(Delta120))-V1.*V2.*B.*(cos(Delta120));
end

function k2 = k2

```

```

        k2 = 2*V1.*G -V2.*G.*cos(Delta120)-V2.*B.*(sin(
            Delta120));
    end

    function k3 = k3
        k3 = -V1.*G.*cos(Delta120)-V1.*B.*(sin(Delta120));
    end

if strcmp('Intacto',System)
    Losses = PTDFpq + PTDFqp;
    set(hTable, 'Data', [(1:length(Pbr))' Pbr Qbr round(
        PTDFpq*100*100)/100.0 round(PTDFqp*100*100)/100.0
        Losses*100]);

    % trans_lim = Funcion que calcula Tij
    [Tij,Pij_lim] = trans_lim(Ppq_max,Ppq0,PTDFpq); % Ec
    4.29
    Data = full([(1: numel(Pbr))' ,Pbr,Qbr,PTDFpq,Ppq0,
        Pij_lim,Tij' ]);
else % Contingencia
    %% Se determinan los LODFs
    if intersect(find(Pbr==NIni),find(Qbr==NFin))
        exis = 1;
        rs = intersect(find(Pbr==NIni),find(Qbr==NFin));
        LODFpq = PTDFpq(:,2).*(1/(1-PTDFpq(rs,2))); % Ec
        4.22
        LODFqp = PTDFqp(:,2).*(1/(1-PTDFqp(rs,2)));
    else
        exis = 0;
        rs = intersect(find(Pbr==NFin),find(Qbr==NIni));
        PTDFpq(rs) = -1*PTDFpq(rs);
        LODFpq = PTDFpq(:,2).*(1/(1+PTDFpq(rs,2)));
        PTDFqp(rs) = -1*PTDFqp(rs);
        LODFqp = PTDFqp(:,2).*(1/(1+PTDFqp(rs,2)));
    end

    LODFpq(rs) = -1;
    LODFqp(rs) = -1;

    %% Se determinan los OTDFs
    OTDFpq = PTDFpq(:,1)-(LODFpq*PTDFpq(rs)); % Ec. 4.27
    OTDFqp = PTDFqp(:,1)-(LODFqp*PTDFqp(rs));
    Losses = OTDFpq+OTDFqp;
    set(hTable, 'Data', [(1:length(Pbr))' Pbr Qbr OTDFpq*100
        OTDFqp*100 Losses*100]);

if exis==0

```

```

        LODFPpq = -1*LODFpq;
        LODFPpq(rs) = -1;
    end

    % Flujos post-contingencia
    Ppq1 = Ppq0 + (LODFpq*Ppq0(rs)); % Ec. 4.25
    [Tij,Pij_lim] = trans_lim(Ppq_max,Ppq1,OTDFpq); % Ec.
    4.30
    Data = full([(1: numel(Pbr))',Pbr,Qbr,OTDFpq,Ppq1,
        Pij_lim,Tij]);
end

%% ATC
ATC = find(min(abs(Tij))==abs(Tij)); % Eqs. 4.28 / 4.31

Lin = ATC; % línea limitante
NB1 = Data(ATC,2); % Nodo de inicio de línea limitante
NB2 = Data(ATC,3); % Nodo de final de línea limitante
ATC = Data(ATC,7); % ATC en MW

%% Resultados
% Excel
if xls
    if strcmp('Intacto',System)
        yz = ['N/A' ' ','N/A'];
        str = 'AC-PTDF(ij, sr)';
    else % Contingencia
        yz = [num2str(NIni) ' ',' num2str(NFin)];
        str = 'AC-OTDF(ij, sr)';
    end
    sr = [num2str(NSell) ' ',' num2str(NBuy)];
    ij = [num2str(NB1) ' ',' num2str(NB2)];

    % xls - Función que genera archivo .xls
    xls(Data,ATC,sr,ij,yz,str)
end

% Grafico
if Graf
    if strcmp('Intacto',System)
        % Flujo post-transferencia
        Ppqin = Ppq0+(PTDFpq*ATC);
    else % Contingencia
        % Flujo post-(transf+cont)
        Ppqin = Ppq1-(OTDFpq*ATC);
    end

    % grafi - Función que genera el grafico

```

APÉNDICE D. CÓDIGOS DE MATLAB PARA CÁLCULO DEL ATC

```
        grafi(Ppq0,Ppq_max,Ppqin,NSell,MBuy,NIni,NFin,  
            Lin,System)  
    end  
end
```

Bibliografía

- [1] Ian Dobson, Scott Greene, Rajesh Rajaraman, Christopher L. Demarco, Fernando L. Alvarado, Mevludin Glavic, Jianfeng Zhang, and Ray Zimmerman, "Electric Power Transfer Capability: Concepts, Applications, Sensitivity and Uncertainty", PSERC Publication 01-34, November 2001.
- [2] Rudnick, H., "Planning in a deregulated environment in developing countries: Bolivia, Chile, Peru", *IEEE Power Eng. Rev.*, Vol. 15, No. 7, pp. 18-19, 1996.
- [3] G. Harnud, "Assessment of available transfer capability of transmission systems", *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 15, No. 1, pp. 27-32, Feb 2000.
- [4] S.Gisin Boris, V.Obessis Manos and V.Mitsche James, "Practical methods for transfer limit analysis in the power industry deregulated environment", *IEEE Transactions on Power systems* 15 (3) (2000) 955-960.
- [5] G.C. Ejebe, J.G. Waight, M. Santos-Nieto, and W.F. Tinney, "Fast calculations of linear available transfer capability", in *Proc. Power Industry Computer Applications Conf.*, 1999, pp. 255-260.
- [6] W.F. Tinney, X.Wang, J.G.Frame, J.G.Waight, J.Tong and G.C.Ejebe, "Available transfer capability calculations", *IEEE Transactions on Power systems*, Vol. 3.No.4, pp. 1521-1527, Nov 1998.
- [7] R. Chratic, B.P. Wollenberg, and I. Wangstein, "Transmission management in deregulated environment", *IEEE Proc.*, vol. 88, pp. 170-195, Feb. 2000.
- [8] Durgesh P.Manjure and Elham B.Makram, "Investigation of distribution factors for bilateral contract assessment", *Electric Power Systems Research* 66 (2003) 205-214.
- [9] Ashwani kumar and S.C.Srivastava, "AC Power distribution factors for allocating power transactions in a deregulated market." *IEEE Power Engineering Review* (2002) 42-43
- [10] Ashwani kumar, S.C.Srivastava and S.N.Singh, "ATC determination in a competitive electricity market using AC distribution factors", *Electric Power Components and Systems* 32 (2004) 927-939.
- [11] M.M.Othman, A.Mohamed and A.Fussain, "Fast evaluation of available transfer capability using cubic-spline interpolation technique", *Electric Power systems research*, vol.73, No.3, pp. 335-343, 2005.

- [2] G.C. Ejebe and B.F. Wollenberg, "Automatic Contingency Selection", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.98, No.1, January/February 1979, pp.92-104.
- [13] Mbuyeh F, Bose A and Heath B, "Reactive power consideration in automatic contingency selection", IEEE Transactions on Power systems, Vol. PAS-101, No. 1, pp. 107-112, January 1982.
- [14] Srivatsava, A., and Shahidehpour, M., "Restructuring choices for the Indian power sector", IEEE Power Eng. Rev., Vol. 22, No. 11, pp. 25-29, 2002.
- [15] Yog Raj Sood, Narayana Prasad Padhy and H. O. Gupta, "Wheeling of power under deregulated environment of a power industry - A bibliographical survey", IEEE Transactions on Power systems, Vol. 17, No.3, pp.870-873, Aug 2002.
- [16] William W. Hogan, and John F. Kennedy, "Electricity Market Restructuring: Reforms after Reforms", 20th Annual Conference Center for Research in Regulated Industries, Rutgers University, May 25, 2001.
- [17] J. Delson and S. M. Shahidehpour, "Linear programming application to power system economics, planning and operations", IEEE Transactions on Power Systems, 7(3):613-616, August 1992.
- [18] T. K. Abdel-Galil, E.F.El-Seadany, and M. M. A. Salama (2001), "Effect of New Deregulation Policy on Power Quality Monitoring and Mitigation Techniques", IEEE Transmission and Distribution Conference (TD'01), 28 October - 2 November 2001, Atlanta, GA, USA, Vol.1, pp.554-560.
- [19] "Available transfer capability definitions and determination", North American Electric Reliability Council, Reference Document, June 1996.
- [20] "Transmission capability margins and their use in ATC determination", North American Electric Reliability Council, Technical report, June 1999.
- [21] J. A. Momoh, "Electric power system applications and optimization", 2nd ed. CRC Press, 2013.
- [22] M. H. Gravenor, C. Nwankpa, "Available transfer capability and first order sensitivity", IEEE Trans. Power Systems, vol. 14, no. 2, May 1999, pp. 512-518.
- [23] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheble, "Power generation, operation, and control", 3rd ed. Wiley, 2013.
- [24] Wu Yuan-Kang, "A novel algorithm for ATC calculations and applications deregulated electricity markets", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, p. 810-821, 2007.
- [25] Atif S. Debs, "Modern power systems control and operation", Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [26] J. Arrillaga and N. R. Watson, N., "Computer modelling of electrical power systems", 2nd ed. Wiley, 2001.

BIBLIOGRAFÍA

- [27] Ricardo Vargas, M. A. Arjona, Manuel Carrillo, "PV curves for steady-state security assessment with MATLAB", in "MATLAB for engineers-applications in control, electrical engineering, IT and robotics", 1st ed. InTech, 2011.
- [28] P.S.R. Murty, "Power Systems Analysis", 2nd ed. Butterworth Heinemann, 2017.
- [29] Stott B and Alsac O, "Fast decoupled load flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, No. 5, pp. 869-869, May 1974.
- [30] S.W. Director, R.A.Rohrer, "The generalized adjoint network and network sensitivities", IEEE Transactions on Circuit Theory, Vol. CT-16, Aug. 1969.