



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

**“Modelo de reconfiguración óptima de la red aplicado
a la zona metropolitana del área de control central”**

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERIA
CON OPCION TERMINAL EN
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

Olivier Tovar Barragán.

Asesor(es) de tesis:

Director:

Dr. Benito Zenteno Mateo.

Co-director:

M. en C. Carlos Antonio Becerril Gordillo.

Ciudad de México, CDMX.

junio de 2021



BUAP

Oficio No. SIEP0221/2021

C. Olivier Tovar Barragán

Matrícula 219470139

Pasante de la Maestría en Ingeniería

con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia

Facultad de Ingeniería, BUAP.

Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Angel Cecilio Guerrero Zamora, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema titulado: **Modelo de reconfiguración óptima de la red aplicado a la zona metropolitana del área de control central**, para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia, asignándose como Director al Dr. Benito Zenteno Mateo y Co-director al M.C. Carlos Antonio Becerril Gordillo.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente

"Pensar bien, para vivir mejor"

H. Puebla de Zaragoza, enero 27 de 2021.

M.I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director



C.c.p. Dr. Benito Zenteno Mateo y M.C. Carlos Antonio Becerril Gordillo, Director y Co-director del Tema de Tesis

C.c.p. Archivo

M*ACGZ/sco



BUAP

Oficio No. SIEP/1166/2021

Mtra. María Elena Ruiz Velasco

Directora de Administración Escolar

Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

Presente

Por medio del presente, hago de su conocimiento que el **C. Olivier Tovar Barragán, Matrícula: 219470139**, pasante de la Maestría en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia, presentará su Examen de Grado con la modalidad en línea para la defensa de su tema de tesis; por lo que se le asigna el siguiente Jurado:

PRESIDENTE: DR. BENITO ZENTENO MATEO
SECRETARIO: DR. JUAN CARLOS ESCAMILLA SÁNCHEZ
VOCAL: M.C. CARLOS ANTONIO BECERRIL GORDILLO
VOCAL: M.I. MARCO ANTONIO CORREA NIETO

La fecha y hora propuesta por esta Facultad es el día 30 de junio de 2021, a las 15:00 horas.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente

"Pensar bien, para vivir mejor"

H. Puebla de Zaragoza, 21 de junio de 2021

M.I. Angel Cecilio Guerrero Zamora

Director

c.c.p. Archivo

AEPS/CBM/sco*



Facultad
de Ingeniería

Blvd. Valsequillo y Av. San Claudio
s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel,
Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C.P. 72570
222 229 55 00 Ext. 7610

Resumen

Se presenta el modelo de reconfiguración óptima de la red de transmisión, como una extensión del problema de flujos óptimos de potencia. Dicho modelo matemático es un problema de optimización lineal mixto, donde las variables son enteras y binarias. Se resuelve el problema para tres sistemas de prueba: básico de 3 nodos, 14 nodos y 41 nodos (sur de Brasil). Debido a la dimensión y complejidad del modelo, se hizo uso del programa AMPL en donde se utilizó el solver CPLEX que emplea el método simplex y la técnica de ramificación y acotamiento. Los resultados obtenidos en cada uno de los sistemas de prueba son comparados con los mostrados en [43,44]. Finalmente, se implementa dicho modelo en la red simplificada de 400 kV del área central de la Comisión Federal de Electricidad.

Abstract

The optimal reconfiguration model of the transmission network is presented as an extension of the problem of optimal power flows. Said mathematical model is a mixed linear optimization problem, where the variables are integers and binary. The problem is solved for three test systems: basic 3-node, 14-node, and 41-node (southern Brazil). Due to the size and complexity of the model, the AMPL program was used where the CPLEX solver was used, which uses the simplex method and the branching and limiting technique. The results obtained in each of the test systems are compared with those shown in [43,44]. Finally, this model is implemented in the simplified 400 kV network of the central area of the Federal Electricity Commission.

Agradecimientos

Primeramente, a DIOS porque él es la razón de mi existir. ¡Gracias por todas las bendiciones recibidas y llevarme siempre de la mano en mis aciertos y errores!

A mis padres y hermano, pero muy en especial a mi compañera de vida. ¡Gracias por tanta paciencia, amor y apoyo!

Finalmente, pero no menos importante al Profesor Carlos A. Becerril Gordillo quien ha sido un referente para mi vida profesional y parte de mi éxito se lo debo a todas sus enseñanzas. ¡Gracias por su amistad y apoyo!

Lista de figuras

Figura	Nombre	Página
2.1	Balance de potencia.	12
2.2	Sistema de 3 nodos.	14
2.3	Operación: FOP en CD del sistema de 3 nodos.	17
2.4	Operación: FOP en CD del sistema de 3 nodos, sin LVK.	18
3.1	Ley de corrientes de Kirchoff.	22
3.2	Flujo de potencia en una rama en paralelo.	23
3.3	Sistema de 3 nodos-CFS.	24
3.4	Sistema de 3 nodos-CFS: Distribución de flujo para G_A .	24
3.5	Sistema de 3 nodos-CFS: Distribución de flujo para G_B .	25
3.6	Sistema de 3 nodos-CFS: Flujo de potencia, sin G_C .	26
3.7	Sistema de 3 nodos-CFS: Todas las líneas conectadas.	27
3.8	Operación: FOP en CD del sistema de 3 nodos-CFS.	28
3.9	Sistema de 3 nodos-CFS, sin L_{AB} y G_C .	29
3.10	Sistema de 3 nodos-CFS: Distribución de flujo, sin L_{AB} y G_C .	29
3.11	Sistema de 3 nodos-CFS: Flujo de potencia, sin L_{AB} y G_C .	30
3.12	Sistema de 3 nodos-CFS: L_{AB} desconectada.	31
3.13	Conjunto factible de solución: caso a) vs caso b).	32
3.14	Operación con OTS: Sistema de 3 nodos.	39
4.1	Red de transmisión de 400 kV, área central.	48
4.2	Sistema simplificado del área central.	53
A.1	Operación: FOP en CD del sistema de 14 nodos.	66
A.2	Operación con OTS: Sistema de 14 nodos ($M=30^\circ$).	67
A.3	Operación con OTS: Sistema de 14 nodos ($M=180^\circ$).	68
A.4	Operación: FOP en CD del sistema de 41 nodos.	70
A.5	Operación con OTS: Sistema de 41 nodos ($M=30^\circ$).	71
A.6	Operación con OTS: Sistema de 41 nodos ($M=180^\circ$).	72
A.7	Operación: FOP en CD sistema simplificado (demanda mínima).	74
A.8	Operación: FOP en CD sistema simplificado (demanda media).	75
A.9	Operación: FOP en CD sistema simplificado (demanda máxima).	76
A.10	Operación con OTS: Sistema simplificado (demanda mínima).	77
A.11	Operación con OTS: Sistema simplificado (demanda media).	78
A.12	Operación con OTS: Sistema simplificado (demanda máxima).	79

Lista de tablas

Tabla	Nombre	Página
2.1	Funciones objetivo utilizadas para el análisis de los FOP.	11
2.2	Resultados FOP en CD, sistema de 3 nodos.	17
2.3	Resultados FOP en CD, sistema de 3 nodos, sin LVK.	17
2.4	Resultados FOP en CD, sistema de 14 nodos.	19
2.5	Resultados FOP en CD, sistema de 41 nodos.	19
3.1	Sistema de 3 nodos-CFS: Con todas las líneas conectadas.	27
3.2	Sistema de 3 nodos-CFS: FOP en CD, todas las líneas conectadas.	28
3.3	Sistema 3 nodos-CFS: Sin L_{AB} y G_C .	31
3.4	Sistema de 3 nodos-CFS: FOP en CD, con L_{AB} desconectada.	32
3.5	Resultados OTS en CD, sistema de 3 nodos ($M=30^\circ$).	39
3.6	Resultados OTS en CD, sistema de 3 nodos ($M=180^\circ$).	40
3.7	Resultados OTS en CD, sistema de 14 nodos ($M=30^\circ$).	41
3.8	Resultados OTS en CD, sistema de 14 nodos ($M=180^\circ$).	41
3.9	Resultados OTS en CD, sistema de 41 nodos ($M=30^\circ$).	42
3.10	Resultados OTS en CD, sistema de 41 nodos ($M=180^\circ$).	43
3.11	Comparativo de resultados de los sistemas de prueba.	45
4.1	Resumen: Líneas frontera del área central.	46
4.2	Generación local área central.	47
4.3	CEV's instalados en el área central.	47
4.4	Elementos conectados a LT's del área central.	48
4.5	Resumen RNT 400 kV área central.	49
4.6	Generación local (GL) del área central 400 kV.	49
4.7	Resumen: Histórico semanal de demanda del área central 400 kV.	50
4.8	Parámetros de las líneas del área central 400 kV.	51
4.9	Generación ficticia (GF) 400 kV.	52
4.10	Líneas frontera modeladas como carga.	52
4.11	Generación vs Demanda del área central 400 kV.	52
4.12	Resultados FOP en CD, sistema área central simplificado (mínima).	54
4.13	Resultados FOP en CD, sistema área central simplificado (media).	54
4.14	Resultados FOP en CD, sistema área central simplificado (máxima).	55
4.15	Resultados OTS en CD, sistema área central simplificado (mínima).	56
4.16	Resultados OTS en CD, sistema área central simplificado (media).	56
4.17	Resultados OTS en CD, sistema área central simplificado (máxima).	57
4.18	Comparativa de resultados de FOP en CD del sistema simplificado.	58
4.19	Resumen comparativo de resultados del OTS ($M=180^\circ$) del sistema simplificado.	59
4.20	Secuencia y LT's desconectadas, OTS ($M=180^\circ$) del sistema simplificado.	59
A.1	Carga y generación, sistema de 14 nodos.	65
A.2	Resumen, sistema de 14 nodos.	65
A.3	Líneas de transmisión, sistema de 14 nodos.	65
A.4	Carga y generación, sistema de 41 nodos.	69
A.5	Líneas de transmisión, sistema de 41 nodos.	69
A.6	Líneas de transmisión, sistema simplificado área central.	73

Nomenclatura

Acrónimos.

AMD	ALAMEDA.
AML	ALMOLOYA.
AMP	ATLACOMULCO POTENCIA.
ARA	ARAGÓN.
ATE	ATENCO.
AUR	AURORA.
BBR	SATNA BÁRBARA.
BRN	SAN BERNABÉ.
CHN	CHIMALHUACÁN.
CÑA	LAS CAÑAS.
COA	COAPA.
CPG	CHAPINGO.
CRG	CERRO GORDO.
CRP	CARAPAN.
CRU	SANTA CURZ.
CTT	CUAUTITLÁN
CYO	COYOTEPEC.
DAN	DAÑU.
DOG	DONATO GUERRA
DVA	DEPORTIVA.
ECA	ECATEPEC.
ELG	EL GALLO.
EVD	EL VIDRIO.
GEV	ENERGÍA VALLE DE MÉXICO.
HRC	HÉROES CARRANZA
INF	INFIERNILLO.
ITP	IXTAPA POTENCIA.
IUB	IUSASOL BASE.
IUN	IUSASOL UNO.
IZT	IZTAPALAPA.
JRB	JOROBAS.
LAP	LA PAZ.
LCP	LÁZARO CÁRDENAS POTENCIA.
LER	LERMA.
LRP	SAN LORENZO POTENCIA.
MAG	MAGDALENA.
MAN	LA MANGA.
MDB	MAGDALENA MANIOBRAS.
MDO	MILLÁN DOS.
MLD	CHIMALPA DOS.
MPT	SAN MARTÍN POTENCIA
MTA	MAZAMITLA.
NEC	NECAXA.
NMX	NUEVA XCALA.
NON	NONOALCO.
NOP	NOPALA.

Nomenclatura

NVI	NUEVA ITALIA.
PEO	PETACALCO.
PHP	PACHUCA POTENCIA.
PIT	PITIRERA.
PLZ	PALIZADA.
PRD	POZA RICA DOS.
PTL	PATLA.
QPM	QUERETARO POTENCIA MANIOBRAS
REM	REMEDIOS.
SJZ	SAN JUAN ZITÁCUARO.
TCC	TULA CICLO COMBINADO.
TEP	TEPEXIC.
TEX	TEXCOCO.
TIN	TINGAMBATO.
TOP	TOPILEJO.
TTE	TRES ESTRELLAS.
TTH	TEOTIHUACAN.
TUL	TULA.
TUV	TUXPAN VAPOR.
UNN	LA ÚNIÓN.
VAE	VALLE DE MÉXICO.
VAJ	VALLEJO.
VDF	VILLA DE LAS FLORES.
VDM	VALLE DE MÉXICO 85.
VIC	VICTORIA.
VIL	VILLITA.
VMA	VALLE DE MÉXICO MANIOBRAS.
VMD	ENREGÍA DEL VALLE DE MÉXICO DOS.
VOG	VOLCAN GORDO.
YTP	YAUTEPEC.
ZAP	ZAPATA.
ZTD	ZITÁCUARO DOS.

Notación.

v	es la función objetivo relacionada con el costo de operación por hora del sistema.
c_n	es el costo de generación en el nodo n .
P_{Gn}	potencia generada en el nodo n .
f_{nm}	es el flujo de potencia en el enlace que interconecta los nodos n, m .
$\bar{f}_{nm}$	es el flujo máximo de potencia en una línea del enlace nm .
x_{nm}	es la reactancia de una línea de transmisión en un enlace.
$\bar{k}_{nm}$	es el número de líneas existentes en el enlace.
θ_n	es el ángulo de fase de la tensión en el nodo.
P_{Dn}	potencia demanda en el nodo n .
$f_{mn,y}$	es una variable que representa el flujo de energía en la línea 'y' del enlace nm .
M	es el flujo máximo de potencia presente en el sistema de transmisión.
w_{nm}	es una variable de decisión binaria $\{0,1\}$.

Nomenclatura

Índices.

n, m	nodos interconectados en el sistema.
y	línea de transmisión entre dos nodos del sistema.
G	generadores del sistema.
L	líneas de transmisión del sistema.
B	nodos del sistema.

Conjuntos.

Ω_G	es el conjunto de unidades de generación.
Ω_L	es el conjunto de enlaces formado por una o más líneas de transmisión.
Ω_B	es el conjunto de nodos (barras).

Vectores y Matrices.

$\vdash x \in \mathbb{R}^n$	vector de variables de control.
$\vdash f \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$	función objetivo a optimizar.
$\vdash g \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$	vector de restricción de igualdades.
$\vdash h \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$	vector de restricción de desigualdad.
$\vdash \underline{x}, \bar{x}$	límites inferiores y superiores de las variables de control.

Índice general

Resumen / Abstract.

Agradecimientos.

Lista de figuras.

Lista de tablas.

Nomenclatura.

	Página
Capítulo 1: Introducción	
1.1 Motivación de la investigación.	1
1.2 Objetivos de la investigación.	2
1.2.1 Objetivo general.	2
1.2.2 Objetivos específicos.	2
1.3 Justificación.	2
1.4 Antecedentes.	3
1.4.1 Prácticas en la industria actual.	4
1.4.2 Optimización de la topología de redes.	6
1.4.3 Derechos financieros de transmisión.	7
1.5 Aportes de la tesis.	8
1.6 Alcance y metodología general.	8
1.7 Estructura de la tesis.	9
Capítulo 2: Flujos Óptimos de Potencia	
2.1 El problema de los flujos óptimos de potencia (FOP).	10
2.2 Formulación del problema de FOP en CD.	11
2.2.1 Función objetivo.	11
2.2.2 Restricciones de igualdad (Leyes de Kirchhoff).	12
2.2.3 Restricciones de desigualdad (Límites operativos).	13
2.3 Modelo tradicional para FOP en CD.	13
2.3.1 Solución del modelo de FOP en CD, para un sistema de 3 nodos.	14
2.3.2 Desarrollo del modelo de FOP en CD, para un sistema de 3 nodos.	14
2.4 Implementación del modelo FOP en CD, en AMPL.	16
2.4.1 Validación: FOP, en sistema de 3 nodos.	16
2.4.2 Validación: FOP, en sistema de 14 nodos.	18
2.4.3 Validación: FOP, en sistema de 41 nodos (sur de Brasil).	19
Capítulo 3: Reconfiguración Óptima de la Transmisión (OTS).	
3.1 Reconfiguración óptima de la red.	21
3.2 Impacto del OTS en el conjunto factible de soluciones.	21
3.2.1 Leyes de Kirchhoff para ramas en paralelo.	22
3.2.2 Impacto de la desconexión de elementos de transmisión en el CFS.	23
3.3 Formulación del problema OTS.	32
3.3.1 Función Objetivo OTS.	32
3.3.2 Restricciones de Igualdad OTS.	33
3.3.3 Restricciones de desigualdad OTS.	33
3.4 Modelo tradicional para el problema OTS.	34
3.4.1 Solución del modelo OTS, para un sistema de 3 nodos.	35
3.4.2 Desarrollo del modelo OTS, para un sistema de 3 nodos.	35
3.5 Implementación del modelo OTS en CD, en AMPL.	39
3.5.1 Validación: OTS, en sistema de 3 nodos.	39
3.5.2 Validación: OTS, en sistema de 14 nodos.	41
3.5.3 Validación: OTS, en sistema de 41 nodos (sur de Brasil).	42

Índice general

3.6	Análisis de resultados de los sistemas de prueba	45
Capítulo 4: Simplificación y Simulación de la Red del Área Central.		
4.1	Escenario e infraestructura de la red de transmisión del área central.	46
4.2	Red simplificada del área central.	48
4.2.1	Consideraciones para los nodos de generación.	49
4.2.2	Consideraciones para los nodos de carga.	49
4.2.3	Consideraciones para las líneas de transmisión	50
4.2.4	Consideraciones para las líneas frontera.	51
4.2.5	Otras consideraciones.	52
4.2.6	Topología del sistema simplificado del área central	53
4.3	Validación de FOP, en el sistema simplificado del área central.	54
4.3.1	Resultados de FOP en CD para demanda mínima.	54
4.3.2	Resultados de FOP en CD para demanda media.	54
4.3.3	Resultados de FOP en CD para demanda máxima.	55
4.4	Implementación del OTS, en sistema simplificado del área central.	56
4.4.1	Resultados OTS para demanda mínima.	56
4.4.2	Resultados OTS para demanda media.	56
4.4.3	Resultados OTS para demanda máxima.	57
4.5	Análisis de un cambio en el nodo de referencia para el sistema simplificado.	58
Conclusiones y trabajos futuros.		60
Referencias.		62
Apéndice A: Sistemas de Prueba.		
A.1	Datos y operación del sistema de 14 nodos.	65
A.2	Datos y operación del sistema de 41 nodos (Sur de Brasil).	69
A.3	Datos y operación del sistema simplificado de área central.	73
Apéndice B: Sistema algebraico — AMPL.		
B.1	Archivos AMPL.	80
B.2	Datos de entrada, de los sistemas de prueba.	80
B.2.1	Archivos “*.dat”, sistema de 3 nodos.	80
B.2.2	Archivos “*.dat”, sistema de 14 nodos.	81
B.2.3	Archivos “*.dat”, sistema de 41 nodos (Sur de Brasil).	81
B.2.4	Archivos “*.dat”, sistema simplificado del área central.	83
B.3	Modelos de optimización.	84
B.3.1	Archivo FOP.mod	84
B.3.2	Archivo OTS.mod	85
B.4	Solver y archivos de salida	85
B.4.1	Archivo FOP.run	85
B.4.2	Archivo OTS.run	86
Apéndice C: Solución óptima del AMPL.		
C.1	Resultados del sistema de 3 nodos.	87
C.2	Resultados del sistema de 14 nodos.	87
C.3	Resultados del sistema de 41 nodos (Sur de Brasil).	88
C.4	Resultados del sistema simplificado del área central.	91

Capítulo 1:

Introducción

La red eléctrica de transmisión idealmente se diseña para ser un sistema redundante, a fin de garantizar la confiabilidad del sistema contra los peores escenarios de contingencia o fallas. Sin embargo, esta redundancia puede causar ineficiencia en el despacho de generación. Ahora bien, si consideramos que los elementos de transmisión (líneas y/o transformadores) se diseñan para operar bajo estas condiciones, es posible que no se requieran dichos elementos en determinados períodos.

Este trabajo de tesis se centra en la *operación en tiempo real*. Aquí, se determinará qué topología es mejor para un determinado período de tiempo. Para esto, es necesario conocer dos problemas fundamentales:

- El primero es el análisis de *flujos óptimos de potencia* (FOP), este es un problema que busca optimizar el despacho económico de la generación junto con el problema de flujos de potencia, sujeto a las restricciones físicas de la red de transmisión y un conjunto de variables de control [1].
- El segundo problema es la *reconfiguración óptima de la transmisión* (abreviatura en inglés, OTS), que es un problema a corto plazo y busca encontrar la configuración óptima de la red para un período específico [2].

En general, el concepto del OTS es una extensión del problema FOP donde se incluye la opción de *desconectar elementos de la red* principalmente líneas de transmisión. Este concepto es posible de aplicar ya que la modernidad de los sistemas de control o SCADA permiten al *operador* del sistema modificar la topología de la red, conectando o desconectando algún elemento de transmisión de forma temporal o durante ciertas condiciones de operación.

Las investigaciones sobre el OTS demuestran que un sistema de *transmisión flexible* tiene diversos beneficios técnico-económicos, tal y como se describe en las secciones 1.4.1 y 1.4.2 de este capítulo.

El modelo matemático del OTS es un problema de optimización no lineal, no convexo y con variables continuas y discretas, clasificado como *NP-hard* [3,4]. Se resalta la complejidad al resolver este tipo de problemas, ya que es posible no encontrar la solución y la optimalidad global tampoco está garantizada [5].

La no linealidad surge cuando se considera una representación de la red en corriente alterna (CA). Derivado a la complejidad de solución de este tipo de problemas, diversas investigaciones han optado por utilizar una forma aproximada en corriente directa (CD), se realiza una linealización del problema.

1.1 Motivación de la investigación.

El problema del OTS se puede resolver utilizando una heurística basada en el problema de FOP en CD. Se eligió esta técnica de precisión aproximada, debido a que la programación matemática lineal es confiable con respecto a las propiedades de convergencia, se puede identificar rápidamente la inviabilidad de la solución y tiene la capacidad de incluir una gran cantidad de restricciones [6].

De acuerdo con las referencias consultadas, el OTS ha demostrado ser de utilidad para mejorar los perfiles de tensión, aumentar la capacidad de transmisión, e incluso mejorar la confiabilidad del sistema. Además, se presume el potencial para reducir los costos operativos asociados con el uso de los recursos de transmisión y generación.

Se realizó una revisión de la literatura e investigaciones del OTS y analizando los resultados, podemos comentar lo siguiente:

- El problema OTS se ha estudiado principalmente en casos de prueba académicos.
- Algunos casos de prueba carecen de datos o están desactualizados, y no se puede considerar que representan redes eléctricas reales.
- También, se han utilizados casos de prueba diseñados para estudiar el problema del FOP en CA, con un enfoque de viabilidad y no para la optimización.
- La conclusión de que la implementación del OTS da como resultado grandes reducciones del costo operativo se basa en dos o tres escenarios de demanda, donde la demanda total de la red se aumenta o se reduce alrededor del 10%.

Estas observaciones incitan a profundizar aún más en el estudio del OTS, de igual forma es importante fomentar y difundir entre los lectores las técnicas de *optimización matemática*, también llamada *investigación operativa*.

Se pretende explorar posibles áreas de aplicación en la red de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que alimenta de energía el Valle de México, y confirmar si podemos llegar a la misma conclusión de funcionalidad.

1.2 Objetivos de la investigación.

1.2.1 Objetivo general.

Analizar las implicaciones técnicas del modelo OTS, en la red de transmisión del área central del Sistema Eléctrico Nacional a cargo de la CFE.

1.2.2 Objetivos específicos.

- Plantear una metodología para la modificación topológica de la red ocupando la infraestructura existente de la CFE, por medio del OTS.
- Modelar el OTS, como un problema lineal entero–mixto (MILP).
- Implementar y evaluar el modelo OTS en el software de uso comercial *AMPL* [36].
- Comparar las condiciones de confiabilidad operativa y variables del sistema con y sin el uso del OTS, ante escenarios de contingencia y/o congestión de la red.

1.3 Justificación.

Múltiples directivas nacionales a través de sus legislaciones convocan a investigaciones relacionadas con la creación de redes eléctricas inteligentes y flexibles. Se busca una mejora en la operación económica y aprovechamiento de la red de transmisión, por medio de la instalación de tecnología que controle y mejore la confiabilidad, estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

Por otra parte, la reestructuración del sector eléctrico y los mercados de energía, motivan a promover la eficiencia de la industria eléctrica. El proceso de *transmisión* tiene la premisa básica de brindar un acceso abierto e indiscriminado a la red del sistema, por esto se busca aprovechar al máximo la infraestructura existente [7].

Ahora bien, las investigaciones dirigidas a planificar y expandir las redes de transmisión consisten en realizar proyecciones a largo plazo para ampliar de forma óptima la capacidad de la infraestructura eléctrica y satisfacer futuras demandas. No obstante, las principales desventajas de apostar por esta línea de investigación son que la construcción y puesta en servicio de nueva infraestructura requiere una *fuerte inversión económica*, además, se debe tener una proyección acertada con el menor grado de incertidumbre. Esto sin considerar la complejidad matemática y computacional que representa su solución [8].

De esto último resaltamos lo siguiente: “La inversión en la red nacional de transmisión de la CFE en años pasados ha sido mínima o nula. Agravando aún más las condiciones operativas y de confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional”.

En cambio, el OTS realiza una optimización conjunta del despacho de generación y la topología de la red (también conocida como: *transmisión despachable*); utiliza la infraestructura de transmisión existente para lograr los objetivos de mayor flexibilidad, eficiencia y aprovechamiento de la red. Otra ventaja es que su implementación tiene un efecto inmediato en la red.

Seguir con los análisis clásicos de los FOP y no incorporar la flexibilidad de la red a los modelos de despacho de generación del día a día, representa una deficiencia en la operación del sistema. Es necesario cambiar el “*paradigma*” que considera los elementos de transmisión como estáticos o de conexión permanente.

Es importante observar que en un horizonte de largo plazo es improbable que exista una sola topología de red óptima para todos los períodos y escenarios posibles. Dicho de otra manera, se busca la optimización de una red eléctrica dinámica.

1.4 Antecedentes.

Los estudios de la reconfiguración de la red han sido de interés para los investigadores desde los años ochenta. Las primeras investigaciones propusieron utilizar el OTS como un mecanismo correctivo, para aliviar la sobrecarga en algún elemento de transmisión y restringir violaciones de tensión. Si bien, se reconocen ciertos beneficios, no se optimiza conjuntamente el despacho de la generación y la topología de la red.

Glavitsch et al. [9] proponen un método para aliviar la sobrecarga y dar una respuesta a una contingencia ocurrida, en ese mismo sentido *A. Mazi et al.* [10] solucionan el modelo con una técnica heurística. De igual forma, *Gorenstin et al.* [11] estudian un problema similar, utilizando un modelo de FOP lineal aproximado y resuelve el problema empleando el método de ramificación y acotamiento. *Bacher et al.* [12] utilizan un modelo considerando restricciones en CA. Asimismo, *Bakitzis et al.* [13] exploran una formulación con variables continuas y controles discretos.

Schnyder et al. presentan en [14] y [15] un algoritmo que considera simultáneamente el control sobre la topología de la red y el redespacho de la generación, mientras que los otros métodos suponen la generación fija. *Shao et al.* continúan la investigación en [16] y

proponen una nueva técnica de solución para encontrar las mejores acciones de reconfiguración. Su técnica se basa en el método rápido desacoplado de FOP y busca reducir el número de iteraciones requeridas. De igual forma en [17], utilizan una técnica de programación entera binaria.

Otras investigaciones han demostrado que modificar la topología de la red, se puede utilizar para minimizar las pérdidas del sistema. *Bacher et al.* [18] y *Fliscounakis et al.* [19] ambos examinaron esta propuesta.

En cambio, *Granelli et al.* [20] proponen una herramienta para gestionar la congestión en la red eléctrica. El objetivo del modelo es minimizar la cantidad de sobrecargas en la red y emplean algoritmos genéticos, así como enfoques deterministas. *Fisher y O'Neill et al.* [2] utilizan el OTS para eliminar congestiones en la red con un método basado en FOP en CD y en [21] agregan al modelo los criterios de seguridad $N - 1$. Finalmente, en [22] examinan el impacto y otras sensibilidades de este método.

Posteriormente con la reestructuración del sector eléctrico y las tendencias futuristas de redes inteligentes, se redefinió el modelo en el nuevo entorno. El concepto de *red despachable* fue introducido por *O'Neill et al.* [23]–[25] en un contexto de mercado, donde se examina la operación dinámica de los elementos de transmisión. Sus investigaciones han demostrado ahorros económicos sustanciales.

En [26], se utilizaron métodos heurísticos para restringir la búsqueda y reducir el tiempo de ejecución. Aquí, se priorizan las líneas con mayor impacto sobre las líneas congestionadas, esto fue categorizado en base a un análisis de sensibilidad.

Por otro lado, *Khanabadi et al.* [27] consideran que los métodos presentados en función del FOP de CD no son muy eficientes; Argumentan que las restricciones no consideran la seguridad del voltaje y el flujo de potencia reactiva. Los autores propusieron un esquema que optimiza el despacho de generación con la topología de la red, utilizan un FOP en CD en el primer paso. Luego, los resultados se prueban utilizando FOP en CA y en caso de violar las restricciones se prohibía la reconfiguración de la red. Para esta separación de los subproblemas de CD y CA, se recurrió a la descomposición de *Benders*; Sin embargo, este método no garantiza la solución óptima global.

1.4.1 Prácticas en la industria actual.

A. Mejora de los perfiles de tensión y la capacidad de transferencia.

Es una práctica común en la operación del sistema, realizar una selección de las líneas de transmisión que se desconectarán durante periodos de demanda mínima. Debido a que pueden darse situaciones que causen la violación de los límites permisibles de tensión, en el argot de la ingeniería eléctrica, se dice que se tiene un alto voltaje.

El procedimiento que el *operador* realiza es, seleccionar las líneas de transmisión que en ese momento no son necesarias y tampoco afectan la confiabilidad del sistema, con el fin de desconectarlas y aliviar el alto voltaje.

Estas acciones, son parte de los procedimientos operativos definidos en [28]–[31]. Cada centro de control determina sus procedimientos como mejor convenga, de acuerdo con las restricciones propias de su sistema y programas de mantenimiento.

Particularmente, en la red de transmisión del área central el proceso de desconexión de las líneas se rige con el estudio de *Control de voltaje para la demanda mínima de la RNT*, realizado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Donde la ejecución y control físico de la red está a cargo de la Zona de Operación de Transmisión Metropolitana (ZOTM).

A continuación, se presenta una síntesis de las recomendaciones realizadas en dicho estudio:

- i. *Agotar recursos locales: Excitación al mínimo en las unidades sincronizadas, CEV's absorbiendo el máximo potencia reactiva inductiva, realizar cambio de TAP's bajo carga en los Auto transformadores de 400/230 kV, desconexión de bancos capacitores en 23 kV y 85 kV.*
- ii. *Uso de recursos externos: Solicitar apoyo a otras áreas de control y coordinar maniobras para reducir la inyección de potencia reactiva (principalmente del área de control oriental).*
- iii. *Aplicación del OTS, realizar la apertura de líneas en 400 kV siguiendo la secuencia recomendada: (1) DOG–A3010–LCP, (2) PIT–A3210–DOG, (3) TUV–A3380–TEX, (4) TUV–A3680–TEX, (5) DOG–A3620–NOP, (6) TOP–A3U60–YTP y (7) TOP–A3U50–YTP.*

**Nota: No se recomienda la apertura de cables de potencia, ni la desconexión de transformadores de potencia. Sin embargo, si es necesario, el departamento de operación en tiempo real lo solicitará.*

Otro procedimiento que a veces es utilizado por los operadores es identificar líneas de transmisión que pueden desconectarse para mejorar la capacidad de transferencia, en otras líneas [28].

B. Esquemas de protección especial.

Los esquemas de protección especial se pueden clasificar en: Esquemas de acción remedial (EAR) y esquemas de protección del sistema (EPS) [32].

Ambos esquemas son una parte importante para la operación confiable y eficiente del sistema. Para su implementación se realizan una serie de análisis, donde se busca que el accionar de los esquemas corresponda a una acción preventiva y no correctiva. En [33], podemos encontrar algunos esquemas que reconfiguran la red de transmisión pos–contingencia. Por ejemplo, la red del Valle de México se tiene instalado el esquema de *disparo automático de línea (DAL)*, la operación de este esquema es el siguiente:

“Se monitorea el estado de los interruptores de dos líneas TEX–A3850–LAP y TEX–A3950–LAP en 400 kV, ante la doble contingencia de estas líneas, se ejecuta la operación del esquema DAL enviando disparos transferidos a los interruptores de las líneas CPG–93D00–AUR y CPG–93L10–CHN en la subestación CPG de 230 kV, con esta acción se abre el enlace en la red de 230 kV, obligando a una redistribución de los flujos de potencia, evitando así sobrecargas en esta zona de la red.”

El operador también puede realizar acciones previendo una contingencia. Una posible acción es elegir un despacho de generación diferente al programado y limitar el flujo de potencia en determinadas líneas, para asegurar que no haya sobrecargas o que los equipos puedan manejar los flujos de la contingencia. Es probable que esta elección aumente el costo operativo. Sin embargo, la reconfiguración de la topología de la red mejora la confiabilidad del sistema.

De esto último, se tiene el siguiente caso hipotético también en la red del Valle de México:

“Considerando la salida forzada de cualquiera de las dos líneas TUL—A3660—VIC o TUL—A3180—VIC en 400 kV por falla o mantenimiento, y previendo la contingencia de la línea que queda en servicio, el operador deberá realizar las siguientes acciones: (1) Verificar que la suma del flujo de potencia en las líneas TUL—VIC y JRB—EVD—REM en la red de 230 kV, no exceda los 1,200 MW. (2) Realizar un redespacho para reducir la generación en la central de Tula y Tula ciclo combinado (3) Monitorear la inyección de flujo de potencia de las líneas TUL—QPM en la red de 400 kV.”

C. Programación de mantenimiento a elementos de transmisión.

El mantenimiento en la red de transmisión es una labor cotidiana, pero lo que ha cambiado recientemente es la percepción con respecto a la importancia de considerar la eficiencia operacional. La operación debe centrarse no solo en la confiabilidad, sino también en la eficiencia del despacho, es decir, determinar los periodos adecuados para la libranza de los elementos de la red para su mantenimiento. Aquí, se tiene un área de oportunidad para CFE—Transmisión y las Zonas de Operación que son las encargadas de gestionar y planear las actividades de mantenimiento.

En [34], presentan un informe de los ahorros económicos de esta buena práctica. El estudio se basó en una estimación de precios, en lugar de utilizar una programación matemática que optimiza el costo total de la operación del sistema. Si bien, hay muchos artículos publicados sobre la programación de mantenimiento a la red de transmisión, este resultado enfatiza la necesidad de desarrollar modelos de programación de mantenimiento prácticos, así como el desarrollo de algoritmos que resuelvan estos problemas matemáticos desafiantes.

1.4.2 Optimización de la topología de redes.

a). Impacto del OTS en el conjunto factible de soluciones del despacho.

La optimización conjunta de la topología de red con el despacho de generación permite al operador la elección de un despacho que sea factible de acuerdo con las topologías de red que pudieran presentarse. Es posible que una solución de despacho de generación sea factible para una topología inicial, pero no para una topología diferente, ya que los flujos de potencia en una red mallada cambian. Como resultado, se crea un superconjunto de soluciones viables. Esto se explica de mejor forma en la sección 3.2.2 de este trabajo.

b). OTS, y la confiabilidad del sistema.

Se piensa que desconectar una línea de transmisión degrada la confiabilidad del sistema.

“En primer lugar, el asunto no es si la confiabilidad del sistema se degrada, más bien, si el sistema aún es capaz de cumplir los requisitos de confiabilidad establecidos.”

Una correcta operación del sistema, busca el minimizar el costo (o en un contexto de mercado: maximizar el excedente), sujeto a las restricciones de la red cuidando la confiabilidad del sistema.

La política de operación establece que al tener dos o más despachos que cumplan con los requisitos de confiabilidad y las restricciones de flujo de potencia, se elige el que tiene un costo más bajo, no el que proporciona mayor confiabilidad.

Ahora bien, si el operador elige abrir temporalmente algunas líneas para reducir el costo operacional y aún mantiene el requisito de confiabilidad $N - 1$. Se dice que se mejoró la eficiencia operativa [24].

c). OTS, y planificación de la transmisión.

El OTS en el corto plazo frecuentemente se malinterpreta, por que entra en conflicto con la planificación de la transmisión. El dilema es: *¿Las líneas de transmisión están diseñadas para mantener la confiabilidad del sistema o para reducir el costo de operación?*, existe una idea errónea de que el OTS solo reducirá los costos operativos en las redes de transmisión mal planificadas. Es imposible determinar una topología óptima en un horizonte de tiempo a largo plazo, debido al alto grado de incertidumbre. A medida que cambian las condiciones de la red, se espera que la topología pueda adaptarse, es decir, se requiere de una transmisión flexible.

1.4.3 Derechos financieros de transmisión.

Uno de los productos que se gestionan en un mercado eléctrico son los derechos financieros de transmisión (DFT). Los DFT son un producto financiero, que se utilizan para cubrir el riesgo por congestión de los precios marginales locales (PML) entre un nodo de inyección y un nodo de consumo, esto permite a los participantes del mercado especular sobre las diferencias de precios [25,35].

Los DFT pueden ser asignados por tres mecanismos:

- Asignación inicial por uso histórico de la red (DFT legados).
- Subastas de DFT.
- Financiamiento de la expansión de las redes de transmisión y distribución.

Sin embargo, en la mayoría de los mercados de energía el *operador independiente* subasta los DFT, estos deben ser factibles ante los límites operativos del sistema y bajo las condiciones del periodo para los cuales se asignan dichos DFT (temporada, año, bloque de tiempo horario, entre otros). Para ello, se debe realizar una prueba de factibilidad simultánea (PFS).

Normalmente se define un conjunto de DFT asignables que son el resultado de la PFS, los cuales también garantizan que el mercado de los DFT es adecuado para los ingresos, dicho de otro modo, se recauda suficiente renta de congestión para que el *operador independiente* pueda liquidar todas las asignaciones y compensar completamente a todos los titulares de estos derechos.

Una de las suposiciones para la PFS es que la topología de la red no se modifica. Por lo tanto, al modificar la topología de la red puede haber insuficiencia de ingresos en el mercado los DFT. Normalmente, cuando hay insuficiencia de ingresos, el *operador independiente* reducirá los pagos a los titulares de los DFT.

En [24], se demostró que la optimización de la topología de la red puede causar problemas de insuficiencia de ingresos incluso en un horizonte de tiempo largo. Dicha investigación demuestra que el OTS puede socavar los mecanismos de diseño de mercado que se basan en la premisa de una topología de red fija o estática.

Un trabajo futuro debería investigar un esquema de pagos secundarios, que mantenga la adecuación de los ingresos o desarrollar una nueva forma de DFT que permitan cubrir el riesgo de congestión sin depender de la suposición de una topología de red fija.

Para el caso de México, el CENACE es el equivalente a un *operador de sistema independiente* (abreviatura en inglés, ISO) y es el encargado de gestionar el mercado eléctrico.

1.5 Aportes de la tesis.

Aspectos de modelación matemática.

- Se formula el modelo tradicional del problema de flujos óptimos de potencia en CD.
- Se detalla la construcción matemática del problema OTS—reconfiguración óptima de la red, para un sistema pequeño de 3 nodos, siendo la base para la construcción de modelos de mayor dimensión.
- Dentro de las restricciones de dichos modelos de optimización, se ha incluido el concepto de “enlaces”, que considera dos o más líneas que interconectan los nodos (subestaciones) del sistema.
- Se proporcionan conceptos y herramientas básicas de optimización lineal, las cuales son de utilidad en diversos problemas de ingeniería.
- Se muestra la utilidad de esta línea de investigación operativa para desarrollar modelos de optimización, ejemplificado el impacto que se tiene en la región y conjunto factible de solución.

Aspectos computacionales.

- Se muestra el uso del programa *AMPL* para resolver problemas de optimización, incluyendo la aplicación al problema reconfiguración óptima de la red.
- Se desarrollan en el sistema algebraico *AMPL* las plantillas para la solución del problema de flujos óptimos de potencia en CD y reconfiguración óptima de la red.

Aspectos implementación.

- Se otorga un modelo de red simplificado con datos reales que corresponden a una parte de la red eléctrica que supervisa, controla, monitorea y gestiona la CFE.

1.6 Alcance y metodología general.

El presente trabajo muestra la formulación, implementación y solución de un problema de optimización denominado OTS (reconfiguración óptima de la transmisión). También se realizarán comparaciones de las siguientes condiciones operativas:

- 1.- Sin implementar el OTS, es decir la operación y solución del problema de flujos óptimos de potencia en CD, sin desconectar ningún elemento de transmisión.

2.- Implementación del OTS, aquí se analiza la operación y el impacto al cambiar la topología con la desconexión de algunos elementos de transmisión.

Las simulaciones se realizarán en el *AMPL* el cual tiene la capacidad de resolver problemas lineales con variables enteras, debido a que el modelo OTS contiene variables binarias $\{0,1\}$ de decisión que modelan la apertura o cierre de interruptores asociados a líneas de transmisión. Para esto, se emplean sistemas de prueba de 3, 14 y 41 nodos, este último corresponde a la red eléctrica del sur de Brasil y en la literatura es ampliamente utilizado para estudios de planeación de redes de transmisión.

Finalmente se analizará la eficacia del modelo OTS, en la red eléctrica de 400 kV simplificada del área central que suministra energía eléctrica al Valle de México.

1.7 Estructura de la tesis.

La presentación del trabajo desarrollado se ha distribuido en los siguientes capítulos y el contenido fundamental de cada uno se describe a continuación:

Capítulo 2: Se presenta de forma general la formulación del problema de flujos óptimos de potencia en corriente directa (FOP en CD), el cual corresponde a un modelo aproximado. Además, se muestra el desarrollo, implementación y solución en el software *AMPL* para los sistemas de prueba de 3, 14 y 41 nodos.

Capítulo 3: Se presenta de forma detallada la formulación del modelo de optimización OTS, como una extensión del modelo de FOP en CD. Aquí se resalta el impacto que tiene la implementación de este modelo en el conjunto factible de solución. De igual forma y haciendo uso del *AMPL* se muestra el desarrollo, implementación y solución para los sistemas de prueba de 3, 14 y 41 nodos. Finalmente se realiza un análisis de los resultados obtenidos.

Capítulo 4: Una vez validados los sistemas de prueba con resultados satisfactorios, se procede a la implementación del modelo OTS en la red eléctrica de 400 kV del área central perteneciente al CFE. Previo a su implementación se requiere realizar una serie de simplificaciones, las cuales se detallan en este capítulo. Posteriormente se realiza un análisis de resultados obtenidos.

Conclusiones y trabajos futuros: Se exponen las conclusiones sobre el trabajo desarrollado y se proponen trabajos futuros de investigación en esta importante área de la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Finalmente se complementa este trabajo con tres anexos, donde se muestran los datos de los sistemas de prueba utilizados, los archivos “*.dat”, “*.mod” y “*.run” creados para la solución de los modelos de FOP en CD y OTS en el *AMPL*, así como los resultados obtenidos de estos problemas de optimización.

Capítulo 2:

Flujos Óptimos de Potencia

2.1 El problema de los flujos óptimos de potencia (FOP).

Esencialmente los sistemas eléctricos de potencia tienen varias centrales generadoras cuyo objetivo es el suministro de energía que demandan las cargas del sistema a cada instante. La operación económica del sistema consiste en decidir cómo repartir la producción de energía, de tal manera que el costo de la generación sea el mínimo, en otras palabras, realizar un despacho óptimo de la generación [37].

Al principio, el despacho de generación a un costo mínimo se basó solo en la *coordinación de los costos de producción de todas las plantas generadoras instaladas en el sistema eléctrico* [38]. Sin embargo, existen otras variables como: la potencia reactiva, regulación de tensión en los transformadores, pérdidas de transmisión, límites técnicos de todos los elementos, reserva de generación e incluso condiciones ambientales y de seguridad, que al tomarse en cuenta complicaron en gran medida esta actividad, generando un verdadero reto para la optimización de la operación de un sistema [39]. Afortunadamente el desarrollo del computador asociado a las técnicas computacionales y algoritmos de optimización para resolver grandes sistemas permitieron la solución de situaciones cada vez más complejas, evolucionando a lo que hoy se conoce como *flujos óptimos de potencia (FOP)* [40].

Dentro de la literatura podemos encontrar diferentes definiciones del problema de FOP, aquí enunciamos la siguiente [41]:

“Los FOP son un problema de optimización, relacionado con la búsqueda de un punto de funcionamiento óptimo para el sistema de potencia. Se minimiza o maximiza una determinada función objetivo, sujeta a las restricciones de la red. Estas restricciones son la naturaleza física de las ecuaciones de conservación de la energía, además se consideran los límites de tensión del nodo, los límites de flujo de energía en la línea y otros límites de operación de la red”.

Una formulación general del problema de FOP es:

$$\left. \begin{array}{l} \text{máx ó mín } f(x) \\ \text{s. a. } \begin{array}{l} g(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \\ \underline{x} \leq x \leq \bar{x} \end{array} \end{array} \right\} \quad (1)$$

Donde:

$\vdash x \in \mathbb{R}^n$,	Es el vector de variables de control.
$\vdash f \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$,	Representa la función objetivo a optimizar.
$\vdash g \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$,	Denota el vector de restricción de igualdades.
$\vdash h \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$,	Denota el vector de restricción de desigualdad.
$\vdash \underline{x}, \bar{x}$,	Denotan límites inferiores y superiores de las variables de control.

Ahora bien, es importante resaltar que el problema de *flujos óptimos de potencia en corriente alterna (FOP en CA)* es no lineal y esto se debe a que dentro de la formulación se cuenta con expresiones de potencia cuadráticas en las tensiones nodales y la

presencia de funciones trigonométricas en los ángulos de tensión de los nodos. Esta es una formulación realista ya que incluye el problema completo de flujos de potencia y las restricciones del sistema; Sin embargo, es un problema complejo en muchos sentidos y computacionalmente se dice que es un *NP-Hard* ya que la optimización tiene no convexidades, que complica aún más su solución [3].

De acuerdo con lo anterior, se opta por el modelo del *problema de flujos óptimos de potencia en corriente directa (FOP en CD)*, que es una aproximación de la formulación clásica.

2.2 Formulación del problema de FOP en CD.

2.2.1 Función objetivo.

La función objetivo a optimizar, no es fácil de describir mediante una función escalar, principalmente por los diversos factores que la afectan. Podemos señalar que la función objetivo depende del criterio de optimización, en la siguiente tabla se muestra los criterios comúnmente utilizados para este estudio:

TABLA 2.1 FUNCIONES OBJETIVO UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS DE LOS FOP.

Industria Eléctrica	Criterio de optimización
Estructura vertical:	- Minimizar: costo de generación, pérdidas de transmisión de potencia activa o reactiva, costo por interrupción de carga, el número de reprogramación de los controles, las emisiones contaminantes de los generadores térmicos, etc. - Derivación del voltaje de nodo. - Índice de severidad de contingencia - Tiempo de corrección pos—contingencia. - Capacidad de transmisión de la red.
Mercado Eléctrico:	- Maximización del bienestar social - Estrategias de ofertas.

Se puede considerar una función objetivo que busca minimizar el costo total de la generación, que se representa como la sumatoria de las curvas *entrada—salida* características de cada generador del sistema. Estas curvas se prefieren de forma convexa para facilitar su optimización y se modela ajustando un polinomio de segundo grado: $P_G^2 + bP_G + c$; $\forall n$. Otra simplificación, es linealizar la función objetivo para modelarla como una función lineal por partes [39].

Considerando esto último, será suficiente con la representación del *costo marginal de producir potencia* [\$/MWh], la cual se obtiene multiplicando la generación de energía [MW] por el costo de producción del generador a cada hora [\$/h], es decir, la función objetivo queda:

$$\text{minimizar } v = \sum_{n \in \Omega_G} c_n P_{Gn} \quad (2)$$

Donde:

- v , es la función objetivo relacionada con el costo de operación por hora del sistema.
- Ω_G , es el conjunto de unidades de generación.
- c_n , es el costo de generación en el nodo n .
- P_{Gn} , potencia generada en el nodo n .

Tenga en cuenta que algunos modelos también incluyen los costos de generar potencia reactiva, pero en la mayoría de los casos estos son insignificantes; por lo tanto, las variables de potencia reactiva se establecen en cero.

2.2.2 Restricciones de igualdad (Leyes de Kirchhoff).

a) LCK (Balance de potencia).

Dentro de la correcta operación de un sistema eléctrico, se debe mantener en todo momento un balance entre la potencia generada y la que demanda el sistema. Por lo tanto, las siguientes restricciones representan el balance del flujo de potencia activa en cada nodo del sistema y en la red eléctrica que interconecta al sistema. De igual forma se resalta que dichas formulaciones surgen de la simplificación del problema de flujos de potencia [42].

Aplicación de la Ley de corriente de Kirchhoff (LCK):

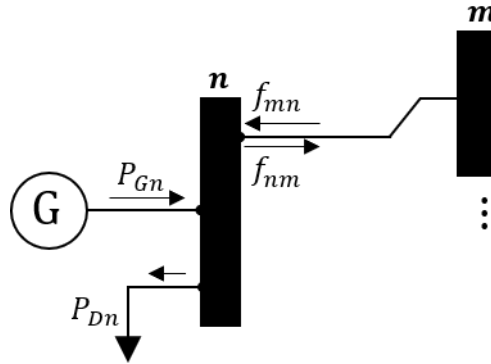


FIGURA 2.1 BALANCE DE POTENCIA.

$$\sum_{m,n \in \Omega_L} f_{mn} - \sum_{n,m \in \Omega_L} f_{nm} + P_{Gn} = P_{Dn}; \forall n \in \Omega_B \quad (3)$$

Se considera que el flujo de potencia que entra al nodo es positivo y la potencia que sale del nodo se considera negativo.

b) LVK (Equivalente).

En el modelo de FOP en CD, la aplicación de la Ley de tensiones de Kirchhoff se representa en cada enlace del sistema que es formado por las líneas de transmisión que en sus extremos interconectan los nodos de carga y/o generación por medio de:

$$f_{nm} = \bar{k}_{nm} \frac{\theta_n - \theta_m}{x_{nm}}; \forall nm \in \Omega_L \quad (4)$$

De otra forma:

$$\frac{\bar{k}_{nm}}{x_{nm}} (\theta_n - \theta_m) - f_{nm} = 0$$

Sea para (3) y (4):

- Ω_L , es el conjunto de enlaces formado por una o más líneas de transmisión.
- Ω_B , es el conjunto de nodos (barras).
- f_{nm} , es el flujo de potencia en el enlace que interconecta los nodos n, m .
- x_{nm} , es la reactancia de una línea de transmisión en un enlace.
- $\bar{k}_{nm}$, es el número de líneas existentes en el enlace.
- θ_n , es el ángulo de fase de la tensión en el nodo.
- P_{Dn} , potencia demanda en el nodo n .

Adicional, en (5) se asigna la referencia angular del sistema.

$$\theta_{Ref} = 0 \quad (5)$$

2.2.3 Restricciones de desigualdad (Límites operativos).

La restricción de capacidad de transmisión de una línea se acota con el límite máximo del flujo de potencia activa, y físicamente está restringida por el límite térmico del conductor, o por algún elemento serie asociado a la línea que reduzca la capacidad de transmisión. Esto se puede representar por:

$$|f_{nm}| \leq \bar{k}_{nm} \bar{f}_{nm}; \quad \forall nm \in \Omega_L \quad (6)$$

Reescribiendo la desigualdad (6):

$$-\bar{k}_{nm} \bar{f}_{nm} \leq f_{nm} \leq \bar{k}_{nm} \bar{f}_{nm}$$

Es decir, como un par de desigualdades en la forma:

$$\begin{aligned} f_{nm} &\leq \bar{k}_{nm} \bar{f}_{nm} \\ f_{nm} &\geq -\bar{k}_{nm} \bar{f}_{nm} \end{aligned}$$

Donde:

$\bar{f}_{nm}$, es el flujo máximo de potencia en una línea del enlace nm .

Considere que, ante la salida de alguna línea del enlace por contingencia se reducirá la capacidad total de transmisión de dicho enlace.

Los límites de potencia generada, se restringe con el límite superior $\bar{P}_{Gn}$ e inferior $\underline{P}_{Gn}$ en cada generador, esta restricción surge de las condiciones técnico – operativas que se encuentran en la carta de operación de los generadores [37].

$$\underline{P}_{Gn} \leq P_{Gn} \leq \bar{P}_{Gn} \quad (7)$$

2.3 Modelo tradicional para FOP en CD.

Este modelo optimiza la operación de los sistemas de transmisión con el objetivo de minimizar los costos de generación. Aquí, todas las líneas existentes están en servicio.

Conjuntando la formulación (2)–(7) en el cual se considera el modelo en CD de la red, se obtiene un problema de optimización lineal, el cual busca obtener el funcionamiento económico del sistema de potencia.

$$\text{minimizar } v = \sum_{n \in \Omega_G} c_n P_{Gn}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \sum_{m, n \in \Omega_L} f_{mn} - \sum_{n, m \in \Omega_L} f_{nm} + P_{Gn} &= P_{Dn}; \forall n \in \Omega_B \\ \frac{\bar{k}_{nm}}{x_{nm}} (\theta_n - \theta_m) - f_{nm} &= 0 \\ \theta_{Ref} &= 0 \\ -\bar{k}_{nm} \bar{f}_{nm} \leq f_{nm} \leq \bar{k}_{nm} \bar{f}_{nm} \\ \underline{P}_{Gn} \leq P_{Gn} \leq \bar{P}_{Gn} \end{aligned}$$

2.3.1 Solución del modelo de FOP en CD, para un sistema de 3 nodos.

Para ilustrar la formulación y solución del modelo tradicional de FOP en CD, se resuelve el sistema de 3 nodos, que se muestra a continuación:

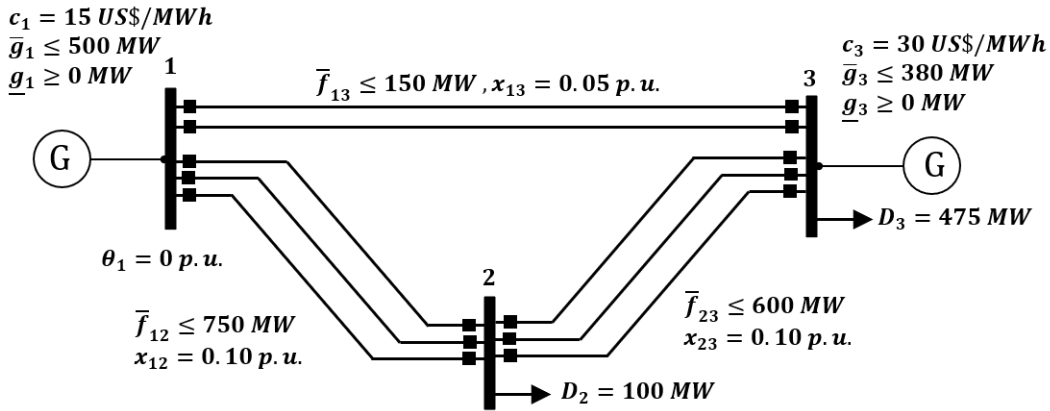


FIGURA 2.2 SISTEMA DE 3 NODOS

La potencia base es de 100 MVA y $n = 1$ es el nodo de referencia.

2.3.2 Desarrollo del modelo de FOP en CD, para un sistema de 3 nodos.

Conjuntos.

Nodos de generación: $\Omega_G = \{1, 3\}$

Función objetivo: Como existe una unidad de generación en los nodos 1 y 3:

$$v = c_1 P_{G1} + c_3 P_{G3}$$

Restricciones de igualdad.

a) LCK (Balance de potencia):

Conjuntos.

Enlaces: $\Omega_L = \{(1,2), (1,3), (2,3)\}$

Barras / nodos: $\Omega_B = \{1, 2, 3\}$

Para el nodo $n = 1$.

Se tienen los enlaces (1,2) y (1,3). Asumiendo que ambos enlaces envían flujo de potencia a la red (flujo de salida):

$$-f_{12} - f_{13} + P_{G1} = 0$$

Para el nodo $n = 2$.

Se tienen los enlaces (1,2) y (2,3). Asumiendo que el primer enlace inyecta flujo al nodo 2 (flujo de entrada) y que el segundo enlace envía flujo a la red (flujo de salida):

$$f_{12} - f_{23} = P_{D2}$$

Para el nodo $n = 3$.

Se tienen los enlaces (1,3) y (2,3). Asumiendo que ambos enlaces inyectan flujo al nodo (flujo de entrada):

$$f_{13} + f_{23} + P_{G3} = P_{D3}$$

b) LVK (Equivalente):

Para el enlace $\Omega_L = (1,2)$ el número de líneas para este enlace es: $\bar{k}_{12} = 3$, siendo $n = 1$ y $m = 2$, entonces:

$$\frac{\bar{k}_{12}}{x_{12}} (\theta_1 - \theta_2) - f_{12} = 0$$

En $\Omega_L = (1,3)$ el número de líneas para este enlace es: $\bar{k}_{13} = 2$, siendo $n = 1$ y $m = 3$, quedando:

$$\frac{\bar{k}_{13}}{x_{13}} (\theta_1 - \theta_3) - f_{13} = 0$$

Finalmente, en $\Omega_L = (2,3)$ el número de líneas para este enlace es: $\bar{k}_{23} = 3$, siendo $n = 2$ y $m = 3$, por lo tanto:

$$\frac{\bar{k}_{23}}{x_{23}} (\theta_2 - \theta_3) - f_{23} = 0$$

Ángulo de referencia.

Se designa al nodo $n = 1$.

$$\theta_1 = 0$$

Restricciones de desigualdad.

El límite máximo de flujo de potencia en cada línea de los enlaces, existentes son:

Enlace $\Omega_L = (1,2)$, $n = 1$ y $m = 2$:

$$-\bar{k}_{12} \bar{f}_{12} \leq f_{12}$$

$$\bar{k}_{12} \bar{f}_{12} \geq f_{12}$$

Enlace $\Omega_L = (1,3)$, $n = 1$ y $m = 3$:

$$-\bar{k}_{13} \bar{f}_{13} \leq f_{13}$$

$$\bar{k}_{13} \bar{f}_{13} \geq f_{13}$$

Enlace $\Omega_L = (2,3)$, $n = 2$ y $m = 3$:

$$-(\bar{k}_{23} \bar{f}_{23}) \leq f_{23}$$

$$(\bar{k}_{23} \bar{f}_{23}) \geq f_{23}$$

Límites mínimos y máximos de generación.

$$\underline{P}_{G1} \leq P_{G1} \leq \bar{P}_{G1}$$

$$\underline{P}_{G3} \leq P_{G3} \leq \bar{P}_{G3}$$

Considerando los datos del sistema de 3 nodos mostrado en la figura 2.2. se deben realizar las siguientes adecuaciones:

- 1.- Se obtiene la susceptancia para cada línea $\beta_{nm} = 1/x_{nm}$.
- 2.- Se cambian las susceptancias de las líneas de valores por unidad (*p.u.*) al valor real.
- 3.- La capacidad máxima de cada enlace será: la sumatoria del número de líneas dentro de cada enlace por el límite máximo de transmisión de cada línea.

De acuerdo con lo anterior el modelo a resolver es:

$$\text{minimizar: } v = (15) P_{G1} + (30) P_{G3}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} -f_{12} - f_{13} + P_{G1} &= 0 \\ f_{12} - f_{23} &= 100 \text{ MW} \\ f_{13} + f_{23} + P_{G3} &= 475 \text{ MW} \\ 3,000 (-\theta_2) - f_{12} &= 0 \\ 4,000 (-\theta_3) - f_{13} &= 0 \\ 3,000 (\theta_2 - \theta_3) - f_{23} &= 0 \\ -750 \text{ MW} &\leq f_{12} \\ 750 \text{ MW} &\geq f_{12} \\ -150 \text{ MW} &\leq f_{13} \\ 150 \text{ MW} &\geq f_{13} \\ -600 \text{ MW} &\leq f_{23} \\ 600 \text{ MW} &\geq f_{23} \\ 0 \text{ MW} &\leq P_{G1} \leq 500 \text{ MW} \\ 0 \text{ MW} &\leq P_{G3} \leq 380 \text{ MW} \end{aligned}$$

2.4 Implementación del modelo FOP en CD, en AMPL.

El modelo anterior se resolvió usando el software AMPL [36], ver Anexo B.

2.4.1 Validación: FOP en CD, en sistema de 3 nodos.

CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 13406.25
3 dual simplex iterations (0 in phase I)

TABLA 2.2 RESULTADOS FOP EN CD, SISTEMA DE 3 NODOS

Nodo	Ángulos θ	Enlace	Flujo LT [MW]	Generador	Potencia [MW]
1	0.0000	(1,2)	106.25	G_1	256.25
2	-0.0354	(1,3)	150.00	---	---
3	-0.0375	(2,3)	6.25	G_3	318.75

Costo Total de Generación: 13,406.25 US\$/h

La operación óptima del sistema, es:

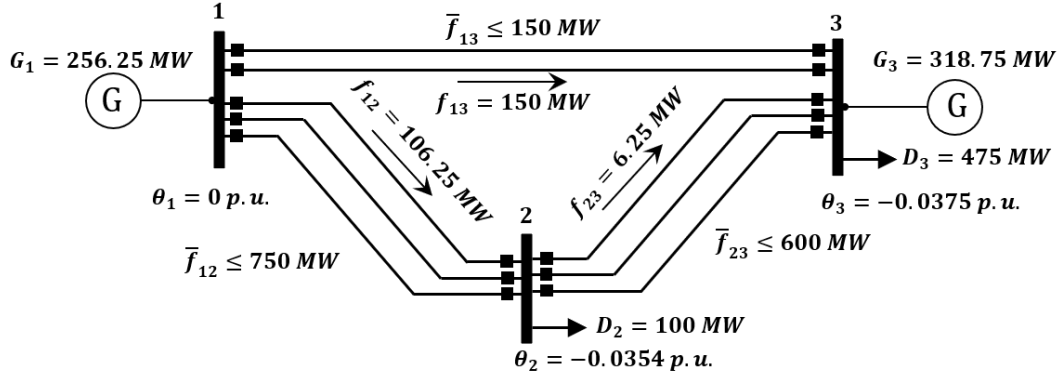


FIGURA 2.3 OPERACIÓN: FOP EN CD DEL SISTEMA DE 3 NODOS.

La figura 2.3 muestra la operación del sistema de 3 nodos, según la solución óptima y valores de la tabla 2.2. Observe que las líneas del enlace $\Omega_L = (1,3)$ se encuentran operando en su límite máximo. Ahora bien, de acuerdo con la LVK una línea puede limitar la capacidad de transmisión de otras líneas cuando al estar en paralelo y ser parte del mismo enlace, tienen una reactancia (x_{nm}) o límite de transmisión ($\bar{f}_{nm}$) de menor valor, limitando así la apertura angular entre $\theta_n - \theta_m$, esto se explica de mejor forma con el siguiente ejemplo:

Para: $\theta_{13} = \theta_1 - \theta_3$, se valida el ángulo de tensión obtenido en el nodo 3.

Trabajando la expresión:

$$\frac{\bar{k}_{13}}{x_{13}} (\theta_1 - \theta_3) - f_{13} = 0$$

$$\theta_{13} = f_{13} \frac{x_{13}}{\bar{k}_{13}}$$

Sustituyendo datos:

$$\theta_{13} = \frac{150}{100} \left(\frac{0.05}{2} \right) = 0.0375 \text{ p.u.}$$

Al aplicar la LVK se requiere entonces que $\theta_{12} + \theta_{23} = \theta_{13}$, esto limitaría la capacidad de transmisión de las líneas en los enlaces $\Omega_L = (1,2)$ y $\Omega_L = (2,3)$ ocasionando que G_3 con un costo operativo más alto que G_1 , genere más energía elevando el costo operativo del sistema. Ahora bien, si se omite la restricción (4) y el límite inferior de (6) en el archivo *.mod, mostrado en el Anexo B, se obtienen los siguientes resultados:

TABLA 2.3 RESULTADOS FOP EN CD, SISTEMA DE 3 NODOS, SIN LVK

Nodo	Ángulos θ	Enlace	Flujo LT [MW]	Generador	Potencia [MW]
1	0.0000	(1,2)	350.00	G_1	500.00
2	0.0000	(1,3)	150.00	---	---
3	0.0000	(2,3)	250.00	G_3	75.00

Costo Total de Generación: 9,750.00 US\$/h

Con la adecuación realizada los resultados muestran en gran medida una reducción del costo operativo del sistema.

Sin embargo, se mantiene un alto flujo de potencia circulando por las líneas del enlace $\Omega_L = (1,3)$ lo cual no es operativamente correcto. Desde el punto de vista físico la relación corriente–temperatura, llamado limite térmico se asocia con la máxima transferencia de energía por un conductor. Otros aspectos son las restricciones que en muchos casos no permiten la operación de las líneas eléctricas con flujos de potencia cercanos a su límite térmico, tal es el caso de límites de cargabilidad, disturbios severos, bajo voltaje, disturbios pequeños y baja frecuencia. Por otra parte, si se considera la contingencia $N - 1$ se perdería este enlace de transmisión por sobre carga. Finalmente podemos comentar que la restricción LVK es esencial para cuidar la estabilidad angular del sistema [43].

La operación del sistema básico de 3 nodos sin la restricción LVK, se muestra en la siguiente figura:

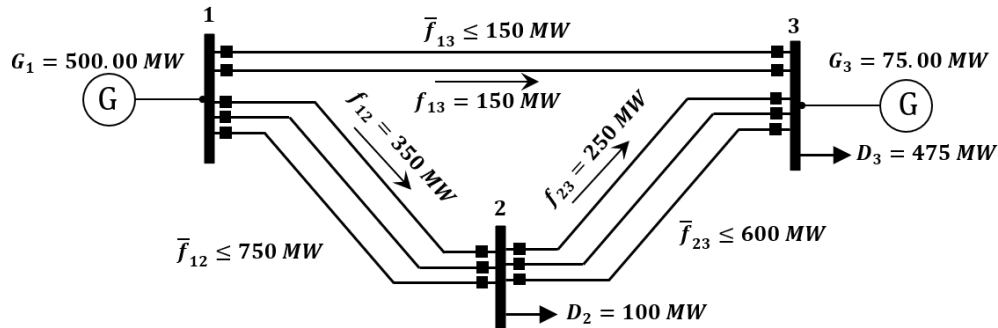


FIGURA 2.4 OPERACIÓN: FOP EN CD DEL SISTEMA DE 3 NODOS, SIN LVK.

De acuerdo con lo anterior, se plantea lo siguiente:

¿Es conveniente la desconexión de las líneas de transmisión del enlace $\Omega_L = (1,3)$?

Este planteamiento traslada el problema de FOP en CD al modelo de reconfiguración óptima de la red, que se tratará en el capítulo 3 de este trabajo.

Ahora bien, afín de extender la aplicación del modelo desarrollado en AMPL para FOP en CD, se realiza una serie de validaciones para sistemas de prueba de mayor dimensión.

2.4.2 Validación: FOP, en sistema de 14 nodos.

El sistema se obtiene de [44]. En general este sistema tiene 5 generadores con una capacidad de generación total de 772.4 MW, 20 líneas y 11 cargas con una demanda total de 259 MW. Sin embargo, se incrementó en 1,6 veces la carga del sistema para representar un consumo de energía extremo en un verano caluroso.

Para este sistema los resultados, son:

CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 15552.43413
9 dual simplex iterations (0 in phase I)

TABLA 2.4 RESULTADOS FOP EN CD, SISTEMA DE 14 NODOS

Nodo	Ángulos θ	Enlace	Flujo LT [MW]	Generador	Potencia [MW]
1	0.0000	(1,2)	150.0000	G_1	214.6218
2	-0.0009	(1,5)	64.6218	G_2	0.0000
3	-0.0017	(2,3)	42.8853	G_3	100.0000
4	-0.0016	(2,4)	40.5577	---	---
5	-0.0014	(2,5)	31.8369	---	---
6	-0.0026	(3,4)	-7.8347	G_6	0.0000
7	-0.0013	(4,5)	-38.3424	---	---
8	0.0005	(4,7)	-15.9809	G_8	99.7782
9	-0.0022	(4,9)	10.5664	---	---
10	-0.0024	(5,6)	45.9563	---	---
11	-0.0025	(6,11)	-2.7859	---	---
12	-0.0029	(6,12)	10.1816	---	---
13	-0.0029	(6,13)	20.6406	---	---
14	-0.0028	(7,8)	-99.7782	---	---
		(7,9)	83.7973	---	---
		(9,10)	22.7859	---	---
		(9,14)	24.3778	---	---
		(10,11)	8.3859	---	---
		(12,13)	0.4216	---	---
		(13,14)	-0.5378	---	---

Costo Total de Generación: 15,552.43 US\$/h

2.4.3 Validación: FOP, en sistema de 41 nodos (sur de Brasil).

El sistema del sur de Brasil en una versión modificada se encuentra en [43]. En general tiene 41 nodos, 55 enlaces con 78 líneas de transmisión, la demanda total es 6,880 MW con una capacidad de generación total de 10,545 MW. Aquí la solución y resultados son:

CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 185111.7989
17 dual simplex iterations (θ in phase I)

TABLA 2.5 RESULTADOS FOP EN CD, SISTEMA DE 41 NODOS

Nodo	Ángulos θ	Enlace	Flujo LT [MW]	Generador	Potencia [MW]
1	-0.2859	(1,7)	19.4180	---	---
2	-0.2755	(1,2) x 2	-19.4180	---	---
3	0.0000	(4,9)	-161.7968	---	---
4	-0.2399	(5,9)	-93.9392	---	---
5	-0.2006	(5,8)	103.4400	---	---
6	-0.1475	(7,8)	19.4180	---	---
7	-0.2978	(4,5) x 2	-138.9032	---	---
8	-0.3177	(2,5) x 2	-462.5180	---	---
9	-0.0904	(8,13)	50.6579	---	---
10	0.0000	(9,14) x 2	-255.7360	---	---
11	0.0000	(12,14) x 2	-511.9000	---	---
12	-0.0553	(14,18) x 2	266.6110	---	---
13	-0.3860	(13,18)	-176.3343	---	---
14	0.1341	(13,20)	41.1922	G_{14}	988.7532
15	0.0000	(18,20)	181.5136	---	---
16	0.1494	(19,21)	1098.0534	G_{16}	2000.0000
17	0.0657	(16,17)	1072.6428	G_{17}	927.3572
18	-0.0677	(17,19)	2000.0000	---	---
19	-0.0563	(14,26)	-42.8039	G_{19}	0.0000
20	-0.4302	(14,22)	-2.6899	---	---
21	-0.3615	(22,26)	-84.5899	---	---
22	0.1364	(20,23) x 2	229.5591	---	---
23	-0.5372	(23,24) x 2	-228.5409	---	---
24	-0.4487	(26,27) x 2	440.7062	---	---
25	-0.3854	(24,34)	123.9040	---	---
26	0.2032	(24,33)	182.0426	---	---
27	0.0199	(33,34)	-47.0574	G_{27}	63.8896
28	0.4439	(27,36)	104.5958	G_{28}	800.0000
29	0.3475	(27,38) x 2	400.0000	---	---
30	0.3975	(36,37)	14.4958	---	---

Capítulo 2: Flujos Óptimos de Potencia

31	0.0000	(34,35) x 2	76.8466	G_{31}	700.0000
32	-0.0322	(35,38)	-139.1534	G_{32}	500.0000
33	-0.7123	(37,39)	-91.1448	---	---
34	-0.6528	(37,40)	254.3193	G_{34}	0.0000
35	-0.6716	(37,42)	151.3213	---	---
36	-0.0758	(39,42) x 3	508.8552	---	---
37	-0.0911	(40,42)	-7.7807	G_{37}	300.0000
38	-0.3961	(38,42) x 3	44.8466	---	---
39	-0.0654	(32,43)	1076.4576	G_{39}	600.0000
40	-0.4169	(42,44)	165.8000	---	---
41	0.0000	(44,45)	86.7000	---	---
42	-0.4097	(19,32)	-123.5424	---	---
43	-0.3648	(46,19)	78.4353	---	---
44	-0.6096	(46,16)	-927.3572	---	---
45	-0.7712	(18,19)	-91.2368	---	---
46	-0.0389	(20,21) x 2	-1098.0534	G_{46}	0.0000
		(42,43) x 3	-1076.4576	---	---
		(46,6)	848.9219	---	---
		(19,25)	1012.6875	---	---
		(31,32)	700.0000	---	---
		(28,30)	800.0000	---	---
		(26,29) x 3	-800.0000	---	---
		(24,25) x 2	-1012.6875	---	---
		(29,30) x 2	-800.0000	---	---
		(5,6) x 2	-848.9219	---	---
Costo Total de Generación: 18,511.79 US\$/h					

En el Anexo A, se muestra la topología, datos y operación de los sistemas de 14 y 41 nodos según los valores de las tablas 2.4 y 2.5 respectivamente.

De igual forma, los resultados de FOP en CD que arroja el *AMPL* para cada uno de estos sistemas de prueba se muestran en el Anexo C.

Capítulo 3:

Reconfiguración Óptima de la Transmisión (OTS)

3.1 Reconfiguración óptima de la red.

El despacho económico (DE) tradicional basado en FOP, considera la red eléctrica como un elemento completamente estático. *¿Cómo eliminar este paradigma?*, en respuesta a la pregunta anterior se argumenta la importancia de tener un sistema y red eléctrica con cierta flexibilidad. Para efectos de lo mencionado, una opción es la conmutación de líneas de transmisión o reconfiguración temporal de la red. No obstante, su aplicación debe acompañarse de un análisis de las variables eléctricas del sistema de potencia, a fin de identificar o bien evitar impactos negativos sobre el sistema [43].

El modelo de *reconfiguración óptima de la red (OTS)* considera de manera conjunta el DE y el problema de FOP, es decir, también busca minimizar los costos asociados a la producción de energía eléctrica, sin dejar de lado que dichas acciones garanticen en todo momento el abastecimiento total de la demanda y el cumplimiento de las restricciones técnicas en la red con los requerimientos de calidad correspondientes. Dentro de los diferentes enfoques y aplicaciones del modelo de optimización OTS, mencionados en la sección 1.4 de este trabajo, se reporta una reducción considerable de los costos operativos del sistema eléctrico, respetando los diferentes criterios de seguridad y confiabilidad operacional.

En este sentido, podemos decir que [2,21]:

“El OTS permite reconfigurar la topología del sistema de transmisión para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico tras retirar de servicio aquellas líneas ineficientes, o con un mínimo uso, que solo serían empleadas en condiciones particulares o estrictamente necesarias”.

Ahora bien, la formulación matemática del problema OTS, se fundamenta en el modelo de flujos óptimos de potencia (FOP), particularmente en el modelo de FOP en CD orientado al análisis de potencia activa [37,40,45,46], donde los efectos de la tensión y potencia reactiva no son considerados [40]. El modelo de FOP en CD presentado en el capítulo anterior permite obtener información sobre cargabilidad en líneas, ángulos de tensión en las barras y el despacho de generación.

El modelo tradicional del OTS, se formula como una extensión al problema de FOP en CD y se aborda mediante *programación lineal entera–mixta (MILP, por sus siglas en inglés)* [2,48].

3.2 Impacto del OTS en el conjunto factible de soluciones.

Un modelo de OTS busca cambiar la topología de la red conectando o desconectando de forma selectiva una o más líneas de transmisión, para aliviar problemas de sobrecarga, violaciones de los límites de tensión y reducir las pérdidas de la red de transmisión.

Recientemente, se ha sugerido el modelo de optimización OTS para reducir el costo total de operación del sistema, ya que el cambio de topología tiene un impacto en el *–conjunto factible de solución (CFS)–* puesto que, si se cambia la impedancia de un elemento de transmisión o bien la configuración de la red, la energía que fluye en cada línea se redistribuirá y se tendrá un cambio en el despacho de generación factibles. Lo anterior indica que tener un sistema de transmisión flexible permite desconectar líneas de transmisión económicamente ineficientes, permitiendo que los despachos previamente inviables se vuelvan factibles, debido a que se expande el CFS.

3.2.1 Leyes de Kirchoff para ramas en paralelo.

Dos leyes fundamentales rigen los flujos de corriente y potencia en las redes eléctricas son: *la ley de corriente de Kirchoff (LCK)* y *la ley de voltaje de Kirchoff (LVK)*, las cuales enuncian lo siguiente:

- *LCK: especifica que la suma de todas las corrientes que ingresan a un nodo debe ser igual a la suma de todas las corrientes que salen de este nodo. Esto implica que las potencias activas y reactivas deben estar equilibradas en cada nodo.*
- *LVK: especifica que la suma de las caídas de voltaje en todas las ramas de cualquier circuito debe ser igual a cero o, de manera equivalente, que las caídas de voltaje a lo largo de caminos paralelos deben ser iguales.*

De acuerdo con lo anterior las caídas de voltaje son proporcionales a la corriente que fluye a través de la rama, la LVK determina cómo se distribuyen las corrientes (y, por lo tanto, los flujos de potencia activa y reactiva) a través de la red [42].

En la figura 3.1, se observa que una corriente $\bar{I}$ puede fluir desde el nodo 1 al nodo 2 a lo largo de dos caminos paralelos de impedancias z_1 y z_2 .

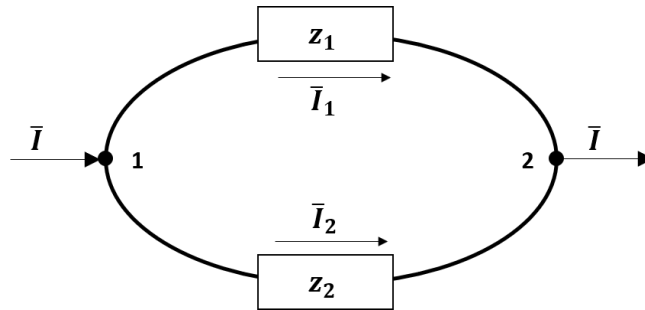


FIGURA 3.1 LEY DE CORRIENTES DE KIRCHOFF.

Considerando el arreglo en paralelo, la impedancia equivalente es:

$$z_T = \frac{1}{\frac{1}{z_1} + \frac{1}{z_2}} = \frac{z_1 z_2}{z_1 + z_2}$$

De la Ley de Ohm:

$$\bar{V}_{12} = z_T \bar{I} = \frac{z_1 z_2}{z_1 + z_2} \bar{I}$$

Análogamente:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{V}}{z_1} = \frac{1}{z_1} \left(\frac{z_1 z_2}{z_1 + z_2} \right) \bar{I}$$

Simplificando, se tiene:

$$\bar{I}_1 = \left(\frac{z_2}{z_1 + z_2} \right) \bar{I}$$

De igual forma para I_2 :

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{V}_{12}}{z_2} = \frac{1}{z_2} \left(\frac{z_1 z_2}{z_1 + z_2} \right) \bar{I}$$

$$\bar{I}_2 = \left(\frac{z_1}{z_1 + z_2} \right) \bar{I}$$

Ahora bien, asumiendo para cada impedancia que la resistencia es mucho menor que la reactancia, es decir:

$$z = r + jx \approx jx$$

Si además se desprecia el flujo de potencia reactiva y las pérdidas en la red, la figura 3.1, se puede dibujar en términos de potencia activa, tal y como se muestra a continuación:

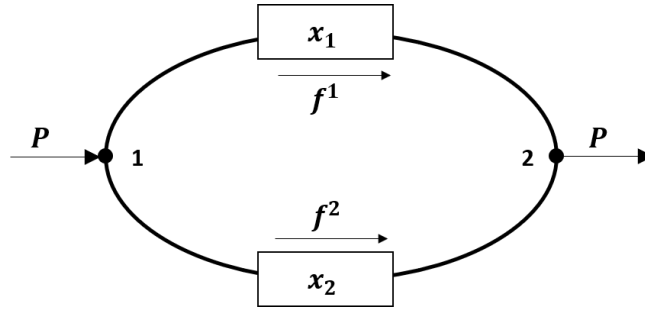


FIGURA 3.2 FLUJO DE POTENCIA EN UNA RAMA EN PARALELO.

Las expresiones correspondientes para el flujo de potencia activa en cada trayectoria quedan como sigue:

$$\begin{aligned} f^1 &= \frac{x_2}{x_1 + x_2} P \\ f^2 &= \frac{x_1}{x_1 + x_2} P \end{aligned} \quad (8)$$

Los factores mostrados en (8) relacionan las inyecciones de potencia activa y los flujos de rama se denominan *factores de distribución de transferencia de potencia*.

3.2.2 Impacto de la desconexión de elementos de transmisión en el CFS.

Para mostrar el impacto de la desconexión de elementos de transmisión en el CFS, se consideran dos escenarios de análisis para el siguiente sistema de tres nodos:

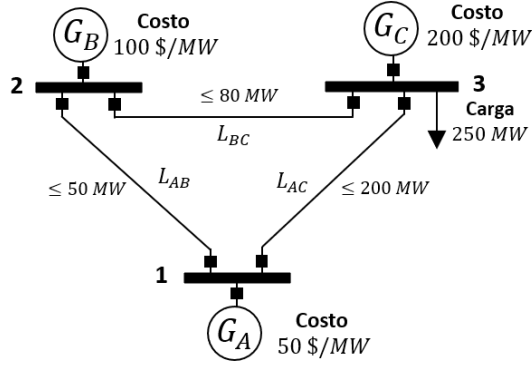


FIGURA 3.3 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS.

Aquí todas las líneas L_{AB} , L_{BC} y L_{AC} tienen la misma impedancia ($Z_{AB} = Z_{BC} = Z_{AC}$), pero sus límites de transmisión son diferentes, además no se restringe el despacho de potencia de los generadores [47].

a) CFS, topología con todas las líneas conectadas.

Para este primer caso no se consideran límites de generación, bajo estas condiciones al despachar por orden de mérito, toda la generación debería ser suministrada por G_A , ya que es el más económico de los tres generadores, por lo que la distribución del flujo de potencia es como se muestra en la siguiente figura:

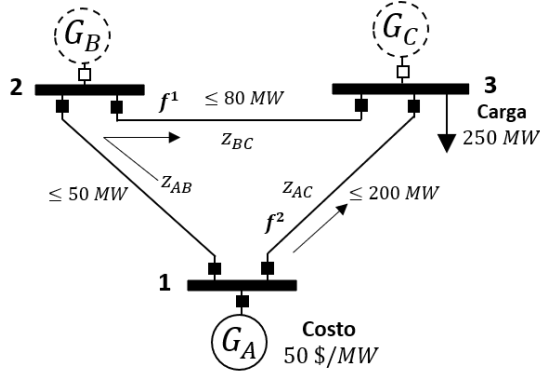


FIGURA 3.4 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS: DISTRIBUCIÓN DE FLUJO PARA G_A .

De acuerdo con (8) y con el valor de impedancia igual para cada línea, los flujos para cada trayectoria son:

$$f^1 = \frac{z}{2z + z} G_A = \frac{1}{3} G_A \quad (9)$$

$$f^2 = \frac{2z}{2z + z} G_A = \frac{2}{3} G_A \quad (10)$$

entonces:

$$f^1 = \frac{1}{3} (250) = 83.33 \text{ MW}$$

$$f^2 = \frac{2}{3} (250) = 166.66 \text{ MW}$$

Observe que el flujo de potencia f^1 que circula a través de estas líneas L_{AB} y L_{BC} , superaría los límites de capacidad de transmisión, por lo que se tendría una solución no factible. En este mismo sentido G_A , no podría suministrar toda la potencia demandada por el sistema y se tendría la necesidad de despachar el siguiente generador, de igual forma por orden de mérito correspondería a G_B . Ahora bien, el despacho del generador G_B producirá una circulación de potencia f^3 por las ramas $L_{AB} - L_{AC}$ y de f^4 por L_{BC} , tal y como se ve en la figura 3.5:

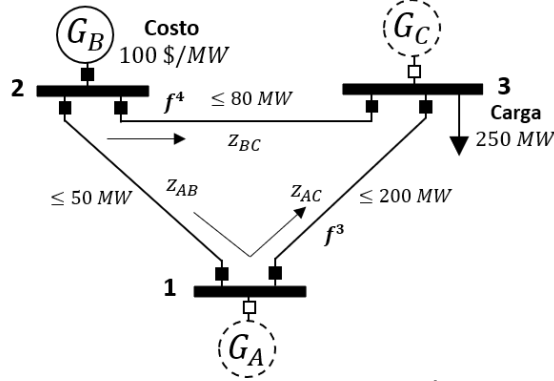


FIGURA 3.5 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS: DISTRIBUCIÓN DE FLUJO PARA G_B .

Del mismo modo considerando la ecuación (8), los flujos para cada trayectoria son:

$$f^3 = \frac{z}{2z + z} G_B = \frac{1}{3} G_B \quad (11)$$

$$f^4 = \frac{2z}{2z + z} G_B = \frac{2}{3} G_B \quad (12)$$

Observe que al realizar un análisis similar con (11) y (12) despachando solo G_B , también tendríamos una solución no factible. Aquí corresponde establecer los límites de capacidad de transmisión para cada línea.

El límite en la línea L_{BC} , establece que:

$$|f_{BC} - f_{CB}| \leq 80$$

De otra forma:

$$-80 \leq f_{BC} - f_{CB} \leq 80 \quad (13)$$

note, que:

$$f_{BC} = f^4 = \frac{2}{3} G_B$$

$$f_{CB} = -f^1 = -\frac{1}{3} G_A$$

Sustituyendo en (13):

$$-80 \leq \frac{2}{3} G_B + \frac{1}{3} G_A \leq 80 \quad (14)$$

Análogamente, el límite en la línea L_{AB} , se establece:

$$|f_{AB} - f_{BA}| \leq 50$$

es decir:

$$-50 \leq f_{AB} - f_{BA} \leq 50 \quad (15)$$

pero:

$$f_{AB} = f^1 = \frac{1}{3} G_A$$

$$f_{BA} = f^3 = \frac{1}{3} G_B$$

Sustituyendo en (14):

$$-50 \leq \frac{1}{3} G_A - \frac{1}{3} G_B \leq 50 \quad (16)$$

Finalmente, el límite en la línea L_{AC} :

$$|f_{AC} - f_{CA}| \leq 200$$

es decir:

$$-200 \leq f_{AC} - f_{CA} \leq 200 \quad (17)$$

pero:

$$f_{AC} = f^2 = \frac{2}{3} G_A$$

$$f_{CA} = -f^3 = -\frac{1}{3} G_B$$

Sustituyendo en (17):

$$-200 \leq \frac{2}{3} G_A + \frac{1}{3} G_B \leq 200 \quad (18)$$

Conjuntando y representando las ecuaciones (14), (16) y (18) que son las restricciones de la red para este primer caso, se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Línea}_{B-C}: -80 &\leq \frac{1}{3} G_A + \frac{2}{3} G_B \leq 80 \\ \text{Línea}_{A-B}: -50 &\leq \frac{1}{3} G_A - \frac{1}{3} G_B \leq 50 \\ \text{Línea}_{A-C}: -200 &\leq \frac{2}{3} G_A + \frac{1}{3} G_B \leq 200 \end{aligned} \quad (19)$$

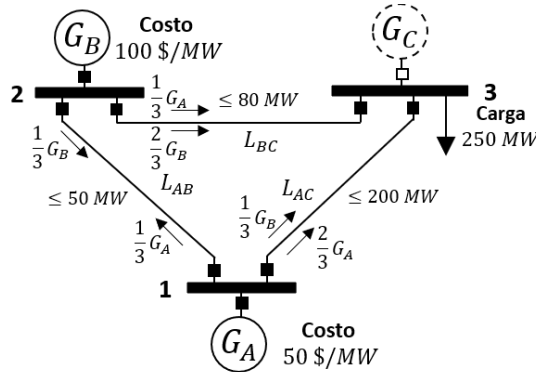


FIGURA 3.6 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS: FLUJO DE POTENCIA, SIN G_C .

Expandiendo el conjunto de desigualdades (19), se obtiene:

$$\begin{aligned} \frac{1}{3} G_A + \frac{2}{3} G_B - 80 &\leq 0 \\ -\frac{1}{3} G_A - \frac{2}{3} G_B - 80 &\leq 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{3}G_A - \frac{1}{3}G_B - 50 &\leq 0 \\ -\frac{1}{3}G_A + \frac{1}{3}G_B - 50 &\leq 0 \\ \frac{2}{3}G_A + \frac{1}{3}G_B - 200 &\leq 0 \\ -\frac{2}{3}G_A - \frac{1}{3}G_B - 200 &\leq 0 \end{aligned}$$

Graficando este último sistema de desigualdades, que considera todas las líneas en servicio:

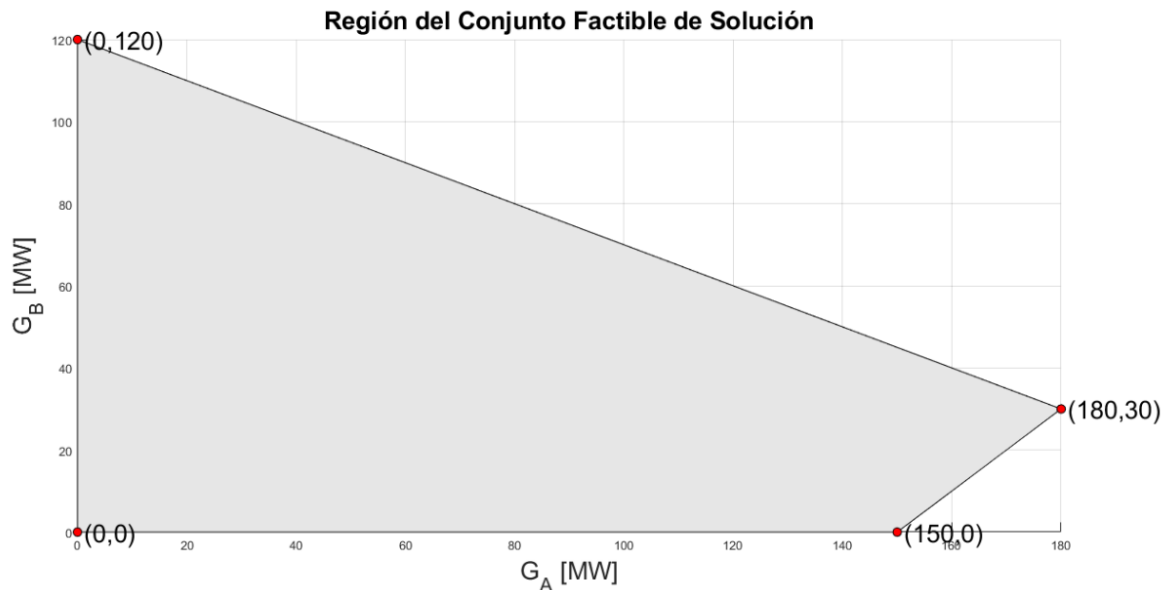


FIGURA 3.7 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS: TODAS LAS LÍNEAS CONECTADAS (Gráfica en Matlab).

De la gráfica mostrada en la figura 3.7 se observa que el CFS es el área formada por los vértices: $\{(180,30), (0,120), (150,0), (0,0)\}$.

TABLA 3.1 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS: CON TODAS LAS LÍNEAS CONECTADAS

Vértice	Recta tras vértice
(180,30)	$\frac{1}{3}G_A + \frac{2}{3}G_B = 80$
	$\frac{1}{3}G_A - \frac{1}{3}G_B = 50$
(0,120)	$\frac{1}{3}G_A + \frac{2}{3}G_B = 80$
	$G_A = 0$
(150,0)	$\frac{1}{3}G_A - \frac{1}{3}G_B = 50$
	$G_B = 0$
(0,0)	$G_A = 0$
	$G_B = 0$

En complemento, se emplean los datos del sistema mostrado en la figura 3.3 para formular el modelo de FOP en CD (2)–(7) del capítulo anterior, por simplicidad se asigna $Z_{AB} = Z_{BC} = Z_{AC} = 1$.

$$\text{minimizar: } v = (50) P_{GA} + (100) P_{GB} + (200) P_{GC}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} -f_{AB} - f_{AC} + P_{GA} &= 0 \\ f_{AB} - f_{BC} + P_{GB} &= 0 \\ f_{AB} + f_{BC} + P_{GC} &= 250 \text{ MW} \\ \theta_A &= 0 \\ (\theta_A - \theta_B) - f_{AB} &= 0 \\ (\theta_A - \theta_C) - f_{AC} &= 0 \\ (\theta_B - \theta_C) - f_{BC} &= 0 \\ -50 \text{ MW} &\leq f_{AB} \\ 50 \text{ MW} &\geq f_{AB} \\ -200 \text{ MW} &\leq f_{AC} \\ 200 \text{ MW} &\geq f_{AC} \\ -80 \text{ MW} &\leq f_{BC} \\ 80 \text{ MW} &\geq f_{BC} \end{aligned}$$

La solución de flujos óptimos de potencia del AMPL es:

CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 20000
3 dual simplex iterations (0 in phase I)

TABLA 3.2 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS: FOP EN CD, CON TODAS LAS LÍNEAS CONECTADAS

Nodo	Ángulos θ	Enlace	Flujo LT [MW]	Generador	Potencia [MW]
1	0.0000	(A, B)	50.00	G_A	180.00
2	-5.0000	(A, C)	130.00	G_B	30.00
3	-13.0000	(B, C)	80.00	G_C	40.00

Costo Total de Generación: 20,000.00 US\$/h

El objetivo de minimizar el costo total de operación con las tres líneas en servicio, gráficamente se puede ubicar en el vértice (180,30) que corresponde al despacho de $G_A = 180 \text{ MW}$ y $G_B = 30 \text{ MW}$. Sin embargo, y derivado a la limitada capacidad de transmisión de las líneas se L_{AB} y L_{BC} se hace necesario despachar G_C , para suministrar la demanda del sistema y mantener el balance generación–carga, tal y como se muestra en la figura 3.8.

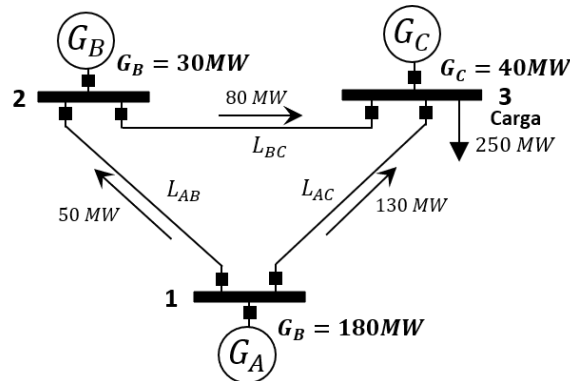


FIGURA 3.8 OPERACIÓN: FOP EN CD DEL SISTEMA DE 3 NODOS-CFS.

b) CFS, topología con la línea L_{AB} desconectada.

En este segundo caso, se sigue considerando el despacho por orden de mérito de G_A y G_B , además se aplica el principio básico del OTS y se desconecta la línea L_{AB} que es la de menor capacidad de transmisión, tal y como se muestra en la figura 3.9.

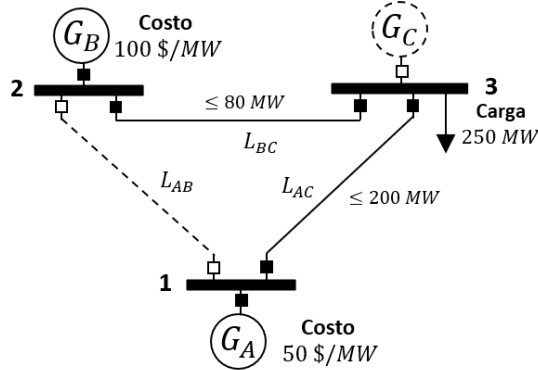


FIGURA 3.9 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS, SIN L_{AB} Y G_C .

La desconexión de la línea L_{AB} provoca una reconfiguración de la red, donde se trazan nuevas trayectorias del flujo de potencia debido a la inyección de G_A y G_B , esto se observa de mejor forma en la siguiente figura:

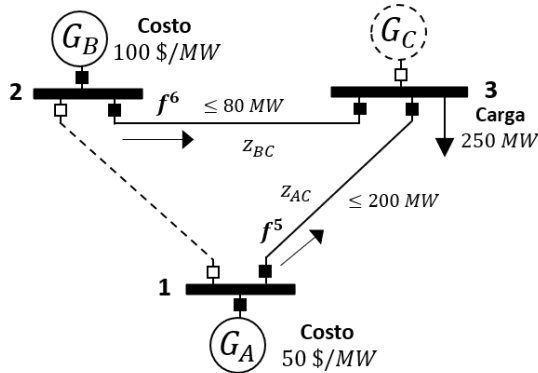


FIGURA 3.10 SISTEMA 3 NODOS-CFS: DISTRIBUCIÓN DE FLUJO, SIN L_{AB} Y G_C .

De acuerdo con la figura anterior, es necesario definir nuevas restricciones de transmisión para el sistema, nuevamente se considera el factor de distribución de transferencia de potencia (8) así como el mismo valor de impedancia para cada línea.

$$f^5 = \frac{z}{2Z} G_A = \frac{1}{2} G_A \quad (20)$$

$$f^6 = \frac{z}{2Z} G_B = \frac{1}{2} G_B \quad (21)$$

El límite en la línea L_{BC} , según (13):

$$-80 \leq f_{BC} - f_{CB} \leq 80$$

pero:

$$f_{BC} = f^6 = \frac{1}{2} G_B$$

$$f_{CB} = -f^6 = -\frac{1}{2} G_B$$

Sustituyendo nuevamente en (13):

$$\begin{aligned} -80 &\leq \frac{1}{2} G_B + \frac{1}{2} G_B \leq 80 \\ -80 &\leq G_B \leq 80 \quad (22) \end{aligned}$$

Ahora bien, para el límite en la línea L_{AC} , con (17):

$$-200 \leq f_{AC} - f_{CA} \leq 200$$

pero:

$$\begin{aligned} f_{AC} &= f^5 = \frac{1}{2} G_A \\ f_{CA} &= -f^5 = -\frac{1}{2} G_A \end{aligned}$$

Sustituyendo nuevamente en (17):

$$\begin{aligned} -200 &\leq \frac{1}{2} G_A + \frac{1}{2} G_A \leq 200 \\ -200 &\leq G_A \leq 200 \quad (23) \end{aligned}$$

Conjuntando y representando las ecuaciones (22) y (23) que son las restricciones de la red para este caso:

$$\begin{aligned} \text{Línea } B-C: & -80 \leq G_B \leq 80 \\ \text{Línea } A-C: & -200 \leq G_A \leq 200 \quad (24) \end{aligned}$$

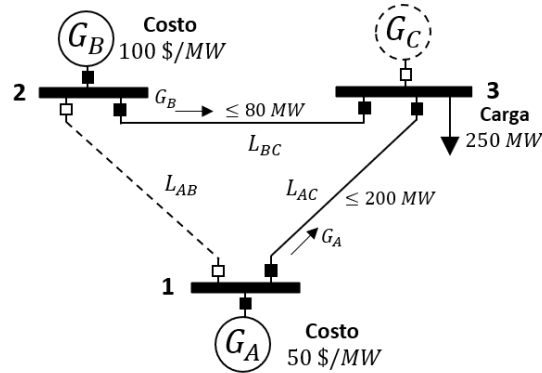


FIGURA 3.11 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS: FLUJO DE POTENCIA, SIN L_{AB} Y G_C

Expandiendo el conjunto de desigualdades (24), se obtiene:

$$\begin{aligned} G_B &\leq 80 \\ -G_B &\leq 80 \\ G_A &\leq 200 \\ -G_A &\leq 200 \end{aligned}$$

Graficando este sistema de desigualdades, donde L_{AB} está desconectada del sistema, se observa que el CFS se conforma de los vértices: $\{(200,80), (0,80), (200,0), (0,0)\}$. Esto se ilustra de mejor forma en la gráfica de la figura 3.12 y en la tabla 3.3.

TABLA 3.3 SISTEMA 3 NODOS-CFS: SIN L_{AB} Y G_C

Vértice	Recta tras vértice
(200,80)	$G_B = 80$ $G_A = 200$
(0,80)	$G_B = 80$ $G_A = 0$
(200,0)	$G_A = 200$ $G_B = 0$
(0,0)	$G_A = 0$ $G_B = 0$

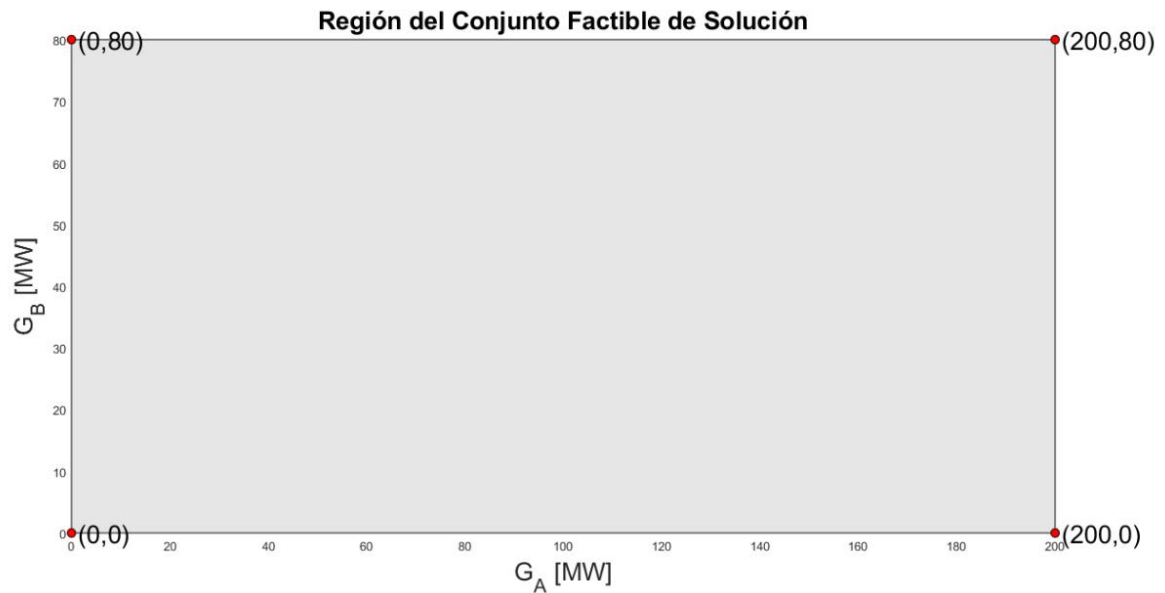


FIGURA 3.12 SISTEMA 3 NODOS-CFS: L_{AB} DESCONECTADA (Gráfica en Matlab).

De la misma forma se complementa formulando el modelo de FOP en CD para este segundo caso, donde el modelo a optimizar es:

$$\text{minimizar: } v = (50) P_{GA} + (100) P_{GB} + (200) P_{GC}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} -f_{AC} + P_{GA} &= 0 \\ -f_{BC} + P_{GB} &= 0 \\ f_{BC} + P_{GC} &= 250 \text{ MW} \\ \theta_A &= 0 \\ (\theta_A - \theta_C) - f_{AC} &= 0 \\ (\theta_B - \theta_C) - f_{BC} &= 0 \\ -200 \text{ MW} &\leq f_{AC} \\ 200 \text{ MW} &\geq f_{AC} \\ -80 \text{ MW} &\leq f_{BC} \\ 80 \text{ MW} &\geq f_{BC} \end{aligned}$$

Realizando las adecuaciones correspondientes, la solución de flujos óptimos de potencia del AMPL es:

CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 15000
0 dual simplex iterations (0 in phase I)

TABLA 3.4 SISTEMA DE 3 NODOS-CFS: FOP EN CD, CON L_{AB} DESCONECTADA					
Nodo	Ángulos θ	Enlace	Flujo LT [MW]	Generador	Potencia [MW]
1	0.0000	(A, B)	---	G_A	200.00
2	-15.0000	(A, C)	200.00	G_B	50.00
3	-20.0000	(B, C)	50.00	G_C	0.00

Costo Total de Generación: 15,000.00 US\$/h

El objetivo de minimizar el costo total de operación con L_{AB} desconectada, se ubica en el vértice (200,50) que corresponde al despacho de $G_A = 200 \text{ MW}$ y $G_B = 50 \text{ MW}$. Note que, con este cambio de topología no se requiere despachar a G_C .

En la figura 3.13 se observa la región del CFS al superponer el **caso a)** topología con todas las líneas conectadas y **caso b)** topología con la línea L_{AB} desconectada.

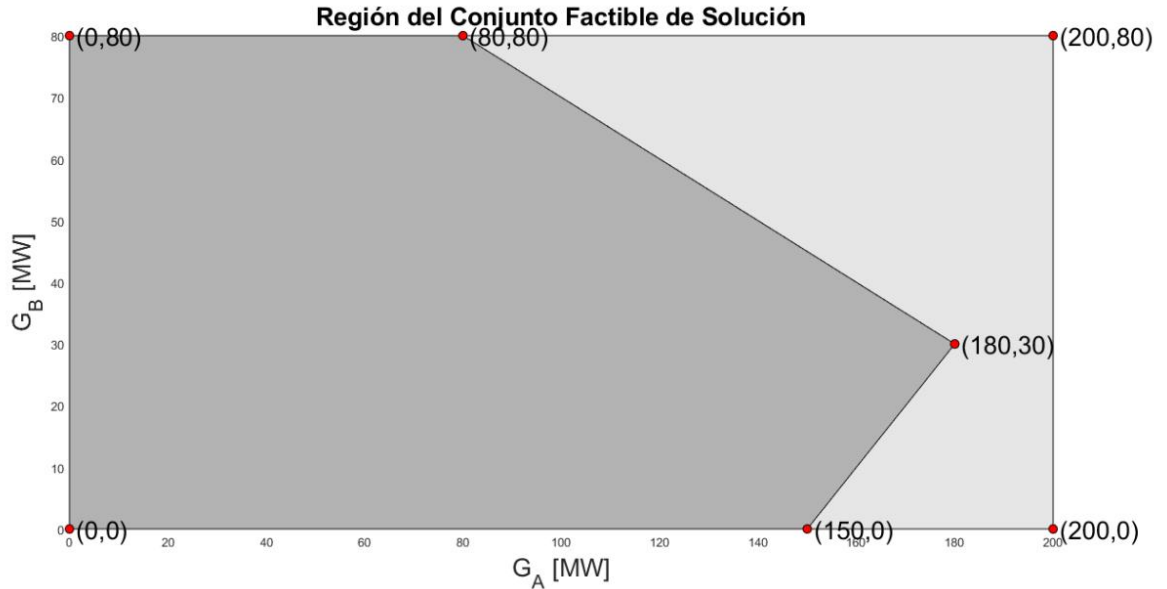


FIGURA 3.13 CONJUNTO FACTIBLE DE SOLUCIÓN: CASO A) vs CASO B) (Gráfica en Matlab).

De lo anterior se resalta lo siguiente:

“La región factible de solución aumenta al aplicar el modelo OTS, es decir, cuando se desconecta la línea L_{AB} . Además, se tiene una reducción en el costo total de operación del sistema, pasando de 20,000.00 US\$/h a 15,000.00 US\$/h”.

3.3 Formulación del problema OTS.

La transformación del modelo de FOP en CD al modelo lineal OTS, considera por separado cada una de las líneas de transmisión de un enlace, esta denotación se identifica como ' y '. A continuación, se muestra de forma detallada la formulación general.

3.3.1 Función Objetivo OTS.

Se mantiene el objetivo, que es minimizar el costo total de la generación:

$$\text{minimizar } v = \sum_{n \in \Omega_G} c_n P_{Gn} \quad (25)$$

3.3.2 Restricciones de Igualdad OTS.

a) LCK (Balance de potencia).

$$\sum_{m, n \in \Omega_L} \sum_{y=1}^{\bar{k}_{mn}} f_{mn,y} - \sum_{n, m \in \Omega_L} \sum_{y=1}^{\bar{k}_{nm}} f_{nm,y} + P_{Gn} = P_{Dn}; \forall n \in \Omega_b \quad (26)$$

La restricción (26) representa el balance de potencia activa en cada nodo del sistema, observe que esto aplica para cada una de las líneas que inciden en algún nodo. De este modo el flujo de energía total en un enlace se puede calcular como:

$$f_{nm} = \sum_{y=1}^{\bar{k}_{nm}} f_{mn,y}$$

3.3.3 Restricciones de desigualdad OTS.

b) LVK (Equivalente).

$$|x_{nm} f_{mn,y} - (\theta_n - \theta_m)| \leq M(1 - w_{nm,y}) \quad (27)$$

$$|f_{nm,y}| \leq w_{nm,y} \bar{f}_{nm} \quad \forall nm \in \Omega_L, y = 1, \dots, \bar{k}_{nm} \quad (28)$$

$$w_{nm,y} \leq w_{nm,y-1} \quad \forall nm \in \Omega_L, y = 2, \dots, \bar{k}_{nm} \quad (29)$$

$$w_{nm,y} \in \{0,1\} \quad \forall nm \in \Omega_L, y = 1, \dots, \bar{k}_{nm} \quad (30)$$

Además, se consideran dentro de esta formulación las restricciones (5) y (7) del modelo de FOP en CD, mostrado el capítulo anterior.

La restricción (27) representa la aplicación de la LVK en cada enlace del sistema, a diferencia del modelo de FOP en CD esta restricción pasa a ser una desigualdad, debido a lo siguiente:

- {0} Si la línea está desconectada, la restricción no está activa, y la diferencia de ángulo $\theta_n - \theta_m$ está limitada por el parámetro M .
- {1} Si la línea está conectada al sistema, entonces la LVK debe cumplirse.

Note que la asignación de 0 y 1 para cada caso corresponde a una variable binaria, la cual se trata más adelante.

Sea:

$f_{mn,y}$, es una variable que representa el flujo de energía en la línea 'y' del enlace nm .
 M , es el flujo máximo de potencia presente en el sistema de transmisión se puede expresar como: $M = \max \left\{ \frac{\theta_n - \theta_m}{x_{nm}} \right\}$.

También podemos comentar que M es un factor y es parte de la transformación del modelo FOP en CD al modelo OTS y está asociado al ángulo de la máxima transferencia de potencia en una línea de transmisión, por lo que debe elegirse adecuadamente.

w_{nm} , es una variable de decisión binaria $\{0,1\}$, e indica si la línea 'y' del enlace nm está conectada al sistema, es decir, $w_{nm,y} = 1$ si la línea de transmisión 'y' del enlace nm está conectada, $w_{nm,y} = 0$ en caso contrario.

Esto último sustenta la naturaleza del problema de programación lineal entera–mixta.

Afin de quitar el absoluto se reescribe la restricción (27), quedando de la siguiente forma:

$$-M(1 - w_{nm,y}) \leq x_{nm} f_{nm,y} - (\theta_n - \theta_m) \leq M(1 - w_{nm,y})$$

Separando en dos restricciones:

$$\begin{aligned} x_{nm} f_{nm,y} - (\theta_n - \theta_m) &\leq M(1 - w_{nm,y}) \\ x_{nm} f_{nm,y} - (\theta_n - \theta_m) &\geq -M(1 - w_{nm,y}) \end{aligned}$$

Se realiza el mismo procedimiento para la restricción (28):

$$-w_{nm,y} \bar{f}_{nm} \leq f_{nm,y} \leq w_{nm,y} \bar{f}_{nm}$$

Reescribiendo en dos restricciones, queda:

$$\begin{aligned} f_{nm,y} &\leq w_{nm,y} \bar{f}_{nm} \\ f_{nm,y} &\geq -w_{nm,y} \bar{f}_{nm} \end{aligned}$$

La restricción (29) también conocida como “suplente”, requiere que las líneas de transmisión existentes en un determinado enlace nm , sean desconectadas del sistema en forma secuencial. La restricción (30) es la variable binaria de decisión del modelo.

3.4 Modelo tradicional para el problema OTS.

Finalmente, al conjuntar (25)–(30) se obtiene la formulación del OTS en CD:

$$\text{minimizar } v = \sum_{n \in \Omega_G} c_n P_{Gn}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \sum_{m,n \in \Omega_L} \sum_{y=1}^{\bar{k}_{mn}} f_{mn,y} - \sum_{n,m \in \Omega_L} \sum_{y=1}^{\bar{k}_{nm}} f_{nm,y} + P_{Gn} &= P_{Dn}; \forall n \in \Omega_b \\ |x_{nm} f_{mn,y} - (\theta_n - \theta_m)| &\leq M(1 - w_{nm,y}) \\ |f_{nm,y}| &\leq w_{nm,y} \bar{f}_{nm} \quad \forall nm \in \Omega_L, y = 1, \dots, \bar{k}_{nm} \\ w_{nm,y} &\leq w_{nm,y-1} \quad \forall nm \in \Omega_L, y = 2, \dots, \bar{k}_{nm} \\ w_{nm,y} &\in \{0,1\} \quad \forall nm \in \Omega_L, y = 1, \dots, \bar{k}_{nm} \\ \theta_{Ref} &= 0 \\ \underline{P}_{Gn} &\leq P_{Gn} \leq \bar{P}_{Gn} \end{aligned}$$

3.4.1 Solución del modelo OTS, para un sistema de 3 nodos.

Retomando el sistema de 3 nodos del capítulo 2 (figura 2.2), aquí de igual forma se desarrolla y soluciona con *AMPL*, pero ahora utilizando el modelo OTS, afín de comparar y analizar los resultados que arroja este modelo de optimización.

3.4.2 Desarrollo del Modelo OTS, para un sistema de 3 nodos.

Conjuntos.

Nodos de generación: $\Omega_G = \{1,3\}$

Función objetivo: Como existe una unidad de generación en los nodos 1 y 3:

$$v = c_1 P_{G1} + c_3 P_{G3}$$

Restricciones de igualdad.

a) LCK (Balance de potencia):

Conjuntos.

Enlaces: $\Omega_L = \{(1,2), (1,3), (2,3)\}$

Barras / nodos: $\Omega_B = \{1,2,3\}$

Número de líneas por enlace es: $\bar{k}_{12} = 3$, $\bar{k}_{13} = 2$ y $\bar{k}_{23} = 3$.

Para el nodo $n = 1$.

Se tienen los enlaces (1,2) y (1,3). Asumiendo que ambos enlaces envían flujo de potencia a la red (flujo de salida):

$$-f_{12,1} - f_{12,2} - f_{12,3} - f_{13,1} - f_{13,2} + P_{G1} = 0$$

Para el nodo $n = 2$.

Se tienen los enlaces (1,2) y (2,3). Asumiendo que el primer enlace inyecta flujo al nodo 2 (flujo de entrada) y que el segundo enlace envía flujo a la red (flujo de salida):

$$f_{12,1} + f_{12,2} + f_{12,3} - f_{23,1} - f_{23,2} - f_{23,3} = P_{D2}$$

Para el nodo $n = 3$.

Se tienen los enlaces (1,3) y (2,3). Asumiendo que ambos enlaces inyectan flujo al nodo (flujo de entrada):

$$f_{13,1} + f_{13,2} + f_{23,1} + f_{23,2} + f_{23,3} + P_{G3} = P_{D3}$$

Ángulo de referencia.

Se asigna $n = 1$.

$$\theta_1 = 0$$

Restricciones de desigualdad.

b) LVK (Equivalente):

- Enlace $\Omega_L = (1,2)$ se tiene $n = 1$ y $m = 2$, $\bar{k}_{12} = 3$.

Para la línea $y = 1$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} x_{12} f_{12,1} - (\theta_1 - \theta_2) &\leq M(1 - w_{12,1}) \\ x_{12} f_{12,1} - (\theta_1 - \theta_2) &\geq -M(1 - w_{12,1}) \end{aligned}$$

Para la línea $y = 2$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} x_{12} f_{12,2} - (\theta_1 - \theta_2) &\leq M(1 - w_{12,2}) \\ x_{12} f_{12,2} - (\theta_1 - \theta_2) &\geq -M(1 - w_{12,2}) \end{aligned}$$

Para la línea $y = 3$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} x_{12} f_{12,3} - (\theta_1 - \theta_2) &\leq M(1 - w_{12,3}) \\ x_{12} f_{12,3} - (\theta_1 - \theta_2) &\geq -M(1 - w_{12,3}) \end{aligned}$$

- Enlace $\Omega_L = (1,3)$ se tiene $n = 1$ y $m = 3$, $\bar{k}_{13} = 2$.

Para la línea $y = 1$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} x_{13} f_{13,1} - (\theta_1 - \theta_3) &\leq M(1 - w_{13,1}) \\ x_{13} f_{13,1} - (\theta_1 - \theta_3) &\geq -M(1 - w_{13,1}) \end{aligned}$$

Para la línea $y = 2$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} x_{13} f_{13,2} - (\theta_1 - \theta_3) &\leq M(1 - w_{13,2}) \\ x_{13} f_{13,2} - (\theta_1 - \theta_3) &\geq -M(1 - w_{13,2}) \end{aligned}$$

- Enlace $\Omega_L = (2,3)$ se tiene $n = 2$ y $m = 3$, $\bar{k}_{23} = 3$.

Para la línea $y = 1$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} x_{23} f_{23,1} - (\theta_2 - \theta_3) &\leq M(1 - w_{23,1}) \\ x_{23} f_{23,1} - (\theta_2 - \theta_3) &\geq -M(1 - w_{23,1}) \end{aligned}$$

Para la línea $y = 2$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} x_{23} f_{23,2} - (\theta_2 - \theta_3) &\leq M(1 - w_{23,2}) \\ x_{23} f_{23,2} - (\theta_2 - \theta_3) &\geq -M(1 - w_{23,2}) \end{aligned}$$

Para la línea $y = 3$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} x_{23} f_{23,3} - (\theta_2 - \theta_3) &\leq M(1 - w_{23,3}) \\ x_{23} f_{23,3} - (\theta_2 - \theta_3) &\geq -M(1 - w_{23,3}) \end{aligned}$$

Restricción de flujo de energía en cada línea de transmisión.

- Enlace $\Omega_L = (1,2)$ se tiene $n = 1$ y $m = 2$, $\bar{k}_{12} = 3$.

Para la línea $y = 1$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} f_{12,1} &\leq w_{12,1} \bar{f}_{12} \\ f_{12,1} &\geq -w_{12,1} \bar{f}_{12} \end{aligned}$$

Para la línea $y = 2$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} f_{12,2} &\leq w_{12,2} \bar{f}_{12} \\ f_{12,2} &\geq -w_{12,2} \bar{f}_{12} \end{aligned}$$

Para la línea $y = 3$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} f_{12,3} &\leq w_{12,3} \bar{f}_{12} \\ f_{12,3} &\geq -w_{12,3} \bar{f}_{12} \end{aligned}$$

- Enlace $\Omega_L = (1,3)$ se tiene $n = 1$ y $m = 3$, $\bar{k}_{13} = 2$.

Para la línea $y = 1$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} f_{13,1} &\leq w_{13,1} \bar{f}_{13} \\ f_{13,1} &\geq -w_{13,1} \bar{f}_{13} \end{aligned}$$

Para la línea $y = 2$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} f_{13,2} &\leq w_{13,2} \bar{f}_{13} \\ f_{13,2} &\geq -w_{13,2} \bar{f}_{13} \end{aligned}$$

- Enlace $\Omega_L = (2,3)$ se tiene $n = 2$ y $m = 3$, $\bar{k}_{23} = 3$.

Para la línea $y = 1$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} f_{23,1} &\leq w_{23,1} \bar{f}_{23} \\ f_{23,1} &\geq -w_{23,1} \bar{f}_{23} \end{aligned}$$

Para la línea $y = 2$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} f_{23,2} &\leq w_{23,2} \bar{f}_{23} \\ f_{23,2} &\geq -w_{23,2} \bar{f}_{23} \end{aligned}$$

Para la línea $y = 3$, de este enlace se tiene:

$$\begin{aligned} f_{23,3} &\leq w_{23,3} \bar{f}_{23} \\ f_{23,3} &\geq -w_{23,3} \bar{f}_{23} \end{aligned}$$

Restricción suplente (Desconexión secuencial).

- Enlace $\Omega_L = (1,2)$ se tiene $n = 1$ y $m = 2$, $\bar{k}_{12} = 3$, aquí $y = 2, \dots, \bar{k}_{nm}$.

Para la línea $y = 2$:

$$w_{12,2} \leq w_{12,1} ; \in \{0,1\}$$

Para la línea $y = 3$:

$$w_{12,3} \leq w_{12,2} ; \in \{0,1\}$$

- Enlace $\Omega_L = (1,3)$ se tiene $n = 1$ y $m = 3$, $\bar{k}_{13} = 2$, aquí $y = 2, \dots, \bar{k}_{nm}$.

Para la línea $y = 2$:

$$w_{13,2} \leq w_{13,1} ; \in \{0,1\}$$

- Enlace $\Omega_L = (2,3)$ se tiene $n = 2$ y $m = 3$, $\bar{k}_{23} = 3$, aquí $y = 2, \dots, \bar{k}_{nm}$.

Para la línea $y = 2$:

$$w_{23,2} \leq w_{23,1} ; \in \{0,1\}$$

Para la línea $y = 3$:

$$w_{23,3} \leq w_{23,2} ; \in \{0,1\}$$

Límites mínimos y máximos de generación.

$$\begin{aligned} \underline{P}_{G1} &\leq P_{G1} \leq \overline{P}_{G1} \\ \underline{P}_{G3} &\leq P_{G3} \leq \overline{P}_{G3} \end{aligned}$$

Ahora bien, de igual forma se requiere realizar las siguientes adecuaciones:

- 1.- Se obtiene la susceptancia para cada línea $\beta_{nm} = 1/x_{nm}$.
- 2.- Se cambian las susceptancias de las líneas de valores por unidad (*p. u.*) al valor real.
- 3.- Se elige un valor de $M = 30$, para este caso.

Con los datos del sistema de 3 nodos mostrado en la figura 2.1, el modelo tradicional OTS a resolver es:

$$\text{minimizar: } v = (15) P_{G1} + (30) P_{G3}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} -f_{12,1} - f_{12,2} - f_{12,3} - f_{13,1} - f_{13,2} + P_{G1} &= 0 \\ f_{12,1} + f_{12,2} + f_{12,3} - f_{23,1} - f_{23,2} - f_{23,3} &= 100 \text{ MW} \\ f_{13,1} + f_{13,2} + f_{23,1} + f_{23,2} + f_{23,3} + P_{G3} &= 475 \text{ MW} \\ \theta_1 &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 0.1 f_{12,1} + \theta_2 &\leq 30(1 - w_{12,1}) \\ 0.1 f_{12,1} + \theta_2 &\geq -30(1 - w_{12,1}) \\ 0.1 f_{12,2} + \theta_2 &\leq 30(1 - w_{12,2}) \\ 0.1 f_{12,2} + \theta_2 &\geq -30(1 - w_{12,2}) \\ 0.1 f_{12,3} + \theta_2 &\leq 30(1 - w_{12,3}) \\ 0.1 f_{12,3} + \theta_2 &\geq -30(1 - w_{12,3}) \\ 0.2 f_{13,1} + \theta_3 &\leq 30(1 - w_{13,1}) \\ 0.2 f_{13,1} + \theta_3 &\geq -30(1 - w_{13,1}) \\ 0.2 f_{13,2} + \theta_3 &\leq 30(1 - w_{13,2}) \\ 0.2 f_{13,2} + \theta_3 &\geq -30(1 - w_{13,2}) \\ 0.1 f_{23,1} - (\theta_2 - \theta_3) &\leq 30(1 - w_{23,1}) \\ 0.1 f_{23,1} - (\theta_2 - \theta_3) &\geq -30(1 - w_{23,1}) \\ 0.1 f_{23,2} - (\theta_2 - \theta_3) &\leq 30(1 - w_{23,2}) \\ 0.1 f_{23,2} - (\theta_2 - \theta_3) &\geq -30(1 - w_{23,2}) \\ 0.1 f_{23,3} - (\theta_2 - \theta_3) &\leq 30(1 - w_{23,3}) \\ 0.1 f_{23,3} - (\theta_2 - \theta_3) &\geq -30(1 - w_{23,3}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} f_{12,1} &\leq 250 w_{12,1}, f_{12,1} \geq -250 w_{12,1} \\ f_{12,2} &\leq 250 w_{12,2}, f_{12,2} \geq -250 w_{12,2} \\ f_{12,3} &\leq 250 w_{12,3}, f_{12,3} \geq -250 w_{12,3} \\ f_{13,1} &\leq 75 w_{13,1}, f_{13,1} \geq -75 w_{13,1} \\ f_{13,2} &\leq 75 w_{13,2}, f_{13,2} \geq -75 w_{13,2} \\ f_{23,1} &\leq 200 w_{23,1}, f_{23,1} \geq -200 w_{23,1} \\ f_{23,2} &\leq 200 w_{23,2}, f_{23,2} \geq -200 w_{23,2} \\ f_{23,3} &\leq 200 w_{23,3}, f_{23,3} \geq -200 w_{23,3} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} w_{12,2} &\leq w_{12,1} ; \in \{0,1\} \\ w_{12,3} &\leq w_{12,2} ; \in \{0,1\} \\ w_{13,2} &\leq w_{13,1} ; \in \{0,1\} \\ w_{23,2} &\leq w_{23,1} ; \in \{0,1\} \\ w_{23,3} &\leq w_{23,2} ; \in \{0,1\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 0 \text{ MW} &\leq P_{G1} \leq 500 \text{ MW} \\ 0 \text{ MW} &\leq P_{G3} \leq 380 \text{ MW} \end{aligned}$$

3.5 Implementación del Modelo OTS en CD, en AMPL.

De igual forma se resolvió este modelo de programación lineal–mixta usando el *AMPL*. Aquí, cabe mencionar que los métodos para resolver este tipo de problemas están basados en las técnicas de ramificación y acotación (*Branch and Bound*, en ingles), donde cada subproblema lineal se resuelve usando el método del simplex [48].

Los archivos empleados para este caso se encuentran en el Anexo B.

3.5.1 Validación: OTS, en sistema de 3 nodos.

El resultado de este sistema básico es:

CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 9750
66 MIP simplex iterations
0 branch-and-bound nodes

TABLA 3.5 RESULTADOS OTS EN CD, SISTEMA DE 3 NODOS (M=30°)

Nodo	Ángulos θ	Enlace	No. Línea	Flujo en c/Línea [MW]	w	Generador	Potencia [MW]
1	0.0000	(1,2)	1	166.667	1	G_1	500
			2	166.667	1		
			3	166.667	1		
2	-0.1667	(1,3)	1	0.00	0	---	---
			2	0.00	0		
3	-0.3000	(2,3)	1	133.333	1	G_3	75
			2	133.333	1		
			3	133.333	1		

Costo Total de Generación: 9750.00 US\$/h

En la figura 3.14 se muestra la operación del sistema de 3 nodos, según los resultados obtenidos.

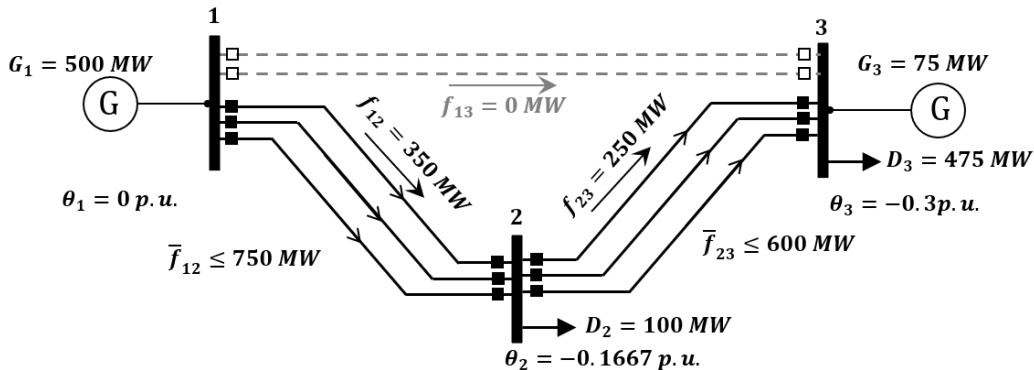


FIGURA 3.14 OPERACIÓN CON OTS: SISTEMA DE 3 NODOS.

Se resalta que la solución del modelo OTS (25)–(30), desconecta las dos líneas del enlace $\Omega_L = (1,3)$. Si bien es cierto que se reduce la capacidad de transmisión del sistema, es de gran ayuda que los enlaces restantes contengan dos o más líneas esto permite una operación más económica del sistema, con un costo de 9750,00 US\$/h.

Observe que el trabajar con el modelo OTS aún y con la pérdida de la capacidad de transmisión se satisface la restricción de LVK y no se afecta la capacidad de transmisión de los enlaces que están en servicio. Además, contrario al sentido común y como parte de una “paradoja” [43], se puede verificar que la desconexión de las líneas del enlace $\Omega_L = (1,3)$ también mejora la seguridad de la red en relación con el criterio $N-1$, es decir, una falla que provoque la desconexión de una línea de los enlaces $\Omega_L = (1,2)$ o $\Omega_L = (2,3)$, el sistema mantiene la operación dentro de sus límites.

Por otro lado, retomando la solución de FOP en CD encontrada en el capítulo anterior (ver figura 2.3) al ocurrir una falla en alguna línea del enlace $\Omega_L = (1,3)$, no es posible encontrar una operación factible del sistema.

El problema de OTS que considera el criterio $N-1$, mejor conocido como *análisis de contingencias* esta fuera del alcance de este trabajo. Es importante considerar el aspecto de *confiabilidad* y evitar la desconexión de líneas innecesarias del sistema en la solución al problema OTS.

De acuerdo con lo anterior, es importante mencionar que los resultados de la tabla 3.5, corresponden a la elección de un factor $M = 30^\circ$. Sin embargo, al elegir un valor mayor, es decir, $M = 180^\circ$ se obtienen los siguientes resultados:

CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 9750
26 MIP simplex iterations
0 branch-and-bound nodes

TABLA 3.6 RESULTADOS OTS EN CD, SISTEMA DE 3 NODOS ($M=180^\circ$)

Nodo	Ángulos θ	Enlace	No. Línea	Flujo en c/Línea [MW]	w	Generador	Potencia [MW]
1	0.0000	(1,2)	1	250.00	1	G_1	500
			2	250.00	1		
			3	0.00	0		
2	-0.2500	(1,3)	1	0.00	0	---	---
			2	0.00	0		
			1	0.00	0		
3	-0.4500	(2,3)	2	200.00	1	G_3	75
			3	200.00	1		

Costo Total de Generación: 9750.00 US\$/h

Al realizar una comparativa de esta variación, se observa lo siguiente: El costo total de operación es el mismo, para el factor $M = 180^\circ$ se desconectan dos líneas adicionales. Aquí es donde el criterio de confiabilidad y análisis de contingencias nos indica que es innecesaria la desconexión de las líneas adicionales mostradas en la tabla 3.6.

De igual forma se valida el modelo OTS implementado en *AMPL*, para sistemas de mayor dimensión y se realiza un análisis comparativo con los resultados de FOP en CD obtenidos en el capítulo anterior, además se realiza una comparativa de la variación del factor M .

3.5.2 Validación: OTS, en sistema de 14 nodos.

El resumen de resultados con $M = 30^\circ$ se muestra a continuación:

CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 14980.4
 126 MIP simplex iterations
 0 branch-and-bound nodes

TABLA 3.7 RESULTADOS OTS EN CD, SISTEMA DE 14 NODOS ($M=30^\circ$)

Nodo	Ángulos θ	Enlace	No. Línea	Flujo en c/Línea [MW]	w	Generador	Potencia [MW]
1	0.0000	(1,2)	1	150.00	1	G_1	300
2	-0.0009	(1,5)	1	150.00	1	G_2	0.00
3	-0.0053	(2,3)	1	0.00	0	G_3	11.92
4	-0.0029	(2,4)	1	115.28	1	---	---
5	-0.0033	(2,5)	1	0.00	0	---	---
6	-0.0068	(3,4)	1	-138.80	1	G_6	2.48
7	-0.0008	(4,5)	1	0.00	0	---	---
8	0.0009	(4,7)	1	-100.00	1	G_8	100.00
9	-0.0109	(4,9)	1	0.00	0	---	---
10	-0.0103	(5,6)	1	137.84	1	---	---
11	-0.0086	(6,11)	1	91.04	1	---	---
12	-0.0071	(6,12)	1	9.76	1	---	---
13	-0.0071	(6,13)	1	21.60	1	---	---
14	-0.0115	(7,8)	1	-100.00	1	---	---
		(7,9)	1	0.00	0	---	---
		(9,10)	1	-71.04	1	---	---
		(9,14)	1	23.84	1	---	---
		(10,11)	1	-85.44	1	---	---
		(12,13)	1	0.00	0	---	---
		(13,14)	1	0.00	0	---	---

Costo Total de Generación: 14,980.40 US\$/h

Para $M = 180^\circ$ se obtienen los siguientes resultados:

CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 14980.4
 126 MIP simplex iterations
 0 branch-and-bound nodes

TABLA 3.8 RESULTADOS OTS EN CD, SISTEMA DE 14 NODOS ($M=180^\circ$)

Nodo	Ángulos θ	Enlace	No. Línea	Flujo en c/Línea [MW]	w	Generador	Potencia [MW]
1	0.0000	(1,2)	1	150.00	1	G_1	300
2	-0.0009	(1,5)	1	150.00	1	G_2	0.00
3	-0.0053	(2,3)	1	0.00	0	G_3	11.92
4	-0.0029	(2,4)	1	115.28	1	---	---
5	-0.0033	(2,5)	1	0.00	0	---	---
6	-0.0068	(3,4)	1	-138.80	1	G_6	2.48
7	-0.0008	(4,5)	1	0.00	0	---	---
8	0.0009	(4,7)	1	-100.00	1	G_8	100
9	-0.0097	(4,9)	1	0.00	0	---	---
10	-0.0093	(5,6)	1	137.84	1	---	---
11	-0.0082	(6,11)	1	67.20	1	---	---
12	-0.0071	(6,12)	1	9.76	1	---	---
13	-0.0074	(6,13)	1	45.44	1	---	---
14	-0.0082	(7,8)	1	-100.00	1	---	---
		(7,9)	1	0.00	0	---	---
		(9,10)	1	-47.20	1	---	---
		(9,14)	1	0.00	0	---	---
		(10,11)	1	-61.60	1	---	---
		(12,13)	1	0.00	0	---	---
		(13,14)	1	23.84	1	---	---

Costo Total de Generación: 14,980.40 US\$/h

Al aplicar el modelo OTS, en ambos casos el costo total de generación de electricidad es el mismo 14,980.4 US\$/h. Este costo es menor al obtenido en la solución de FOP en CD que fue de 15,552.4 US\$/h. Ahora bien, al considerar primero un factor $M = 30^\circ$ y posteriormente $M = 180^\circ$, se encontró que en ambos casos se tiene la desconexión de 7 líneas de transmisión con una secuencia muy similar. La única variante es que en el primer caso se desconecta la línea $\Omega_L = (13,14)$ y en el segundo caso esta línea se intercambia por $\Omega_L = (9,14)$.

3.5.3 Validación: OTS, en sistema de 41 nodos (sur de Brasil).

Los resultados con $M = 30^\circ$ son:

CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 184063
12531 MIP simplex iterations, 657 branch-and-bound nodes

TABLA 3.9 RESULTADOS OTS EN CD, SISTEMA DE 41 NODOS ($M=30^\circ$)

Nodo	Ángulos θ	Enlace	No. Línea	Flujo en c/Línea [MW]	w	Generador	Potencia [MW]
1	-0.2579	(1,7)	1	0	0	---	---
2	-0.2579	(1,2)	1	0	1	---	---
3	0.0000	(1,2)	2	0	1	---	---
4	-0.2103	(4,9)	1	-215.3202	1	---	---
5	-0.1861	(5,9)	1	-149.014	1	---	---
6	-0.1400	(5,8)	1	119.5961	1	---	---
7	-0.5579	(7,8)	1	0	0	---	---
8	-0.3215	(4,5)	1	-42.6899	1	---	---
9	-0.0113	(4,5)	2	-42.6899	1	---	---
10	0.0000	(2,5)	1	-221.55	1	---	---
11	0.0000	(2,5)	2	-221.55	1	---	---
12	0.1192	(8,13)	1	47.3961	1	---	---
13	-0.3854	(9,14)	1	-182.1671	1	---	---
14	0.3086	(9,14)	2	-182.1671	1	G_{14}	1257
15	0.0000	(12,14)	1	-255.95	1	---	---
16	0.1243	(12,14)	2	-255.95	1	G_{16}	2000
17	0.0336	(14,18)	1	239.8926	1	G_{17}	503
18	-0.0546	(14,18)	2	239.8926	1	---	---
19	-0.0680	(13,18)	1	-183.2433	1	G_{19}	0.00
20	-0.4335	(13,20)	1	44.8394	1	---	---
21	-0.3664	(18,20)	1	189.718	1	---	---
22	0.3332	(19,21)	1	1073.462	1	---	---
23	-0.6356	(16,17)	1	1162.5696	1	---	---
24	-0.4488	(17,19)	1	1665.5696	1	---	---
25	-0.3874	(14,26)	1	-69.6987	1	---	---
26	0.4211	(14,22)	1	-29.3207	1	---	---
27	0.2600	(22,26)	1	-111.2207	1	G_{27}	220
28	0.6617	(20,23)	1	0	0	G_{28}	800
29	0.5653	(20,23)	2	216.8194	1	---	---
30	0.6153	(23,24)	1	0	0	---	---
31	0.0000	(23,24)	2	-241.2806	1	G_{31}	700
32	-0.0322	(26,27)	1	193.5903	1	G_{32}	500
33	-0.7806	(26,27)	2	193.5903	1	---	---
34	-0.5052	(24,34)	1	34.228	1	G_{34}	0.00
35	-0.5136	(24,33)	1	229.1	1	---	---
36	0.0684	(33,34)	1	0	0	---	---
37	-0.0577	(27,36)	1	209.4086	1	G_{37}	300
38	-0.1537	(27,38)	1	198.886	1	---	---
39	0.0174	(27,38)	2	198.886	1	G_{39}	600
40	-0.3935	(36,37)	1	119.3086	1	---	---
41	0.0000	(34,35)	1	17.114	1	---	---
42	-0.3886	(34,35)	2	17.114	1	---	---
43	-0.3463	(35,38)	1	-181.772	1	---	---
44	-0.5886	(37,39)	1	0	0	---	---
45	-0.7502	(37,40)	1	262.1	1	---	---
46	-0.0457	(37,42)	1	157.2086	1	G_{46}	0.00

Capítulo 3: Reconfiguración Óptima de la Transmisión (OTS)

	1	200	1	---	---
(39,42)	2	200	1	---	---
	3	200	1	---	---
(40,42)	1	0	0	---	---
	1	0	0	---	---
(38,42)	2	0	0	---	---
	3	0	0	---	---
(32,43)	1	1016.4914	1	---	---
(42,44)	1	165.8	1	---	---
(44,45)	1	86.7	1	---	---
(19,32)	1	-183.5086	1	---	---
(46,19)	1	100.3685	1	---	---
(46,16)	1	-837.4304	1	---	---
(18,19)	1	106.8239	1	---	---
(20,21)	1	-536.731	1	---	---
	2	-536.731	1	---	---
	1	-338.8305	1	---	---
(42,43)	2	-338.8305	1	---	---
	3	-338.8305	1	---	---
(46,6)	1	737.0619	1	---	---
(19,25)	1	982.8086	1	---	---
(31,32)	1	700	1	---	---
(28,30)	1	800	1	---	---
	1	-266.6667	1	---	---
(26,29)	2	-266.6667	1	---	---
	3	-266.6667	1	---	---
(24,25)	1	-491.4043	1	---	---
	2	-491.4043	1	---	---
(29,30)	1	-400	1	---	---
	2	-400	1	---	---
(5,6) x 2	1	-368.5309	1	---	---
	2	-368.5309	1	---	---

Costo Total de Generación: 184,063.00 US\$/h

Los resultados obtenidos con $M = 180^\circ$ son:

CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 184078.5507
7443 MIP simplex iterations, 627 branch-and-bound nodes

TABLA 3.10 RESULTADOS OTS EN CD, SISTEMA DE 41 NODOS ($M=180^\circ$)

Nodo	Ángulos θ	Enlace	No. Línea	Flujo en c/Línea [MW]	w	Generador	Potencia [MW]
1	-0.3073	(1,7)	1	21.4729	1	---	---
2	-0.2959	(1,2)	1	-10.7364	1	---	---
3	0.0000	(1,2)	2	-10.7364	1	---	---
4	-0.2446	(4,9)	1	-215.901	1	---	---
5	-0.2206	(5,9)	1	-149.6116	1	---	---
6	-0.1740	(5,8)	1	107.6759	1	---	---
7	-0.3205	(7,8)	1	21.4729	1	---	---
8	-0.3425	(4,5)	1	-42.3995	1	---	---
9	-0.0451	(4,5)	2	-42.3995	1	---	---
10	0.0000	(2,5)	1	-232.2864	1	---	---
11	0.0000	(2,5)	2	-232.2864	1	---	---
12	0.0864	(8,13)	1	56.9488	1	---	---
13	-0.4193	(9,14)	1	-182.7563	1	---	---
14	0.2758	(9,14)	2	-182.7563	1	G_{14}	1241.4493
15	0.0000	(12,14)	1	-255.95	1	---	---
16	0.0924	(12,14)	2	-255.95	1	G_{16}	2000
17	0.0021	(14,18)	1	240	1	G_{17}	518.5507
18	-0.0875	(14,18)	2	240	1	---	---
19	-0.1001	(13,18)	1	-183.7731	1	G_{19}	0.00
20	-0.4782	(13,20)	1	54.9219	1	---	---
21	-0.4088	(18,20)	1	195.6142	1	---	---
22	0.3075	(19,21)	1	1110.3231	1	---	---
23	-0.6039	(16,17)	1	1157.5914	1	---	---
24	-0.5309	(17,19)	1	1676.1421	1	---	---
25	-0.4614	(14,26)	1	-78.2124	1	---	---
26	0.4020	(14,22)	1	-37.7508	1	---	---
27	0.2480	(22,26)	1	-119.6508	1	G_{27}	220

Capítulo 3: Reconfiguración Óptima de la Transmisión (OTS)

28	0.6427		1	134.8296	1	G_{28}	800
29	0.5463	(20,23)	2	134.8296	1	---	---
30	0.5963		1	-94.2204	1	---	---
31	0.0000	(23,24)	2	-94.2204	1	G_{31}	700
32	-0.0322		1	185.1184	1	G_{32}	500
33	-0.8706	(26,27)	2	185.1184	1	---	---
34	-0.8776	(24,34)	1	210.4919	1	G_{34}	0.00
35	-0.9306	(24,33)	1	234.6081	1	---	---
36	0.0721	(33,34)	1	5.5081	1	---	---
37	-0.0359	(27,36)	1	192.2968	1	G_{37}	300
38	-0.1658		1	198.97	1	---	---
39	0.0752	(27,38)	2	198.97	1	G_{39}	600
40	-0.3717	(36,37)	1	102.1968	1	---	---
41	0.0000		1	108	1	---	---
42	-0.3308	(34,35)	2	108	1	---	---
43	-0.2954	(35,38)	1	0	0	---	---
44	-0.5308	(37,39)	1	0	0	---	---
45	-0.6924	(37,40)	1	262.1	1	---	---
46	-0.0786	(37,42)	1	140.0968	1	G_{46}	0.00
			1	200	1	---	---
		(39,42)	2	200	1	---	---
			3	200	1	---	---
		(40,42)	1	0	0	---	---
			1	0	0	---	---
		(38,42)	2	181.94	1	---	---
			3	0	0	---	---
		(32,43)	1	851.6632	1	---	---
		(42,44)	1	165.8	1	---	---
		(44,45)	1	86.7	1	---	---
		(19,32)	1	-348.3368	1	---	---
		(46,19)	1	96.9723	1	---	---
		(46,16)	1	-842.4086	1	---	---
		(18,19)	1	100.6127	1	---	---
			1	-555.1615	1	---	---
		(20,21)	2	-555.1615	1	---	---
			1	-283.8877	1	---	---
		(42,43)	2	-283.8877	1	---	---
			3	-283.8877	1	---	---
		(46,6)	1	745.4363	1	---	---
		(19,25)	1	1111.7408	1	---	---
		(31,32)	1	700	1	---	---
		(28,30)	1	800	1	---	---
			1	-266.6667	1	---	---
		(26,29)	2	-266.6667	1	---	---
			3	-266.6667	1	---	---
			1	-555.8704	1	---	---
		(24,25)	2	-555.8704	1	---	---
			1	-400	1	---	---
		(29,30)	2	-400	1	---	---
			1	-372.7181	1	---	---
		(5,6) x 2	2	-372.7181	1	---	---

Costo Total de Generación: 184,078.55 US\$/h

La solución del modelo OTS en este sistema de 41 nodos considerando un factor $M = 30^\circ$, arroja un costo de operación de 184,063.0 US\$/h, y se desconectan un total de 10 líneas de transmisión. Para el caso del factor $M = 180^\circ$, el costo total de operación es de 184,078.5 US\$/h que resulta mínimamente mayor al primer caso, pero se desconectan un total de 5 líneas de transmisión, aquí es importante la confiabilidad del sistema y el análisis de contingencias. De igual forma en ambos casos tienen un costo menor al obtenido en la solución de FOP en CD que fue de 185,111.7 US\$/h.

La operación de los sistemas de 14 y 41 nodos con la implementación del modelo OTS se muestran en el Anexo A. Así mismo, los resultados que arroja el AMPL se muestran en el Anexo C.

3.6 Análisis de resultados de los sistemas de prueba.

A continuación, se presenta un resumen comparativo de los resultados de FOP en CD y OTS obtenidos en los sistemas de prueba.

TABLA 3.11 COMPARATIVO DE RESULTADOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA.

Sistema de prueba	FOP en CD Costo \$/MW [43,44]	FOP en CD Costo \$/MW	Costo OTS \$/MW [43,44]	Costo OTS con $M=30^\circ$ \$/MW	Costo OTS con $M=180^\circ$ \$/MW	No. Líneas Desconectadas OTS	No. Líneas Desconectadas OTS con $M=30^\circ$	No. Líneas Desconectadas OTS con $M=180^\circ$
No. Nodos	Referencia	Tesis	Referencia	Tesis	Tesis	Referencia	Tesis	Tesis
3	13,406.25	13,406.25	9,750.00	9,750.00	9,750.00	2	2	4
14	15,552.70	15,552.43	14,980.40	14,980.40	14,980.40	5	7	7
41	185,511.80	18,511.79	184,063.00	184,063.00	184,078.55	13	10	5

De acuerdo con la tabla 3.11, se observa lo siguiente:

- Al implementar el modelo OTS, en todos los sistemas de prueba se logra reducir el costo operativo del sistema respecto a la solución de FOP en CD.
- El número y secuencia de desconexión de líneas de transmisión depende del factor M . Se observa que con $M = 30^\circ$, para el sistema de 14 nodos se desconectan 2 líneas más que en la referencia, sin embargo, en el sistema de 41 nodos se desconectan 3 líneas menos respecto a su referencia y aun así se consigue obtener el mismo costo de generación. De igual forma para este sistema de 41 nodos con $M = 180^\circ$, se desconectan 8 líneas menos obteniendo un costo ligeramente mayor al de la referencia, pero se mantienen por debajo del costo obtenido con FOP en CD.
- Se valida la funcionalidad de los modelos de FOP en CD y OTS implementados en el programa *AMPL* debido a que en ningún caso se violaron restricciones de generación o límites de transmisión, además se satisface en todo momento la condición demanda manteniendo el balance carga–generación.
- Se analiza la distribución de flujos de potencia con la implementación del modelo OTS y son coherentes en dirección y magnitud, ratificando su funcionalidad.

En el siguiente capítulo se realizará la implementación del modelo OTS, en la red eléctrica de transmisión del área central de la CFE.

Capítulo 4:

Simplificación y Simulación de la Red del Área Central

4.1 Escenario e infraestructura de la red de transmisión del área central.

Dentro del Sistema Interconectado Nacional, se encuentra la Gerencia de Control Regional Central perteneciente al CENACE que en coordinación con la Zonas de Operación de Transmisión Pachuca, Toluca y Metropolitana, se encargan de supervisar, controlar, monitorear y administrar la red nacional de transmisión de la CFE en sus niveles de tensión de 400, 230, 115 y 85 kV.

El sistema y la infraestructura eléctrica de transmisión en el centro de país (área central) tiene los siguientes aspectos a resaltar:

- La red eléctrica de transmisión se encuentra instalada en un área geográfica que pertenece a la Ciudad de México, Estado de México, parte de los estados de Michoacán, Guerrero, Hidalgo, Puebla y Morelos.
- Esta zona geográfica, en particular Ciudad y Estado de México, son de alto consumo de energía eléctrica. De acuerdo al histórico de demanda diaria, el consumo corresponde a un aproximado de 8,260.67 MW en el pico máximo, el cual se presenta entre las 20:40 y 21:00 horas.
- El área central es importadora de energía eléctrica ya que presenta un déficit de generación de alrededor del 45%, por lo que para satisfacer su demanda requiere la inyección de flujo de potencia a través de líneas frontera que conectan las áreas occidental y oriental con el área central (ver figura 4.1). La tabla 4.1 muestra un resumen de las líneas frontera.

TABLA 4.1 RESUMEN: LÍNEAS FRONTERA DEL ÁREA CENTRAL					
Central – Oriental			Central – Occidental		
No.	Línea	Tensión [kV]	No.	Línea	Tensión [kV]
1	TEX-A3780-TUV	400	1	TUL-A3290-QPM	400
2	TEX-A3680-TUV		2	TUL-A3020-QPM	
3	TEX-A3380-TUV		3	PIT-A3110-MTA	
4	TEX-A3960-LRP		4	LCP-A3200-CRP	230
5	TEX-A3860-MPT		5	VAE-93110-MAN	
6	TOP-A3640-YTP		6	HRC-93030-DAN	
7	TOP-A3U50-YTP		7	PLZ-73050-SJZ	115
8	TOP-A3U60-YTP		8	DOG-73190-ZTD	
9	VMA-A3070-TTE		9	CNA-63720-NVI	
10	VMA-A3080-TTE				
11	PHP-A3370-PRD				
12	TEX-93630-MDB	230			
13	TEX-93629-NMX				
14	TIA-93040-ZAP				
15	LCP-93070-ITP				
16	LCP-93080-ITP				
17	LCP-73510-UNN	115			

- También, es importante mencionar que dentro del área se tiene una diversidad de tecnologías de generación de energía eléctrica, que inyectan potencia a las redes de 400, 230 y 115 kV, esta generación local corresponde a un aproximado del 55% del

consumo. Además, se tienen diferentes cogeneradores distribuidos en la red de distribución en 23 kV.

En la tabla 4.2 se muestra un resumen de generación del área central:

TABLA 4.2 GENERACIÓN LOCAL ÁREA CENTRAL.

No.	Subestación	No. Unidades	Tensión [kV]	No.	Subestación	No. Unidades	Tensión [kV]
Generación Distribuida / Gas				Térmica / Gas / Ciclo Combinado			
1	ARA	1	23	1	PEO (LCP)	2	230
2	ATE	1			PEO (LCP)	5	400
3	COA	1			TUL	3	400
4	CRU	1		2	TUL	2	230
5	CTT	1			TCC	4	230
6	CYO	2		3	VAE	9	230
7	ECA	1		4	VMD	2	400
8	IZT	1			VMD	1	230
9	MAG	1		Nota: En el caso de las centrales de generación PEO (LCP), TUL y VMD tiene inyección de potencia a las redes de 400 y 230 kV.			
10	REM	1					
11	VAJ	1					
12	VDF	1					
13	VIC	1					
14	NON	2	85				
15	VDM	1					
16	GEV	3	230				
Hidráulica				Solar			
1	INF-PIT	6	400	1	IUN	---	115
2	VIL	4	230	2	IUB	---	23
3	TIN	1	115				
4	BBR	2					
5	ELG	2					
6	NEC	10	85				
7	TEP	3					
8	PTL	3					
9	LER	3	13.8				
10	AMD	3					

- Como ya se mencionó, parte de la potencia consumida en el área central se importa desde otras áreas, debido a esta condición, es inherente las pérdidas de transmisión, además de que se tiene la necesidad de compensar la potencia reactiva en el sistema por la degradación del perfil de tensión. Por este motivo, se tienen instalados compensadores estáticos de VAR's (CEV's) en 400 y 230 kV, y un gran número de bancos de capacitores distribuidos en los diferentes niveles de tensión (tabla 4.3).

TABLA 4.3 CEV's INSTALADOS EN EL ÁREA CENTRAL.

No.	Subestación	Capacidad [MVar]	Tensión [kV]
1	TEX	-90 / +300	400
2	CRU	-90 / +300	
3	LAP	-300 / +300	
4	NOP	-90 / +300	
5	CRG	-75 / +300	230

- En relación al punto anterior, algunas líneas de transmisión en 400 kV cuentan con reactores en derivación cuya función es minimizar los efectos reactivos/capacitivos propios de las líneas de transmisión, derivados de su gran longitud. De igual forma, se tienen bancos de capacitores conectados en serie con la línea de transmisión, donde el objetivo es reducir la impedancia total de la línea, incrementar la capacidad de transmisión, y mejorar la estabilidad permanente y transitoria del sistema [37,46]. En la siguiente tabla se muestra un resumen de las líneas de transmisión que tienen instalados los elementos mencionados.

TABLA 4.4 ELEMENTOS CONECTADOS A LT's DEL ÁREA CENTRAL.

S.E. (inicial)	I.D.	S.E. (Final)	Elemento Capacidad [MVar]
VMA	A3070	TTE	Reactor-75
VMA	A3080	TTE	Reactor-75
TEX	A3380	TUV	Reactor-75
TEX	A3680	TUV	Reactor-75
TEX	A3780	TUV	Reactor-75
DOG	A3010	LCP	Reactor-75 y Capacitor Serie-500
PIT	A3110	MTA	Reactor-75
DOG	A3210	PIT	Reactor-75 y Capacitor Serie-231.9
DOG	A3220	PIT	Reactor-75 y Capacitor Serie-231.9

- Finalmente, se resalta que la topología de las redes eléctricas del área central en 400 y 230 kV, es de una red mallada.

4.2 Red simplificada del área central.

Desde un enfoque netamente determinista y con el objetivo de encontrar un modelo de red similar a los sistemas de prueba empleados hasta el momento, se realizaron una serie de simplificaciones a la red eléctrica de 400 kV, para posteriormente implementar en el AMPL los modelos de FOP en CD y OTS.

Dentro del alcance de este trabajo solo se contempla la red troncal de 400 Kv (figura 4.1), siendo esta la primera simplificación al omitir las redes de 230, 115 y 85 kV.

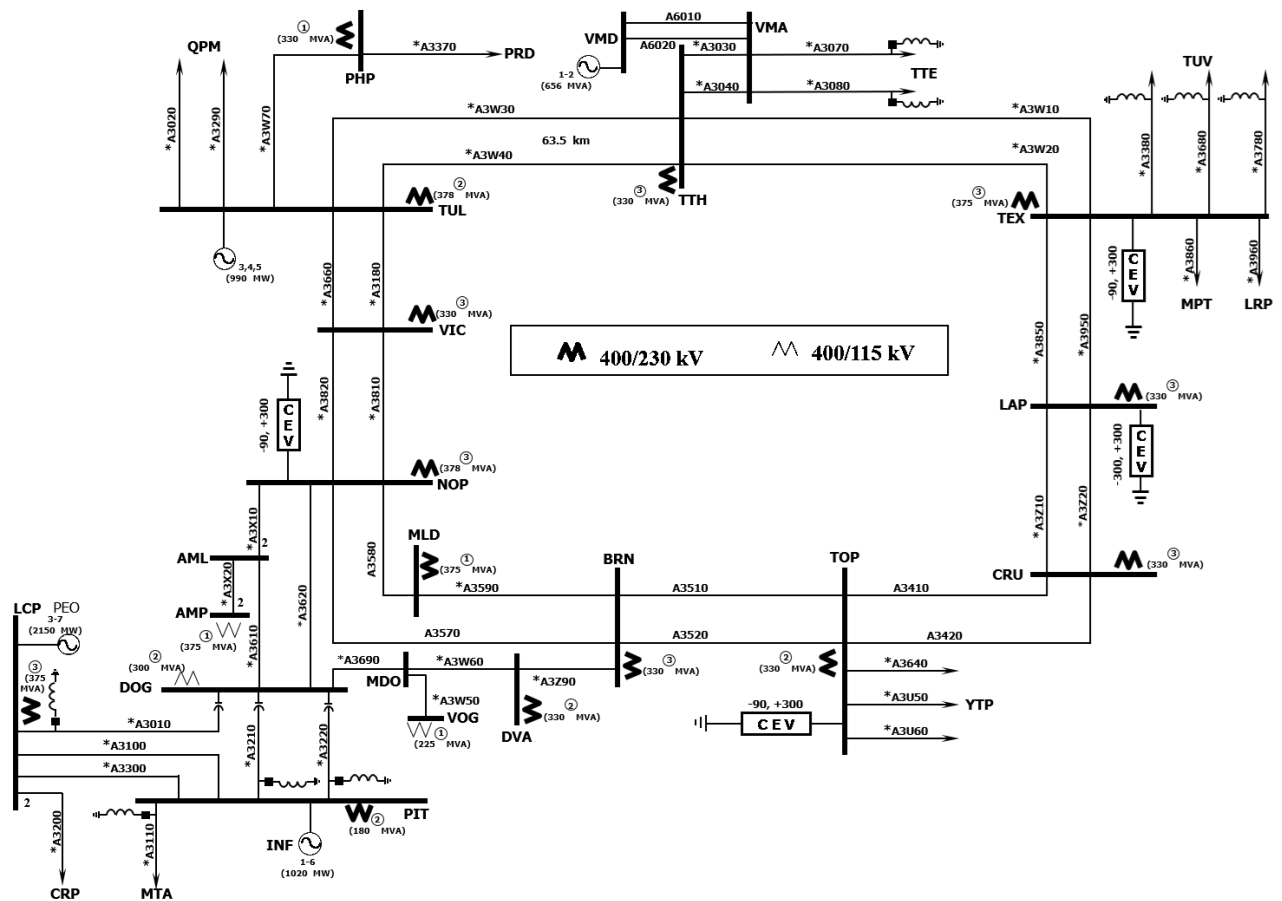


FIGURA 4.1 RED DE TRANSMISIÓN DE 400 KV, ÁREA CENTRAL.

La tabla 4.5 resume la infraestructura de transmisión en 400 kV que queda en el sistema.

TABLA 4.5 RESUMEN RNT 400 KV ÁREA CENTRAL

Infraestructura	No.
Subestaciones Eléctricas	21
Líneas de Transmisión	37
Compensadores Estáticos de VAR's	4
Auto transformadores (400/230 ó 400/115 kV)	38
Centrales de Generación con Inyección a red de 400 kV	4

4.2.1 Consideraciones para los nodos de generación.

- Se consideran como nodos de generación aquellos que se encuentran conectados a la red de 400 kV, es decir los nodos TUL, PIT, LCP y VMD.
- Los costos de generación para cada unidad normalmente surgen de la curva *entrada-salida* o mejor conocida como *costo incremental* la cual corresponde a una aproximación mediante segmentos lineales [49]; Cada segmento entrega una salida de potencia a un determinado costo \$/MW. Para fines prácticos se considera un promedio de los costos incrementales de todas las unidades de generación que se encuentran en la central y dicho valor se asigna a los nodos mencionados, es decir, se considera como un solo generador. El valor de costo incremental se obtiene tomando como referencia los valores de precio marginal local (PML), que publica el CENACE [50].
- De los datos de capacidad nominal de las centrales de generación, se considera solo el 80% de su capacidad como límite máximo de potencia, esto considerando alguna restricción técnica o indisponibilidad de alguna unidad por falla o mantenimiento, esta asignación se muestra en la tabla 4.6.
- Se considerará como nodo de compensación a la subestación LCP (PEO), debido a que es el nodo de mayor capacidad de generación y el más económico.

TABLA 4.6 GENERACIÓN LOCAL (GL) DEL ÁREA CENTRAL 400 KV

Nodo	Subestación	Costo [\$/MW]	Generación Máxima al 80% [MW]
17	LCP (PEO)	434.49	1720.00
6	PIT (INF)	495.07	816.00
7	TUL	564.07	792.00
20	VMD	463.66	524.80
Total, Generación Local			3,852.80

4.2.2 Consideraciones para los nodos de carga.

- Los autotransformadores conectados en los nodos BRN, TOP, CRU, LAP, TEX, TTH, TUL, PHP, VIC, NOP, MLD, AMP, DVA, VOG, DOG, PIT y LCP se modelaron como cargas. Vale aclarar que dichos puntos son en realidad nodos fuente para las redes de 230 o 115 kV según corresponda, ya que los autotransformadores de potencia indicados en la figura 4.1, además de reducir el nivel de tensión, inyectan potencia a estas redes, en donde posteriormente se realiza una segunda transformación a niveles de media tensión para la distribución y el suministro de energía final a los usuarios industriales, comerciales y residenciales.
- Los valores de carga asignados a cada una de estos autotransformadores, corresponden a un escenario de demanda mínima, media y máxima. Estos valores, se obtuvieron de un histórico semanal que almacena el sistema SCADA que se tiene para la operación en tiempo real en la CFE, denominado como Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía (SITRACEN) [51].

TABLA 4.7 RESUMEN: HISTÓRICO SEMANAL DE DEMANDA DEL ÁREA CENTRAL 400 KV

Nodo	Subestación	Fuente Red [kV]	CARGA [MW] Mínima 03:50	CARGA [MW] Media 14:00	CARGA [MW] Máxima 20:50
1	BRN	230	262.4	379	404.4
2	TOP	230	154.8	255.1	283.8
3	CRU	230	310	481	516
4	LAP	230	288	433.1	489
5	TEX	230	339.98	450.87	532.62
6	TTH	230	246	371.5	382.6
7	TUL	230	64.8	59.2	186.2
8	PHP	230	96.8	172.2	157.7
9	VIC	230	191.3	427.2	392.4
10	NOP	230	299.1	433.7	533.9
11	MLD	115	100.6	150.1	172.2
12	AMP	115	94.2	90.5	128.3
13	DVA	230	177.9	262.6	310.2
14	VOG	115	68.6	66.5	61.1
15	DOG	115	230.1	229.3	252.9
16	PIT	230	69.7	66.3	45.1
17	LCP	230	347.2	348.7	166.3
^[1] 18	AML	---	---	---	---
^[1] 19	MDO	---	---	---	---
^[2] LF	TEX-MPT	400	5.1	44.3	52.2
^[2] LF	TEX-LRP	400	20.5	15.9	87.9
^[2] LF	PIT-MTA	400	118.2	40.3	28.7
^[2] LF	LCP-CRP	400	16.2	122.6	110.5
Demanda Total			3,501.48	4,899.97	5,294.02

^[1] Subestaciones de maniobra (sin autotransformadores)

^[2]LF: Línea frontera modelada como carga (ver también sección 4.2.4).

4.2.3 Consideraciones para las líneas de transmisión.

- En general las líneas de transmisión de 400 kV se construyen con el tipo de conductor 1113 ACSR (*Bluejay*) de 2 o 3 conductores por fase, por lo que la capacidad térmica y de transmisión principalmente dependerá del número de conductores por fase.
- El límite de capacidad de transmisión asignado a las líneas se obtuvo del inventario nacional de CFE–Transmisión. Es importante mencionar que las líneas de transmisión suelen estar limitadas en su capacidad de transmisión debido a los elementos serie asociados. Dichos elementos serie corresponden a equipo auxiliar instalado dentro de las subestaciones, como lo es: cuchillas seccionadoras (capacidad de corriente nominal), interruptores (capacidad interruptiva), transformadores de corriente (corriente en el primario), transiciones conductor aéreo–cable, etc.
- Los valores de impedancia y admitancia conformados por la resistencia (r), reactancia (x) y susceptancia capacitiva (B) en cada una de las líneas de transmisión de la red de 400 kV, se obtuvieron de la base de datos cargada en el software PSS®E, el cual es de uso común en la CFE para simulaciones de flujos de potencia y para realizar el análisis de contingencias. Además, dentro del proceso de modelado de líneas de transmisión en el PSS®E se consideran: longitud, número de estructuras, estructuras multi-circuito disposición de los circuitos (horizontal / vertical), número de circuitos, número de conductores por fase, tipo de conductor, trasposiciones e hilo de guarda.
- Por simplicidad, solo se consideran los valores de reactancia en por unidad y se desprecian la resistencia y susceptancia capacitiva, En la tabla 4.8 se muestra el concentrado de parámetros eléctricos para las líneas de 400 kV que conforman el área central.

TABLA 4.8 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DEL ÁREA CENTRAL 400 KV

No.	S.E. (Inicial)	I.D.	S.E. (Final)	Línea R (pu)	Línea X (pu)	Línea Susceptancia B (pu)
1	NOP	A3810	VIC	0.00043	0.00524	0.16002
2	NOP	A3820	VIC	0.00043	0.00524	0.16002
3	VIC	A3660	TUL	0.00099	0.01212	0.36982
4	VIC	A3180	TUL	0.00099	0.01212	0.36982
5	TUL	A3W30	TTH	0.00121	0.0148	0.45161
6	TUL	A3W40	TTH	0.00121	0.0148	0.45161
7	TTH	A3W10	TEX	0.0003	0.00366	0.11166
8	TTH	A3W20	TEX	0.0003	0.00366	0.11166
9	TEX	A3850	LAP	0.000474	0.006233	0.18246
10	TEX	A3950	LAP	0.000474	0.006233	0.18246
11	LAP	A3Z10	CRU	0.00021	0.00255	0.07798
12	LAP	A3Z20	CRU	0.00021	0.00255	0.07798
13	CRU	A3410	TOP	0.00063	0.00776	0.23683
14	CRU	A3420	TOP	0.00063	0.00776	0.23683
15	TOP	A3510	BRN	0.00053	0.00652	0.19914
16	TOP	A3520	BRN	0.00053	0.00652	0.19914
17	BRN	A3570	NOP	0.00042	0.00513	0.15646
18	BRN	A3590	MLD	0.0003	0.00374	0.14422
19	MLD	A3580	NOP	0.00011	0.00145	0.05488
20	TTH	A3030	VMA	0.00035	0.00667	0.23005
21	VMA	A6010	VMD	0.000004	0.000061	0.010168
22	VMA	A6020	VMD	0.000004	0.000061	0.010168
23	TTH	A3040	VMA	0.00035	0.00667	0.23005
24	TUL	A3W70	PHP	0.00102	0.01504	0.40838
25	NOP	A3620	DOG	0.0019	0.02442	0.62491
26	NOP	A3X10	AML	0.00108	0.01388	0.35521
27	AML	A3X20	AMP	0.000466	0.006492	0.19278
28	DOG	A3010	LCP	0.00358	0.0594	2.1153
29	DOG	A3210	PIT	0.00466	0.05988	1.53267
30	DOG	A3220	PIT	0.00466	0.05988	1.53267
31	LCP	A3100	PIT	0.00083	0.0111	0.30826
32	LCP	A3300	PIT	0.00084	0.01095	0.31246
33	DOG	A3690	MDO	0.00007	0.00117	0.0427
34	MDO	A3W60	DVA	0.00062	0.01028	0.36614
35	MDO	A3W50	VOG	0.00085	0.01054	0.31124
36	DVA	A3Z90	BRN	0.00056	0.00929	0.33076
37	DOG	A3610	AML	0.00086	0.01105	0.28285

De acuerdo con lo anterior, se realizó un filtrado de datos y parámetros técnicos para su implementación en el AMPL. Esto se muestran en el Anexo A.

4.2.4 Consideraciones para líneas fronteras.

- Las líneas frontera de 400 kV que tiene el área central con el área oriental, son (ver figura 4.1 y tabla 4.1): TEX–TUV, TEX–LRP, TEX–MPT, VMA–TTE, PHP–PRD y TOP–YTP.
- De igual forma las líneas frontera de 400 kV que tiene el área central con el área occidental, son (ver figura 4.1 y tabla 4.1): TUL–QPM, PIT–MTA y LCP–CRP.
- Es importante mencionar que, dependiendo de la época del año, horarios, condiciones del despacho de generación y libranzas en la red, algunas de estas líneas pueden exportar en algún momento potencia eléctrica hacia otras áreas. Aquí se realizó un seguimiento histórico semanal del comportamiento en cada línea frontera, determinando así cuales se podrían modelar como generadores y cuales, como carga, esto en función de si su operación era normalmente inyectando o extrayendo potencia del área central.
- Si a través de una línea frontera se inyectaba potencia al área central, el punto de llegada se modeló como un generador (ficticio) adicional. Este fue el caso de las siguientes subestaciones: TEX, VMA, PHP y TOP.

- e) En el caso de subestación TUL, se conserva solo el generador existente conectado físicamente y se desprecia el aporte entrante a través de la línea TUL-QPM.
- f) La asignación del costo incremental en estos generadores ficticios corresponde a un promedio histórico semanal de los PML en dichos nodos [50], reducido en un 40%. Esto a fin de dar participación en el despacho a dichos generadores, ya que presentaban un costo mayor que los generadores locales. Los costos para la generación ficticia se muestran en la tabla 4.9.
- g) Para el límite de generación máxima de los generadores ficticios se usó como referencia el máximo histórico semanal de potencia inyectada y se redujo en un 20%, para considerar también condiciones de indisponibilidad de unidades por falla o mantenimiento.

TABLA 4.9 GENERACIÓN FICTICIA (GF) 400 KV

Nodo	GF	Subestación	Costo [\$/MW]	Generación Máxima [MW]
2	YTP	TOP	410.04	68.00
8	PRD	PHP	410.41	440.00
21	TTE	VMA	410.07	760.00
5	TUV	TEX	410.07	760.00
Total, Generación Importada				2,028.00

- h) En los nodos LCP, PIT y TEX, se modelaron como carga a las líneas frontera LCP-CRP, PIT-MTA, TEX-MPT y TEX-LRP debido a que normalmente exportan potencia a otras áreas. Los montos de carga se consideraron dentro de la demanda total del área central (tabla 4.7). La tabla 4.10 muestra el aporte de demanda de estas líneas frontera modeladas como carga.

TABLA 4.10 LÍNEAS FRONTERA, MODELADAS COMO CARGA.

Nodo	Línea Frontera	Punto de Carga	CARGA [MW] Mínima 03:50	CARGA [MW] Media 14:00	CARGA [MW] Máxima 20:50
1	TEX-MPT	MPT	5.1	44.3	52.2
2	TEX-LRP	LRP	20.5	15.9	87.9
3	PIT-MTA	MTA	118.2	40.3	28.7
4	LCP-CRP	CRP	16.2	122.6	110.5

4.2.5 Otras consideraciones.

- a) Se omiten elementos de compensación reactiva, como lo son: CEV's, capacitores serie y reactores en derivación instalados en las líneas de transmisión.
- b) Con los datos históricos en demanda mínima, media y máxima más la importación o exportación de potencia y flujo de carga en los autotransformadores, se tiene un excedente de generación en el sistema central, que garantiza en todo momento el suministro de la demanda del central (tabla 4.11).

TABLA 4.11 GENERACIÓN vs DEMANDA DEL ÁREA CENTRAL 400 KV

Concepto	Mínima [MW]	Media [MW]	Máxima [MW]
Carga Total	3501.48	4899.97	5294.02
Generación Local	3852.80	3852.80	3852.80
Generación Ficticia	2028.00	2028.00	2028.00
Generación Total	5880.80	5880.80	5880.80
Generación Excedente	2379.32	980.83	586.78

4.2.6 Topología del sistema simplificado de área central.

De acuerdo a las consideraciones descritas anteriormente, la red simplificada para el área central queda como se ve en la figura 4.2. En la figura, las unidades de generación “no conectadas” son las líneas frontera que inyectan potencia al sistema, por otro lado, las flechas rellenas son las líneas frontera que extraen potencia y se modelan como carga para la simplificación. De manera análoga, las flechas huecas corresponden a los autotransformadores modelados como carga también para la simplificación.

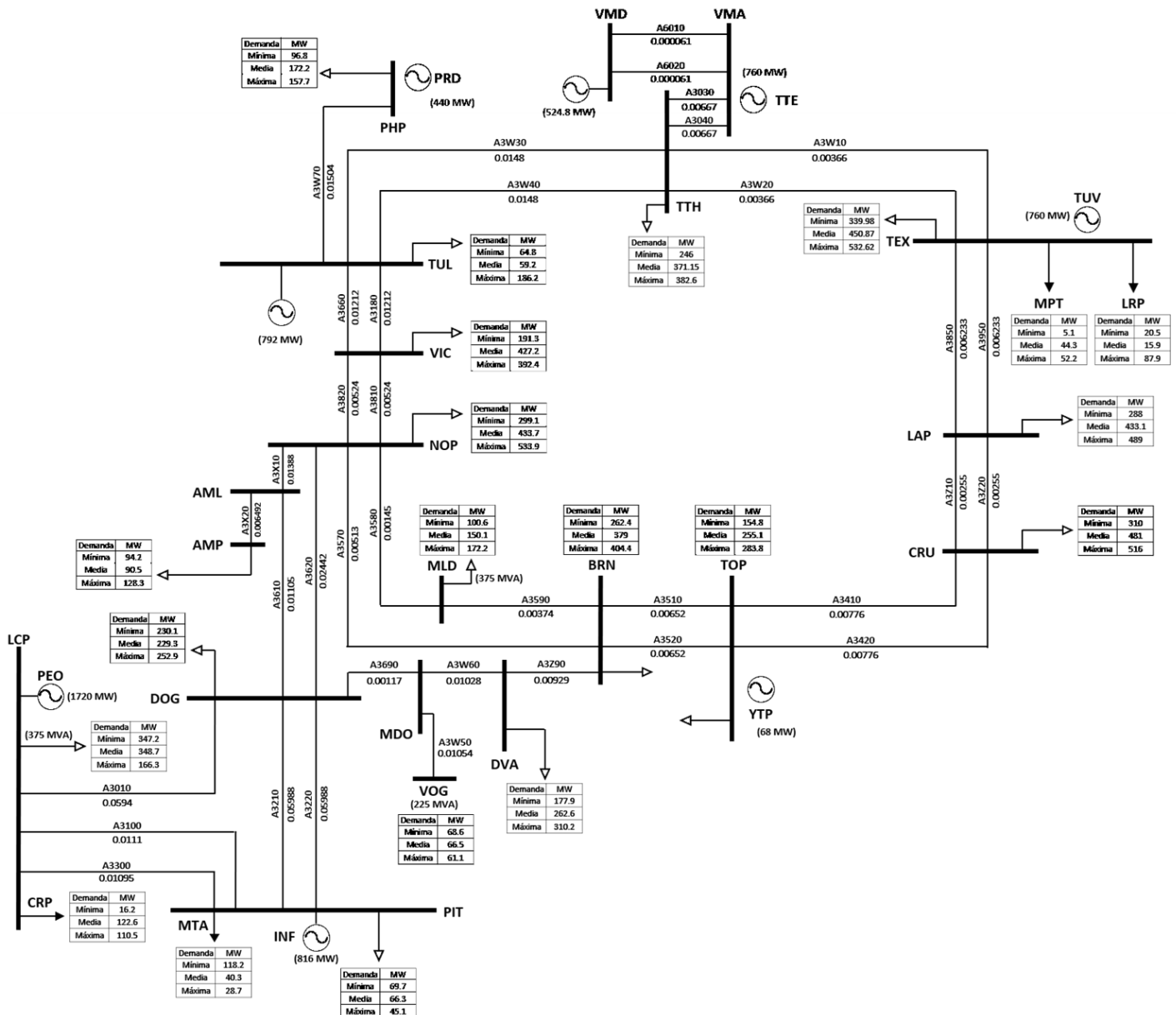


FIGURA 4.2 SISTEMA SIMPLIFICADO DEL ÁREA CENTRAL.

En resumen, el sistema simplificado de la figura 4.2 queda con 21 nodos, 37 líneas de transmisión, 8 centrales de generación y 21 cargas distribuidas en los diferentes nodos del sistema. El consumo de potencia en demanda máxima es de 5,294.02 MW.

4.3 Validación de FOP, en el sistema simplificado del área central.

Con el objetivo de verificar la funcionalidad del sistema que se simplificó, se realiza la validación de FOP en CD para los tres escenarios de demanda usando la implementación en AMPL que se muestra en el Anexo B. A continuación, se muestran los resultados obtenidos.

4.3.1 Resultados FOP en CD para demanda mínima.

CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 1208852.784
13 dual simplex iterations (0 in phase I)

TABLA 4.12 RESULTADOS FOP EN CD, SISTEMA ÁREA CENTRAL SIMPLIFICADO (MÍNIMA).

No.	Nodo	Ángulos θ	Enlace	Flujo LT [MW]	Generador	Potencia [MW]
1	BRN	-0.5449	A3810/A3820	198.4399	--	---
2	TOP	-0.5630	A3660/A3180	7.1399	G_2	0.00
3	CRU	-0.5784	A3W30/A3W40	286.2199	---	---
4	LAP	-0.5796	A3W10/A3W20	565.0199	---	---
5	TEX	-0.5733	A3850/A3950	199.4399	G_5	0.00
6	TTH	-0.5630	A3Z10/A3Z20	-88.5601	--	---
7	TUL	-0.5418	A3410/A3420	-398.5601	G_7	440.68
8	PHP	-0.5564	A3510/A3520	-553.3601	G_8	0.00
9	VIC	-0.5414	A3570	-170.2664	---	---
10	NOP	-0.5362	A3590	-140.1920	---	---
11	MLD	-0.5397	A3580	-240.7920	---	---
12	AMP	-0.4828	A3030/A3040	-524.8000	---	---
13	DVA	-0.4980	A6010/A6020	-524.8000	---	---
14	VOG	-0.4350	A3W70	96.8000	---	---
15	DOG	-0.4190	A3620	-480.0864	---	---
16	PIT	-0.0359	A3X10	-428.5118	G_{16}	816.00
17	LCP	0.0000	A3X20	94.2000	G_{17}	1720.00
18	AML	-0.4767	A3010	-705.3075	---	---
19	MDO	-0.4277	A3210/A3220	-1279.3925	---	---
20	VMD	-0.5453	A3100/A3300	651.2925	G_{20}	524.80
21	VMA	-0.5455	A3690	751.8018	G_{21}	0.00
			A3W60	683.2018		
			A3W50	68.6000		
			A3Z90	505.3018		
			A3610	522.7118		

Costo Total de Generación: 1,208,852.7840 US\$/h

4.3.2 Resultados FOP en CD para demanda media.

CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 1776991.537
14 dual simplex iterations (0 in phase I)

TABLA 4.13 RESULTADOS FOP EN CD, SISTEMA ÁREA CENTRAL SIMPLIFICADO (MEDIA).

No.	Nodo	Ángulos θ	Enlace	Flujo LT [MW]	Generador	Potencia [MW]
1	BRN	-0.5317	A3810/A3820	-14.8806	--	---
2	TOP	-0.5435	A3660/A3180	-442.0806	G_2	68
3	CRU	-0.5502	A3W30/A3W40	118.5194	---	---
4	LAP	-0.5463	A3W10/A3W20	1031.8194	---	---
5	TEX	-0.5233	A3850/A3950	739.9194	G_5	219.17
6	TTH	-0.5044	A3Z10/A3Z20	306.8194	--	---
7	TUL	-0.4956	A3410/A3420	-174.1806	G_7	792.00
8	PHP	-0.5215	A3510/A3520	-361.2806	G_8	0.00
9	VIC	-0.5224	A3570	-173.6520	---	---
10	NOP	-0.5228	A3590	-129.7090	---	---

11	MLD	-0.5269	A3580	-279.8090	---	---
12	AMP	-0.4716	A3030/A3040	-1284.8000	---	---
13	DVA	-0.4911	A6010/A6020	-524.8000	---	---
14	VOG	-0.4262	A3W70	172.2000	---	---
15	DOG	-0.4102	A3620	-460.9113	---	---
16	PIT	-0.0308	A3X10	-411.3690	G_{16}	816.00
17	LCP	0.0000	A3X20	90.5000	G_{17}	1720.00
18	AML	-0.4657	A3010	-690.6404	---	---
19	MDO	-0.4192	A3210/A3220	-1267.4596	---	---
20	VMD	-0.4614	A3100/A3300	558.0596	G_{20}	524.80
21	VMA	-0.4615	A3690	766.0197	G_{21}	760.00
			A3W60	699.5197		
			A3W50	66.5000		
			A3Z90	436.9197		
			A3610	501.8690		

Costo Total de Generación: 1,776,991.5370 US\$/h

4.3.3 Resultados FOP en CD para demanda máxima.

CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 1938591.442
14 dual simplex iterations (0 in phase I)

TABLA 4.14 RESULTADOS FOP EN CD, SISTEMA ÁREA CENTRAL SIMPLIFICADO (MÁXIMA).

No.	Nodo	Ángulos θ	Enlace	Flujo LT [MW]	Generador	Potencia [MW]
1	BRN	-0.5937	A3810/A3820	-26.9344	---	---
2	TOP	-0.6051	A3660/A3180	-419.3344	G_2	68.00
3	CRU	-0.6102	A3W30/A3W40	28.7656	---	---
4	LAP	-0.6054	A3W10/A3W20	930.9656	---	---
5	TEX	-0.5782	A3850/A3950	871.4656	G_5	613.22
6	TTH	-0.5612	A3Z10/A3Z20	382.4656	---	---
7	TUL	-0.5590	A3410/A3420	-133.5344	G_7	792.00
8	PHP	-0.5827	A3510/A3520	-349.3344	G_8	0.00
9	VIC	-0.5844	A3570	-165.9687	---	---
10	NOP	-0.5851	A3590	-115.9401	---	---
11	MLD	-0.5893	A3580	-288.1401	---	---
12	AMP	-0.5315	A3030/A3040	-1284.8000	---	---
13	DVA	-0.5498	A6010/A6020	-524.8000	---	---
14	VOG	-0.4759	A3W70	157.7000	---	---
15	DOG	-0.4596	A3620	-514.2310	---	---
16	PIT	-0.0369	A3X10	-446.8434	G_{16}	816.00
17	LCP	0.0000	A3X20	128.3000	G_{17}	1720.00
18	AML	-0.5231	A3010	-773.6909	---	---
19	MDO	-0.4694	A3210/A3220	-1411.7091	---	---
20	VMD	-0.5182	A3100/A3300	669.5091	G_{20}	524.80
21	VMA	-0.5183	A3690	843.1256	G_{21}	760.00
			A3W60	782.0256		
			A3W50	61.1000		
			A3Z90	471.8256		
			A3610	575.1434		

Costo Total de Generación: 1,938,591.4420 US\$/h

Se valida, la funcionalidad operacional del sistema simplificado del área central debido a que se tiene un comportamiento de alto flujo en las líneas que llegan de la zona Lázaro Cárdenas (LCP y PIT), esto por la inyección de potencia de las centrales de generación en esa parte de la red.

Adicionalmente, se observa un comportamiento similar al que se tiene en tiempo real, con alto flujo en las líneas TEX-A3W10/A3W20-TTH, TEX-A3850/A3950-LAP y TUL-A3660/A3180-VIC, verificado en el SITRACEN. En el Anexo A, se puede encontrar la operación del sistema simplificado, según los resultados de las tablas 4.12 a 4.14.

4.4 Implementación del OTS, en el sistema simplificado del área central.

Para la implementación del modelo OTS en el sistema simplificado, se consideraron los tres escenarios de demanda y un factor $M = 180^\circ$ y considerando como nodo de referencia a la subestación LCP.

4.4.1 Resultados OTS para demanda mínima.

CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 1208852.784
 85 MIP simplex iterations
 0 branch-and-bound nodes

TABLA 4.15 RESULTADOS OTS EN CD, SISTEMA ÁREA CENTRAL SIMPLIFICADO (MÍNIMA)

No.	Nodo	Ángulos θ	Enlace	No. Línea	Flujo en c/Línea [MW]	w	Generador	Potencia [MW]
1	BRN	-0.0008	A3810	1	115.0719	1	--	--
2	TOP	-0.0008	A3820	2	115.0719	1	G_2	0.00
3	CRU	-0.0008	A3660	1	19.4219	1	---	---
4	LAP	-0.0008	A3180	2	19.4219	1	---	---
5	TEX	-0.0008	A3W30	1	158.9619	1	G_5	0.00
6	TTH	-0.0008	A3W40	2	158.9619	1	--	---
7	TUL	-0.0008	A3W10	1	298.3619	1	G_7	440.68
8	PHP	-0.0008	A3W20	2	298.3619	1	G_8	0.00
9	VIC	-0.0008	A3850	1	115.5719	1	---	---
10	NOP	-0.0008	A3950	2	115.5719	1	---	---
11	MLD	-0.0008	A3Z10	1	-28.4281	1	---	---
12	AMP	-0.0008	A3Z20	2	-28.4281	1	---	---
13	DVA	-0.0007	A3410	1	-183.4281	1	---	---
14	VOG	-0.0006	A3420	2	-183.4281	1	---	---
15	DOG	-0.0006	A3510	1	0.0000	0	---	---
16	PIT	0.0000	A3520	2	-521.6561	1	G_{16}	816.00
17	LCP	0.0000	A3570	1	-20.7174	1	G_{17}	1720.00
18	AML	-0.0008	A3590	1	7.6281	1	---	---
19	MDO	-0.0006	A3580	1	-92.9719	1	---	---
20	VMD	-0.0008	A3030	1	-262.4000	1	G_{20}	524.80
21	VMA	-0.0008	A6010	2	-262.4000	1	G_{21}	0.00
			A6020	1	-262.4000	1		
			A3040	2	-262.4000	1		
			A3W70	1	96.8000	1		
			A3620	1	-737.1331	1		
			A3X10	1	94.2000	1		
			A3X20	1	94.2000	1		
			A3010	1	-1012.2571	1		
			A3210	1	0.0000	0		
			A3220	2	-972.4429	1		
			A3100	1	172.1715	1		
			A3300	2	172.1715	1		
			A3690	1	1017.4669	1		
			A3W60	1	948.8669	1		
			A3W50	1	68.6000	1		
			A3Z90	1	770.9669	1		
			A3610	1	0.0000	0		

Costo Total de Generación: 1,208,852.7840 US\$/h

4.4.2 Resultados OTS para demanda media.

CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 1776991.537
 86 MIP simplex iterations
 0 branch-and-bound nodes

TABLA 4.16 RESULTADOS OTS EN CD, SISTEMA ÁREA CENTRAL SIMPLIFICADO (MEDIA)

No.	Nodo	Ángulos θ	Enlace	No. Línea	Flujo en c/Línea [MW]	w	Generador	Potencia [MW]
1	BRN	-0.0008	A3810	1	-12.7818	1	--	--
2	TOP	-0.0008	A3820	2	-12.7818	1	G_2	68.00
3	CRU	-0.0008	A3660	1	-226.3818	1	---	---

Capítulo 4: Simplificación y Simulación de la Red del Área Central

4	LAP	-0.0008	A3180	2	-226.3818	1	---	---
5	TEX	-0.0008	A3W30	1	53.9182	1	G_5	394.97
6	TTH	-0.0007	A3W40	2	53.9182	1	--	---
7	TUL	-0.0007	A3W10	1	422.6682	1	G_7	792.00
8	PHP	-0.0008	A3W20	2	422.6682	1	G_8	0.00
9	VIC	-0.0008	A3850	1	364.6182	1	---	---
10	NOP	-0.0008	A3950	2	364.6182	1	---	---
11	MLD	-0.0008	A3Z10	1	148.0682	1	---	---
12	AMP	-0.0008	A3Z20	2	148.0682	1	---	---
13	DVA	-0.0007	A3410	1	-92.4318	1	---	---
14	VOG	-0.0006	A3420	2	-92.4318	1	---	---
15	DOG	-0.0006	A3510	1	-185.9818	1	---	---
16	PIT	0.0000	A3520	2	-185.9818	1	G_{16}	816.00
17	LCP	0.0000	A3570	1	-49.6295	1	G_{17}	1720.00
18	AML	-0.0008	A3590	1	-7.1202	1	---	---
19	MDO	-0.0006	A3580	1	-157.2202	1	---	---
20	VMD	-0.0007	A3030	1	0.0000	0	G_{20}	524.80
21	VMA	-0.0007	A6010	2	-1109.0000	1	G_{21}	584.2
			A6020	1	-262.4000	1		
			A3040	2	-262.4000	1		
			A3W70	1	172.2000	1		
			A3620	1	-705.4861	1		
			A3X10	1	90.5000	1		
			A3X20	1	90.5000	1		
			A3010	1	-994.7271	1		
			A3210	1	0.0000	0		
			A3220	2	-963.3729	1		
			A3100	1	126.9864	1		
			A3300	2	126.9864	1		
			A3690	1	1023.3139	1		
			A3W60	1	956.8139	1		
			A3W50	1	66.5000	1		
			A3Z90	1	694.2139	1		
			A3610	1	0.0000	0		

Costo Total de Generación: 1,776,991.5370 US\$/h

4.4.3 Resultados OTS para demanda máxima.

CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 1938591.442
133 MIP simplex iterations
0 branch-and-bound nodes

TABLA 4.17 RESULTADOS OTS EN CD, SISTEMA ÁREA CENTRAL SIMPLIFICADO (MÁXIMA)

No.	Nodo	Ángulos θ	Enlace	No. Línea	Flujo en c/Línea [MW]	w	Generador	Potencia [MW]
1	BRN	-0.0008	A3810	1	30.7115	1	--	--
2	TOP	-0.0008	A3820	2	30.7115	1	G_2	68.00
3	CRU	-0.0008	A3660	1	-165.4885	1	---	---
4	LAP	-0.0008	A3180	2	-165.4885	1	---	---
5	TEX	-0.0007	A3W30	1	58.5615	1	G_5	613.22
6	TTH	-0.0007	A3W40	2	58.5615	1	--	---
7	TUL	-0.0007	A3W10	1	0.0000	0	G_7	792.00
8	PHP	-0.0007	A3W20	2	1019.3229	1	G_8	0.00
9	VIC	-0.0007	A3850	1	479.9115	1	---	---
10	NOP	-0.0007	A3950	2	479.9115	1	---	---
11	MLD	-0.0007	A3Z10	1	235.4115	1	---	---
12	AMP	-0.0006	A3Z20	2	235.4115	1	---	---
13	DVA	-0.0008	A3410	1	-22.5885	1	---	---
14	VOG	-0.0008	A3420	2	-22.5885	1	---	---
15	DOG	-0.0005	A3510	1	-130.4885	1	---	---
16	PIT	-0.0001	A3520	2	-130.4885	1	G_{16}	816.00
17	LCP	0.0000	A3570	1	-1036.6771	1	G_{17}	1720.00
18	AML	-0.0006	A3590	1	0.0000	0	---	---
19	MDO	-0.0008	A3580	1	-172.2000	1	---	---
20	VMD	-0.0007	A3030	1	-642.4000	1	G_{20}	524.80
21	VMA	-0.0007	A6010	2	-642.4000	1	G_{21}	760.00
			A6020	1	-262.4000	1		
			A3040	2	-262.4000	1		
			A3W70	1	157.7000	1		

A3620	1	-940.1504	1
A3X10	1	-864.0496	1
A3X20	1	128.3000	1
A3010	1	-810.4634	1
A3210	1	-687.4683	1
A3220	2	-687.4683	1
A3100	1	0.0000	0
A3300	2	632.7366	1
A3690	1	0.0000	0
A3W60	1	-61.1000	1
A3W50	1	61.1000	1
A3Z90	1	-371.3000	1
A3610	1	992.3496	1
Costo Total de Generación: 1,938,591.4420 US\$/h			

De igual forma en el Anexo A, se puede encontrar la operación del sistema simplificado y líneas desconectadas según los resultados de las tablas 4.15 a 4.17.

En general, la implementación del OTS en el sistema simplificado realiza la desconexión de 3 líneas para demanda mínima y media, para el caso de demanda máxima se desconectan 4 líneas.

En todos los casos, se mantiene el costo mínimo de operación del sistema que es igual al que arroja el problema de FOP en CD, pero con algunas ventajas que se mencionarán más adelante en las conclusiones.

4.5 Análisis de un cambio en el nodo de referencia para el sistema simplificado.

En esta sección se realiza un análisis de los resultados obtenidos en *AMPL* del sistema simplificado del área central, ubicando el nodo de referencia en cada uno de los 8 nodos de generación considerados para este sistema.

En la primera mitad de la tabla 4.18 se muestran las condiciones establecidas de generación y carga, en la segunda parte el costo total de generación obtenido según las validaciones de FOP en CD.

TABLA 4.18 COMPARATIVO DE RESULTADOS DE FOP EN CD DEL SISTEMA SIMPLIFICADO.

Nodo Ref.	Subestación	Costo [\$/MW]	Generación Máxima	Demanda Mínima	Demanda Media	Demanda Máxima	Costo Total de Generación [\$/MW]		
							Mínima	Media	Máxima
2	TOP (YTP)	410.04	68.00	3501.48	4899.97	5294.02	1,208,852.784	1,776,991.537	1,938,591.442
5	TEX (TUV)	410.07	760.00						
7	TUL	394.85	792.00						
8	PHP (PRD)	410.41	440.00						
16	PIT (INF)	297.04	816.00						
17	LCP (PEO)	347.59	1720.00						
20	VMD	370.93	524.80						
21	VMA(TTE)	410.07	760.00						

De la tabla 4.18, se observa que la elección del nodo de referencia es indiferente, es decir, se obtiene el mismo costo total de generación, el cual se entiende que es el valor mínimo según el proceso de optimización.

Para el modelo OTS se utilizó la misma política de validaciones, considerando las mismas condiciones mostradas en la tabla 4.18.

Los resultados obtenidos para el modelo OTS con factor $M = 180^\circ$, son:

TABLA 4.19 RESUMEN COMPARATIVO DE RESULTADOS DEL OTS ($M=180^\circ$) DEL SISTEMA SIMPLIFICADO.

Nodo Ref.	Subestación	Demanda Mínima	Demanda Media	Demanda Máxima	Costo Total de Generación [\$/MW]					
					Escenario Mínima	No. LT's Fuera	Escenario Media	No. LT's Fuera	Escenario Máxima	No. LT's Fuera
2	TOP (YTP)					3		3	1,938,600.148	7
5	TEX (TUV)					3		3	1,938,591.442	0
7	TUL					3		3	1,938,600.148	5
8	PHP (PRD)	3501.48	4899.97	5294.02	1,208,852.784	0	1,776,991.537	3	1,938,600.148	6
16	PIT (INF)					0		3	1,938,591.442	4
17	LCP (PEO)					3		3	1,938,591.442	4
20	VMD					3		3	1,938,591.442	0
21	VMA(TTE)					0		0	1,938,591.442	0

En complemento, se indican las líneas de transmisión que se desconectan según lo mostrado en la tabla anterior.

TABLA 4.20 SECUENCIA Y LT'S DESCONECTADAS, OTS ($M=180^\circ$) DEL SISTEMA SIMPLIFICADO.

Escenario	Nodo (Compensación)	No. LT's Fuera (Desconectadas)	I.D. Líneas
Minima	2,5,7,17,20	3	TOP-A3510-BRN, DOG-A3210-PIT, DOG-A3610-AML.
Media	2,5,7,8,16,17,20	3	TTH-A3030-VMA, DOG-A3210-PIT, DOG-A3610-AML.
Máxima	2	7	TTH-A3W10-TEX, TUL-A3W30/A3W40-TTH, MLD-A3580-NOP, TTH-A3030-VMA, DOG-A3010-LCP, DOG-A3690-MDO.
	7	5	VIC-A3660-TUL, TOP-A3510-BRN, TTH-A3030-VMA, NOP-A3620-DOG, DOG-A3010-LCP.
	8	6	TUL-A3W30-TTH, TOP-A3510/A3520-BRN, TTH-A3W10-TEX, NOP-A3620-DOG, DOG-A3010-LCP.
	16	4	TUL-A3W30-TTH, MLD-A3580-NOP, LCP-A3100-PIT, DOG-A3690-MDO.
	17	4	TTH-A3W10-TEX, BRN-A3590-MLD, LCP-A3100-PIT, DOG-A3690-MDO.

De acuerdo con las tablas 4.18 a 4.20, se observa lo siguiente:

- Los resultados de FOP en CD para el sistema simplificado considerando a cada uno de los 8 nodos de generación como nodo de compensación y las condiciones establecidas, son coherentes con la distribución de flujos de potencia en dirección y magnitud, en cada uno de los escenarios de demanda, cumple con el balance carga–generación y en ningún caso se violaron restricciones de generación o límites de transmisión.
- Analizando el despacho de generación que arroja el modelo de FOP en CD implementado en el *AMPL*, primero despacha las centrales de generación más económicas, dejando al final las centrales de mayor costo. De acuerdo con esto, se entiende que el costo total de generación en el sistema simplificado corresponde al valor mínimo y corresponde a la función objetivo de los modelos de optimización FOP en CD y OTS.
- De igual forma, los resultados del OTS para considerando a cada uno de los 8 nodos de generación como nodo de compensación, realiza un despacho prácticamente similar a la solución de FOP en CD para la misma elección del nodo compensador. Para el caso de demanda mínima y máxima el despacho de generación es idéntico a la solución de FOP en CD. En el caso de demanda media el OTS aumenta el despacho a la central PIT (INF) con 175.8 MW y ese mismo valor se lo disminuye a la central VMA (TTE).
- Se presenta el efecto de *reconfiguración de la red*, desconectando un determinado número de líneas, las cuales se indican en las tablas 4.19 y 4.20.
- Se observan variaciones en cuanto a la secuencia y número de líneas desconectadas, esto de acuerdo con la tabla 4.20. El escenario de demanda máxima es el que presenta mayores cambios, los cuales están en función de la ubicación del nodo de referencia. Se observa que solo en los nodos TOP (YTP), TUL y PHP (PRD) se tiene un leve incremento en el costo de generación, pero en estos casos se desconectan el mayor número de líneas abriendo otras posibilidades que se comentarán en las conclusiones.

Conclusiones y trabajos futuros

Conclusiones:

Se ha modelado y resuelto el problema de FOP en CD y OTS, para tres sistemas de prueba de diferentes dimensiones (3, 14 y 41 nodos).

De acuerdo con la tabla 3.11 del capítulo 3, se puede observar que en cada una de las validaciones se logra obtener el valor mínimo del costo total de generación el cual corresponde al indicado en las referencias consultadas. De igual forma se observa una reducción en el costo total de generación cuando se implementa el modelo OTS comparado con el estudio de FOP, esto sugiere que se pueden utilizar los modelos desarrollados en esta tesis en el programa *AMPL* para otros sistemas de prueba, con la certeza de que los resultados que se obtendrán serán confiables.

De la misma forma que con los sistemas de prueba, se modeló y resolvió el problema de FOP en CD y OTS, para un sistema simplificado del área central desarrollado en este trabajo.

Considerando las tablas 4.18 y 4.19 del capítulo 4, observamos primeramente que la solución de FOP en CD obtienen los costos mínimos de operación en los tres escenarios de demanda. Por otro lado, al implementar el OTS y comparando los resultados se observa que los costos mínimos se mantienen (no hay disminución). Sin embargo, se sostiene que el modelo OTS se trata de una buena alternativa, ya que incluso cuando no se disminuyen los costos de operación del sistema, se obtiene una opción de desconexión de líneas que pueden ser usadas en demanda mínima, para el control de voltaje, garantizando el mínimo costo. En demanda media, la utilidad corresponde a tener líneas fuera de servicio por libranza y mantenimiento, también con la certeza de mantener el costo mínimo de operación del sistema obtenido con todas las líneas operando (estudio de FOP). Finalmente, en el periodo de demanda máxima no se tiene una reducción del costo de operación del sistema ni la desconexión de líneas, sin embargo, dicha desconexión podría no ser conveniente ni necesaria, ya que en la práctica esto no es recomendable por políticas de confiabilidad del sistema.

Trabajos futuros:

La conclusión de este trabajo abre nuevas oportunidades y desafíos en esta área de la operación de sistemas eléctricos de potencia. En los siguientes párrafos se describen las consideraciones más relevantes para la mejora del modelo OTS trabajado, así como la aplicación y estudios que pueden realizarse con este modelo de programación lineal entero mixto.

Se sugiere complementar el modelo de optimización OTS propuesto con algunas variantes o restricciones como lo son:

- Factor confiabilidad y el análisis de contingencias.
- Implicaciones de su implementación en un entorno de mercado eléctrico.
- Complementar con un análisis más detallado sobre el factor M (flujo máximo de potencia presente en el sistema de transmisión). Con el objetivo de considerar el valor más adecuado para su implementación.

- Profundizar en la dependencia del nodo de referencia

Por otro lado, dejando de lado los modelos de aproximación lineal, siempre resulta interesante la formulación de modelos más realistas que consideren el comportamiento en corriente alterna.

Si bien lo mencionado anteriormente podría llevar a un modelo imposible de resolver, se incita al lector a indagar en otras técnicas de optimización que logren solucionar modelos de mayor complejidad.

Ahora bien, existe un desafío importante en la mejora y simplificación de la red eléctrica de transmisión correspondiente al área central. Por lo que se sugiere lo siguiente:

- Realizar un análisis de las curvas de costo incremental en las unidades de generación, para asignar valores reales.
- Realizar un análisis probabilístico que considere, salidas forzadas o programadas de las unidades de generación, así como, un seguimiento a la degradación de la capacidad de las unidades de generación, y así considerar un parámetro real de capacidad máxima de potencia que pueden aportar los generadores al sistema, ya que en este trabajo se consideró de forma determinista la disminución de un 20% en dicha capacidad.
- Complementar y ampliar horizonte de tiempo para los históricos semanales de demanda. Considerar también un histórico para el despacho de generación en diferentes escenarios de demanda y épocas del año, con el objetivo de tener una referencia para la validación de estos modelos de optimización.
- Proponer otra alternativa, para modelar las líneas frontera que inyectan o extraen potencia del sistema, podría sugerirse como una transacción entre dos áreas con las implicaciones y análisis que esto conlleva.

Es importante mencionar que un modelo de red más apegado a la realidad, podría ser de utilidad para proponer políticas de salidas a mantenimiento de líneas de transmisión, en diferentes periodos y escenarios, esto sin afectar la confiabilidad y costo de operación del sistema.

De igual forma y debido a las limitaciones que presenta la versión STUDENT del *AMPL*, sería conveniente emplear una versión PROFESSIONAL que permita desarrollar un análisis de sistemas de mucho mayor dimensión a los presentados en este trabajo.

Referencias:

- [1] López Servín, Cesar. (2015) "Solución al Problema de Flujos Óptimos de Potencia usando el modelo clásico". Tesis (Licenciatura en Ingeniería Eléctrica). Instituto Politécnico Nacional, ESIME Zacatenco.
- [2] B. Fisher, Emily & O'Neill, Richard & Ferris, Michael. (2008). Optimal Transmission Switching. Power Systems, IEEE Transactions on. 23. 1346 - 1355. 10.1109/TPWRS.2008.922256.
- [3] J. Woeginger, Gerhard. (2001). Exact Algorithms for NP-Hard Problems: A Survey. Combinatorial Optimization. 2570. 185-208. 10.1007/3-540-36478-1_17.
- [4] Prydz, Mari Hardersen and Heidi Aarsten. (2015) "Optimal Transmission Switching under Demand Uncertainty". Studentarbeider - inNTNU Open
- [5] Caballero, Jose & E. Grossmann, Ignacio. (2007). A review of the state of the art in optimization. RIAI - Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial. 4. 5-23.
- [6] Zhu, Jizhong. (2015). Optimization of Power System Operation. 10.1002/9780470466971. Section 1.1.2.
- [7] Resolución por la CRE número RES/948/2015, por la que se expiden las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica. DOF (2016,16 de febrero).
- [8] Becerril Gordillo, Carlos Antonio. (2017) "An infeasible Primal-Dual interior point method as applied to the static transmission expansion planning problema". Tesis (Maestría en Ingeniería Eléctrica), Instituto Politécnico Nacional, SEPI, ESIME Zacatenco.
- [9] H. Glavitsch, "State of the art review: switching as means of control in the power system," INTL. JNL. Elect. Power Energy Syst., vol. 7, no. 2, pp. 92-100, Apr 1985.
- [10] A. A. Mazi, B. F. Wollenberg, and M. H. Hesse, "Corrective control of power system flows by line and bus-bar switching," IEEE Trans. Power Syst., vol. 1, no.3, pp. 258-264, Aug.1986.
- [11] B. G. Gorenstin, L. A. Terry, M. V. F. Pereira, and L. M. V. G. Pinto, "Integrated network topology optimization and generation rescheduling for power system security applications," in IASTED INTL Symp.: High Tech. in the Power Industry, pp. 110-114, Bozeman, MT, Aug. 1986.
- [12] R. Bacher and H. Glavitsch, "Network topology optimization with security constraints," IEEE Trans. Power Syst., vol. 1, no. 4, pp. 103-111, Nov 1986.
- [13] A. G. Bakirtzis and A. P. (Sakis) Meliopoulos, "Incorporation of switching operations in power system corrective control computations," IEEE Trans. Power Syst., vol. 2, no. 3, pp. 669-675, Aug. 1987.
- [14] G. Schnyder and H. Glavitsch, "Integrated security control using an optimal power flow and switching concepts," IEEE Trans. Power Syst., vol. 3, no. 2, pp. 782-790, May 1988.
- [15] G. Schnyder and H. Glavitsch, "Security enhancement using an optimal switching power flow," IEEE Trans. Power Syst., vol. 5, no. 2, pp. 674-681, May 1990.
- [16] W. Shao and V. Vittal, "Corrective switching algorithm for relieving overloads and voltage violations," IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 4, pp. 1877-1885, Nov 2005.
- [17] W. Shao and V. Vittal, "BIP-based OPF for line and bus-bar switching to relieve overloads and voltage violations," in Proc. 2006 IEEE Power Syst. Conf. and Expo., Nov 2006.
- [18] R. Bacher and H. Glavitsch, "Loss reduction by network switching," IEEE Trans. Power Syst., vol. 3, no. 2, pp. 447-454, May 1988.
- [19] S. Fliscounakis, F. Zaoui, G. Simeant, and R. Gonzalez, "Topology influence on loss reduction as a mixed integer linear programming problem," in IEEE Power Tech 2007, pp. 1987-1990, July 2007.
- [20] G. Granelli, M. Montagna, F. Zanellini, P. Bresesti, R. Vailati, and M. Innorta, "Optimal network reconfiguration for congestion management by deterministic and genetic algorithms," Electr. Power Syst. Res., vol. 76, no. 6-7, pp. 549-556, Apr. 2006.

- [21] K. W. Hedman, R. P. O'Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, "Optimal transmission switching with contingency analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp.1577-1586, Aug. 2009.
- [22] K. W. Hedman, R. P. O'Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, "Optimal transmission switching – sensitivity analysis and extensions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1469-1479, Aug 2008.
- [23] E. B. Fisher, K. W. Hedman, R. P. O'Neill, M. C. Ferris, and S. S. Oren, "Optimal transmission switching in electric network for improve economic operations," *INFRADAY Conference* 2008.
- [24] K. W. Hedman, S. S. Oren, and R. P. O'Neill, "Optimal transmisión switching: when economic efficiency and financial transmission rights markets collide," *JNL Regul. Econ.*, submitted for publication, Apr. 2010.
- [25] R. P. O'Neill, R. Baldick, U. Helman, M. H. Rothkopf, and W. Stewart, "Dispatchable transmission in RTO markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 171-179, Feb. 2005.
- [26] D. Fuller, "A fast heuristic for optimal transmission switching", presented at the *INFORMS Annual Meeting*, Austin, TX, 2010.
- [27] Khanabadi, Mojtaba & Ghasemi, H. (2011). Transmission congestion management through optimal transmission switching. *Power and Energy Society General Meeting*, 2011 IEEE. 1-5.
- [28] A. Ott, VP, PJM, Norristown, PA, private communication, July 2008.
- [29] S. Nauman, VP, Exelon, Chicago, IL, private communication, July 2008.
- [30] ISO-NE, ISO New England Operating Procedure no. 19: Transmission Operations, pp. 7–8, Apr. 13, 2007.
- [31] Northeast Power Coordinating Council, Guidelines for inter-area voltage control. New York, NY: NPCC Operating Procedure Coordinating Committee and NPCC System Design Coordinating Committee, 1997.
- [32] Código de Red, publicado por la CRE, Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. DOF (2016,8 de abril).
- [33] PJM, Manual 3: Transmission Operations, Revision: 37, November 29, 2010. Section 5: Index and Operating Procedures for PJM RTO Operation. [Online]. Available: [https://www.pjm.com/markets-and-operations/compliance/nerc-standards/~media/documents/manuals/m03.ashx](https://www.pjm.com/markets-and-operations/compliance/nerc-standards/~/media/documents/manuals/m03.ashx).
- [34] ISONE, "ISO New England Outlook: Smart Grid is About Consumers," Accessed Apr. 2010. [Online]. Available:http://www.isone.com/nwsiss/nwltrs/outlook/2009/outlook_may_2009_final.pdf.
- [35] ACUERDO por el que se emite el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados. DOF (2016,14 de septiembre).
- [36] Fourer, Robert & Gay, David & Kernighan, Brian. (2002). *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*. 10.1287/mnsc.36.5.519.
- [37] J. Grainger y W. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, 2nd ed. McGraw-Hill, 1999.
- [38] A. G. Expósito, *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*, 2nd ed. McGraw-Hill, 2002.
- [39] B. Wollenberg y A. Wood, *Power Generation, Operation And Control*, 2nd ed. John Wiley and Sons, EEUU, 1996.
- [40] Mary, A.C. & Cain, B. & O'Neill, Richard. (2012). History of optimal power flow and formulations. *Fed. Energy Regul. Comm.* 1. 1-36.
- [41] Madani, R., Sojoudi, S., and Lavaei, J. (2013). Convex relaxation for Optimal Power Flow problem: Mesh networks. In *Signals, Systems and Computers*, 2013 Asilomar Conference on, pages 1375–1382. IEEE.
- [42] Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2019). *Fundamentals of power system economics* (Second edition.). John Wiley & Sons Ltd.
- [43] Moises Flores, Leonardo H. Macedo and Rubén Romero. "Alternative Mathematical Models for the Optimal Transmission Switching Problem". *IEEE SYSTEMS JOURNAL*, 2020.
- [44] Jabarnejad, Masood. (2018). Approximate optimal transmission switching. *Electric Power Systems Research*. 161. 10.1016/j.epsr.2018.03.021.

- [45] Tripathy, S., Durga, G., Malik, O. and Hope, G. Load-Flow solutions for ill-conditioned power systems by a Newton-like method. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 10, pp. 3648-3657, October (1982).
- [46] Glover, J., Sarma, M and Overbye, T. Power system analysis and design. Cengage Learning, 5th ed., (2008).
- [47] Hedman, K. W., O'Neill, R. P., Fisher, E. B., and Oren, S. S. (2008b). Smart grid application of Optimal Transmission Switching. INFORMS Annual Meeting, Washington DC.
- [48] Gaston, Vertiz. (2014). Programación lineal.
- [49] Tovar Barragán, Olivier. (2011) "Programación de la generación en un sistema hidrotérmico usando optimización lineal". Tesis (Licenciatura en Ingeniería Eléctrica). Instituto Politécnico Nacional, ESIME Zacatenco.
- [50] Precios Marginales Locales (junio 2021), CENACE: PML, PND del MDA y MTR y sus componentes: [Archivo Excel], <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreciosEnergiaSisMEM.aspx>
- [51] CFE, Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía (L. Blanco) (SITRACEN) [http://159.16.244.43:90/LB%20Sitracen/SISTEMA%20INFORMACION%20TIEMPO%20REAL%20ADMINISTRACION%20Y%20CONTROL%20ENERGIA%20SITRACEN Parte1.pdf](http://159.16.244.43:90/LB%20Sitracen/SISTEMA%20INFORMACION%20TIEMPO%20REAL%20ADMINISTRACION%20Y%20CONTROL%20ENERGIA%20SITRACEN%20Parte1.pdf)
- [52] IBM ILOG CPLEX Optimization Studio CPLEX User's Manual, Version 12 Release 8. https://www.ibm.com/docs/en/SSSA5P_12.8.0/ilog.odms.studio.help/pdf/usrcplex.pdf

Anexo A:

Sistemas de Prueba

En este apartado se muestran los datos, topología y operación de los “Sistemas de Prueba” antes y después de aplicar el modelo OTS.

A.1 Datos y operación del sistema de 14 nodos.

TABLA A.1 CARGA Y GENERACIÓN, SISTEMA DE 14 NODOS.

Nodo	Carga [MW]	Carga Verano (x1.6)	Costo Generador	Generación Máxima	Generación Mínima
		[MW]	[\$/MWh]	[MW]	[MW]
1	0.00	0.00	34.30	0.00	332.40
2	21.70	34.72	55.00	0.00	140.00
3	94.20	150.72	41.00	0.00	100.00
4	47.80	76.48	0.00	0.00	0.00
5	7.60	12.16	0.00	0.00	0.00
6	11.20	17.92	41.00	0.00	100.00
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	41.00	0.00	100.00
9	29.50	47.20	0.00	0.00	0.00
10	9.00	14.40	0.00	0.00	0.00
11	3.50	5.60	0.00	0.00	0.00
12	6.10	9.76	0.00	0.00	0.00
13	13.50	21.60	0.00	0.00	0.00
14	14.90	23.84	0.00	0.00	0.00

TABLA A.2 RESUMEN, SISTEMA DE 14 NODOS.

	No.	Capacidad [MW]			Costo [\$/MWh]	
		Total	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Generación	5	772.40	100.00	332.40	34.30	55.00
Transmisión	20	3000.00	150.00	150.00		
Carga	11	259.00	3.50	94.20		

TABLA A.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SISTEMA DE 14 NODOS.

LT Enlace	Nodo Origen	Nodo Destino	Susceptancia	Límite [MW]
E1	1	2	1690	150
E2	1	5	448.4	150
E3	2	3	505.1	150
E4	2	4	567.2	150
E5	2	5	575.1	150
E6	3	4	584.7	150
E7	4	5	2374.7	150
E8	4	7	478.2	150
E9	4	9	179.8	150
E10	5	6	396.8	150
E11	6	11	502.8	150
E12	6	12	390.9	150
E13	6	13	767.6	150
E14	7	8	567.7	150
E15	7	9	909	150
E16	9	10	1183.4	150
E17	9	14	369.8	150
E18	10	11	520.6	150
E19	12	13	500.3	150
E20	13	14	287.3	150

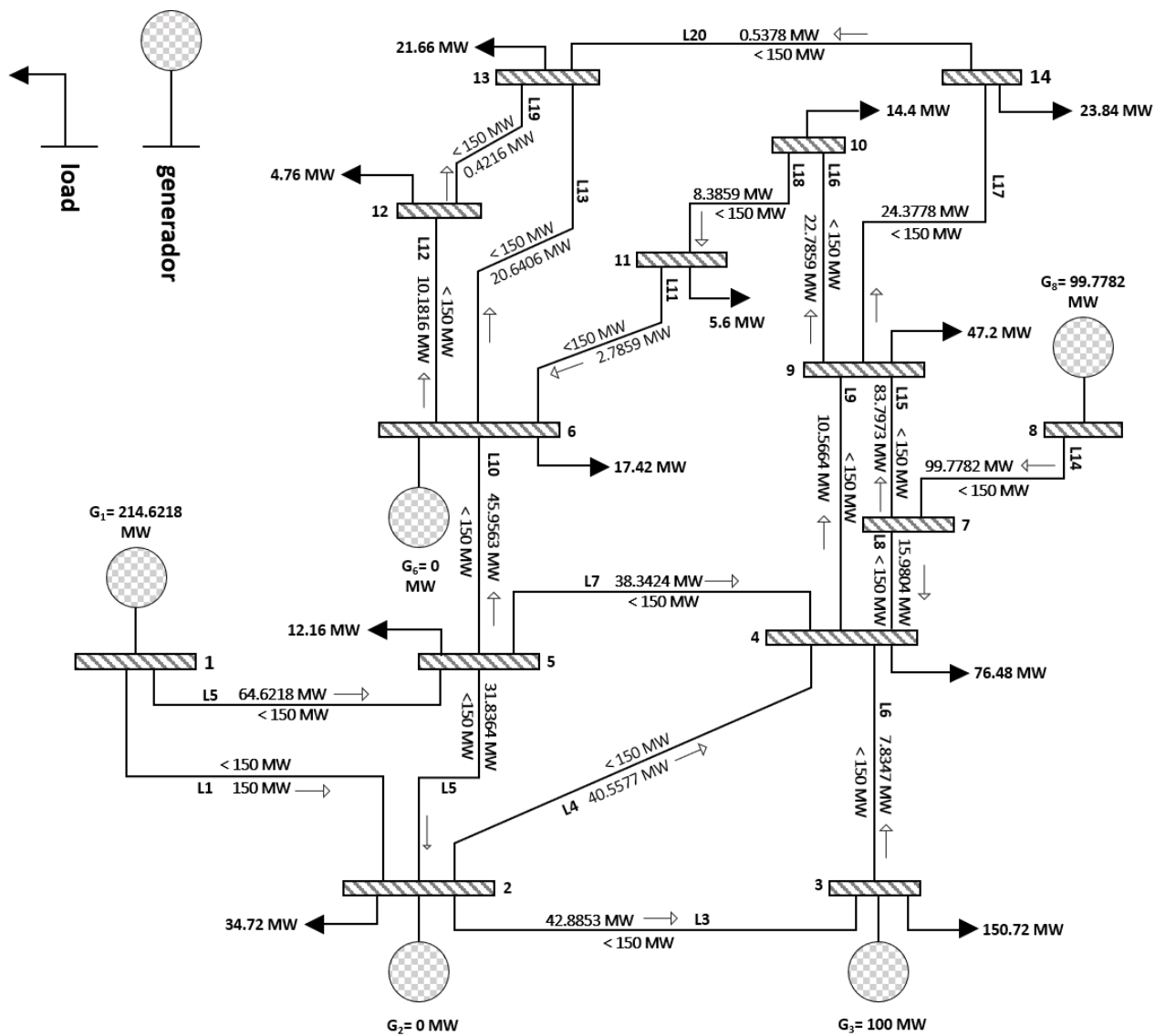


FIGURA A.1 OPERACIÓN: FOP EN CD SISTEMA DE 14 NODOS.

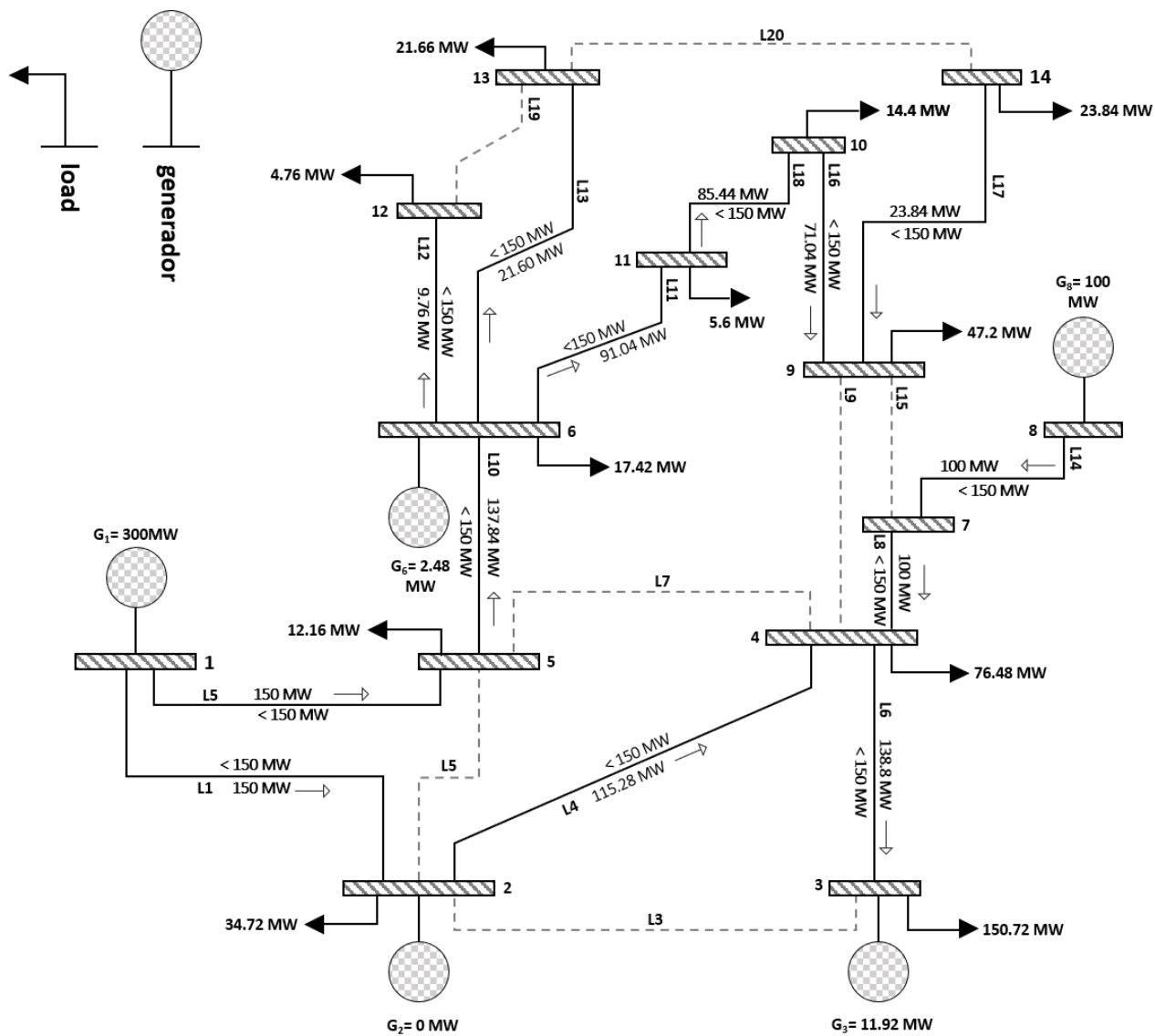


FIGURA A.2 OPERACIÓN CON OTS: SISTEMA DE 14 NODOS ($M=30^\circ$).

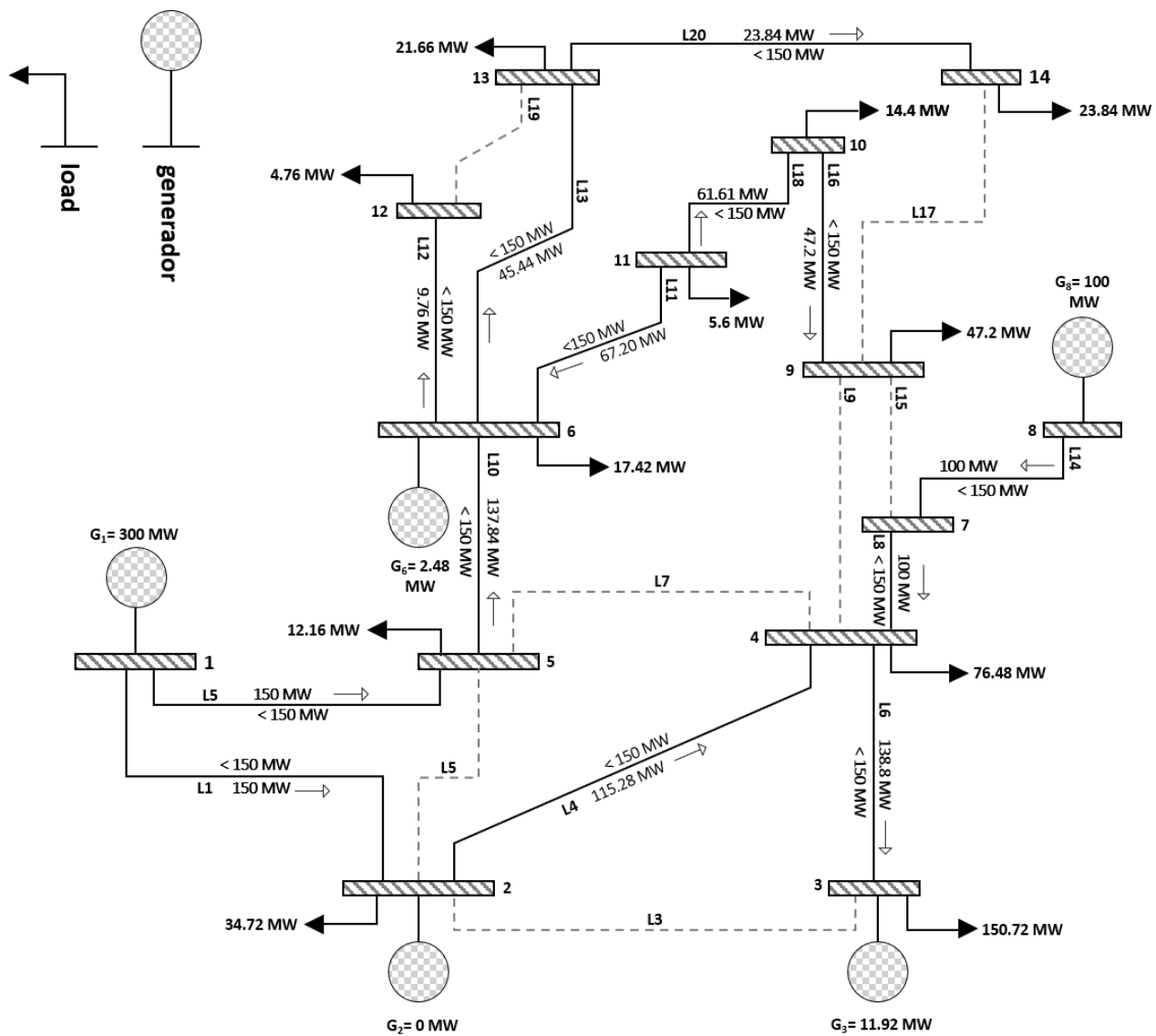


FIGURA A.3 OPERACIÓN CON OTS: SISTEMA DE 14 NODOS (M=180°).

A.2 Datos y operación del sistema de 41 nodos (Sur de Brasil).

TABLA A.4 CARGA Y GENERACIÓN, SISTEMA DE 41 NODOS.

Nodo	Generación Máxima [MW]	Demanda [MW]	Costo Generador [\$/MWh]
1	0.00	0.00	0.00
2	0.00	443.10	0.00
4	0.00	300.70	0.00
5	0.00	238.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.00
8	0.00	72.20	0.00
9	0.00	0.00	0.00
12	0.00	511.90	0.00
13	0.00	185.80	0.00
14	1257.00	0.00	33.00
16	2000.00	0.00	22.00
17	1050.00	0.00	34.00
18	0.00	0.00	0.00
19	1670.00	0.00	38.00
20	0.00	1091.20	0.00
21	0.00	0.00	0.00
22	0.00	81.90	0.00
23	0.00	458.10	0.00
24	0.00	478.20	0.00
25	0.00	0.00	0.00
26	0.00	231.90	0.00
27	220.00	0.00	29.00
28	800.00	0.00	24.00
29	0.00	0.00	0.00
30	0.00	0.00	0.00
31	700.00	0.00	25.00
32	500.00	0.00	27.00
33	0.00	229.10	0.00
34	748.00	0.00	39.00
35	0.00	216.00	0.00
36	0.00	90.10	0.00
37	300.00	0.00	31.00
38	0.00	216.00	0.00
39	600.00	0.00	26.00
40	0.00	262.10	0.00
42	0.00	1607.90	0.00
43	0.00	0.00	0.00
44	0.00	79.10	0.00
45	0.00	86.70	0.00
46	700.00	0.00	35.00

TABLA A.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SISTEMA DE 41 NODOS

LT Enlace	Nodo Origen	Nodo Destino	No. de Líneas por Enlace	Reactancia	Límite [MW]
E1	1	7	1	0.0616	270
E2	1	2	2	0.1065	270
E3	4	9	1	0.0924	270
E4	5	9	1	0.1173	270
E5	5	8	1	0.1132	270
E6	7	8	1	0.1023	270
E7	4	5	2	0.0566	270
E8	2	5	2	0.0324	270
E9	8	13	1	0.1348	240
E10	9	14	2	0.1756	220
E11	12	14	2	0.074	270
E12	14	18	2	0.1514	240
E13	13	18	1	0.1805	220
E14	13	20	1	0.1073	270
E15	18	20	1	0.1997	200
E16	19	21	1	0.0278	1500
E17	16	17	1	0.0078	2000
E18	17	19	1	0.0061	2000
E19	14	26	1	0.1614	220
E20	14	22	1	0.084	270
E21	22	26	1	0.079	270
E22	20	23	2	0.0932	270
E23	23	24	2	0.0774	270
E24	26	27	2	0.0832	270
E25	24	34	1	0.1647	220
E26	24	33	1	0.1448	240
E27	33	34	1	0.1265	270
E28	27	36	1	0.0915	270
E29	27	38	2	0.208	200
E30	36	37	1	0.1057	270
E31	34	35	2	0.0491	270
E32	35	38	1	0.198	200
E33	37	39	1	0.0283	270
E34	37	40	1	0.1281	270
E35	37	42	1	0.2105	200
E36	39	42	3	0.203	200
E37	40	42	1	0.0932	270
E38	38	42	3	0.0907	270
E39	32	43	1	0.0309	1400
E40	42	44	1	0.1206	270
E41	44	45	1	0.1864	200
E42	19	32	1	0.0195	1800
E43	46	19	1	0.0222	1800
E44	46	16	1	0.0203	1800
E45	18	19	1	0.0125	600
E46	20	21	2	0.0125	600
E47	42	43	3	0.0125	600
E48	46	6	1	0.0128	2000
E49	19	25	1	0.0325	1400
E50	31	32	1	0.0046	2000
E51	28	30	1	0.0058	2000
E52	26	29	3	0.0541	270
E53	24	25	2	0.0125	600
E54	29	30	2	0.0125	600
E55	5	6	2	0.0125	600

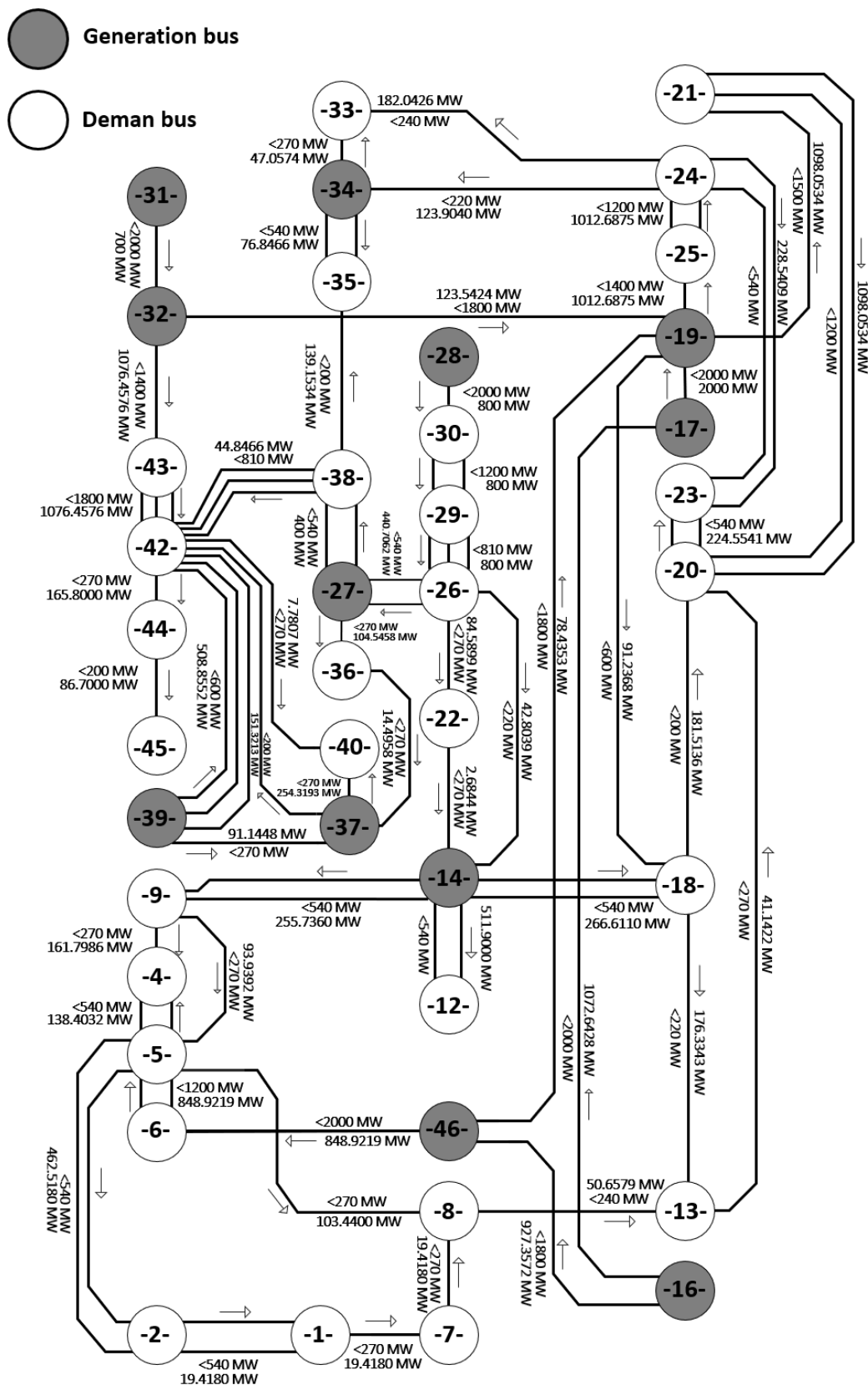


FIGURA A.4 OPERACIÓN: FOP EN CD SISTEMA DE 41 NODOS.



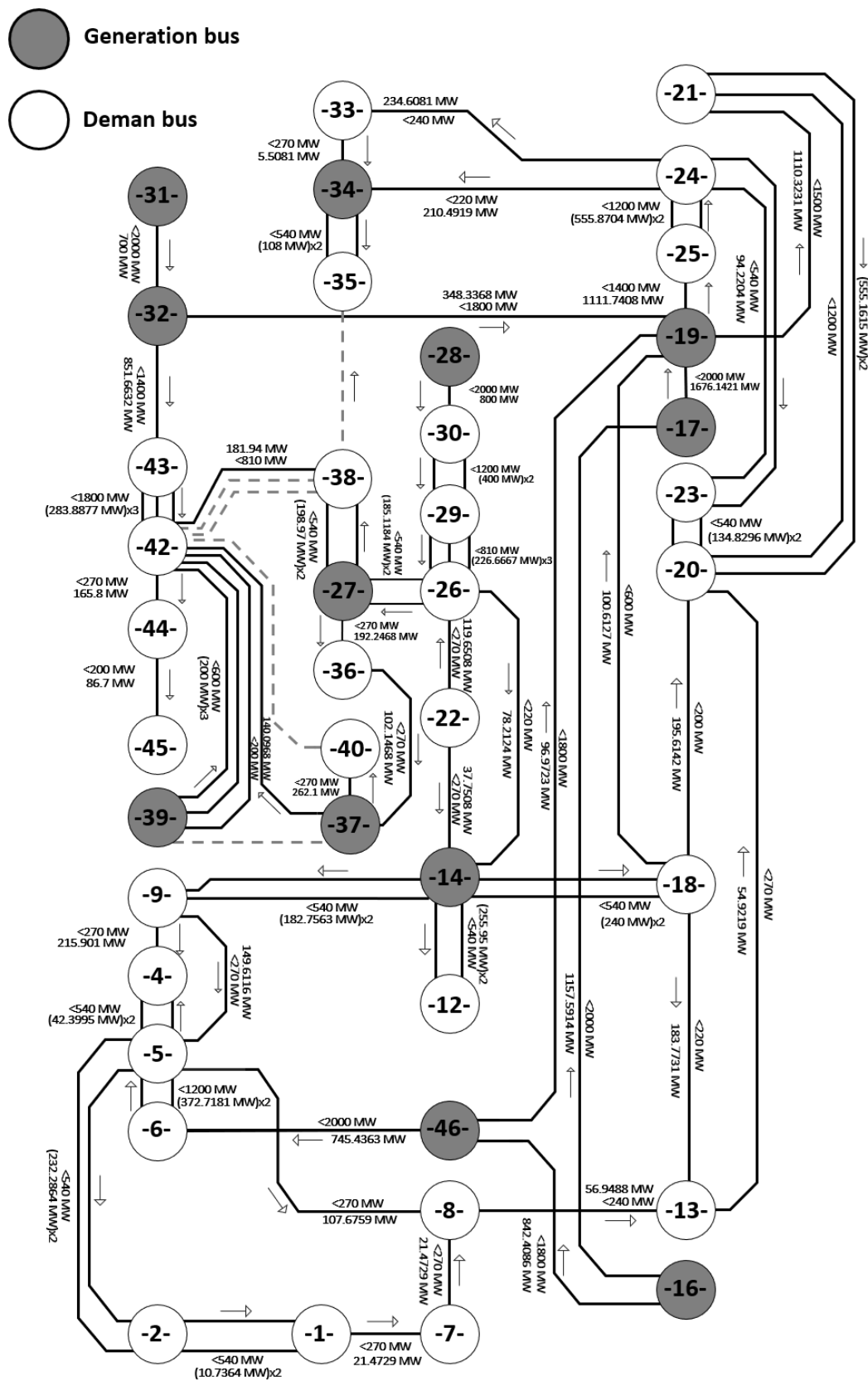


FIGURA A.6 OPERACIÓN CON OTS: SISTEMA DE 41 NODOS ($M=180^\circ$).

A.3 Datos y operación del sistema simplificado de Área Central

TABLA A.6 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SISTEMA SIMPLIFICADO ÁREA CENTRAL

LT Enlace	Nodo Origen	S.E. (Inicial)	I.D.	Nodo Destino	S.E. (Final)	Reactancia (pu)	No. de Líneas por Enlace	Límite [MW]
1	10	NOP	A3810/A3820	9	VIC	0.00524	2	1109
2	9	VIC	A3660/A3180	7	TUL	0.01212	2	1386
3	7	TUL	A3W30/A3W40	6	TTH	0.0148	2	1109
4	6	TTH	A3W10/A3W20	5	TEX	0.00366	2	1386
5	5	TEX	A3850/A3950	4	LAP	0.006233	2	2217
6	4	LAP	A3Z10/A3Z20	3	CRU	0.00255	2	1386
7	3	CRU	A3410/A3420	2	TOP	0.00776	2	1386
8	2	TOP	A3510/A3520	1	BRN	0.00652	2	1109
9	1	BRN	A3570	10	NOP	0.00513	1	1386
10	1	BRN	A3590	11	MLD	0.00374	1	1386
11	11	MLD	A3580	10	NOP	0.00145	1	1386
12	6	TTH	A3030/A3040	21	VMA	0.00667	2	1109
13	21	VMA	A6010/A6020	20	VMD	0.000061	2	1109
14	7	TUL	A3W70	8	PHP	0.01504	1	1386
15	10	NOP	A3620	15	DOG	0.02442	1	1109
16	10	NOP	A3X10	18	AML	0.01388	1	1109
17	18	AML	A3X20	12	AMP	0.006492	1	1109
18	15	DOG	A3010	17	LCP	0.0594	1	1109
19	15	DOG	A3210/A3220	16	PIT	0.05988	2	1109
20	17	LCP	A3100/A3300	16	PIT	0.011025	2	1109
21	15	DOG	A3690	19	MDO	0.00117	1	1109
22	19	MDO	A3W60	13	DVA	0.01028	1	1386
23	19	MDO	A3W50	14	VOG	0.01054	1	1109
24	13	DVA	A3Z90	1	BRN	0.00929	1	1109
25	15	DOG	A3610	18	AML	0.01105	1	1109

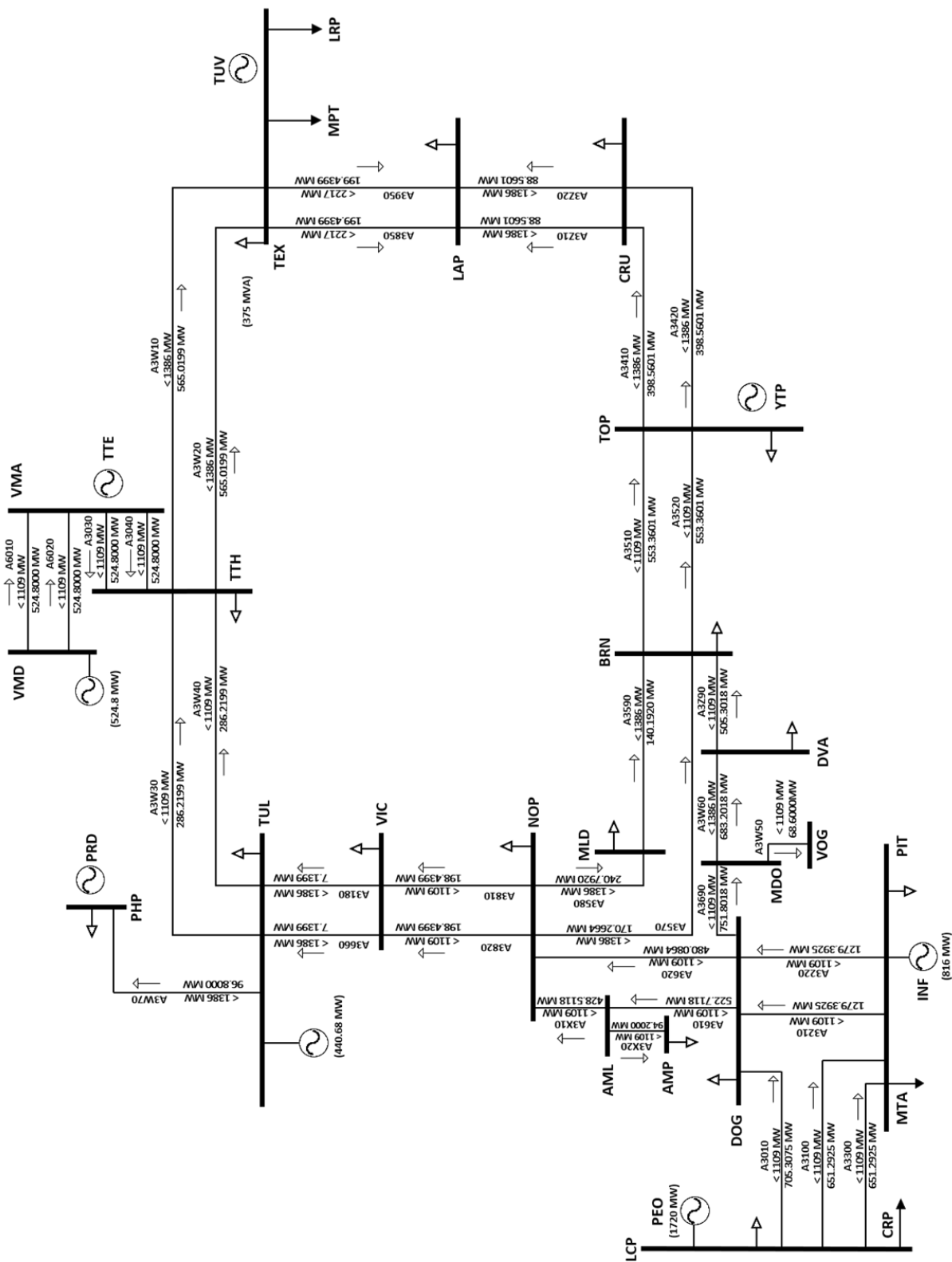


FIGURA A.7 OPERACIÓN: FOP EN CD SISTEMA SIMPLIFICADO (DEMANDA MÍNIMA).

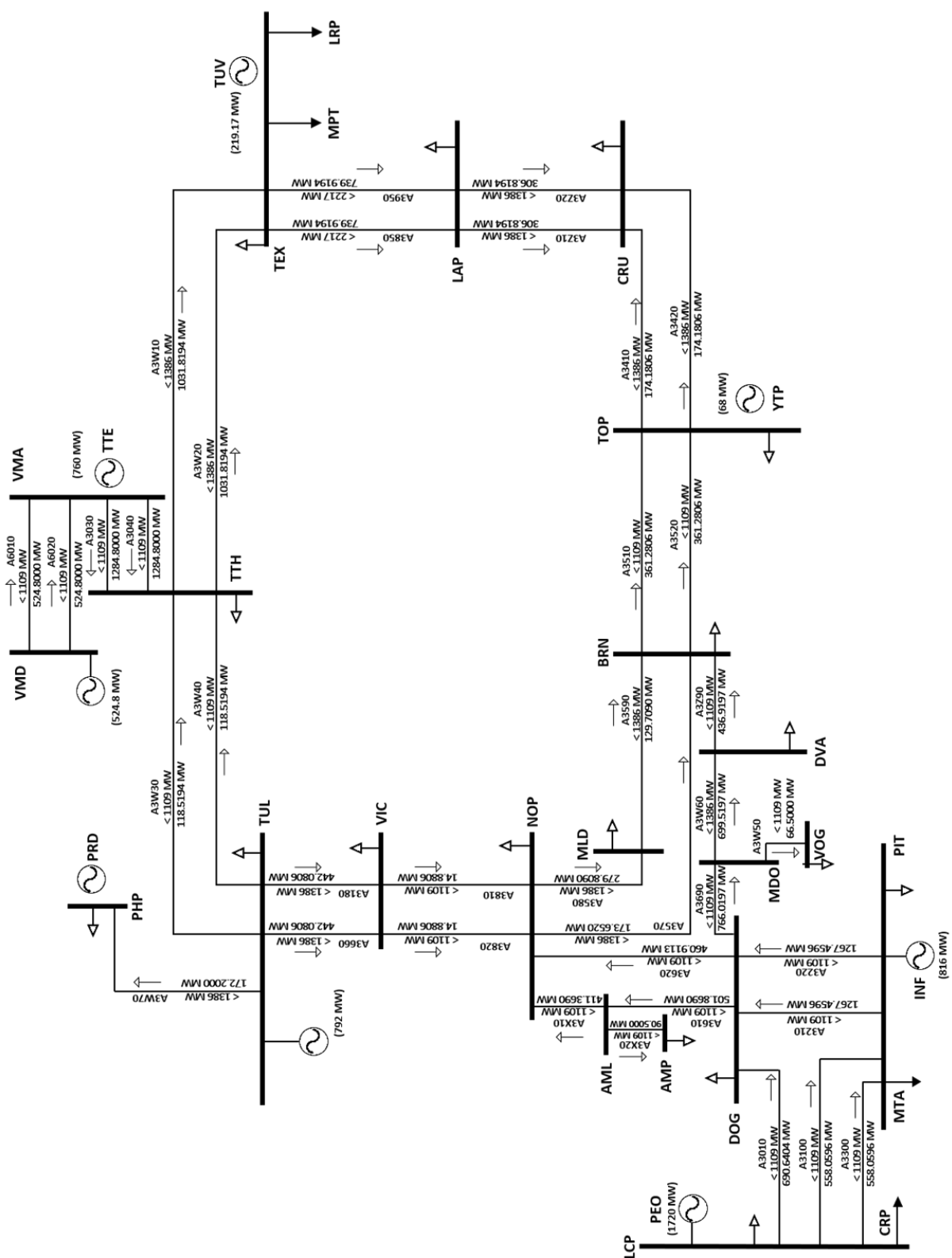


FIGURA A.8 OPERACIÓN: FOP EN CD SISTEMA SIMPLIFICADO (DEMANDA MEDIA).

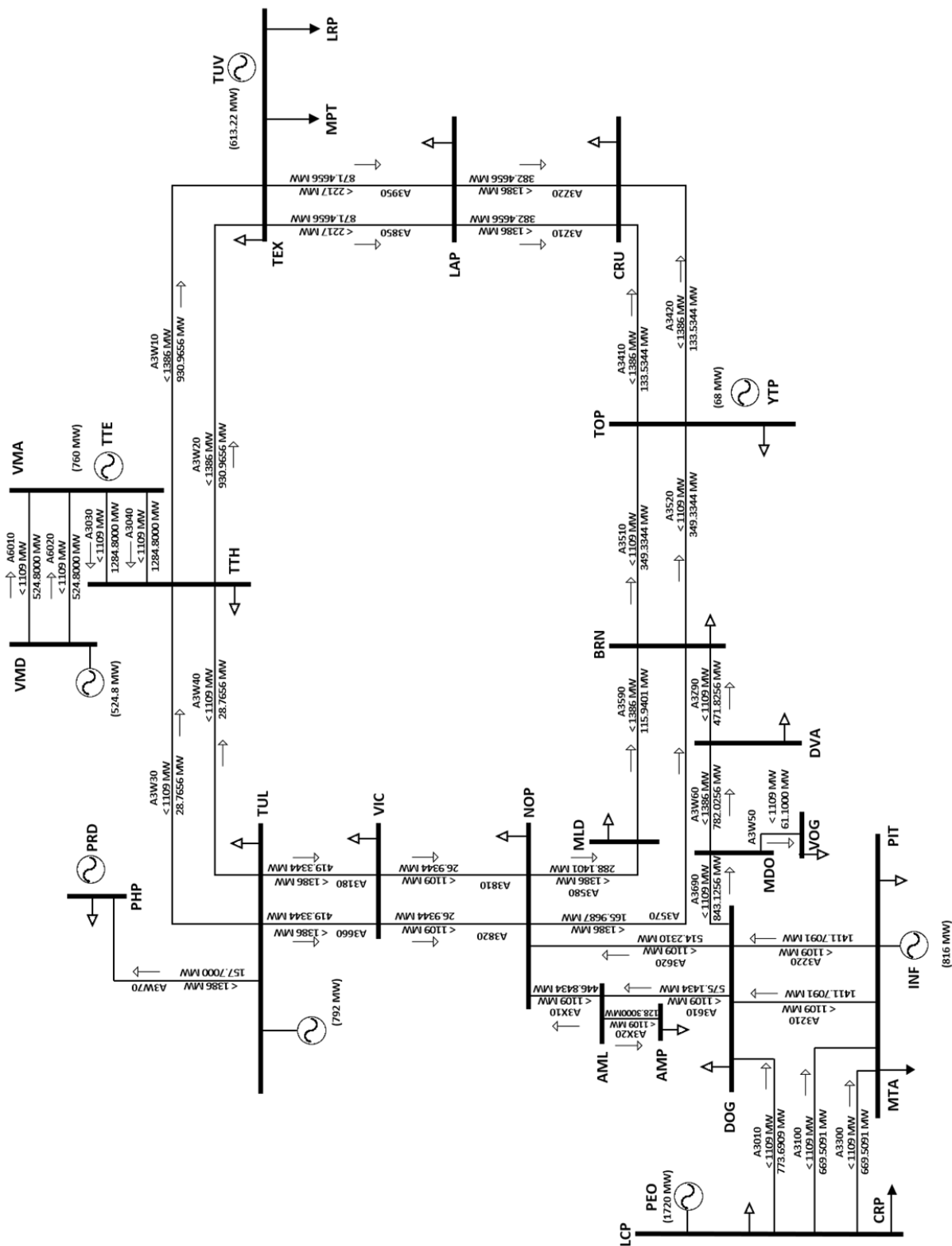


FIGURA A.9 OPERACIÓN: FOP EN CD SISTEMA SIMPLIFICADO (DEMANDA MÁXIMA).

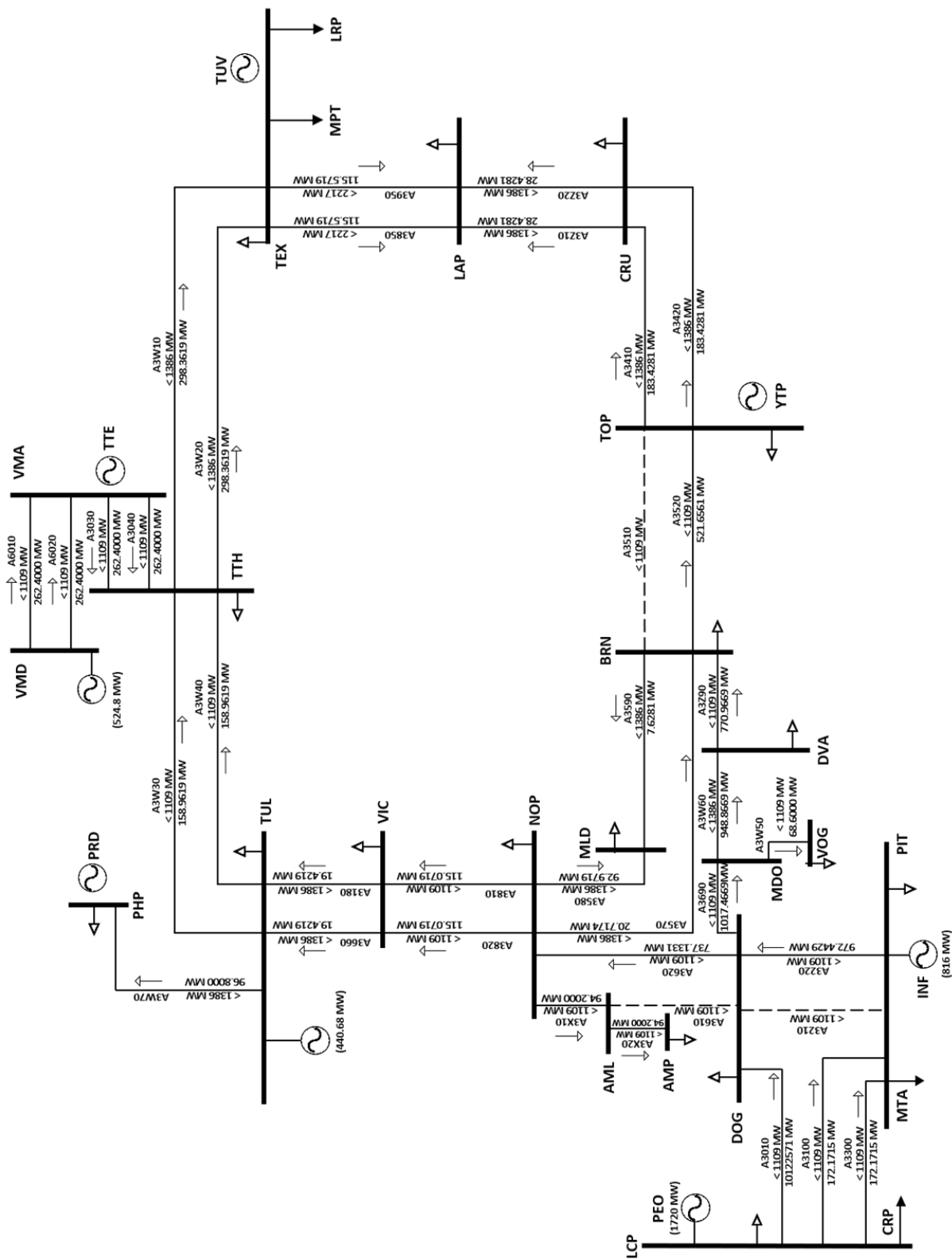


FIGURA A.10 OPERACIÓN CON OTS: SISTEMA SIMPLIFICADO (DEMANDA MÍNIMA).

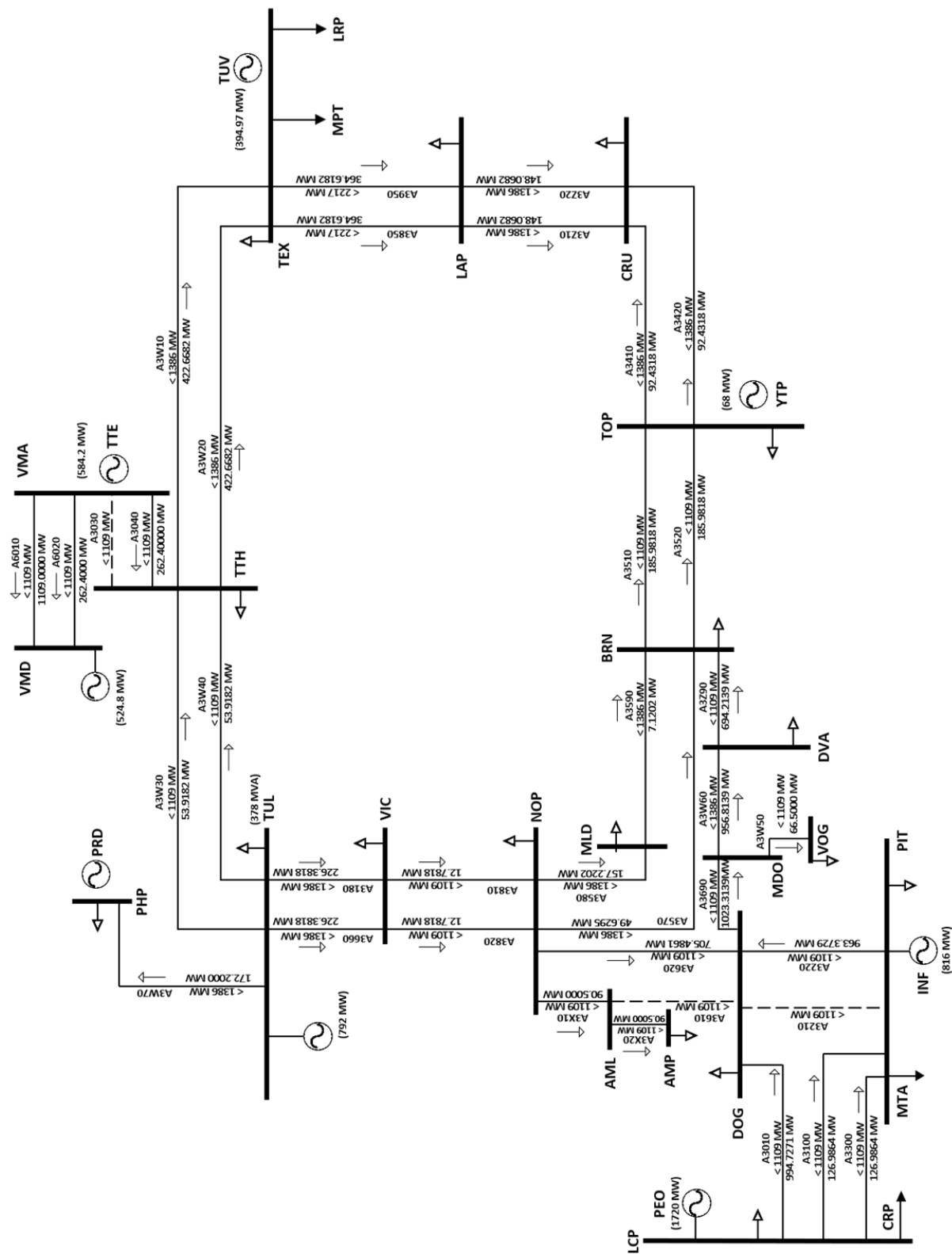


FIGURA A.11 OPERACIÓN CON OTS: SISTEMA SIMPLIFICADO (DEMANDA MEDIA).

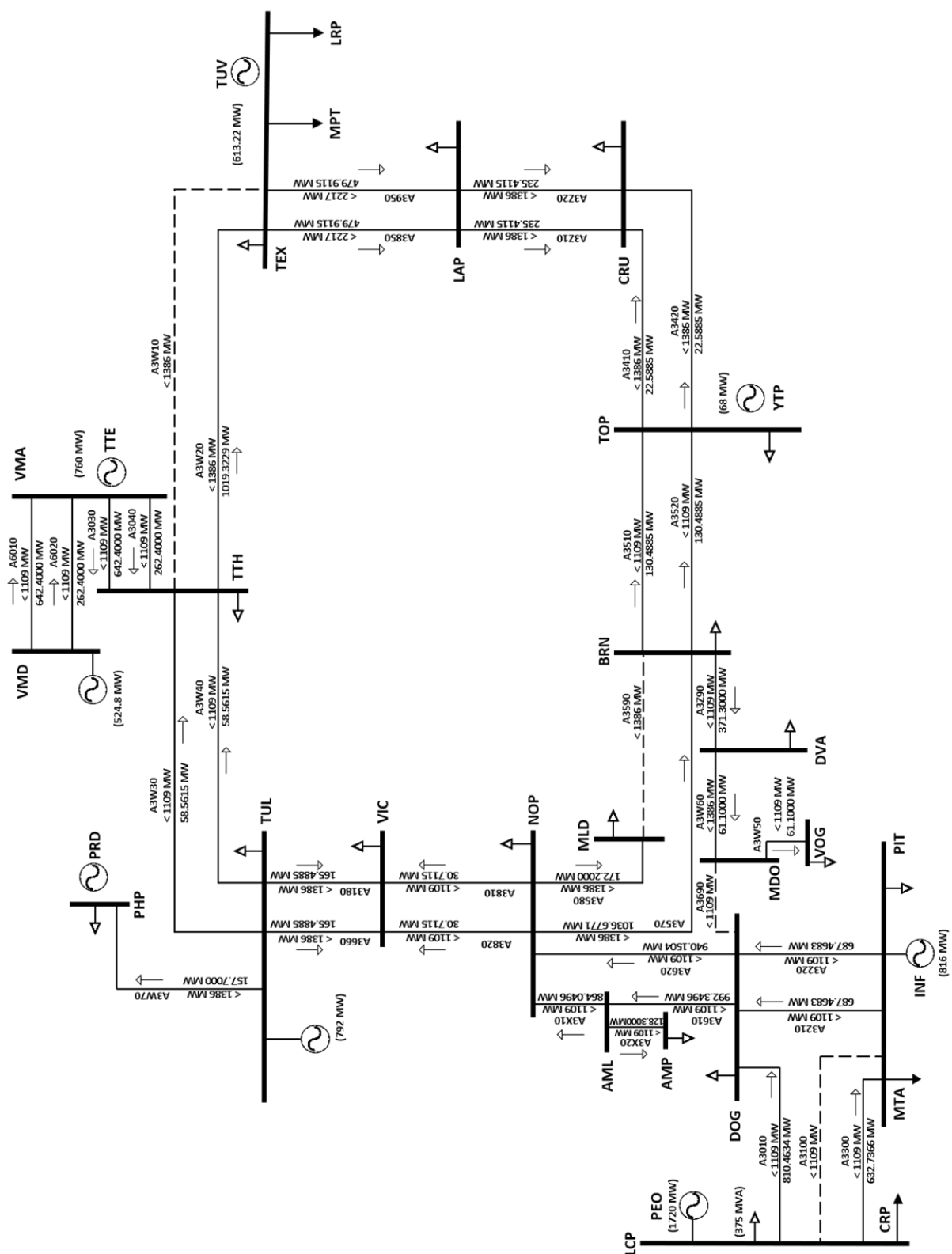


FIGURA A.12 OPERACIÓN CON OTS: SISTEMA SIMPLIFICADO (DEMANDA MÁXIMA).

Anexo B:

Sistema algebraico-AMPL

En este apartado se muestran los códigos elaborados en el sistema algebraico *AMPL* los cuales contienen los datos, modelos de optimización, ejecución y el solucionador de los sistemas de prueba utilizados en este trabajo.

B.1 Archivos AMPL.

AMPL es un lenguaje para modelado algebraico y programación matemática útil para expresar problemas de optimización. El sitio web www.ampl.com [36] contiene la información más actualizada y completa. De forma general, los modelos de *AMPL* se realizan con tres archivos:

1. **Archivos del modelo *.mod:** En este archivo se programará el modelo de optimización, se declararán los conjuntos, parámetros y variables, así como la función objetivo y sus restricciones asociadas. Es importante mencionar que aquí no se asignan valores; Una ventaja de utilizar esta modalidad, es que un mismo modelo se puede ejecutar con múltiples instancias, solo llamando a los diferentes archivos de datos, sin tener que modificar el archivo *.mod.
2. **Archivos de datos *.dat:** En este archivo se declaran los datos de entrada, que normalmente se ordenan por bloques, además se asignan valores a los parámetros del problema.
3. **Archivos de ejecución *.run:** Este archivo es opcional, pero se recomienda su uso, aquí se escribe la secuencia de comandos que se mostrarán en la pantalla de salida del *AMPL*, además se especifica el *solver* que dará la solución al problema que se modelo.

Los tres archivos se pueden escribir en un editor de texto y se deben guardar con su respectiva extensión.

B.2 Datos de entrada, de los sistemas de prueba.

B.2.1 Archivos “*.dat”, sistema de 3 nodos.

```
3FOP.dat
# Formulacion: FOP-DC
# ARCHIVO DATA
# CONJUNTOS
set Generadores:= G1 G3;
set Enlaces:= E12 E13 E23;
# PARAMETROS NODOS
param N:=3;          # Numero de nodos
param swing:=1;      # Nodo de compensacion
param Sbase:=100;    # Base 100 MVA
# PARAMETROS GENERADORES
param:Costo          PGmax      PGmin      Barra:=
G1      15.0          500.0      0.0        1
G3      30.0          380.0      0.0        3;
# PARAMETROS ENLACES (Lineas de Transmision)
# Suceptance: (1/x)*Sbase
param: OrigenL      DestinoL  Sucept  Limite      NLTE:=
E12      1           2         10       250.0      3
E13      1           3         20       75.0       2
E23      2           3         10       200.0      3;
# PARAMETROS DEMANDA
param Demanda:=
1      0.0
2      100.0
3      475.0;
```

```
3OTS.dat (ADECUACIONES)
# OTS DC, System 3-Bus
# ARCHIVO DATA
param Nenlace:= 3; # Numero de Enlaces
#Aqui se cambia el factor M (30 o 180)
param M:= 30;      # Big-Factor
# CONJUNTOS
set Enlaces:= E12 E13 E23;
set Enlaces2:= E12 E13 E23;
set NLTE[E12]:= 1 2 3;
set NLTE[E13]:= 1 2;
set NLTE[E23]:= 1 2 3;
set NLTE2[E12]:= 2 3;
set NLTE2[E13]:= 2 ;
set NLTE2[E23]:= 2 3;
```

B.2.2 Archivos “*.dat”, sistema de 14 nodos.

```
14FOP.dat
# Flujos Optimos DC, System 14-Bus
# ARCHIVO DATA
# CONJUNTOS
set Generadores:= G1 G2 G3 G6 G8;
set Enlaces:= E1 E2 E3 E4 E5 E6 E7 E8 E9 E10 E11 E12 E13
E14 E15 E16 E17 E18 E19 E20;
# PARAMETROS NODOS
param N:=14; # Numero de nodos
param swing:=1; # Nodo de compensacion
param Sbase:=100; # Base 100 MVA
param: Costo PGmax PGmin Barra:=
G1 34.3 332.4 0.0 1
G2 55.0 140.0 0.0 2
G3 41.0 100.0 0.0 3
G6 41.0 100.0 0.0 6
G8 41.0 100.0 0.0 8;
param: OrigenL DestinoL Sucept Limite NLTE:=
E1 1 2 1690.0 150.0 1
E2 1 5 448.4 150.0 1
E3 2 3 505.1 150.0 1
E4 2 4 567.2 150.0 1
E5 2 5 575.1 150.0 1
E6 3 4 584.7 150.0 1
E7 4 5 2374.7 150.0 1
E8 4 7 478.2 150.0 1
E9 4 9 179.8 150.0 1
E10 5 6 396.8 150.0 1
E11 6 11 502.8 150.0 1
E12 6 12 390.9 150.0 1
E13 6 13 767.6 150.0 1
E14 7 8 567.6 150.0 1
E15 7 9 909.0 150.0 1
E16 9 10 1183.4 150.0 1
E17 9 14 369.8 150.0 1
E18 10 11 520.6 150.0 1
E19 12 13 500.0 150.0 1
E20 13 14 287.3 150.0 1;
# Demanda de 1.6 veces la demanda original
param Demanda:=
1 0.0
2 34.72
3 150.72
4 76.48
5 12.16
6 17.92
7 0.0
8 0.0
9 47.2
10 14.40
11 5.6
12 9.76
13 21.6
14 23.84;
```

```
14OTS.dat(ADECUACIONES)
# OTS DC, System 14-Bus
# ARCHIVO DATA
param Nenlace:= 20; # Numero de Enlaces
#Aqui se cambia el factor M (30 o 180)
param M:= 30; # Big-Factor
# CONJUNTOS
set Enlaces := E1 E2 E3 E4 E5 E6 E7 E8 E9 E10
E11 E12 E13 E14 E15 E16 E17 E18 E19
E20;
#set Enlaces2 := No existen enlaces con más de una línea
# CONJUNTO: ENLACES (TOPOLOGIA Lineas existentes en cada
enlace)
set NLTE[E1]:= 1;
set NLTE[E2]:= 1;
set NLTE[E3]:= 1;
set NLTE[E4]:= 1;
set NLTE[E5]:= 1;
set NLTE[E6]:= 1;
set NLTE[E7]:= 1;
set NLTE[E8]:= 1;
set NLTE[E9]:= 1;
set NLTE[E10]:=1;
set NLTE[E11]:=1;
set NLTE[E12]:=1;
set NLTE[E13]:=1;
set NLTE[E14]:=1;
set NLTE[E15]:=1;
set NLTE[E16]:=1;
set NLTE[E17]:=1;
set NLTE[E18]:=1;
set NLTE[E19]:=1;
set NLTE[E20]:=1;
# CONJUNTO ENLACES CON 2 o MÁS LINEAS (y = 2...Nenlace)---
# No hay enlaces con 2 o más líneas (Se mantiene como
conjunto vacio)
```

B.2.3 Archivos “*.dat”, sistema de 41 nodos (Sur de Brasil)

```
41FOP.dat
# Flujos Optimos DC, System 41-Bus
# ARCHIVO DATA
# CONJUNTOS
set Generadores := G14 G16 G17 G19 G27 G28 G31 G32 G34 G37
G39 G46;
set Enlaces := E1 E2 E3 E4 E5 E6 E7 E8 E9 E10
E11 E12 E13 E14 E15 E16 E17 E18 E19 E20
E21 E22 E23 E24 E25 E26 E27 E28 E29 E30
E31 E32 E33 E34 E35 E36 E37 E38 E39 E40
E41 E42 E43 E44 E45 E46 E47 E48 E49 E50
E51 E52 E53 E54 E55;
# PARAMETROS NODOS
param N:= 46; # Numero de Nodos
param swing:= 31; # Nodo de compensacion
param Sbase:= 100; # Potencia Base
# PARAMETROS:CONJUNTO NODOS (BARRAS)
param: Barra PGmax PGmin Costo:=
G14 14 1257.00 0.00 33.0
G16 16 2000.00 0.00 22.0
G17 17 1050.00 0.00 34.0
G19 19 1670.00 0.00 38.0
G27 27 220.00 0.00 29.0
G28 28 800.00 0.00 24.0
G31 31 700.00 0.00 25.0
G32 32 500.00 0.00 27.0
G34 34 748.00 0.00 39.0
G37 37 300.00 0.00 31.0
G39 39 600.00 0.00 26.0
```

```
41OTS.dat
# OTS DC, System 41-Bus
# ARCHIVO DATA
param Nenlace:= 46; # Numero de Enlaces
#Aqui se cambia el factor M (30 o 180)
param M:= 30; # Big-Factor
# CONJUNTOS
set Enlaces := E1 E2 E3 E4 E5 E6 E7 E8 E9 E10
E11 E12 E13 E14 E15 E16 E17 E18 E19 E20
E21 E22 E23 E24 E25 E26 E27 E28 E29 E30
E31 E32 E33 E34 E35 E36 E37 E38 E39 E40
E41 E42 E43 E44 E45 E46 E47 E48 E49 E50
E51 E52 E53 E54 E55;
set Enlaces2 := E2 E7 E8 E10
E11 E12
E22 E23 E24 E29
E31 E36 E38
E46 E47
E52 E53 E54 E55;
# CONJUNTO: ENLACES (TOPOLOGIA Lineas existentes en cada
enlace)
set NLTE[E1]:= 1;
set NLTE[E2]:= 1,2;
set NLTE[E3]:= 1;
set NLTE[E4]:= 1;
set NLTE[E5]:= 1;
set NLTE[E6]:= 1;
set NLTE[E7]:= 1,2;
set NLTE[E8]:= 1,2;
```

Anexo B: Sistema algebraico-AMPL

```

G46      46      700.00    0.00    35.0;
# PARAMETRO: DEMANDA
param Demanda:=
1      0.00
2      443.10
3      0.00
4      300.70
5      238.00
6      0.00
7      0.00
8      72.20
9      0.00
10     0.00
11     0.00
12     511.90
13     185.80
14     0.00
15     0.00
16     0.00
17     0.00
18     0.00
19     0.00
20     1091.20
21     0.00
22     81.90
23     458.10
24     478.20
25     0.00
26     231.90
27     0.00
28     0.00
29     0.00
30     0.00
31     0.00
32     0.00
33     229.10
34     0.00
35     216.00
36     90.10
37     0.00
38     216.00
39     0.00
40     262.10
41     0.00
42     1607.90
43     0.00
44     79.10
45     86.70
46     0.00;
#PARAMETRO:CONJUNTO ENLACES LT's (Lineas de Transmisión)
# Suceptance: (1/x) * Sbase
param: OrigenL DestinoL Sucept Limite NLTE:=
E1      1      7      0.0616 270 1
E2      1      2      0.1065 270 2
E3      4      9      0.0924 270 1
E4      5      9      0.1173 270 1
E5      5      8      0.1132 270 1
E6      7      8      0.1023 270 1
E7      4      5      0.0566 270 2
E8      2      5      0.0324 270 2
E9      8      13     0.1348 240 1
E10     9      14     0.1756 220 2
E11     12     14     0.0740 270 2
E12     14     18     0.1514 240 2
E13     13     18     0.1805 220 1
E14     13     20     0.1073 270 1
E15     18     20     0.1997 200 1
E16     19     21     0.0278 1500 1
E17     16     17     0.0078 2000 1
E18     17     19     0.0061 2000 1
E19     14     26     0.1614 220 1
E20     14     22     0.0840 270 1
E21     22     26     0.0790 270 1
E22     20     23     0.0932 270 2
E23     23     24     0.0774 270 2
E24     26     27     0.0832 270 2
E25     24     34     0.1647 220 1
E26     24     33     0.1448 240 1
E27     33     34     0.1265 270 1
E28     27     36     0.0915 270 1
E29     27     38     0.2080 200 2
E30     36     37     0.1057 270 1
E31     34     35     0.0491 270 2
E32     35     38     0.1980 200 1
E33     37     39     0.0283 270 1
E34     37     40     0.1281 270 1
E35     37     42     0.2105 200 1
E36     39     42     0.2030 200 3
E37     40     42     0.0932 270 1
E38     38     42     0.0907 270 3
E39     32     43     0.0309 1400 1
E40     42     44     0.1206 270 1
E41     44     45     0.1864 200 1
E42     19     32     0.0195 1800 1
E43     46     19     0.0222 1800 1

set NLTE[E9]:= 1;
set NLTE[E10]:=1,2;
set NLTE[E11]:=1,2;
set NLTE[E12]:=1,2;
set NLTE[E13]:=1;
set NLTE[E14]:=1;
set NLTE[E15]:=1;
set NLTE[E16]:=1;
set NLTE[E17]:=1;
set NLTE[E18]:=1;
set NLTE[E19]:=1;
set NLTE[E20]:=1;
set NLTE[E21]:=1;
set NLTE[E22]:=1,2;
set NLTE[E23]:=1,2;
set NLTE[E24]:=1,2;
set NLTE[E25]:=1;
set NLTE[E26]:=1;
set NLTE[E27]:=1;
set NLTE[E28]:=1;
set NLTE[E29]:=1,2;
set NLTE[E30]:=1;
set NLTE[E31]:=1,2;
set NLTE[E32]:=1;
set NLTE[E33]:=1;
set NLTE[E34]:=1;
set NLTE[E35]:=1;
set NLTE[E36]:=1,2,3;
set NLTE[E37]:=1;
set NLTE[E38]:=1,2,3;
set NLTE[E39]:=1;
set NLTE[E40]:=1;
set NLTE[E41]:=1;
set NLTE[E42]:=1;
set NLTE[E43]:=1;
set NLTE[E44]:=1;
set NLTE[E45]:=1;
set NLTE[E46]:=1,2;
set NLTE[E47]:=1,2,3;
set NLTE[E48]:=1;
set NLTE[E49]:=1;
set NLTE[E50]:=1;
set NLTE[E51]:=1;
set NLTE[E52]:=1,2,3;
set NLTE[E53]:=1,2;
set NLTE[E54]:=1,2;
set NLTE[E55]:=1,2;
# CONJUNTO ENLACES CON 2 o MÁS LINEAS (y = 2...Nenlace)---
set NLTE2[E2]:= 2;
set NLTE2[E7]:= 2;
set NLTE2[E8]:= 2;
set NLTE2[E10]:=2;
set NLTE2[E11]:=2;
set NLTE2[E12]:=2;
set NLTE2[E22]:=2;
set NLTE2[E23]:=2;
set NLTE2[E24]:=2;
set NLTE2[E29]:=2;
set NLTE2[E31]:=2;
set NLTE2[E36]:=2,3;
set NLTE2[E38]:=2,3;
set NLTE2[E46]:=2;
set NLTE2[E47]:=2,3;
set NLTE2[E52]:=2,3;
set NLTE2[E53]:=2;
set NLTE2[E54]:=2;
set NLTE2[E55]:=2;

```

E44	46	16	0.0203	1800	1
E45	18	19	0.0125	600	1
E46	20	21	0.0125	600	2
E47	42	43	0.0125	600	3
E48	46	6	0.0128	2000	1
E49	19	25	0.0325	1400	1
E50	31	32	0.0046	2000	1
E51	28	30	0.0058	2000	1
E52	26	29	0.0541	270	3
E53	24	25	0.0125	600	2
E54	29	30	0.0125	600	2
E55	5	6	0.0125	600	2;

B.2.4 Archivos “*.dat”, sistema simplificado del Área Central.

```
ACC_FOPmin.dat
# Formulación: FOP-DC
# TESIS Olivier Tovar Barragan /FI-BUAP
# ARCHIVO DATA
# CONJUNTOS
set Generadores := G2 G5 G7 G8 G16 G17 G20 G21;
set Enlaces := E1 E2 E3 E4 E5 E6 E7 E8 E9 E10 E11 E12 E13
E14 E15 E16 E17 E18 E19 E20 E21 E22 E23 E24 E25;
# PARAMETROS NODOS
param N:= 21; # Numero de Nodos
param swing:= 17; # Nodo de compensacion
param Sbase:= 100; # Potencia Base

# PARAMETROS:CONJUNTO NODOS (BARRAS)
param: Barra PGmax PGmin Costo:=
G2 2 68 0 410.0
G5 5 760 0 410.1
G7 7 792 0 394.8
G8 8 440 0 410.4
G16 16 816 0 297.0
G17 17 1720 0 347.6
G20 20 524.8 0 370.9
G21 21 760 0 410.1;
# PARAMETRO: DEMANDA MINIMA
param Demanda:=
1 262.4
2 154.8
3 310
4 288
5 365.58
6 246
7 64.8
8 96.8
9 191.3
10 299.1
11 100.6
12 94.2
13 177.9
14 68.6
15 230.1
16 187.9
17 363.4
18 0
19 0
20 0
21 0;
#PARAMETRO:CONJUNTO ENLACES LT's (Lineas de Transmisión)
# Suceptance: (1/x) * Sbase
param: OrigenL DestinoL Sucept Limite NLTE:=
E1 10 9 0.00524 1109 2
E2 9 7 0.01212 1386 2
E3 7 6 0.0148 1109 2
E4 6 5 0.00366 1386 2
E5 5 4 0.006233 2217 2
E6 4 3 0.00255 1386 2
E7 3 2 0.00776 1386 2
E8 2 1 0.00652 1109 2
E9 1 10 0.00513 1386 1
E10 1 11 0.00374 1386 1
E11 11 10 0.00145 1386 1
E12 6 21 0.00667 1109 2
E13 21 20 0.000061 1109 2
E14 7 8 0.01504 1386 1
E15 10 15 0.02442 1109 1
E16 10 18 0.01388 1109 1
E17 18 12 0.006492 1109 1
E18 15 17 0.0594 1109 1
E19 15 16 0.05988 1109 2
E20 17 16 0.011025 1109 2
E21 15 19 0.00117 1109 1
E22 19 13 0.01028 1386 1
E23 19 14 0.01054 1109 1
E24 13 1 0.00929 1109 1
E25 15 18 0.01105 1109 1;
```

```
# OTS DC, System ACC
# TESIS Olivier Tovar Barragan /FI-BUAP
# ARCHIVO DATA
param Sbase:= 100000; # Potencia Base
param N:= 21; # Numero de Nodos
param Nenlace:= 25; # Numero de Enlaces
param swing:= 17; # Nodo de compensacion
param M:= 180; # Big-Factor
# CONJUNTOS
set Generadores := G2 G5 G7 G8 G16 G17 G20 G21;
set Enlaces := E1 E2 E3 E4 E5 E6 E7 E8 E9 E10
E11 E12 E13 E14 E15 E16 E17 E18 E19 E20
E21 E22 E23 E24 E25;
set Enlaces2 := E1 E2 E3 E4 E5 E6 E7 E8 E12 E13 E19 E20;
# CONJUNTO: ENLACES (TOPOLOGIA Lineas existentes en cada
enlace)
set NLTE[E1]:= 1,2;
set NLTE[E2]:= 1,2;
set NLTE[E3]:= 1,2;
set NLTE[E4]:= 1,2;
set NLTE[E5]:= 1,2;
set NLTE[E6]:= 1,2;
set NLTE[E7]:= 1,2;
set NLTE[E8]:= 1,2;
set NLTE[E9]:= 1;
set NLTE[E10]:=1;
set NLTE[E11]:=1;
set NLTE[E12]:=1,2;
set NLTE[E13]:=1,2;
set NLTE[E14]:=1;
set NLTE[E15]:=1;
set NLTE[E16]:=1;
set NLTE[E17]:=1;
set NLTE[E18]:=1;
set NLTE[E19]:=1,2;
set NLTE[E20]:=1,2;
set NLTE[E21]:=1;
set NLTE[E22]:=1;
set NLTE[E23]:=1;
set NLTE[E24]:=1;
set NLTE[E25]:=1;
# CONJUNTO ENLACES CON 2 o MÁS LINEAS (y = 2...Nenlace)---
set NLTE2[E1]:= 2;
set NLTE2[E2]:= 2;
set NLTE2[E3]:= 2;
set NLTE2[E4]:= 2;
set NLTE2[E5]:= 2;
set NLTE2[E6]:= 2;
set NLTE2[E7]:= 2;
set NLTE2[E8]:= 2;
set NLTE2[E12]:= 2;
set NLTE2[E13]:= 2;
set NLTE2[E19]:= 2;
set NLTE2[E20]:= 2;
# PARAMETROS:CONJUNTO NODOS (BARRAS)
param: Barra PGmax PGmin Costo:=
G2 2 68 0 410.0
G5 5 760 0 410.1
G7 7 792 0 394.8
G8 8 440 0 410.4
G16 16 816 0 297.0
G17 17 1720 0 347.6
G20 20 524.8 0 370.9
G21 21 760 0 410.1;
#PARAMETRO:CONJUNTO ENLACES LT's (Lineas de Transmisión)
# Suceptance: (1/x) * Sbase
param: OrigenL DestinoL Reactance Limite:=
E1 10 9 0.00524 1109
E2 9 7 0.01212 1386
E3 7 6 0.0148 1109
E4 6 5 0.00366 1386
E5 5 4 0.006233 2217
E6 4 3 0.00255 1386
E7 3 2 0.00776 1386
E8 2 1 0.00652 1109
E9 1 10 0.00513 1386
E10 1 11 0.00374 1386
E11 11 10 0.00145 1386
E12 6 21 0.00667 1109
E13 21 20 0.000061 1109
E14 7 8 0.01504 1386
E15 10 15 0.02442 1109
E16 10 18 0.01388 1109
E17 18 12 0.006492 1109
E18 15 17 0.0594 1109
E19 15 16 0.05988 1109
E20 17 16 0.011025 1109
E21 15 19 0.00117 1109
E22 19 13 0.01028 1386
E23 19 14 0.01054 1109
E24 13 1 0.00929 1109
E25 15 18 0.01105 1109;
```

```

-----
# PARAMETRO: DEMANDA MEDIA (ADECUACIONES)
param Demanda:=
1      379
2      255.1
3      481
4      433.1
5      511.07
6      371.5
7      59.2
8      172.2
9      427.2
10     433.7
11     150.1
12     90.5
13     262.6
14     66.5
15     229.3
16     106.6
17     471.3
18     0
19     0
20     0
21     0;

E10     1      11      0.00374      1386
E11     11     10      0.00145      1386
E12     6      21      0.00667      1109
E13     21     20      0.000061     1109
E14     7      8       0.01504      1386
E15     10     15      0.02442      1109
E16     10     18      0.01388      1109
E17     18     12      0.006492     1109
E18     15     17      0.0594      1109
E19     15     16      0.05988      1109
E20     17     16      0.011025     1109
E21     15     19      0.00117      1109
E22     19     13      0.01028      1386
E23     19     14      0.01054      1109
E24     13     1       0.00929      1109
E25     15     18      0.01105      1109;
-----
# PARAMETRO: DEMANDA MAXIMA (ADECUACIONES)
param Demanda:=
1      404.4
2      283.8
3      516
4      489
5      672.72
6      382.6
7      186.2
8      157.7
9      392.4
10     533.9
11     172.2
12     128.3
13     310.2
14     61.1
15     252.9
16     73.8
17     276.8
18     0
19     0
20     0
21     0;

```

B.3 Modelos de optimización.

B.3.1 Archivo FOP.mod

```

# Formulacion: FOP-DC
# TESIS Olivier Tovar Barragan /FI-BUAP
# ARCHIVO MODEL
# CONJUNTOS:
set Generadores;
set Enlaces;

### PARAMETROS ###

# NODOS:
param N; # Numero de nodos
param swing; # Nodo de compensacion
param Demanda{1..N}; # Demanda en los nodos
param Sbase; # Base 100 MVA

# DEL CONJUNTO GENERADORES:
param Barra{Generadores}; # Indice para los nodos de generacion
param Costo{Generadores}; # Costo de generacion
param PGmax{Generadores}; # Potencia maxima de generacion
param PGmin{Generadores}; # Potencia minima de generacion

# DEL CONJUNTO DE ENLACES DE TRANSMISION:
param Limite{Enlaces}; # Cargabilidad maxima en lineas
param OrigenL{Enlaces}; # Nodo origen de cada linea
param DestinoL{Enlaces}; # Nodo destino de cada linea
param Sucept{Enlaces}; # Susceptancia de cada linea
param NLTE{Enlaces}; # Numero de lineas por Enlace

### VARIABLES ###

var PG{i in Generadores}>=PGmin[i],<=PGmax[i]; # Limite Potencia de generacion
var FL{i in Enlaces}>=-NLTE[i]*Limite[i],<=NLTE[i]*Limite[i]; # Limite Flujo en Lineas
var theta{1..N}; # Angulos en los nodos

### PROBLEMA DE OPTIMIZACION ###

# Funcion Objetivo:
minimize CTotal:
    sum{i in Generadores} PG[i] * Costo[i];

# Restricciones:
# Equivalente de la LCK
subject to LCK{i in 1..N}:
    sum{j in Enlaces:DestinoL[j] = i} FL[j]-sum{j in Enlaces:OrigenL[j] = i} FL[j] + sum{k in Generadores:Barra[k]
= i} PG[k] - Demanda[i]=0;
# Equivalente de la LVK
subject to LVK{i in Enlaces}: Sbase *NLTE[i]*Sucept[i] * (theta[OrigenL[i]]-theta[DestinoL[i]])- FL[i] = 0;
# Definicion del nodo compensador
subject to Referencia:
    theta[swing]=0.0;

```


B.3.2 Archivo OTS.mod

```
# Formulacion: OTS-DC
# TESIS Olivier Tovar Barragan /FI-BUAP
# ARCHIVO MODEL
# CONJUNTOS:
set Generadores; # Generadores
set Enlaces default {}; # Enlaces de transmision
set Enlaces2 default {}; # Enlaces de transmision con más de una línea
set NLTE{Enlaces} default {}; # Lineas existentes en cada enlace
set NLTE2{Enlaces2} default {}; # Lineas existentes en cada enlace con más de una línea
### PARAMETROS ###

# NODOS:
param N; # Numero de Nodos
param Nenlace; # Numero de Enlaces
param Demanda{1..N}; # Demanda en los nodos
param swing; # Nodo de compensacion
param Sbase; # Potencia Base
param M; # Big-Factor

# DEL CONJUNTO GENERADORES:
param Barra{Generadores}; # Indice para los nodos de generacion
param Costo{Generadores}; # Costo de generacion
param PGmax{Generadores}; # Potencia maxima
param PGmin{Generadores}; # Potencia minima

# DEL CONJUNTO DE ENLACES DE TRANSMISION
param OrigenL{Enlaces}; # Nodo origen del enlace
param DestinoL{Enlaces}; # Nodo destino del enlace
param Reactance{Enlaces}; # Reactancia de cada línea del enlace
param Limite{Enlaces}; # Cargabilidad maxima de cada línea del enlace
### VARIABLES ###

var PG{i in Generadores} >=PGmin[i],<=PGmax[i]; # Limite Potencia de generacion
var theta{1..N}; # Angulos en los nodos
var FL{x in Enlaces, y in NLTE[x]}; # Flujo en cada líneas de cada enlace
var w{x in Enlaces, y in NLTE[x]} binary; # Estatus de conexion de cada línea de cada enlace
var w2{x in Enlaces2, y in NLTE2[x]} binary; # Variable auxiliar para los enlaces con más de una línea
### PROBLEMA DE OPTIMIZACION ###

# Funcion Objetivo:
minimize CTtotal:
    sum{i in Generadores} PG[i] * Costo[i];

# Restricciones:
# Equivalente de la LCK
subject to LCK{i in 1..N}:
    sum{j in Enlaces:DestinoL[j]=i} sum{y in NLTE[j]} FL[j,y] -
    sum{j in Enlaces:OrigenL[j]=i} sum{y in NLTE[j]} FL[j,y] +
    sum{k in Generadores:Barra[k] = i} PG[k] = Demanda[i];

# Equivalente de la LVK
subject to LVK1{x in Enlaces, y in NLTE[x]}:
    Reactance[x]*FL[x,y]-(theta[OrigenL[x]]-theta[DestinoL[x]])*Sbase>=-M*(1-w[x,y]);
subject to LVK2{x in Enlaces, y in NLTE[x]}:
    Reactance[x]*FL[x,y]-(theta[OrigenL[x]]-theta[DestinoL[x]])*Sbase<=M*(1-w[x,y]);

# Limite de flujos superior en la línea y del enlace x
subject to LFL1{x in Enlaces, y in NLTE[x]}:
    FL[x,y]>=w[x,y]*Limite[x];

# Limite de flujos inferior en la línea y del enlace x
subject to LFL2{x in Enlaces, y in NLTE[x]}:
    FL[x,y]<=w[x,y]*Limite[x];

# Conexion/Desconexion de líneas (inicia y=2)
subject to Binaries{x in Enlaces2, y in NLTE2[x]}:
    w2[x,y]<=w[x,y-1];

# Definicion del nodo compensador
subject to Referencia:
    theta[swing]=0.0;
```

B.4 Solver y archivos de salida

El solucionador CPLEX (es una marca comercial de ILOG, IBM) para resolver problemas de números enteros, enteros mixtos, de programación lineal y cuadráticos, incluyendo problemas con restricciones cuadráticas posiblemente involucrando variables enteras. Normalmente CPLEX [52] es utilizado de resolución de AMPL. Dentro de este trabajo, se utilizó para encontrar la solución del problema de FOP en CD y del modelo OTS.

B.4.1 Archivo FOP.run

```
# Formulacion: FOP-DC
# ARCHIVO RUN
reset;
model FOP.mod;
# Aqui se elige el archivo con los Datos de Entrada
#data 3FOP.dat;
#data 3FOP_cfs.dat;
```

```
#data 3FOP_cfs2.dat;
#data 14FOP.dat;
#data 41FOP.dat;
#data ACC_FOPmin.dat;
#data ACC_FOPmed.dat;
#data ACC_FOPmax.dat;
# SOLVER:
option solver cplex;
solve;
printf " \n ----- \n";
printf "   ANGULOS NODALES   ";
printf " \n ----- \n";
printf " Nodo               Angulo \n";
for {i in 1..N}{
printf " %2i               %2.4f \n", i, theta[i];
}
printf " \n ----- \n";
printf "   POTENCIAS DE GENERACION   ";
printf " \n ----- \n";
printf " Generador  Potencia [MW] \n";
for {i in Generadores}{
printf " %2s               %4.4f \n", i, PG[i];
}
printf " \n ----- \n";
printf "   FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION ";
printf " \n ----- \n";
printf " Enlace               Flujo [MW] \n";
for {i in Enlaces}{
printf " %2s               %4.4f \n", i, FL[i];
}
printf " \n";
printf " \n          COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: %6.4f US$/h", CTotal;
printf " \n\n";
```

B.4.2 Archivo OTS.run

```
# Formulacion: OTS-DC
# ARCHIVO RUN
reset;
model OTS.mod;
# Aquí se elige el archivo con los Datos de Entrada
#data 3OTS.dat;
#data 14OTS.dat;
#data 41OTS.dat;
#data ACC_OTSmín.dat;
#data ACC_OTSméd.dat;
#data ACC_OTSmáx.dat;
# SOLVER:
option solver cplex;
solve;
printf " \n ----- \n";
printf "   ANGULOS NODALES   ";
printf " \n ----- \n";
printf " Nodo               Angulo \n";
for {i in 1..N}{
printf " %2i               %2.4f \n", i, theta[i];
}
printf " \n ----- \n";
printf "   POTENCIAS DE GENERACION   ";
printf " \n ----- \n";
printf " Generador  Potencia [MW] \n";
for {i in Generadores}{
printf " %2s               %4.4f \n", i, PG[i];
}
printf " \n ----- \n";
printf "   FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION ";
printf " \n ----- \n";
printf " Enlace               No.Línea Flujo [MW] \n";
for {x in Enlaces, y in NLTE[x]}{
printf " %2s               %2.i               %4.4f \n", x, y, FL[x,y];
}
printf " \n ----- \n";
printf "   DESCONEXIÓN DE LÍNEAS   ";
printf " \n ----- \n";
printf "*NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0 \n";
printf " Enlace               No.Línea (1)/(0) \n";
for {x in Enlaces, y in NLTE[x]}{
printf " %2s               %2.i               %2.i \n", x, y, w[x,y];
}
printf " \n";
printf " \n          COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: %6.4f US$/h", CTotal;
printf " \n\n";
```

Anexo C:

Solución óptima del AMPL

En este apartado se muestran los resultados que arroja el *AMPL* para cada uno los sistemas de prueba.

C.1 Resultados del sistema de 3 nodos.

FOP en CD (sin desconexión de líneas). CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 13406.25 3 dual simplex iterations (0 in phase I)		OTS con $M = 30^\circ$ (con desconexión de líneas). CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 9750 56 MIP simplex iterations 0 branch-and-bound nodes		OTS con $M = 180^\circ$ (con desconexión de líneas). CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 9750 26 MIP simplex iterations 0 branch-and-bound nodes	
----- ANGULOS NODALES -----		----- ANGULOS NODALES -----		----- ANGULOS NODALES -----	
Nodo	Angulo	Nodo	Angulo	Nodo	Angulo
1	0.0000	1	0.0000	1	0.0000
2	-0.0354	2	-0.1667	2	-0.2500
3	-0.0375	3	-0.3000	3	-0.4500
----- POTENCIAS DE GENERACION -----		----- POTENCIAS DE GENERACION -----		----- POTENCIAS DE GENERACION -----	
Generador Potencia [MW] G1 256.2500 G3 318.7500		Generador Potencia [MW] G1 500.0000 G3 75.0000		Generador Potencia [MW] G1 500.0000 G3 75.0000	
----- FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION -----		----- FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION -----		----- FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION -----	
Enlace	Flujo [MW]	Enlace	No.Línea Flujo [MW]	Enlace	No.Línea Flujo [MW]
E12	106.2500	E12	1 166.6667	E12	1 250.0000
E13	150.0000	E12	2 166.6667	E12	2 250.0000
E23	6.2500	E12	3 166.6667	E12	3 0.0000
COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 13406.2500 US\$/h		E13 1 0.0000 E13 2 0.0000 E23 1 133.3333 E23 2 133.3333 E23 3 133.3333 ----- DESCONEXIÓN DE LÍNEAS ----- *NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0 Enlace No.Línea (1)/(0) E12 1 1 E12 2 1 E12 3 1 E13 1 0 E13 2 0 E23 1 1 E23 2 1 E23 3 1 COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 9750.0000 US\$/h		E13 1 0.0000 E13 2 0.0000 E23 1 0.0000 E23 2 200.0000 E23 3 200.0000 ----- DESCONEXIÓN DE LÍNEAS ----- *NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0 Enlace No.Línea (1)/(0) E12 1 1 E12 2 1 E12 3 0 E13 1 0 E13 2 0 E23 1 0 E23 2 1 E23 3 1 COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 9750.0000 US\$/h	

C.2 Resultados del sistema de 14 nodos.

FOP en CD (sin desconexión de líneas). CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 15552.43413 9 dual simplex iterations (0 in phase I)		OTS con $M = 30^\circ$ (con desconexión de líneas). CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 14980.4 126 MIP simplex iterations 0 branch-and-bound nodes		OTS con $M = 180^\circ$ (con desconexión de líneas). CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 14980.4 89 MIP simplex iterations 0 branch-and-bound nodes	
----- ANGULOS NODALES -----		----- ANGULOS NODALES -----		----- ANGULOS NODALES -----	
Nodo	Angulo	Nodo	Angulo	Nodo	Angulo
1	0.0000	1	0.0000	1	0.0000
2	-0.0009	2	-0.0009	2	-0.0009
3	-0.0017	3	-0.0053	3	-0.0053
4	-0.0016	4	-0.0029	4	-0.0029
5	-0.0014	5	-0.0033	5	-0.0033
6	-0.0026	6	-0.0068	6	-0.0068
7	-0.0013	7	-0.0008	7	-0.0008
8	0.0005	8	0.0009	8	0.0009
9	-0.0022	9	-0.0109	9	-0.0097
10	-0.0024	10	-0.0103	10	-0.0093
11	-0.0025	11	-0.0086	11	-0.0082
12	-0.0029	12	-0.0071	12	-0.0071
13	-0.0029	13	-0.0071	13	-0.0071
14	-0.0028				

Anexo C: Solución óptima del AMPL

----- POTENCIAS DE GENERACION -----		14	-0.0115	-----	14	-0.0082	-----
Generador Potencia [MW]		POTENCIAS DE GENERACION		POTENCIAS DE GENERACION		POTENCIAS DE GENERACION	
-----		-----		-----		-----	
G1	214.6218	Generador Potencia [MW]		Generador Potencia [MW]		Generador Potencia [MW]	
G2	0.0000	G1	300.0000	G1	300.0000	G1	300.0000
G3	100.0000	G2	0.0000	G2	0.0000	G2	0.0000
G6	0.0000	G3	11.9200	G3	11.9200	G3	11.9200
G8	99.7782	G6	2.4800	G6	2.4800	G6	2.4800
-----		G8	100.0000	G8	100.0000	G8	100.0000
FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION		-----		-----		-----	
Enlace Flujo [MW]		FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION		FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION		FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION	
-----		-----		-----		-----	
E1	150.0000	Enlace No.Línea Flujo [MW]		Enlace No.Línea Flujo [MW]		Enlace No.Línea Flujo [MW]	
E2	64.6218	E1	1 150.0000	E1	1 150.0000	E1	1 150.0000
E3	42.8853	E2	1 150.0000	E2	1 150.0000	E2	1 150.0000
E4	40.5577	E3	1 0.0000	E3	1 0.0000	E3	1 0.0000
E5	31.8369	E4	1 115.2800	E4	1 115.2800	E4	1 115.2800
E6	-7.8347	E5	1 0.0000	E5	1 0.0000	E5	1 0.0000
E7	-38.3424	E6	1 -138.8000	E6	1 -138.8000	E6	1 -138.8000
E8	-15.9809	E7	1 0.0000	E7	1 0.0000	E7	1 0.0000
E9	10.5664	E8	1 -100.0000	E8	1 -100.0000	E8	1 -100.0000
E10	45.9563	E9	1 0.0000	E9	1 0.0000	E9	1 0.0000
E11	-2.7859	E10	1 137.8400	E10	1 137.8400	E10	1 137.8400
E12	10.1816	E11	1 91.0400	E11	1 67.2000	E11	1 67.2000
E13	20.6406	E12	1 9.7600	E12	1 9.7600	E12	1 9.7600
E14	-99.7782	E13	1 21.6000	E13	1 45.4400	E13	1 45.4400
E15	83.7973	E14	1 -100.0000	E14	1 -100.0000	E14	1 -100.0000
E16	22.7859	E15	1 0.0000	E15	1 0.0000	E15	1 0.0000
E17	24.3778	E16	1 -71.0400	E16	1 -47.2000	E16	1 -47.2000
E18	8.3859	E17	1 23.8400	E17	1 0.0000	E17	1 0.0000
E19	0.4216	E18	1 -85.4400	E18	1 -61.6000	E18	1 -61.6000
E20	-0.5378	E19	1 0.0000	E19	1 0.0000	E19	1 0.0000
COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 15552.4341		E20	1 0.0000	E20	1 23.8400	E20	1 23.8400
US\$/h		-----		-----		-----	
		DESCONEXIÓN DE LÍNEAS		DESCONEXIÓN DE LÍNEAS		DESCONEXIÓN DE LÍNEAS	
		-----		-----		-----	
		*NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0		*NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0		*NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0	
		Enlace No.Línea (1)/(0)		Enlace No.Línea (1)/(0)		Enlace No.Línea (1)/(0)	
		E1 1 1		E1 1 1		E1 1 1	
		E2 1 1		E2 1 1		E2 1 1	
		E3 1 0		E3 1 0		E3 1 0	
		E4 1 1		E4 1 1		E4 1 1	
		E5 1 0		E5 1 0		E5 1 0	
		E6 1 1		E6 1 1		E6 1 1	
		E7 1 0		E7 1 0		E7 1 0	
		E8 1 1		E8 1 1		E8 1 1	
		E9 1 0		E9 1 0		E9 1 0	
		E10 1 1		E10 1 1		E10 1 1	
		E11 1 1		E11 1 1		E11 1 1	
		E12 1 1		E12 1 1		E12 1 1	
		E13 1 1		E13 1 1		E13 1 1	
		E14 1 1		E14 1 1		E14 1 1	
		E15 1 0		E15 1 0		E15 1 0	
		E16 1 1		E16 1 1		E16 1 1	
		E17 1 1		E17 1 0		E17 1 0	
		E18 1 1		E18 1 1		E18 1 1	
		E19 1 0		E19 1 0		E19 1 0	
		E20 1 0		E20 1 1		E20 1 1	
		COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 14980.4000		COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 14980.4000		COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 14980.4000	
		US\$/h		US\$/h		US\$/h	

C.3 Resultados del sistema de 41 nodos (Sur de Brasil).

FOP en CD (sin desconexión de líneas). CPLEX 12.8.0.0: optimal solution; objective 185111.7989 25 dual simplex iterations (0 in phase I)		OTS con M = 30° (con desconexión de líneas). CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 184063 12531 MIP simplex iterations 657 branch-and-bound nodes		OTS con M = 180° (con desconexión de líneas). CPLEX 12.8.0.0: optimal integer solution; objective 184078.5507 7443 MIP simplex iterations 627 branch-and-bound nodes	
ANGULOS NODALES		ANGULOS NODALES		ANGULOS NODALES	
-----		-----		-----	
Nodo Angulo		Nodo Angulo		Nodo Angulo	
1 -0.2859		1 -0.2579		1 -0.3073	
2 -0.2755		2 -0.2579		2 -0.2959	
3 0.0000		3 0.0000		3 0.0000	
4 -0.2399		4 -0.2103		4 -0.2446	
5 -0.2006		5 -0.1861		5 -0.2206	
6 -0.1475		6 -0.1400		6 -0.1740	
7 -0.2978		7 -0.5579		7 -0.3205	
8 -0.3177		8 -0.3215		8 -0.3425	
9 -0.0904		9 -0.0113		9 -0.0451	
10 0.0000		10 0.0000		10 0.0000	
11 0.0000		11 0.0000		11 0.0000	
12 -0.0553		12 0.1192		12 0.0864	
13 -0.3860		13 -0.3854		13 -0.4193	
14 0.1341					

Anexo C: Solución óptima del AMPL

15	0.0000	14	0.3086	14	0.2758		
16	0.1494	15	0.0000	15	0.0000		
17	0.0657	16	0.1243	16	0.0924		
18	-0.0677	17	0.0336	17	0.0021		
19	-0.0563	18	-0.0546	18	-0.0875		
20	-0.4302	19	-0.0680	19	-0.1001		
21	-0.3615	20	-0.4335	20	-0.4782		
22	0.1364	21	-0.3664	21	-0.4088		
23	-0.5372	22	0.3332	22	0.3075		
24	-0.4487	23	-0.6356	23	-0.6039		
25	-0.3854	24	-0.4488	24	-0.5309		
26	0.2032	25	-0.3874	25	-0.4614		
27	0.0199	26	0.4211	26	0.4020		
28	0.4439	27	0.2600	27	0.2480		
29	0.3475	28	0.6617	28	0.6427		
30	0.3975	29	0.5653	29	0.5463		
31	0.0000	30	0.6153	30	0.5963		
32	-0.0322	31	0.0000	31	0.0000		
33	-0.7123	32	-0.0322	32	-0.0322		
34	-0.6528	33	-0.7806	33	-0.8706		
35	-0.6716	34	-0.5052	34	-0.8776		
36	-0.0758	35	-0.5136	35	-0.9306		
37	-0.0911	36	0.0684	36	0.0721		
38	-0.3961	37	-0.0577	37	-0.0359		
39	-0.0654	38	-0.1537	38	-0.1658		
40	-0.4169	39	0.0174	39	0.0752		
41	0.0000	40	-0.3935	40	-0.3717		
42	-0.4097	41	0.0000	41	0.0000		
43	-0.3648	42	-0.3886	42	-0.3308		
44	-0.6096	43	-0.3463	43	-0.2954		
45	-0.7712	44	-0.5886	44	-0.5308		
46	-0.0389	45	-0.7502	45	-0.6924		
		46	-0.0457	46	-0.0786		
-----		-----		-----			
POTENCIAS DE GENERACION		POTENCIAS DE GENERACION		POTENCIAS DE GENERACION			
-----		-----		-----			
Generador Potencia [MW]		Generador Potencia [MW]		Generador Potencia [MW]			
G14	988.7532	G14	1257.0000	G14	1241.4493		
G16	2000.0000	G16	2000.0000	G16	2000.0000		
G17	927.3572	G17	503.0000	G17	518.5507		
G19	0.0000	G19	0.0000	G19	0.0000		
G27	63.8896	G27	220.0000	G27	220.0000		
G28	800.0000	G28	800.0000	G28	800.0000		
G31	700.0000	G31	700.0000	G31	700.0000		
G32	500.0000	G32	500.0000	G32	500.0000		
G34	0.0000	G34	0.0000	G34	0.0000		
G37	300.0000	G37	300.0000	G37	300.0000		
G39	600.0000	G39	600.0000	G39	600.0000		
G46	0.0000	G46	0.0000	G46	0.0000		
-----		-----		-----			
FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION		FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION		FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION			
-----		-----		-----			
Enlace	Flujo [MW]	Enlace	No.Línea	Flujo [MW]	Enlace	No.Línea	Flujo [MW]
E1	19.4180	E1	1	0.0000	E1	1	21.4729
E2	-19.4180	E2	1	0.0000	E2	1	-10.7364
E3	-161.7968	E2	2	0.0000	E2	2	-10.7364
E4	-93.9392	E3	1	-215.3202	E3	1	-215.9010
E5	103.4400	E4	1	-149.0140	E4	1	-149.6116
E6	19.4180	E5	1	119.5961	E5	1	107.6759
E7	-138.9032	E6	1	0.0000	E6	1	21.4729
E8	-462.5180	E7	1	-42.6899	E7	1	-42.3995
E9	50.6579	E7	2	-42.6899	E7	2	-42.3995
E10	-255.7360	E8	1	-221.5500	E8	1	-232.2864
E11	-511.9000	E8	2	-221.5500	E8	2	-232.2864
E12	266.6110	E9	1	47.3961	E9	1	56.9488
E13	-176.3343	E10	1	-182.1671	E10	1	-182.7563
E14	41.1922	E10	2	-182.1671	E10	2	-182.7563
E15	181.5136	E11	1	-255.9500	E11	1	-255.9500
E16	1098.0534	E11	2	-255.9500	E11	2	-255.9500
E17	1072.6428	E12	1	239.8926	E12	1	240.0000
E18	2000.0000	E12	2	239.8926	E12	2	240.0000
E19	-42.8039	E13	1	-183.2433	E13	1	-183.7731
E20	-2.6899	E14	1	44.8394	E14	1	54.9219
E21	-84.5899	E15	1	189.7180	E15	1	195.6142
E22	229.5591	E16	1	1073.4620	E16	1	1110.3231
E23	-228.5409	E17	1	1162.5696	E17	1	1157.5914
E24	440.7062	E18	1	1665.5696	E18	1	1676.1421
E25	123.9040	E19	1	-69.6987	E19	1	-78.2124
E26	182.0426	E20	1	-29.3207	E20	1	-37.7508
E27	-47.0574	E21	1	-111.2207	E21	1	-119.6508
E28	104.5958	E22	1	0.0000	E22	1	134.8296
E29	400.0000	E22	2	216.8194	E22	2	134.8296
E30	14.4958	E23	1	0.0000	E23	1	-94.2204
E31	76.8466	E23	2	-241.2806	E23	2	-94.2204
E32	-139.1534	E24	1	193.5903	E24	1	185.1184
E33	-91.1448	E24	2	193.5903	E24	2	185.1184
E34	254.3193	E25	1	34.2280	E25	1	210.4919
E35	151.3213	E26	1	229.1000	E26	1	234.6081
E36	508.8552	E27	1	0.0000	E27	1	5.5081
E37	-7.7807	E28	1	209.4086	E28	1	192.2968
E38	44.8466	E29	1	198.8860	E29	1	198.9700
E39	1076.4576						

Anexo C: Solución óptima del AMPL

E40	165.8000	E29	2	198.8860	E29	2	198.9700				
E41	86.7000	E30	1	119.3086	E30	1	102.1968				
E42	-123.5424	E31	1	17.1140	E31	1	108.0000				
E43	78.4353	E31	2	17.1140	E31	2	108.0000				
E44	-927.3572	E32	1	-181.7720	E32	1	0.0000				
E45	-91.2368	E33	1	0.0000	E33	1	0.0000				
E46	-1098.0534	E34	1	262.1000	E34	1	262.1000				
E47	-1076.4576	E35	1	157.2086	E35	1	140.0968				
E48	848.9219	E36	1	200.0000	E36	1	200.0000				
E49	1012.6875	E36	2	200.0000	E36	2	200.0000				
E50	700.0000	E36	3	200.0000	E36	3	200.0000				
E51	800.0000	E37	1	0.0000	E37	1	0.0000				
E52	-800.0000	E38	1	0.0000	E38	1	0.0000				
E53	-1012.6875	E38	2	0.0000	E38	2	181.9400				
E54	-800.0000	E38	3	0.0000	E38	3	0.0000				
E55	-848.9219	E39	1	1016.4914	E39	1	851.6632				
				E40	1	165.8000	E40	1	165.8000		
				E41	1	86.7000	E41	1	86.7000		
				E42	1	-183.5086	E42	1	-348.3368		
				E43	1	100.3685	E43	1	96.9723		
				E44	1	-837.4304	E44	1	-842.4086		
				E45	1	106.8239	E45	1	100.6127		
				E46	1	-536.7310	E46	1	-555.1615		
				E46	2	-536.7310	E46	2	-555.1615		
				E47	1	-338.8305	E47	1	-283.8877		
				E47	2	-338.8305	E47	2	-283.8877		
				E47	3	-338.8305	E47	3	-283.8877		
				E48	1	737.0619	E48	1	745.4363		
				E49	1	982.8086	E49	1	1111.7408		
				E50	1	700.0000	E50	1	700.0000		
				E51	1	800.0000	E51	1	800.0000		
				E52	1	-266.6667	E52	1	-266.6667		
				E52	2	-266.6667	E52	2	-266.6667		
				E52	3	-266.6667	E52	3	-266.6667		
				E53	1	-491.4043	E53	1	-555.8704		
				E53	2	-491.4043	E53	2	-555.8704		
				E54	1	-400.0000	E54	1	-400.0000		
				E54	2	-400.0000	E54	2	-400.0000		
				E55	1	-368.5309	E55	1	-372.7181		
				E55	2	-368.5309	E55	2	-372.7181		
				-----				-----			
				DESCONEXIÓN DE LÍNEAS				DESCONEXIÓN DE LÍNEAS			
				-----				-----			
				*NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0				*NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0			
				Enlace	No.Línea	(1)/(0)		Enlace	No.Línea	(1)/(0)	
				E1	1	0		E1	1	1	
				E2	1	1		E2	1	1	
				E2	2	1		E2	2	1	
				E3	1	1		E3	1	1	
				E4	1	1		E4	1	1	
				E5	1	1		E5	1	1	
				E6	1	0		E6	1	1	
				E7	1	1		E7	1	1	
				E7	2	1		E7	2	1	
				E8	1	1		E8	1	1	
				E8	2	1		E8	2	1	
				E9	1	1		E9	1	1	
				E10	1	1		E10	1	1	
				E10	2	1		E10	2	1	
				E11	1	1		E11	1	1	
				E11	2	1		E11	2	1	
				E12	1	1		E12	1	1	
				E12	2	1		E12	2	1	
				E13	1	1		E13	1	1	
				E14	1	1		E14	1	1	
				E15	1	1		E15	1	1	
				E16	1	1		E16	1	1	
				E17	1	1		E17	1	1	
				E18	1	1		E18	1	1	
				E19	1	1		E19	1	1	
				E20	1	1		E20	1	1	
				E21	1	1		E21	1	1	
				E22	1	0		E22	1	1	
				E22	2	1		E22	2	1	
				E23	1	0		E23	1	1	
				E23	2	1		E23	2	1	
				E24	1	1		E24	1	1	
				E24	2	1		E24	2	1	
				E25	1	1		E25	1	1	
				E26	1	1		E26	1	1	
				E27	1	0		E27	1	1	
				E28	1	1		E28	1	1	
				E29	1	1		E29	1	1	
				E29	2	1		E29	2	1	
				E30	1	1		E30	1	1	
				E31	1	1		E31	1	1	
				E31	2	1		E31	2	1	
				E32	1	1		E32	1	0	
				E33	1	0		E33	1	0	
				E34	1	1		E34	1	1	
				E35	1	1		E35	1	1	
COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 185111.7989											
US\$/h											

Anexo C: Solución óptima del AMPL

E36	1	1	E36	1	1
E36	2	1	E36	2	1
E36	3	1	E36	3	1
E37	1	0	E37	1	0
E38	1	0	E38	1	0
E38	2	0	E38	2	1
E38	3	0	E38	3	0
E39	1	1	E39	1	1
E40	1	1	E40	1	1
E41	1	1	E41	1	1
E42	1	1	E42	1	1
E43	1	1	E43	1	1
E44	1	1	E44	1	1
E45	1	1	E45	1	1
E46	1	1	E46	1	1
E46	2	1	E46	2	1
E47	1	1	E47	1	1
E47	2	1	E47	2	1
E47	3	1	E47	3	1
E48	1	1	E48	1	1
E49	1	1	E49	1	1
E50	1	1	E50	1	1
E51	1	1	E51	1	1
E52	1	1	E52	1	1
E52	2	1	E52	2	1
E52	3	1	E52	3	1
E53	1	1	E53	1	1
E53	2	1	E53	2	1
E54	1	1	E54	1	1
E54	2	1	E54	2	1
E55	1	1	E55	1	1
E55	2	1	E55	2	1
COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 184063.0000			COSTO TOTAL DE GENERACIÓN: 184078.5507		
US\$/h			US\$/h		

C.4 Resultados del sistema simplificado del área central.

FOP en CD (sin desconexión de líneas) MINIMA.
 CPLEX 12.8.0.0: optimal solution;
 objective 1208852.784
 13 dual simplex iterations (0 in phase I)

ANGULOS NODALES	
Nodo	Angulo
1	-0.5449
2	-0.5630
3	-0.5784
4	-0.5796
5	-0.5733
6	-0.5630
7	-0.5418
8	-0.5564
9	-0.5414
10	-0.5362
11	-0.5397
12	-0.4828
13	-0.4980
14	-0.4350
15	-0.4190
16	-0.0359
17	0.0000
18	-0.4767
19	-0.4277
20	-0.5453
21	-0.5455

POTENCIAS DE GENERACION	
Generador	Potencia [MW]
G2	0.0000
G5	0.0000
G7	440.6800
G8	0.0000
G16	816.0000
G17	1720.0000
G20	524.8000
G21	0.0000

FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION	
Enlace	Flujo [MW]
E1	198.4399
E2	7.1399
E3	286.2199

FOP en CD (sin desconexión de líneas) MEDIA.
 CPLEX 12.8.0.0: optimal solution;
 objective 1776991.537
 14 dual simplex iterations (0 in phase I)

ANGULOS NODALES	
Nodo	Angulo
1	-0.5317
2	-0.5435
3	-0.5502
4	-0.5463
5	-0.5233
6	-0.5044
7	-0.4956
8	-0.5215
9	-0.5224
10	-0.5228
11	-0.5269
12	-0.4716
13	-0.4911
14	-0.4262
15	-0.4102
16	-0.0308
17	0.0000
18	-0.4657
19	-0.4192
20	-0.4614
21	-0.4615

POTENCIAS DE GENERACION	
Generador	Potencia [MW]
G2	68.0000
G5	219.1700
G7	792.0000
G8	0.0000
G16	816.0000
G17	1720.0000
G20	524.8000
G21	760.0000

FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION	
Enlace	Flujo [MW]
E1	-14.8806
E2	-442.0806
E3	118.5194

FOP en CD (sin desconexión de líneas) MAXIMA.
 CPLEX 12.8.0.0: optimal solution;
 objective 1938591.442
 14 dual simplex iterations (0 in phase I)

ANGULOS NODALES	
Nodo	Angulo
1	-0.5937
2	-0.6051
3	-0.6102
4	-0.6054
5	-0.5782
6	-0.5612
7	-0.5590
8	-0.5827
9	-0.5844
10	-0.5851
11	-0.5893
12	-0.5315
13	-0.5498
14	-0.4759
15	-0.4596
16	-0.0369
17	0.0000
18	-0.5231
19	-0.4694
20	-0.5182
21	-0.5183

POTENCIAS DE GENERACION	
Generador	Potencia [MW]
G2	68.0000
G5	613.2200
G7	792.0000
G8	0.0000
G16	816.0000
G17	1720.0000
G20	524.8000
G21	760.0000

FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION	
Enlace	Flujo [MW]
E1	-26.9344
E2	-419.3344
E3	28.7656

Anexo C: Solución óptima del AMPL

E4	565.0199
E5	199.4399
E6	-88.5601
E7	-398.5601
E8	-553.3601
E9	-170.2664
E10	-140.1920
E11	-240.7920
E12	-524.8000
E13	-524.8000
E14	96.8000
E15	-480.0864
E16	-428.5118
E17	94.2000
E18	-705.3075
E19	-1279.3925
E20	651.2925
E21	751.8018
E22	683.2018
E23	68.6000
E24	505.3018
E25	522.7118

COSTO TOTAL DE GENERACIÓN:
1208852.7840 US\$/h

E4	1031.8194
E5	739.9194
E6	306.8194
E7	-174.1806
E8	-361.2806
E9	-173.6520
E10	-129.7090
E11	-279.8090
E12	-1284.8000
E13	-524.8000
E14	172.2000
E15	-460.9113
E16	-411.3690
E17	90.5000
E18	-690.6404
E19	-1267.4596
E20	558.0596
E21	766.0197
E22	699.5197
E23	66.5000
E24	436.9197
E25	501.8690

COSTO TOTAL DE GENERACIÓN:
1776991.5370 US\$/h

E4	930.9656
E5	871.4656
E6	382.4656
E7	-133.5344
E8	-349.3344
E9	-165.9687
E10	-115.9401
E11	-288.1401
E12	-1284.8000
E13	-524.8000
E14	157.7000
E15	-514.2310
E16	-446.8434
E17	128.3000
E18	-773.6909
E19	-1411.7091
E20	669.5091
E21	843.1256
E22	782.0256
E23	61.1000
E24	471.8256
E25	575.1434

COSTO TOTAL DE GENERACIÓN:
1938591.4420 US\$/h

OTS con $M = 180^\circ$ (con desconexión de líneas). MINIMA
CPLEX 12.8.0.0: optimal integer
solution; objective 1208852.784
85 MIP simplex iterations
0 branch-and-bound nodes

ANGULOS NODALES	
Nodo	Angulo
1	-0.0008
2	-0.0008
3	-0.0008
4	-0.0008
5	-0.0008
6	-0.0008
7	-0.0008
8	-0.0008
9	-0.0008
10	-0.0008
11	-0.0008
12	-0.0008
13	-0.0007
14	-0.0006
15	-0.0006
16	-0.0000
17	0.0000
18	-0.0008
19	-0.0006
20	-0.0008
21	-0.0008

POTENCIAS DE GENERACION	
Generador	Potencia [MW]
G2	0.0000
G5	0.0000
G7	440.6800
G8	0.0000
G16	816.0000
G17	1720.0000
G20	524.8000
G21	0.0000

FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION		
Enlace	No.Linea	Flujo [MW]
E1	1	115.0719
E1	2	115.0719
E2	1	19.4219
E2	2	19.4219
E3	1	158.9619
E3	2	158.9619
E4	1	298.3619
E4	2	298.3619
E5	1	115.5719
E5	2	115.5719
E6	1	-28.4281
E6	2	-28.4281
E7	1	-183.4281
E7	2	-183.4281
E8	1	0.0000
E8	2	-521.6561

OTS con $M = 180^\circ$ (con desconexión de líneas). MEDIA
CPLEX 12.8.0.0: optimal integer
solution; objective 1776991.537
86 MIP simplex iterations
0 branch-and-bound nodes

ANGULOS NODALES	
Nodo	Angulo
1	-0.0008
2	-0.0008
3	-0.0008
4	-0.0008
5	-0.0008
6	-0.0007
7	-0.0007
8	-0.0008
9	-0.0008
10	-0.0008
11	-0.0008
12	-0.0008
13	-0.0007
14	-0.0006
15	-0.0006
16	-0.0000
17	0.0000
18	-0.0008
19	-0.0006
20	-0.0007
21	-0.0007

POTENCIAS DE GENERACION	
Generador	Potencia [MW]
G2	68.0000
G5	394.9700
G7	792.0000
G8	0.0000
G16	816.0000
G17	1720.0000
G20	524.8000
G21	584.2000

FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION		
Enlace	No.Linea	Flujo [MW]
E1	1	-12.7818
E1	2	-12.7818
E2	1	-226.3818
E2	2	-226.3818
E3	1	53.9182
E3	2	53.9182
E4	1	422.6682
E4	2	422.6682
E5	1	364.6182
E5	2	364.6182
E6	1	148.0682
E6	2	148.0682
E7	1	-92.4318
E7	2	-92.4318
E8	1	-185.9818
E8	2	-185.9818

OTS con $M = 180^\circ$ (con desconexión de líneas). MAXIMA
CPLEX 12.8.0.0: optimal integer
solution; objective 1938591.442
133 MIP simplex iterations
0 branch-and-bound nodes

ANGULOS NODALES	
Nodo	Angulo
1	-0.0008
2	-0.0008
3	-0.0008
4	-0.0008
5	-0.0007
6	-0.0007
7	-0.0007
8	-0.0007
9	-0.0007
10	-0.0007
11	-0.0007
12	-0.0006
13	-0.0008
14	-0.0008
15	-0.0005
16	-0.0001
17	0.0000
18	-0.0006
19	-0.0008
20	-0.0007
21	-0.0007

POTENCIAS DE GENERACION	
Generador	Potencia [MW]
G2	68.0000
G5	613.2200
G7	792.0000
G8	0.0000
G16	816.0000
G17	1720.0000
G20	524.8000
G21	760.0000

FLUJO EN LINEAS DE TRANSMISION		
Enlace	No.Linea	Flujo [MW]
E1	1	30.7115
E1	2	30.7115
E2	1	-165.4885
E2	2	-165.4885
E3	1	58.5615
E3	2	58.5615
E4	1	0.0000
E4	2	1019.3229
E5	1	479.9115
E5	2	479.9115
E6	1	235.4115
E6	2	235.4115
E7	1	-22.5885
E7	2	-22.5885
E8	1	-130.4885
E8	2	-130.4885
E9	1	-1036.6771

Anexo C: Solución óptima del AMPL

E9	1	-20.7174	E9	1	-49.6295	E10	1	0.0000
E10	1	7.6281	E10	1	-7.1202	E11	1	-172.2000
E11	1	-92.9719	E11	1	-157.2202	E12	1	-642.4000
E12	1	-262.4000	E12	1	0.0000	E12	2	-642.4000
E12	2	-262.4000	E12	2	-1109.0000	E13	1	-262.4000
E13	1	-262.4000	E13	1	-262.4000	E13	2	-262.4000
E13	2	-262.4000	E13	2	-262.4000	E14	1	157.7000
E14	1	96.8000	E14	1	172.2000	E15	1	-940.1504
E15	1	-737.1331	E15	1	-705.4861	E16	1	-864.0496
E16	1	94.2000	E16	1	90.5000	E17	1	128.3000
E17	1	94.2000	E17	1	90.5000	E18	1	-810.4634
E18	1	-1012.2571	E18	1	-994.7271	E19	1	-687.4683
E19	1	0.0000	E19	1	0.0000	E19	2	-687.4683
E19	2	-972.4429	E19	2	-963.3729	E20	1	0.0000
E20	1	172.1715	E20	1	126.9864	E20	2	632.7366
E20	2	172.1715	E20	2	126.9864	E21	1	0.0000
E21	1	1017.4669	E21	1	1023.3139	E22	1	-61.1000
E22	1	948.8669	E22	1	956.8139	E23	1	61.1000
E23	1	68.6000	E23	1	66.5000	E24	1	-371.3000
E24	1	770.9669	E24	1	694.2139	E25	1	992.3496
E25	1	0.0000	E25	1	0.0000			
DESCONEXIÓN DE LÍNEAS			DESCONEXIÓN DE LÍNEAS			DESCONEXIÓN DE LÍNEAS		
*NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0			*NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0			*NOTA: Conexion = 1 / Desconexion = 0		
Enlace	No.Línea	(1)/(0)	Enlace	No.Línea	(1)/(0)	Enlace	No.Línea	(1)/(0)
E1	1	1	E1	1	1	E1	1	1
E1	2	1	E1	2	1	E1	2	1
E2	1	1	E2	1	1	E2	1	1
E2	2	1	E2	2	1	E2	2	1
E3	1	1	E3	1	1	E3	1	1
E3	2	1	E3	2	1	E3	2	1
E4	1	1	E4	1	1	E4	1	0
E4	2	1	E4	2	1	E4	2	1
E5	1	1	E5	1	1	E5	1	1
E5	2	1	E5	2	1	E5	2	1
E6	1	1	E6	1	1	E6	1	1
E6	2	1	E6	2	1	E6	2	1
E7	1	1	E7	1	1	E7	1	1
E7	2	1	E7	2	1	E7	2	1
E8	1	0	E8	1	1	E8	1	1
E8	2	1	E8	2	1	E8	2	1
E9	1	1	E9	1	1	E9	1	1
E10	1	1	E10	1	1	E10	1	0
E11	1	1	E11	1	1	E11	1	1
E12	1	1	E12	1	0	E12	1	1
E12	2	1	E12	2	1	E12	2	1
E13	1	1	E13	1	1	E13	1	1
E13	2	1	E13	2	1	E13	2	1
E14	1	1	E14	1	1	E14	1	1
E15	1	1	E15	1	1	E15	1	1
E16	1	1	E16	1	1	E16	1	1
E17	1	1	E17	1	1	E17	1	1
E18	1	1	E18	1	1	E18	1	1
E19	1	0	E19	1	0	E19	1	1
E19	2	1	E19	2	1	E19	2	1
E20	1	1	E20	1	1	E20	1	0
E20	2	1	E20	2	1	E20	2	1
E21	1	1	E21	1	1	E21	1	0
E22	1	1	E22	1	1	E22	1	1
E23	1	1	E23	1	1	E23	1	1
E24	1	1	E24	1	1	E24	1	1
E25	1	0	E25	1	0	E25	1	1
COSTO TOTAL DE GENERACIÓN:			COSTO TOTAL DE GENERACIÓN:			COSTO TOTAL DE GENERACIÓN:		
1208852.7840 US\$/h			1776991.5370 US\$/h			1938591.4420 US\$/h		