



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO DE LA MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA
EN EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN,
CONSIDERANDO EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE
TRANSPORTE 2008-2018**

Luis Fernando Rodríguez Santizo

Asesorado por el Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira

Guatemala, mayo de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE LA MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL PLAN DE
EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2008-2018**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

LUIS FERNANDO RODRÍGUEZ SANTIZO
ASESORADO POR EL ING. FERNANDO ALFREDO MOSCOSO LIRA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Angel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortíz de León
VOCAL V	P.A. José Alfredo Ortíz Herincx
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier Gonzáles López
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
SECRETARIO	Ing. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ESTUDIO DE LA MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2008-2018

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 19 de noviembre de 2009.



Luis Fernando Rodríguez Santizo

Guatemala, 04 de Agosto de 2010

Ingeniero
Jorge Luis Pérez
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Estimado Ingeniero:

Por este medio le informo que he revisado el trabajo de graduación titulado: **Estudio de la Máxima Transferencia de Potencia en el Sistema Principal de Transmisión, Considerando el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018**, elaborado por el estudiante Luis Fernando Rodríguez Santizo, Carné 200611356.

El mencionado trabajo llena los requisitos para dar mi aprobación, e indicarle que el autor y mi persona somos responsables por el contenido de la misma.

Atentamente



Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
Colegiado 6386



Ref. EIME 13. 2011
Guatemala, 04 de FEBRERO 2011.

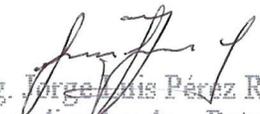
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIO DE LA MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA
EN EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN,
CONSIDERANDO EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE
TRANSPORTE 2008-2018, del estudiante Luis Fernando Rodríguez
Santizo, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR/sro





REF. EIME 17. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; LUIS FERNANDO RODRÍGUEZ SANTIZO titulado: ESTUDIO DE LA MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2008 - 2018, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 21 DE FEBRERO 0 2,011.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO DE LA MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN EL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN, CONSIDERANDO EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2008-2018**, presentado por el estudiante universitario **Luis Fernando Rodríguez Santizo**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 11 de mayo de 2011.



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Gracias Señor por permitirme dar un paso más en mi vida, gracias por tu misericordia y amor.
- Mis padres** Patrocinio y Angélica, por ser un gran ejemplo de trabajo, dedicación y amor. Gracias por toda su confianza, sacrificio, enseñanza y valores.
- Mis hermanos** Verónica, Silvia, Edvin, Lourdes, Cristian y Oscar (†), por su cariño y apoyo incondicional.
- Mi novia** Roxana, gracias mi amor por estos años a mi lado, por estar compartiendo tu vida con la mía, porque eres parte esencial de mí.
- Mis amigos** En especial a Sergio, Juan Pablo, Mario, Manuel, Julio, por todos estos años de verdadera amistad y lucha.
- Marlon Álvarez** Canche, aún recordamos tu alegría.

AGRADECIMIENTOS A:

Ing. Fernando Moscoso

Por asesorar este trabajo de graduación, por sus comentarios y sugerencias, por ayudarme a enriquecer el contenido de este trabajo de graduación.

**División de Proyectos
Estratégicos de la Comisión
Nacional de Energía Eléctrica**

Por permitirme crecer profesionalmente y brindarme su importante apoyo y conocimiento.

**Universidad de San Carlos
De Guatemala**

Por haberme permitido cumplir mis metas en tan prestigiosa casa de estudios

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVII
1. LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	1
1.1. Evolución de los sistemas eléctricos.....	1
1.1.1. Aspecto tecnológico	2
1.1.2. La producción.....	2
1.1.3. El consumo	3
1.1.4. El transporte.....	4
1.2. Planificación del sector eléctrico	5
1.2.1. El crecimiento del sector eléctrico.....	5
1.2.2. La planificación y operación del sistema eléctrico.....	5
1.2.3. Programación de expansión del transporte a largo plazo	6
1.3. Planificación regional	7
1.3.1. Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central	7
1.3.1.1. Beneficios del Mercado Eléctrico Regional	8
1.3.1.2. Requisitos a cumplir por las Regulaciones y Sistemas Nacionales.	8
1.3.2. El Proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC).....	9
1.4. Antecedentes del Sistema Nacional Interconectado.....	11

1.5.	El subsector eléctrico actual	14
1.5.1.	El sistema de transporte actual.....	17
1.5.2.	Interconexiones	17
1.6.	Sistema principal de transporte	17
1.6.1.	Concepto de sistema principal.....	17
1.6.2.	Metodología para la determinación del sistema principal ..	17
1.6.3.	Elementos del sistema principal.	19
1.7.	Planes de expansión	19
1.7.1.	Plan de expansión del sistema de transporte PET 2008-2018.....	19
1.7.1.2.	Obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte.....	20
1.7.2.	Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación PEG 2008-2022.....	29
1.7.2.1.	Información básica.....	29
1.7.2.2.	Obras del Plan de Expansión del Sistema de Generación.....	30
1.8.	Objeto del estudio.....	32
2.	CAPACIDAD DISPONIBLE DE TRANSMISIÓN.....	35
2.1.	Capacidad disponible de transmisión (CDT).	35
2.1.1.	Definición de CDT según “ <i>The North American Electric Reliability Corporation</i> ” (NERC).....	35
2.1.2.	Otras definiciones de CDT.....	35
2.1.3.	Capacidad de transferencia de potencia.....	37
2.1.4.	Principios de la capacidad disponible de transferencia.....	37
2.1.5.	Transferencia de capacidad <i>versus</i> capacidad de transmisión	38

2.1.6.	Procedimiento para determinar la capacidad disponible de transmisión	39
2.1.6.1.	Determinación de la capacidad de transferencia	39
2.1.6.2.	Determinación de la capacidad total de transferencia	48
2.1.6.3.	Bases técnicas	51
2.2.	Límites de estabilidad en estado estable para la determinación de la CDT	52
2.2.1.	Métodos de estudio de la estabilidad de voltaje	52
2.2.2.	Métodos analíticos	53
2.2.3.	Flujos de potencia convencionales	53
2.2.3.1.	Análisis de sensibilidad	54
2.2.3.2.	Reducción de la matriz jacobiana	57
2.2.3.3.	Equivalente de red	59
2.2.3.4.	Técnicas basadas en fasores y vectores de voltaje	60
2.2.4.	Técnicas basadas en energía.	61
2.2.5.	Flujos progresivos	62
2.3.	Criterio de confiabilidad N-1	64
3.	MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN ESTADO ESTABLE, AÑO ESTACIONAL SECO.....	67
3.1.	Temporada seca 2010	67
3.1.1.	Estudio por límite de voltaje	68
3.1.2.	Curvas Q-V	70
3.1.3.	Estudio por límite térmico de conductores	72
3.1.3.1.	Definición de contingencias.....	72
3.1.3.2.	Definición de elementos monitoreados	73

3.1.3.3.	Máximas transferencias	73
3.2.	Temporada seca proyección 2013.....	74
3.2.1.	Estudio por límite de voltaje.....	75
3.2.2.	Curvas Q-V	77
3.2.3.	Estudio por límite térmico de conductores.....	82
3.2.3.1.	Definición de contingencias	82
3.2.3.2.	Definición de elementos monitoreados	94
3.2.3.3.	Máximas transferencias	94
4.	MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN ESTADO ESTABLE, AÑO ESTACIONAL LLUVIOSO.....	95
4.1.	Temporada lluviosa 2010	95
4.1.1.	Estudio por Límite de Voltaje	96
4.1.2.	Curvas Q-V	98
4.1.3.	Estudio por límite térmico de conductores.....	100
4.1.3.1.	Definición de contingencias	100
4.1.3.2.	Definición de elementos monitoreados	101
4.1.3.3.	Máximas transferencias	101
4.2.	Temporada lluviosa, proyección 2013	102
4.2.1.	Estudio por límite de voltaje.....	103
4.2.2.	Curvas Q-V	106
4.2.3.	Estudio por límite térmico de conductores.....	110
4.2.3.1.	Definición de contingencias	110
4.2.3.2.	Definición de elementos monitoreados	121
4.2.3.3.	Máximas transferencias	122
	CONCLUSIONES.....	123
	RECOMENDACIONES.....	125
	BIBLIOGRAFÍA.....	127
	ANEXOS.....	129

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Variación de demanda de energía frente al PIB 1997-2009.....	3
2.	Geográfico PET 2008-2018.....	27
3.	Oferta firme eficiente 2010-2011.....	30
4.	Estudio de máxima transferencia de potencia.....	33
5.	Concepto de la capacidad disponible de transferencia.....	40
6.	Determinación de la capacidad disponible de transferencia.....	42
7.	Curvas características P-V.....	56
8.	Curvas características Q-V.....	56
9.	Criterio N-1.....	64
10.	Concepto del criterio N-1.....	65
11.	CTT Centro América a México, época seca 2010.....	68
12.	CTT México a Centro América, época seca 2010.....	69
13.	Curvas QV Centro América a México, época seca 2010.....	70
14.	Curvas QV México a Centro América, época seca 2010.....	71
15.	CTT México a Centro América, época seca PET.....	75
16.	CTT México a Centro América, época seca PET.....	76
17.	CTT Centro América a México, época seca PET.....	76
18.	CTT Centro América a México, época seca PET.....	77
19.	Curvas QV México a Centro América, época seca PET.....	78
20.	Curvas QV México a Centro América, época seca PET.....	79
21.	Curvas QV Centro América a México, época seca PET.....	79
22.	Curvas QV Centro América a México, época seca PET.....	80

23.	CTT Centro América a México, época seca PET cont. 1.....	83
24.	CTT Centro América a México, época seca PET cont. 1.....	83
25.	CTT Centro América a México, época seca PET cont. 1.....	84
26.	CTT Centro América a México, época seca PET cont. 1.....	84
27.	CTT México a Centro América, época seca PET cont. 1.....	85
28.	CTT México a Centro América, época seca PET cont. 1.....	85
29.	CTT México a Centro América, época seca PET cont. 1.....	86
30.	CTT México a Centro América, época seca PET cont. 1.....	86
31.	Curvas QV Centro América a México, época seca PET cont. 1.....	88
32.	Curvas QV Centro América a México, época seca PET cont. 1.....	88
33.	Curvas QV Centro América a México, época seca PET cont. 1.....	89
34.	Curvas QV Centro América a México, época seca PET cont. 1.....	89
35.	Curvas QV México a Centro América, época seca PET cont. 1.....	90
36.	Curvas QV México a Centro América, época seca PET cont. 1.....	90
37.	Curvas QV México a Centro América, época seca PET cont. 1.....	91
38.	Curvas QV México a Centro América, época seca PET cont. 1.....	91
39.	CTT Centro América a México, época lluviosa 2010.....	97
40.	CTT México a Centro América época lluviosa 2010.....	97
41.	Curvas QV Centro América a México, época lluviosa 2010.....	98
42.	Curvas QV México a Centro América, época lluviosa 2010.....	99
43.	CTT México a Centro América, época lluviosa PET.....	104
44.	CTT México a Centro América, época lluviosa PET.....	104
45.	CTT Centro América a México, época lluviosa PET.....	105
46.	CTT Centro América a México, época lluviosa PET.....	105
47.	Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET.....	107
48.	Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET.....	107
49.	Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET.....	108
50.	Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET.....	108
51.	CTT Centro América a México, época lluviosa PET cont. 1.....	111

52.	CTT Centro América a México, época lluviosa PET cont. 1.....	111
53.	CTT Centro América a México, época lluviosa PET cont. 1.....	112
54.	CTT Centro América a México, época lluviosa PET cont. 1.....	112
55.	CTT México a Centro América, época lluviosa PET cont. 1.....	113
56.	CTT México a Centro América, época lluviosa PET cont. 1.....	113
57.	CTT México a Centro América, época lluviosa PET cont. 1.....	114
58.	CTT México a Centro América, época lluviosa PET cont. 1.....	114
59.	Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET cont. 1.....	116
60.	Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET cont. 1.....	116
61.	Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET cont. 1.....	117
62.	Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET cont. 1.....	117
63.	Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET cont. 1.....	118
64.	Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET cont. 1.....	118
65.	Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET cont. 1.....	119
66.	Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET cont. 1.....	119

TABLAS

I.	Crecimiento del Subsector Eléctrico.....	14
II.	Indicadores del Sistema Nacional Interconectado.....	15
III.	Escenarios de demanda 2008-2015.....	31
IV.	Plantas nuevas.....	32
V.	Área de estudio, año estacional seco 2010.....	67
VI.	CTT época seca 2010.....	69
VII.	Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época seca 2010.....	71

VIII.	Contingencias época seca 2010.....	72
IX.	Resultados de máxima transferencia de potencia, época seca 2010.....	73
X.	Contingencias críticas para la época seca 2010.....	74
XI.	Área de estudio, temporada seca PET.....	74
XII.	CTT época seca PET.....	77
XIII.	Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época seca PET.....	81
XIV.	Contingencias, época seca PET.....	82
XV.	CTT época seca, contingencias PET.....	87
XVI.	Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época seca, contingencias PET.....	92
XVII.	Resultados de máxima transferencia de potencia época seca PET.....	94
XVIII.	Área de estudio, temporada lluviosa 2010.....	95
XIX.	CTT época lluviosa 2010.....	97
XX.	Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época lluviosa 2010.....	99
XXI.	Contingencias, época lluviosa 2010.....	101
XXII.	Resultados de máxima transferencia de potencia, época lluviosa 2010.....	101
XXIII.	Contingencias críticas para la época lluviosa 2010.....	102
XXIV.	Área de estudio, temporada lluviosa PET.....	103
XXV.	CTT época lluviosa PET.....	106
XXVI.	Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época lluviosa PET.....	109
XXVII.	Contingencias época lluviosa PET.....	110
XXVIII.	CTT época lluviosa, contingencias PET.....	115

XXIX.	Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época lluviosa, contingencias PET.....	120
XXX.	Resultados de máxima transferencia de potencia, época lluviosa PET	122

GLOSARIO

Contingencia	Evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio de manera imprevista o programada.
Confiabilidad	Habilidad de un sistema para mantenerse operacional en el tiempo.
Estabilidad	Una medida de la capacidad de un sistema de resistir la perturbación. La capacidad de recuperar la posición original tras el cambio.
MER	Mercado Eléctrico Regional conformado según el Marco del Sistema de Integración Centroamericana.
PET	Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018, en base a lo establecido en el Acuerdo Gubernativo número 68-2007.
Potencia	Velocidad con la que se puede realizar un trabajo.

Sistema principal

Sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica definirá este sistema de conformidad con el informe que al efecto le presente el Administrador del Mercado Mayorista.

Transmisión

Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación desarrolla el procedimiento para obtener la máxima transferencia de potencia en el sistema principal de transporte de energía en Guatemala, bajo ciertos escenarios, y considerando el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, mediante simulaciones con un *software* para análisis de sistema de potencia, con posibilidad de hacer estudios de confiabilidad, análisis de contingencias y estabilidad de voltaje.

En dichas simulaciones se utilizaron los escenarios establecidos para los despachos de generación y carga en los años estacionales secos y lluviosos.

El resultado de este estudio permite establecer varias posibilidades de conexión para nuevas plantas de generación a la red principal de transporte, libre acceso a la capacidad de transporte en cualquier punto de la red principal, lo cual propiciará la libre competencia por el suministro de energía eléctrica, y la libre competencia desde las interconexiones internacionales que tiene Guatemala con otros países en la región.

OBJETIVOS

General

Determinar la máxima transferencia de potencia entre México y la Red de Transmisión Regional –RTR–, del Mercado Eléctrico Regional, a través del Sistema Principal del Sistema Nacional Interconectado de la República de Guatemala, considerando las obras de transmisión del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.

Específicos

1. Calcular la capacidad disponible de transmisión –CDT– del sistema principal considerando las obras del PET 2008-2018, para un escenario de despacho de generación y carga correspondientes a un año estacional seco.
2. Calcular la capacidad disponible de transmisión –CDT– del sistema principal, considerando las obras del PET 2008-2018, para un escenario de despacho de generación y carga correspondientes a un año estacional lluvioso.
3. Determinar las contingencias en el sistema principal que producen reducciones en la capacidad de transferencia de potencia en el SNI.
4. Recomendar la ejecución de las ampliaciones necesarias, que, ante contingencias, cumplan el criterio de seguridad operativa N-1.

INTRODUCCIÓN

El sistema principal de transporte de energía eléctrica actual, que contiene el Sistema Nacional Interconectado, presenta restricciones de capacidad de transmisión de electricidad desde los principales centros de generación hasta los centros de mayor demanda en el país, por la falta de inversiones en las redes de transmisión en los últimos años.

Debido a las modificaciones del Reglamento de la Ley General de Electricidad, a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se le facultó transitoriamente asumir funciones de planificación del Sistema Nacional Interconectado que principalmente abarcan la elaboración y ejecución del primer Plan de Expansión del Sistema de Transporte, y para el efecto elaborar el Plan Indicativo de Expansión del Sistema de Generación del Sistema Nacional Interconectado.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018 pretende reforzar la topología de la red existente, mejorar la calidad de servicio, darle confiabilidad y versatilidad a la red, constituir una red anillada con la finalidad de cumplir con el criterio (N-1) y proveer capacidad de transmisión a la red para la incorporación de futuras plantas de generación de energía eléctrica y electrificación rural y urbana en beneficio del usuario final.

La necesidad de conocer la máxima transferencia de potencia a través del sistema principal considerando el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, surge debido a las oportunidades que para el sector eléctrico genera dicho plan; además, Guatemala se encuentra en un proceso de

integración de sistema eléctricos con México y Centroamérica lo que permitirá realizar transacciones de energía internacionales hacia o desde México o Centroamérica o a través del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Dentro de estas oportunidades, se presenta el aumento en la confiabilidad de la red principal de transporte aplicando el criterio (N-1), analizando posibles contingencias y sus efectos en la red, con lo cual se busca garantizar el suministro de energía para los usuarios finales.

1. LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1. Evolución de los sistemas eléctricos

La electricidad se ha convertido hoy en día en una forma de energía imprescindible y con infinitud de usos debido a su gran versatilidad, control, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en el punto de consumo.

Es muy difícil reemplazarla en la mayoría de sus usos y aplicaciones, por lo que puede afirmarse que la calidad de vida y el propio funcionamiento de las sociedades desarrolladas dependen de una forma significativa de la disponibilidad de la energía eléctrica. La electricidad se ha convertido en estas sociedades en un bien de consumo esencial.

En principio, la energía eléctrica podría considerarse como un bien de consumo, que se produce, se transporta, se comercializa y se consume. Pero se trata de un bien de consumo de características muy peculiares. En primer lugar no es almacenable, por lo tanto, debe producirse y transportarse en el mismo momento que es consumida. Esta propiedad condiciona la configuración, planificación, operación, organización y gestión de los sistemas de energía eléctrica, así como también, condiciona de forma importante el diseño de los mercados eléctricos.

La enorme utilidad de esta forma de energía ha impulsado la puesta a punto de gigantescos y sofisticados sistemas industriales, orientados a la producción, el transporte y el consumo de la electricidad: los sistemas de energía eléctrica.

1.1.1. Aspecto tecnológico

Los sistemas de energía eléctrica han evolucionado de forma parecida en todos los países convergiendo hacia una estructura y configuración técnica muy similar. Los procesos de producción, transporte, distribución y consumo de electricidad están irremediablemente condicionados por el hecho de que tiene que existir un equilibrio instantáneo y permanente entre la generación y la demanda. Son sistemas en equilibrio dinámico de enorme tamaño, donde los condicionantes técnicos adquieren una especial relevancia.

1.1.2. La producción

La electricidad necesaria para satisfacer el consumo se genera en los centros de producción denominados centrales eléctricas, las cuales se encargan de transformar una fuente primaria de energía en energía eléctrica.

Generalmente se genera electricidad mediante un sistema trifásico sinusoidal de tensiones, con una frecuencia y amplitud de onda estandarizada y controlada; además, existen diversas tecnologías, normalmente asociadas al tipo de combustible, divididas en centrales convencionales y no convencionales

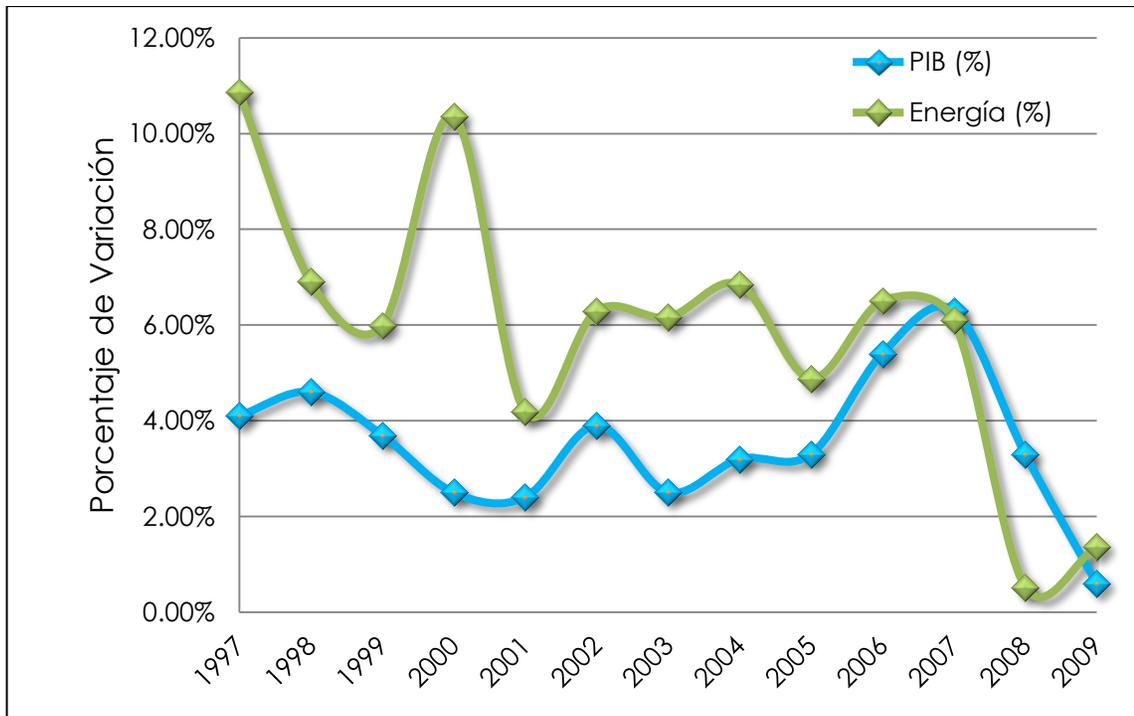
Las centrales convencionales se agrupan en hidráulicas, térmicas y nucleares; existen también las centrales complementarias denominadas de energía renovable por el reducido impacto ambiental que provocan: eólica, biomásicas, fotovoltaica y de cogeneración.

1.1.3. El consumo

La demanda eléctrica ha experimentado un crecimiento sostenido y pronunciado desde el comienzo de la utilización práctica de esta forma de energía. La creación de estándares para la electricidad (tensiones, frecuencia, potencia) ha permitido la enorme explosión del consumo eléctrico.

Los índices de consumo eléctrico constituyen uno de los elementos más indicativos del desarrollo industrial de un país, siendo significativo su paralelismo con los índices de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB).

Figura 1. Variación de demanda de energía frente al PIB 1997-2009



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. "Perspectivas de mediano plazo para el suministro de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional".

Entre estos índices tenemos el perfil de carga (diario, mensual, anual), el cual representa el consumo a lo largo del tiempo.

Existe otra forma de representar la curva agregada del consumo eléctrico, denominada la curva monótona de carga, la cual representa el valor de potencia superado para una duración determinada.

1.1.4. El transporte

La red de transporte es la encargada de conectar los grandes centros de producción, geográficamente muy dispersos, con los grandes núcleos de demanda, normalmente ubicados cerca de las ciudades y zonas industriales, así como de mantener la conexión global del sistema eléctrico. La red de transporte interconecta todo el sistema eléctrico, siendo un elemento clave para el equilibrio dinámico entre la producción de energía eléctrica y el consumo de la misma, adoptando generalmente una configuración muy mallada.

La red de transporte ha adquirido una relevancia especial en el marco regulatorio abierto a la competencia, pues es el elemento facilitador del Mercado Mayorista, el punto de encuentro entre los agentes del mercado y de su capacidad, tanto en el interior de los países como en las interconexiones entre los mismos, permitiendo el planteamiento de mercados eléctricos de dimensión nacional e internacional.

1.2. Planificación del sector eléctrico

1.2.1. El crecimiento del sector eléctrico

El incremento de las transacciones comerciales de energía ha traído un proceso de reestructuración y liberalización del sector eléctrico. La electricidad será pronto el producto comercial con un mayor volumen de transacciones en el mundo.

1.2.2. La planificación y operación del sistema eléctrico

La gestión económica de un sistema eléctrico es una tarea extremadamente compleja que involucra muy diversas actividades en las que intervienen aspectos financieros, tarifarios, sociales, empresariales, medioambientales, así como todo lo relacionado con la planificación de inversiones y la operación del sistema. Y todo ello enmarcado dentro del contexto regulatorio y legal de cada país, lo que condiciona de forma relevante el enfoque y los márgenes de actuación de cada una de estas actividades, así como a los protagonistas en la toma de decisiones.

La planificación y la operación real de un sistema eléctrico son el resultado de una compleja toma de decisiones, que comienzan a largo plazo, continúan a mediano plazo, se concretan a corto plazo y se materializan en la explotación real.

Las decisiones de expansión y operación de un sistema eléctrico deben guiarse por consideraciones de eficiencia económica de forma que se minimice el coste de proporcionar energía eléctrica al consumidor con una calidad satisfactoria.

1.2.3. Programación de expansión del transporte a largo plazo

Un regulador tiene la responsabilidad de decidir, controlar y vigilar la operación global del sistema eléctrico. Asimismo, colabora en la elaboración de los planes de expansión del sistema, tanto en lo que se refiere a la instalación de nueva capacidad de generación como a las líneas o equipos de la red de transporte.

El criterio que orienta todo el proceso de decisiones es la maximización de la utilidad social de producir y consumir energía eléctrica. Para ello intervienen dos factores fundamentales. El primero es procurar minimizar toda la cadena de costos incurridos para proporcionar el servicio al consumidor; el segundo, es aumentar la confiabilidad del sistema, creando un umbral mínimo de confiabilidad medido en términos de probabilidad de energía eléctrica no servida, así también cuantificar económicamente el perjuicio ocasionado por la interrupción del servicio en la función de utilidad del consumidor.

De esta manera, la confiabilidad de un sistema eléctrico depende de distintos factores relacionados con la inversión o porque han existido problemas en la operación del sistema.

La programación en el largo plazo prevé el crecimiento de la demanda, las alternativas tecnológicas existentes y sus costos, las estimaciones de la evolución en la disponibilidad y los precios de los combustibles, de los criterios de confiabilidad adoptados, de los condicionantes de impacto ambiental, de las políticas de diversificación y de dependencia exterior; todo esto trata de determinar de qué tipo, de qué volumen y en qué momento han de instalarse nuevos equipos de generación y transporte.

La programación en el largo plazo se hace necesaria porque las inversiones se justifican por los beneficios que proporcionan operando durante su vida útil.

Dado el horizonte de tiempo de estudio, la incertidumbre es un factor determinante; por lo tanto, será necesario trabajar con múltiples escenarios, realizando en la medida de lo posible evaluaciones probabilísticas y adoptar criterios de selección de alternativas; por la misma razón no tiene sentido evaluar para este tipo de estudios el comportamiento detallado técnico de la operación del sistema, ya que ni sería viable, ni tiene sentido buscar mucha precisión en la evaluación de los resultados.

1.3. Planificación regional

1.3.1. Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

Considerando que dentro del Marco del Sistema de Integración Centroamericana, SICA, los Gobiernos de las repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, han manifestado su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, mediante el desarrollo de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regionales; y, conscientes que un mercado eléctrico regional, sustentado en la interconexión de los sistemas eléctricos de los países, promueve el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de todos sus habitantes.

1.3.1.1. Beneficios del Mercado Eléctrico Regional

Los principales beneficios directos que se deben esperar de la creación de un Mercado Eléctrico Regional son aquellos derivados de:

- Sustancial aumento de la seguridad jurídica para los inversionistas, con la consecuente reducción del riesgo y, con ello, mayor facilidad de acceso a fuentes de financiamiento y disminución de las tasas de retorno pretendidas, lo cual se traduce en menores precios en general
- Mejoras tecnológicas en la oferta por el cambio de escala, lo cual acarrea baja de precios
- Mayor competencia al crearse un mercado de mayores dimensiones, con posibilidad de actuación de más oferentes
- Mayor calidad de servicio, producto de una infraestructura de transmisión más robusta (camino paralelos) y aplicación sistemática de criterios de calidad y seguridad uniforme (gradualmente)
- Mejorar los modos de compartir Servicios Auxiliares, reservas y respaldos, llevando a mejoras en la calidad del servicio y tarifas de los consumidores finales.

1.3.1.2. Requisitos a cumplir por las regulaciones y sistemas nacionales

- Permitir intercambios internacionales y promover la eficiencia
- No discriminación y reciprocidad
- Respetar los contratos
- Despacho económico incluyendo los retiros e inyecciones internacionales
- Respetar la coordinación del Ente Operador Regional (EOR) en la operación de la Red de Transmisión Regional (RTR)

- Respetar la normativa regional de seguridad y calidad
- Permitir el acceso abierto a la transmisión
- Disposición de recursos para la coordinación de la operación
- Acceso abierto a la información
- Obligaciones específicas de los Operadores de Sistemas y de Mercado (OS&M)
- Establecer enlaces de comunicación en tiempo real con el EOR
- Intercambio de información técnica y comercial con el EOR
- Conexión del *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) y Sistemas de Medición Comercial (SIMEC) de cada operación, supervisión y mantenimiento con el EOR
- Participar en la planificación y ejecución de los intercambios internacionales
- Incorporar al despacho nacional las ofertas de inyección y retiro internacionales
- Operación en tiempo real en coordinación con el EOR
- Programar con el EOR los intercambios en situaciones de emergencia
- Respetar el cumplimiento de los contratos nacionales e internacionales
- No permitir exportación de oportunidad en condiciones de déficit nacional de generación

1.3.2. El Proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC)

La infraestructura del SIEPAC consiste en la ejecución del primer sistema de Transporte Eléctrico Regional que reforzará la capacidad de transmisión entre los países centroamericanos. El proyecto consta de la construcción de una línea de transporte eléctrica que operará en 230 kV de un circuito, aunque

su diseño considera la posibilidad de un segundo circuito, que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países del Istmo.

El proyecto SIEPAC tiene dos objetivos principales:

- Apoyar la formación y consolidación progresiva del MER, mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica
- Establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (Líneas de Transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

Además, el proyecto SIEPAC pretende aportar soluciones a las necesidades de abastecimiento, calidad y economía del servicio eléctrico del conjunto de países miembros y compartir beneficios a través de crear un ámbito organizado con su juego de reglas, para los intercambios internacionales. Ello requiere una red capaz de permitir estos intercambios, pero también requiere una estructura y organización comercial y normativa que encuadre y defina el Mercado Eléctrico Regional.

Para ello el Tratado Marco del Mercado Eléctrico prevé, mediante un proceso de crecimiento gradual, la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) basado en los principios de:

- Competencia con reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias
- Gradualidad, tanto en el desarrollo y requerimientos del Mercado como de las redes de interconexión y regionales y en las estructuras y fortalecimiento de los organismos regionales requeridos por el Mercado

- Reciprocidad entre los Estados, en particular avanzar hacia la armonización de las reglas para el sector eléctrico de cada país, buscando compatibilizar las condiciones y criterios básicos.

1.4. Antecedentes del Sistema Nacional Interconectado

La generación de energía eléctrica en Guatemala inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al Norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur, fundada por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 kW, la cual brindó servicio de energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

Posteriormente, en 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desaparece, las autoridades de gobierno deciden que dicha planta se convierte en la Hidroeléctrica del Estado, con el fin de llevar la electricidad al interior del país, para lo cual en 1940 se crea el Departamento de Electrificación Nacional.

Paralelamente, mientras el mundo empezaba a plantearse la necesidad de buscar una salida a la dependencia del Petróleo, en Guatemala se incrementaba la generación de energía eléctrica basada en esta materia prima. De esta forma, actualmente más del 46% de la energía que se consume en Guatemala, se basa en una de las formas de tecnología existentes más caras.

Es importante recordar, que antes de la promulgación de la Ley General de Electricidad (LGE) en el año de 1996, funcionaban como Agentes del Mercado, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), que atendía

especialmente la electrificación del área rural departamental y la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) que cubría el área central.

La estructura del sub-sector eléctrico de ese entonces, estaba conformada por una estructura de mercado tipo monopólico, con una integración vertical en la generación, transmisión y distribución de la electricidad y la participación de 17 Empresas Eléctricas Municipales (EEMs) de distribución.

A principios de 1990, el sub-sector experimenta una de las etapas críticas reflejándose en cortes en el suministro de electricidad por más de ocho horas diarias, como resultado de la falta de nuevos proyectos de generación y una demanda creciente. Esto forzó a las autoridades a eliminar los subsidios y a cuestionar el modelo utilizado y se inicia un proceso de reforma que definió una estrategia de modernización del sub-sector, cuyo fundamento principal fue la promulgación de la LGE que entró en vigencia en noviembre de 1996.

Dicha modernización incluyó, además del establecimiento de un nuevo marco legal y regulatorio para la industria eléctrica, la desmonopolización de la misma, la reestructuración de las dos empresas eléctricas estatales, la privatización del segmento de la distribución y de una parte importante de la generación.

Esta nueva ley regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y define como autoridad máxima y ente rector del sector energía del país al Ministerio de Energía y Minas (MEM). Asimismo, dicha Ley, ordena la creación del ente regulador, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como un órgano técnico del MEM, y establece que el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, encargado del despacho energético.

Ministerio de Energía y Minas –MEM–: es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Asimismo le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, así como a la explotación de los recursos mineros.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE–: es el órgano técnico del Ministerio encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad, es el regulador que crea condiciones propicias y apegadas a la ley para las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, desarrolladas por toda persona individual o jurídica, fortaleciendo estas actividades con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita, a los empresarios y usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras en el Subsector Eléctrico.

Administrador del Mercado Mayorista –AMM–: es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan la inversión en el sistema eléctrico y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala.

Participantes del Mercado Mayorista: son todos los agentes del Mercado Mayorista (generadores, transportistas, distribuidores y comercializadores), más el conjunto de las empresas que sin tener la condición para ser participantes, realizan transacciones económicas en el Mercado

Mayorista, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que refleja equilibrios libres de oferta y demanda, debido a que en estos segmentos pueden darse condiciones efectivas de competencia. En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costos económicos eficientes.

1.5. El subsector eléctrico actual

A continuación se muestra información representativa del crecimiento del Subsector Eléctrico guatemalteco; definido así por la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala.

Tabla I. Crecimiento del subsector eléctrico

Descripción	Año 1991	Año 2001	Año 2007
Demanda potencia (MW)	511	1087	1443
Capacidad instalada firme (MW)	755	1536	1645
Cobertura de electrificación (%)	49 %	81.0 %	85.1 %
Número de consumidores	761 mil	1.7 millones	2.3 millones
Transacciones internacionales (GWh)	N/D	363	132
Líneas de alta tensión mayores a 69 kV	N/D	2235 km	3658 km

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Planes de expansión.

Tabla II. Indicadores del Sistema Nacional Interconectado

Indicadores del SNI del año 2009		
Generación local	7977.47	GWh
Consumo interno	7597.86	GWh
Exportaciones	94.1	GWh
Importaciones	37.21	GWh
Costo marginal de la demanda (Promedio anual)	103.24	US\$/MWh
Demanda máxima	1472.47	MW
Factor de carga	61.41	%

Fuente: AMM, Informe estadístico 2009.

1.5.1. El sistema de transporte actual

El sistema de transporte guatemalteco cuenta con una infraestructura troncal que permite el abastecimiento de la energía eléctrica desde los principales centros de generación a los centros de consumo, mediante una red de aproximadamente 1009 km de longitud en tensiones de 138 kV y 230 kV y una capacidad de transformación en 230 kV de 1445 MVA y 319 MVA en 138 kV.

Para un nivel de voltaje de 69kV son cerca de 2513.2 km de líneas transmisión que permiten abastecer a los sistemas de distribución y los grandes usuarios, la capacidad de transformación en 69 kV asciende a 760 MVA.

En Guatemala son cuatro las empresas las que prestan el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), siendo las que tienen mayor número de kilómetros en propiedad, la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y la Transportista Eléctrica Centroamericana (TRELEC). No

obstante, el sistema de transporte también cuenta con líneas de transmisión que son propiedad de Agentes del Mercado Mayorista que tienen como objeto conectarlos al Sistema Nacional Interconectado.

1.5.2. Interconexiones

Interconexión con El Salvador

En el año 1983 entró en operación la línea de interconexión entre Guatemala y El Salvador, país con el que se ha establecido una relación comercial hasta la fecha, pero en la actualidad, las interconexiones internacionales están cobrando una importancia relevante en el ámbito del sector eléctrico nacional; son dos los proyectos importantes, uno de ellos es el SIEPAC, que prevé la interconexión eléctrica de los países del Istmo y el de la Interconexión con México.

Interconexión con México

Este proyecto consta de la construcción de una línea de transporte de doble circuito, dos conductores por fase calibre 1113 MCM ACSR en 400 kV, tendida sobre torres de celosía entre las subestaciones Tapachula Potencia y Los Brillantes en Retalhuleu.

La línea de interconexión tiene una longitud aproximada de 103 km, de los cuales 71 km están dentro del territorio de la república de Guatemala, La capacidad de transformación en Los Brillantes es de 225 MVA y, se estima una capacidad inicial de transferencia entre México y Guatemala de 120 MW, puede ser esta transferencia en el corto plazo de 200 MW.

1.6. Sistema principal de transporte

1.6.1. Concepto de sistema principal

Según el capítulo III de la Ley General de Electricidad, se define el sistema principal así: “Es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión definirá este sistema de conformidad con el informe que al efecto le presente el Administrador del Mercado Mayorista”.

1.6.2. Metodología para la determinación del sistema principal

Para realizar un estudio de pertenencia de líneas al sistema principal, se elaborará un modelo eléctrico del Sistema Nacional Interconectado, considerando únicamente la impedancia longitudinal. Se determina que la precisión que se utilizará en los análisis de carga con el modelo eléctrico, que determinará el Administrador del Mercado Mayorista, será de 0.1 MW, este modelo debe tener la capacidad de simular flujos de carga de corriente directa.

La CNEE establecerá como nodos de centros de consumo para la determinación del sistema principal a los siguientes: Guate Norte, Guate Sur, Ahuachapán y Los Brillantes, todos con el nivel de voltaje de 230 kV. En el futuro, la CNEE determinará si se incluye otro nodo de centro de consumo, cuando la carga así lo amerite. El nodo que se incluya para la definición de sistema principal deberá cumplir con los siguientes criterios: será una subestación de transformación, con voltaje primario de 230 kV o mayor, su ubicación deberá cumplir con el criterio de encontrarse en la parte mallada del Sistema Nacional Interconectado y tendrá una capacidad instalada de transformación mayor de 100 MW.

Para cada nodo "g" de generación, se simulará un flujo de carga con una inyección de potencia igual a la suma de las demandas en los nodos de centro de consumo determinados por la CNEE, en los cuales se hará un retiro de 10 MW en cada uno.

- Se marcan como usadas por el generador a todas las líneas en que el flujo es mayor de 0;
- Se repite el procedimiento para todos los generadores del sistema de transmisión;
- Se determina una matriz de uso de cada línea para cada generador, con criterio binario si (1) o no (0) y se calcula un porcentaje ponderado, sobre la base de la potencia firme de cada generador del sistema;
- Se identifican como líneas del sistema principal a aquellas que tengan un porcentaje de uso mayor de 70 %;
- El resto de líneas se consideran como del sistema secundario.

Respecto a subestaciones, se considerarán como parte del sistema principal, las siguientes:

- Las que conectan a líneas del sistema secundario con el sistema principal, en la misma tensión
- Cuando se tenga transformación a diferente tensión, las subestaciones que conectan líneas que en ambas tensiones forman parte del sistema principal
- Cuando haya conexión a diferente tensión entre una línea del sistema secundario y una del sistema principal, solo la barra conectada a una línea del sistema principal será parte de este sistema, no así el transformador, el valor de estas instalaciones se incluirá en el costo de las líneas.

1.6.3. Elementos del sistema principal

Las resoluciones CNEE-30-98, CNEE-189-2008 y CNEE-232-2009 emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica listan los elementos del Sistema Nacional Interconectado que pertenecen al sistema principal, incluyendo el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.

1.7. Planes de expansión

1.7.1. Plan de expansión del sistema de transporte PET 2008-2018

Base legal

El Acuerdo Gubernativo número 68-2007, de fecha cinco de marzo de dos mil siete, mediante el cual se reformó el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en cuanto a la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, establece lo siguiente:

“...DISPOSICIONES TRANSITORIAS Artículo 26. Plan de Expansión del Sistema de Transporte. En tanto se crea el Órgano Técnico especializado por el Ministerio de Energía y Minas, el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, será elaborado y ejecutado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.”

1.7.1.1. Estado actual de la red de transporte y obras en construcción

El sistema de transmisión de Guatemala en el año 2010 no cumple con los criterios de seguridad, calidad y desempeño, debido a que no se han construido

nuevas líneas y subestaciones. Para atenuar los efectos de fallas severas, se proponen refuerzos de baja inversión que se pueden poner en práctica rápidamente y que tienen un corto tiempo de ejecución.

Actualmente existen proyectos que se encuentran en construcción, los cuales estarán reforzando a corto plazo el sistema de transporte.

Las siguientes obras se encuentran actualmente en proceso de construcción o ya cuentan con el financiamiento necesario para finalizar su construcción. Algunas de las obras que sobresalen son las del proyecto SIEPAC, la línea Aguacapa–La Vega 230kV, algunas reconversiones de 69 kV a 138 kV y la interconexión Guatemala–México 400kV.

En las subestaciones de 230 kV, la implementación de la filosofía de operación del esquema de doble barra con un interruptor de enlace, con una protección diferencial de barra y protección contra falla de interruptor, requiere de mayor análisis e información del estado actual del esquema de protecciones y equipos. Se identificó este refuerzo como prioritario, tanto desde el punto de vista de seguridad operativa, como de posibilidades de incrementar la generación.

1.7.1.2. Obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte

1.7.1.2.1. Anillo Metropacífico

En la región del pacífico y central se contemplan obras de ampliación debido a la instalación de generación, principalmente térmica, y al crecimiento de la demanda. Dentro de esta región se encuentra el Puerto Quetzal que es un

punto estratégico para el suministro de combustibles, por lo que se hace importante la construcción de refuerzos en transporte y subestaciones, a fin de evacuar la nueva generación.

El anillo Metropacífico tiene como objetivo principal abastecer el centro de carga más grande del país, el cual es el departamento de Guatemala, garantizando el suministro de energía eléctrica.

Sustitución de transformadores

Dentro de los análisis realizados se evaluó el porcentaje de carga de los transformadores más importantes del SNI, tomando como dato de entrada, para su evaluación, un escenario de demanda alta, tanto para la época seca, como para la época lluviosa del año 2015.

Existe una alta probabilidad que los transformadores en las subestaciones de Guate-Norte, Guate-Este, Guate-Sur y La Esperanza sufran sobrecargas en un futuro inmediato, las cuales podrían impactar en el suministro de energía.

Reducción de pérdidas de transmisión

La reducción de pérdidas de transmisión debida a la implementación de las obras que conforman el anillo Metropacífico, durante el período 2008–2018, asciende a 586.6 GWh. Esta reducción, además, contribuye con un ahorro derivado de la reducción de generación de energía eléctrica para esas pérdidas.

Máxima capacidad de transmisión de potencia de la zona Pacífico la zona Metropolitana

La máxima transferencia de potencia desde la zona pacífico, se calculó para el escenario de demanda máxima en la época seca, considerando dentro del estudio todas las obras que componen el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. Las subestaciones que componen la zona pacífico son: Escuintla I, Escuintla 2, Palín, Pacífico, Aguacapa y San Joaquín, y las líneas de transmisión que conectan esta zona con el resto del sistema son: Palín – Las Cruces 230kV, Aguacapa – La Vega 2 230kV, Escuintla – Guate Sur 230kV, Escuintla – Palín 138kV y Escuintla – Jurún Marinalá 138kV. Se consideró como criterio de seguridad operativa que ninguna línea de transmisión sobrepase el 80% de su capacidad térmica.

La máxima capacidad de transferencia de potencia entre la zona pacífico y la zona metropolitana, que resulta en el estudio sobre la implementación de las obras del anillo Metropacífico, se establece en 1500MW. Esta capacidad incluye, la capacidad actualmente instalada más la capacidad de instalar proyectos nuevos en la zona pacífico.

Reducción de la generación térmica a base de derivados del petróleo

El anillo Metropacífico, al aumentar la capacidad de transferencia entre la zona pacífico y metropolitana, permite el aumento de la capacidad de generación térmica de combustible base, de acuerdo al Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008–2022, viabilizando la sustitución de la generación con base en derivados del petróleo, lo cual resulta en una reducción del costo operativo de producción de energía en el SNI.

1.7.1.2.2. Anillo Hidráulico

El anillo Hidráulico se encuentra ubicado principalmente en los departamentos de Huehuetenango, Alta Verapaz, Baja Verapaz y Quiché, tiene como objetivo acercar el potencial hidráulico de generación de energía eléctrica localizado en esa región del país hacia los centros de consumo.

A la fecha existen diversos proyectos hidroeléctricos, que de implementarse las obras del anillo Hidráulico, tienen un gran potencial de realizarse en un mediano plazo. Las obras del anillo Hidráulico promoverán inversiones en el área, las cuales garantizarán la competencia y estabilización de los precios de producción de la energía eléctrica, por el uso de los recursos renovables de Guatemala, sustituyendo el uso de combustibles fósiles que son importados al país.

Reducción de pérdidas de transmisión

La reducción de pérdidas de transmisión debido a la implementación de las obras que conforman el anillo Hidráulico, durante el período 2008–2018, asciende a 352 GWh. Esta reducción además contribuye con un ahorro derivado de la reducción de generación de energía eléctrica con derivados del petróleo.

Máxima transferencia de potencia

La máxima transferencia de potencia hacia el resto del SNI que resulta de la implementación de las obras que forman parte del anillo Hidráulico es de 1,572 MW al término de la construcción de las obras, con lo cual promueve y garantiza la capacidad de transmisión para la instalación de nuevas centrales

hidroeléctricas, teniendo como consecuencia la estabilización de los precios de la energía eléctrica por el uso de recursos propios.

1.7.1.2.3. Anillo Atlántico

El anillo Atlántico contempla proyectos que se encuentran en construcción, en especial el proyecto SIEPAC. Debido a los planes de desarrollo tanto de proyectos industriales, hidroeléctricos y propios de los puertos en el atlántico, se hace importante poder abastecer dicha demanda, así como poder evacuar la generación, tanto térmica como hidráulica que en el futuro podría entrar en operación.

Actualmente, la capacidad de transmisión hacia la costa atlántica se encuentra restringida debido a que se realiza con una línea radial en 69kV y que cubre una distancia muy grande, lo que tiene como consecuencia que, para garantizar la calidad y el suministro de energía en el área, sea necesario convocar localmente generación forzada a base de derivados de petróleo; con la construcción de las obras de anillo Atlántico estas restricciones desaparecen debido al aumento de la capacidad de transmisión, resultando un ahorro en el costo operativo del sistema.

Otra consecuencia importante de la falta de capacidad de transmisión es que se desaprovecha la ubicación de los puertos en el Atlántico, ya que el transporte marítimo de combustible hacia estos puertos puede resultar más económico que en los puertos del Pacífico, debido principalmente a que no es necesario el tránsito por el canal de Panamá y existe una menor distancia desde los puntos de suministro. El tener suministro de combustible a menor precio y el aumento de la capacidad de transmisión eléctrica hace posible que

se instale generación más eficiente y que esta área se constituya como un posible punto de desarrollo de la generación térmica.

Con el aumento de la capacidad de transmisión hasta la costa Atlántica, se hace posible el desarrollo industrial y comercial de estos puertos, al existir una mayor disponibilidad de energía eléctrica.

1.7.1.2.4. Anillo Oriental

El anillo Oriental se forma con la reconversión de 69kV a 138kV del tramo que va de Río Grande a Panaluya y con las ampliaciones en transformación en las subestaciones de Panaluya (dos transformadores 138/69kV y 230/69kV respectivamente) y Jalpatagua (un transformador 230/138kV). El ahorro de pérdidas sería aproximadamente de 291.20 GWh cuando dichas instalaciones se encuentren finalizadas.

1.7.1.2.5. Anillo Occidental

El anillo Occidental está compuesto principalmente por el proyecto de línea de transmisión y subestaciones asociadas, La Esperanza – Sololá – Las Cruces – Guate Sur 230kV y por las ampliaciones en la transformación en las subestaciones Cocales (un transformador 230/69kV), Magdalena (un transformador 230/69kV).

La línea más importante de este anillo es La Esperanza – Sololá – Las Cruces – Guate Sur 230kV, debido a que aumenta la capacidad de transmisión desde el área occidental, lo que implica que se pueda disponer de una capacidad mayor de importación de energía desde la interconexión Guatemala–México y también contribuye a la evacuación de la energía proveniente del

anillo Hidráulico. Debido a lo anterior, esta línea representa una mayor disponibilidad de energía que garantiza el suministro en el área central, siendo la de mayor carga.

Reducción de pérdidas de transmisión

El ahorro de pérdidas medias debido a la implementación del anillo Occidental asciende a 256.21 GWh en el período 2008–2018.

El ahorro de la operación térmica del sistema es también significativo y asciende a 34.4 millones de dólares con la construcción de la línea La Esperanza–Sololá–Las Cruces–Guate Sur.

1.7.1.2.6. Línea Chixoy II – El Rancho 230kV

La línea Chixoy II – El Rancho forma parte tanto del anillo Hidráulico como del anillo Atlántico. El efecto más importante de la construcción de dicha obra es que aporta una capacidad adicional para evacuar la generación procedente del anillo Hidráulico; asimismo, aumenta la capacidad de evacuación de energía desde el anillo Atlántico. Esto hace posible el aprovechamiento del potencial hídrico de la zona norte del país, lo que ocasiona una disminución efectiva del costo operativo del sistema.

La reducción de pérdidas de energía derivada de la entrada en operación de esta línea de transmisión, asciende a 372.75 GWh.

Compensación de potencia reactiva

Se requiere de un aproximado de 130 MVAR en bancos de capacitores en la red de 69 kV en el SNI, con lo cual se estaría mejorando la calidad de los voltajes de la zona central del país. Con esta compensación los voltajes alcanzarían a situarse en valores normales de operación, dentro de un $\pm 5\%$ de su valor nominal. Asimismo se proyecta la entrada de otros bancos de capacitores en la red de 69kV para los años siguientes de la expansión.

Distribución de compensación reactiva

Adicionalmente a los bancos de capacitores, es necesario implementar bancos de reactores como parte del desarrollo de las obras que el plan contempla. La cantidad de compensación reactiva será determinada mediante estudios eléctricos específicos de cada anillo.

Refuerzos en la red de 69 kV

En los resultados del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018, se evidenció la necesidad de una gran cantidad de refuerzos en la red de 69 kV. Se sugiere que de una manera coordinada con las empresas transportistas, se analice la topología y condiciones físicas de la red de 69 kV, para optimizar el crecimiento de dicha red desde la red de 230 kV o 138kV.

Asimismo, se deberá considerar el crecimiento espacial y temporal de la demanda vegetativa y de las expectativas de desarrollo en cada zona particular, incluyendo la demanda industrial. Es importante también la ubicación y magnitud de la compensación reactiva, mediante el empleo de bancos de

capacitores. Las obras de la red de 69kV deberán ejecutarse en coordinación con las obras de 230kV y 138kV.

1.7.2. Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación PEG 2008-2022

1.7.2.1. Información básica

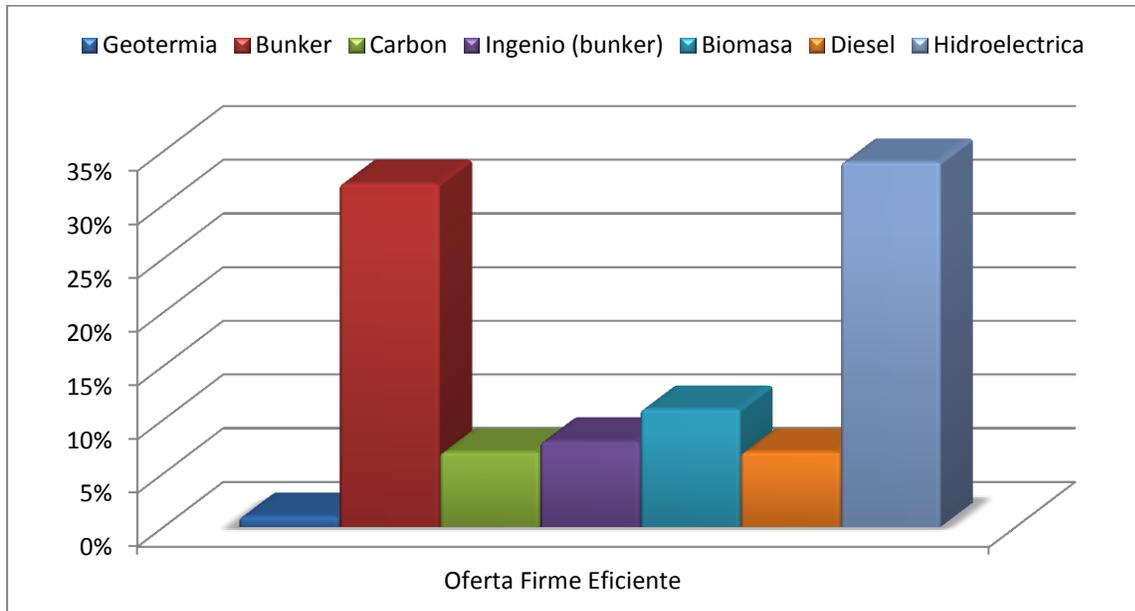
El objetivo primordial del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022 es cumplir con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas en la Política Energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas, priorizando la garantía del suministro de la energía eléctrica en Guatemala, mediante la utilización óptima de los recursos renovables, tomando en cuenta el medio ambiente.

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación estima cuál es la expansión óptima del sistema considerando restricciones o condiciones tales como costos de inversión, costos de operación, combustibles, entrada mínima y máxima en operación de las distintas centrales eléctricas.

1.7.2.1.1. Oferta firme eficiente

A continuación se presenta un gráfico que representa las plantas existentes, de acuerdo al Informe de Oferta firme eficiente 2010-2011 proporcionado por el AMM.

Figura 3. Oferta firme eficiente 2010-2011



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. Oferta firme eficiente 2010-2011.

1.7.2.2. Obras del Plan de Expansión del Sistema de Generación

1.7.2.2.1. Demanda

Para obtener las proyecciones de demanda se utilizaron modelos econométricos de regresión múltiple. El modelo econométrico seleccionado para proyectar la energía, considera como variables independientes el PIB y el número de usuarios del servicio de energía eléctrica. Dicho modelo asume una relación logística entre la generación bruta y el PIB, y una relación lineal-exponencial entre la generación bruta y el número de usuarios.

Debido a los cambios que pueden darse en las principales actividades que inciden en la actividad económica del país, como por ejemplo el comportamiento de la economía de los principales socios comerciales de

Guatemala, elevados precios internacionales del petróleo y sus derivados, inversión pública y privada, se consideraron y elaboraron dos escenarios de demanda de energía: medio y alto.

Tabla III. Escenarios de demanda 2008-2015

Año	Demanda de energía GWh		Demanda de potencia MW	
	Medio	Alto	Medio	Alto
2010	8,148.30	8,368.82	1,488.27	1,528.55
2011	8,448.58	8,742.76	1,538.20	1,591.76
2012	8,811.22	9,197.57	1,599.12	1,669.24
2013	9,253.04	9,735.52	1,673.98	1,761.27
2014	9,707.02	10,298.57	1,753.33	1,860.18
2015	10,188.81	10,864.72	1,837.45	1,959.35

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. "Perspectivas de mediano plazo para el suministro de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional".

1.7.2.2.2. Centrales de Generación Nuevas

La interconexión Guatemala–México (400kV), se tomó en consideración dentro del sistema, con una capacidad de 120MW, disponible para el año 2010, considerando que el costo variable para su despacho es menor que el de los motores de combustión interna a base de bunker y mayor que el de las plantas generadoras de combustible base.

La información para modelar las plantas hidráulicas Xacbal y Palo Viejo, es la disponible en la CNEE, que está contenida en los estudios de acceso para el sistema de transporte enviada por los desarrolladores de los proyectos así como las respectivas resoluciones de autorización.

La información para modelar las plantas térmicas DUKE, ESI y JAGUAR, es la disponible en la CNEE, que está contenida en los estudios de acceso para el sistema de transporte enviada por los desarrolladores de los proyectos, así como las respectivas resoluciones de autorización.

Tabla IV. Plantas nuevas

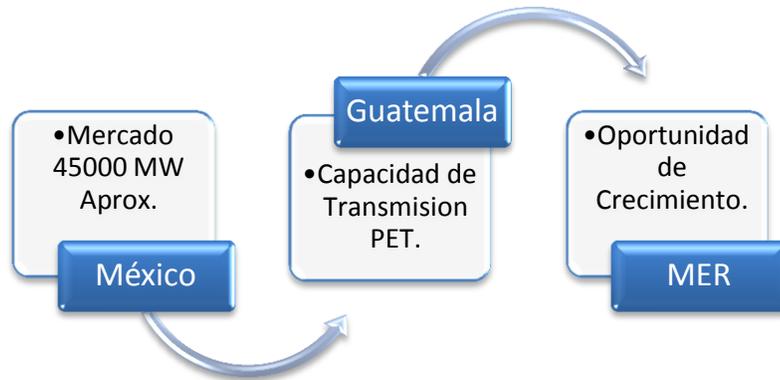
Proyecto	Potencia (MW)
Interconexión México	120
Hidroeléctrica Xacbal	94
Duke carbón fase 1	40
Duke carbón fase 2	40
Hidroeléctrica Palo Viejo	80
Jaguar	275
Costa Sur (ESI)	80

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. "Perspectivas de mediano plazo para el suministro de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional".

1.8. Objeto del estudio

Considerando el crecimiento natural del Sistema Eléctrico Regional y las oportunidades de transmisión que presenta el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008–2018, se hace necesario analizar, desde el punto de vista técnico, la máxima capacidad de transferencia de Potencia, desde el Mercado Eléctrico Mexicano hacia el Mercado Eléctrico Regional y viceversa, a través del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

Figura 4. Estudio de máxima transferencia de potencia



Fuente: ilustraciones propias

2. CAPACIDAD DISPONIBLE DE TRANSMISIÓN

2.1. Capacidad disponible de transmisión (CDT)

2.1.1. Definición de CDT según “*The North American Electric Reliability Corporation*” (NERC)

The North American Electric Reliability Corporation (NERC) tiene una responsabilidad de desarrollar y llevar a cabo las normas y pautas que aseguran la fiabilidad del volumen eléctrico de los sistemas en América del Norte.

La función de la CDT es determinar toda la capacidad de la transmisión que está disponible, que toda la capacidad que se estima realmente está allí cuando llega momento para su uso. Con esta información los distintos agentes del mercado eléctrico pueden hacer las transacciones de energía eficazmente.

2.1.2. Otras definiciones de CDT

Capacidad disponible de transferencia (CDT) es una medida de la capacidad de transferencia de potencia en la red de transmisión física, para la actividad comercial adicional a lo ya comprometido. Matemáticamente, el CDT se define como la Capacidad de Transferencia Total (CTT), menos el Margen de Fiabilidad de la Transmisión (MFT), menos la suma de los compromisos de transmisión (que incluye el servicio al cliente al por menor) y el Margen de Capacidad de Beneficios (MCB).

$$CTD = CTT - MTF - MCB \quad (2.1)$$

Capacidad de transferencia total (CTT) se define como la cantidad de energía eléctrica que puede ser transferida a través de la red de transmisión interconectada de manera fiable mientras cumple con todo un conjunto específico de contingencias pre-definidas del sistema.

$$CTT = CDT + MFT + TPB \quad (2.2)$$

Transferencia de potencia base (TPB) se define como la capacidad de transferencia de carga en condiciones normales de operación, es decir, sin cambios en la generación de energía eléctrica.

Margen de fiabilidad de la transmisión (MFT) se define como la capacidad de transmisión necesaria para garantizar que la red de transmisión interconectada es segura en un rango razonable de las incertidumbres en las condiciones que se encuentre el sistema.

Capacidad margen de beneficios (CMB) se define como la capacidad de transferencia de carga de servicio reservado por las entidades, para garantizar el acceso a la generación de los sistemas de interconexión para cumplir con los requisitos de fiabilidad de la generación.

Restricción de transmisión se define como el derecho de los transportistas de interrumpir la transmisión de la totalidad o parte de un servicio de transmisión debido a las limitaciones que reducen la capacidad de la red de transmisión, para proporcionar ese servicio de transporte. El servicio de transmisión se reduce sólo en los casos en que la fiabilidad del sistema se ve amenazada o en condiciones de emergencia existentes.

Revocabilidad se define como el derecho de los prestadores de interrumpir la transmisión de la totalidad o parte de un servicio de transmisión por cualquier razón, incluidos los económicos, que es coherente con la política de la FERC y las tarifas del servicio del proveedor de transmisión, de transporte o las disposiciones del contrato.

2.1.3. Capacidad de transferencia de potencia

La capacidad de transferencia es la medida de la capacidad de los sistemas eléctricos interconectados de manera fiable mover o transferir potencia de un área a otra en todas las líneas de transmisión o entre las zonas reguladas por las condiciones del sistema especificado. Las unidades de transferencia de la capacidad en términos de energía eléctrica son generalmente expresadas en megavatios (MW). En este contexto, "área" puede ser un sistema eléctrico individual, subregión o una porción de cualquiera de estos. La capacidad de transferencia es también de orientación en la naturaleza. Es decir, la capacidad de transferencia de la Zona A a la Zona B no es generalmente igual a la capacidad de transferencia de la Zona B a la Zona A.

2.1.4. Principios de la capacidad disponible de transferencia

- Los cálculos de la CDT debe producir resultados viables comercialmente. Las CDT producidas por los cálculos deben dar una indicación razonable y confiable de la capacidad de transmisión disponible en el mercado de energía eléctrica.
- Los cálculos de la CDT deben reconocer condiciones de tiempo y el flujo de la variante de energía en toda la red de transmisión interconectada. Además, los efectos de las transferencias simultáneas y los flujos de

camino paralelo en toda la red deben abordarse desde un punto de vista de fiabilidad.

- Los cálculos de la CDT deben reconocer la dependencia de la CDT en los puntos de inyección de energía eléctrica, las direcciones de las transferencias a través de la red de transmisión interconectada, y los puntos de extracción de la energía. Todas las entidades deben proporcionar suficiente información necesaria para el cálculo de la CDT.
- La coordinación es necesaria para desarrollar y publicar información que razonablemente refleje la CDT de la red de transmisión interconectada.
- Los cálculos de la CDT deberán ajustarse al NERC, a la confiabilidad del sistema, a las unidades de planificación y políticas de funcionamiento, criterios o guías.
- La determinación de la CDT debe adaptarse a las incertidumbres razonables en las condiciones del sistema y proporcionar la flexibilidad de funcionamiento para garantizar la operación segura de la red interconectada.

2.1.5. Transferencia de capacidad versus capacidad de transmisión

Los sistemas eléctricos bajo el NERC han acordado utilizar una terminología común para calcular y reportar los límites de transferencia de transmisión para mantener la fiabilidad de las redes de transporte interconectadas. Estos valores de transferencia se denominan "capacidades", ya que son muy dependientes de la generación, la demanda de los clientes, y las condiciones de la red de transporte asumido durante el período de tiempo analizado. La industria eléctrica en general, utiliza el término "capacidad" como un límite específico o clasificación de los equipos de alimentación del sistema. En la transmisión, la capacidad por lo general se refiere al límite térmico o

calificación de un elemento de transmisión o componente. La capacidad de una sola línea de transmisión, cuando opera como parte de la red interconectada, es una función de la relación física de la línea para con los demás elementos de la red de transmisión.

Las capacidades individuales de una línea de transmisión o calificaciones no se pueden agregar para determinar la capacidad de transferencia de una vía de transmisión o de la interfaz (circuitos de transmisión entre dos o más áreas dentro de un sistema eléctrico o entre dos o más sistemas). Estos valores agregados de la capacidad pueden ser muy diferentes de la capacidad de transferencia de transmisión de la red. A menudo, la capacidad agregada de los distintos circuitos de una interfaz de transmisión específica entre dos zonas de la red es mayor que la capacidad de transferencia de efectivo, de la interfaz. En resumen, la capacidad agregada de línea de transmisión de un camino o la interfaz no representan la capacidad de transmisión entre dos áreas.

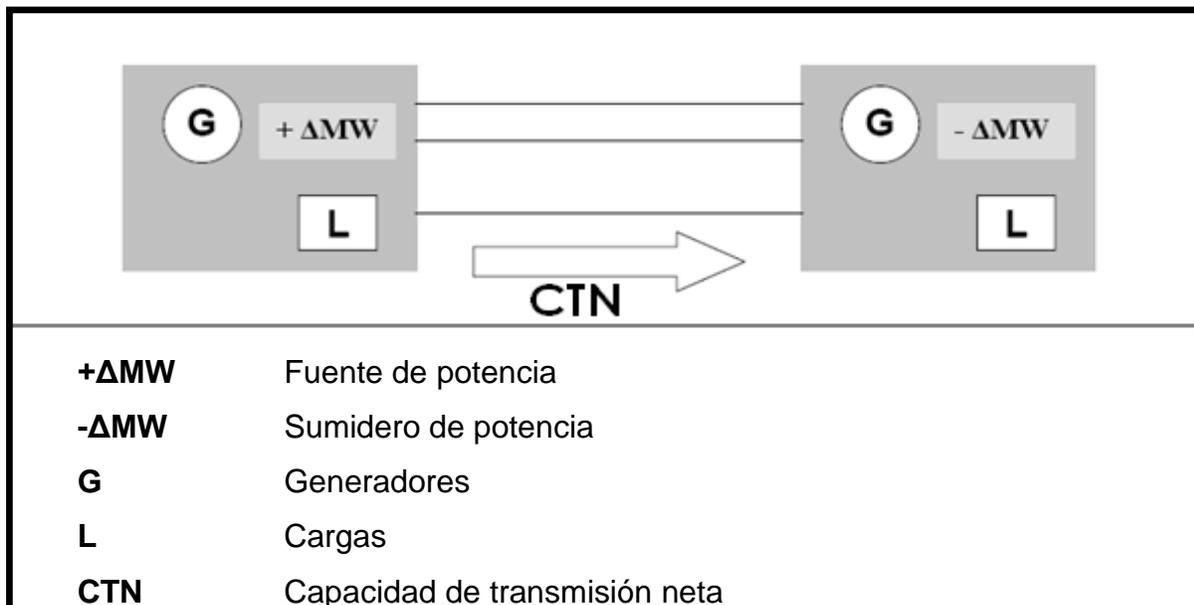
2.1.6. Procedimiento para determinar la capacidad disponible de transmisión

2.1.6.1. Determinación de la capacidad de transferencia

El cálculo de la capacidad de transferencia en general se basa en simulaciones por computadora de la operación de la red de transmisión interconectada supone un conjunto específico de condiciones de funcionamiento. Estas simulaciones se realizan normalmente "fuera de línea", mucho antes de que los sistemas entren en funcionamiento. Cada simulación representa una única "instantánea" de la operación de la red de interconexión sobre la base de las proyecciones de muchos factores. Como tales, son vistos

como indicadores razonables de rendimiento de la red y la capacidad de transferencia disponible.

Figura 5. Concepto de la capacidad de transferencia



Fuente: ilustraciones propias.

Los datos de entrada necesarios para el cálculo de la CTN son:

- Definición de la fuente
- Definición del sumidero
- Definición del caso base

Generalmente sólo hay un grupo fuente y un grupo sumidero directamente interconectado, los cuales pueden estar compuestos de más de un área de control.

El caso base es el estado de operación de la red a la cual se aplica el cálculo de NTC. Para calcular el caso base, las ecuaciones de flujo de potencia se deben resolver para demanda, generación y controles conocidos. Todos

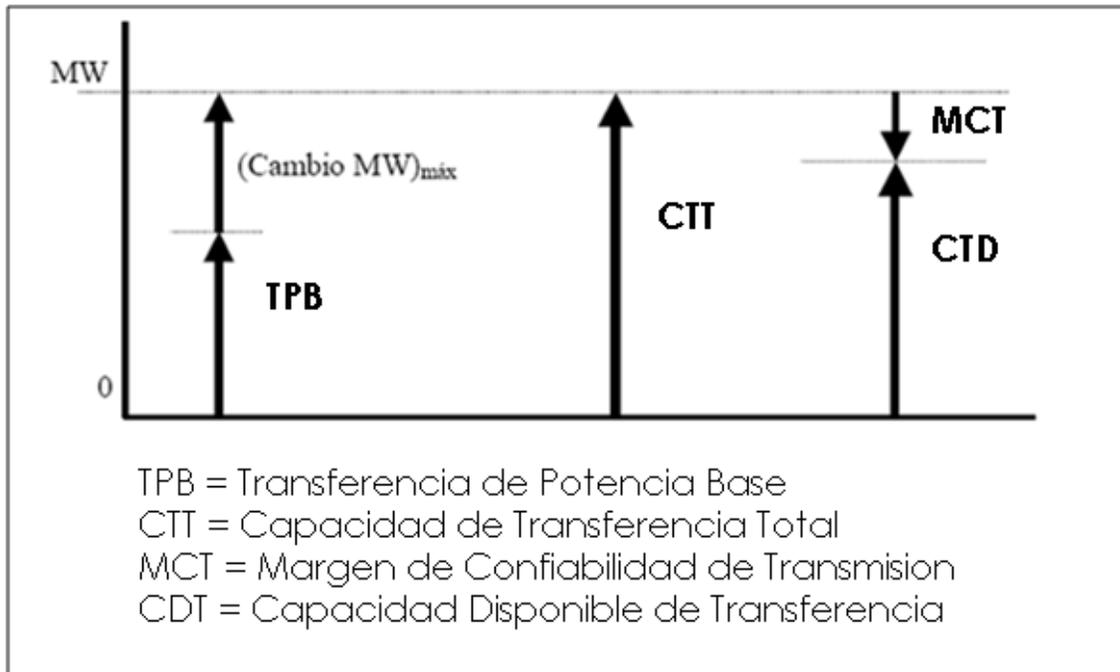
estos parámetros están dados en potencia activa, potencia reactiva y voltaje de los elementos. En otras palabras, éste es el estado del sistema donde no tiene lugar ningún cambio de generación. El caso base es generalmente un estado de seguridad (contingencia) N-1.

El cálculo de la CTN comienza con un cálculo de flujo de carga del caso base, es decir, con cambio de generación cero. Se calcula la Transferencia del caso base desde la fuente al sumidero.

Seguidamente, se incrementa gradualmente el cambio de generación de potencia activa (MW) de la fuente al sumidero por un cierto paso (suministrado por el usuario), hasta que se haya satisfecho el criterio de parada. El criterio de parada puede ser uno de los siguientes:

- El cambio de generación ha alcanzado un valor máximo (suministrado por el usuario)
- Se ha violado un límite del estado normal (sin contingencia)
- Se ha violado un límite (estado normal o contingencia).

Figura 6. Determinación de la capacidad de transferencia.



Fuente: ilustraciones propias.

Para el estudio consideramos $TPB = 0$ y $MCT = 0$, con lo cual:

$$CTD = CTT \quad (2.3)$$

Entre los factores considerados en estas simulaciones tenemos:

2.1.6.1.1. Capacidad de transmisión

Las demandas del cliente proyectado

Los niveles de demanda del caso base deben ser adecuadas a las condiciones del sistema y los niveles de demanda de los clientes en estudio (pueden ser del nivel deseado: máximo, medio y mínimo).

Generación de despacho

Los generadores deben ser realistas de acuerdo a las condiciones del sistema a simular.

Configuración del sistema

La configuración del caso base de los sistemas de interconexión deben ser representativos de las condiciones que se simula, incluidas las de generación y contingencias que se esperan.

Transferencias programadas

La transferencia de potencia prevista que debe ser modelada es la que generalmente se considera representativa de las condiciones base del sistema que se está analizando.

Contingencias del sistema

Es importante analizar las contingencias de redes de transporte, de conformidad con el Sistema Eléctrico Nacional o regional, tomando en cuenta criterios de planificación, para garantizar que la interrupción del servicio sea más restrictiva a la transferencia en estudio. Los riesgos evaluados, en algunos casos incluyen múltiples contingencias cuando se considere oportuno.

Las condiciones de la red de interconexión varían continuamente en tiempo real. Por lo tanto, la capacidad de transferencia de la red también puede variar de un instante a otro. Por esta razón, para realizar los cálculos de capacidad de transferencia puede ser necesaria la actualización periódica del

estudio para su aplicación en el funcionamiento de la red. Además, dependiendo de las condiciones de la red real, las capacidades de transferencia a menudo pueden ser superiores o inferiores a las determinadas en los estudios fuera de línea. Cuanto más lejos en el futuro se proyectan las simulaciones, mayor es la incertidumbre en estas condiciones. Sin embargo, las capacidades de transferencia se determinan a partir de los estudios de simulación en general y se consideran como indicadores razonables de la capacidad de la red actual.

La capacidad de las redes de transporte interconectadas puede ser limitada por las características físicas y eléctricas de los sistemas que incluyen uno o más de los siguientes límites:

Límites térmicos

Los límites térmicos establecen la cantidad máxima de corriente eléctrica que una línea de transmisión o la instalación eléctrica puede llevar durante un período de tiempo determinado antes de que sufra daños permanentes por el sobrecalentamiento o antes de que se violen los requisitos de seguridad pública.

Límites de tensión

Los voltajes del sistema y los cambios en los voltajes debe mantenerse dentro del rango de mínimos aceptables y los límites máximos. Por ejemplo, los límites de voltaje mínimo puede establecer la cantidad máxima de energía eléctrica que puede ser transferida sin causar daños al sistema eléctrico o de las instalaciones del cliente. Un colapso generalizado de la tensión del sistema

puede resultar en un apagón de las partes o la totalidad de la red interconectada.

Los límites de estabilidad

La red de transmisión debe ser capaz de sobrevivir a las perturbaciones a través del tiempo y la dinámica de los períodos transitorios (de milisegundos a varios minutos, respectivamente) después de la perturbación. Todos los generadores conectados a sistemas de transmisión de corriente alterna de una interconexión operan en sincronismo con los demás en la misma frecuencia.

Inmediatamente después de una perturbación del sistema, los generadores empiezan a oscilar uno respecto al otro, causando fluctuaciones en frecuencia del sistema, en las cargas de línea y en los voltajes del sistema. Para que el sistema sea estable, las oscilaciones deben disminuir a medida que los sistemas eléctricos alcancen un nuevo punto de trabajo estable. Si un nuevo punto de trabajo estable no se establece rápidamente, es probable que los generadores pierda el sincronismo con otros, y la totalidad o una parte de los sistemas eléctricos interconectado se vuelva inestable, causando la interrupción generalizada del suministro eléctrico a los clientes.

Las condiciones que limitan la red de transporte pueden cambiar en el tiempo, entre térmicas, de voltaje, y los límites de la estabilidad. Tales variaciones complican aún más la determinación de los límites de la capacidad de transferencia.

2.1.6.1.2. Usos de los sistemas de transmisión

Las redes de transporte interconectadas unen las principales instalaciones del sistema eléctrico, centros de generación y los centros de demanda de los clientes. Son planificadas, diseñadas y construidas para funcionar de forma fiable para los límites térmicos, de tensión y los límites de estabilidad para los siguientes fines:

Entregar energía eléctrica a los clientes

Las redes de transmisión deben prever la transferencia confiable de la producción de energía eléctrica desde las centrales de generación a los clientes en una amplia variedad de condiciones de funcionamiento.

Proporcionar flexibilidad para cambiar las condiciones del sistema

La capacidad de transmisión debe estar disponible en la red de interconexión para proporcionar flexibilidad para manejar de manera fiable el cambio en las instalaciones de transmisión de cargas causadas por el mantenimiento y paradas forzadas de generación y equipos de transmisión, y una amplia gama de condiciones del sistema variable, como una mayor demanda de los clientes, o retrasos en la construcción de nuevas instalaciones.

Reducir la necesidad de capacidad instalada de generación

Aprovechar las interconexiones entre los sistemas de transmisión vecinos que disponen de mayor capacidad instalada de generación, aprovechando la diversidad de las demandas de los clientes y la disponibilidad de electricidad en

una amplia zona, lo que reduce la capacidad de generación instalada necesaria para satisfacer los requisitos de fiabilidad de generación en cada uno de los sistemas de interconexión.

Permitir el intercambio económico de energía eléctrica de los sistemas

La capacidad de transmisión de las interconexiones, junto con las instalaciones de transmisión interna del sistema, permiten el intercambio económico de energía eléctrica entre los sistemas vecinos. Estas transferencias ayudan a reducir el costo total de la energía a los clientes.

La Capacidad Total de Transferencia (CTT) entre dos zonas o rutas en particular, es la cantidad de energía eléctrica que puede ser transferida a través de la red de transmisión interconectada de manera fiable sobre la base de todas las condiciones siguientes:

- Para la configuración del sistema existente o previsto, todas las cargas del sistema están dentro de valores normales y todas las tensiones están dentro de los límites normales.
- Los sistemas eléctricos son capaces de absorber las oscilaciones de potencia dinámica, y se mantienen estables, después de una perturbación que ocasiona la pérdida de cualquier elemento en el sistema eléctrico, como una línea de transmisión, transformador o de una unidad generadora.
- Después de que los cambios dinámicos desaparecen y después de que una perturbación ocasiona la pérdida de cualquier elemento en el sistema eléctrico, y después de la operación de los sistemas de accionamiento automático, pero antes de cualquier operación de contingencia, todas las cargas de transmisión se encuentran dentro de

los rangos de seguridad y todas las tensiones están dentro de los límites de emergencia.

- En algunos casos, el sistema nacional y regional puede exigir un examen de determinadas contingencias múltiples, tales como la interrupción de los circuitos de torres de transmisión que utilizan en común o derechos de vía, en la determinación de los límites de la capacidad de transferencia.

Si los límites de transferencia resultantes de estas contingencias múltiples son más restrictivos que las consideraciones de contingencia individuales, los criterios de contingencias múltiples son los que prevalecen.

2.1.6.2. Determinación de la capacidad total de transferencia

Los conceptos para la determinación de la capacidad de transferencia descrita por el NERC se describen brevemente a continuación.

Condiciones del sistema

Las condiciones del sistema base se identifican y modelan para el período analizado, incluyendo las demandas de los clientes previstos, el despacho de generación, la configuración del sistema y la base de las transferencias programadas. Como las condiciones de sistema cambian, las condiciones base del sistema con las cuales se calcula el CTT también son modificadas.

Contingencias críticas

Durante los estudios de capacidad de transferencia, las contingencias de generación y las contingencias de redes de transporte en todo el sistema son evaluadas para determinar si los cortes de servicio son más restrictivos que la transferencia que se analiza. Los tipos de contingencias evaluadas son compatibles con el sistema individual y regional. El proceso de evaluación debe incluir una variedad de condiciones porque el sistema como las condiciones varían, en el sistema las contingencias más críticas de sus elementos también podría variar.

Los límites del sistema

La capacidad de transferencia de la red de transporte puede ser limitada por las características físicas y eléctricas de los sistemas, incluyendo tensión, límites térmicos y las consideraciones de estabilidad.

Una vez identificadas las contingencias críticas, su impacto en la red debe ser evaluado para determinar la más restrictiva de las limitaciones.

Por lo tanto, la CTT se convierte en:

- CTT (apegado al mínimo de límite térmico, la tensión límite y el límite de estabilidad)
- Como las condiciones de funcionamiento del sistema varían, el límite más restrictivo de CTT se puede mover de un sistema a otro.

Flujos de camino paralelo

Cuando la energía eléctrica se transfiere a través de la red, los flujos de camino paralelo pueden ocurrir. Este complejo fenómeno de la red de transmisión eléctrica puede afectar a todos los sistemas de una red interconectada, en especial las áreas cerca de los puntos de transacciones. Como resultado de ello, la transferencia de potencia de las zonas debe ser suficiente, para garantizar que se opera dentro de los límites de toda la red interconectada.

En algunos casos, los flujos de camino paralelo pueden resultar en limitaciones de la transmisión en otros sistemas de transacciones, que puede limitar la capacidad de transferencia entre las dos áreas de contratación.

Transferencia no-simultánea y simultánea

La capacidad de transferencia se puede determinar mediante la simulación de las transferencias de un área a otra de forma independiente y no conjuntamente con las transferencias de otra área. Estas capacidades se refieren como "transferencias no simultáneas". Otro tipo de transferencia de capacidad refleja las transferencias simultáneas o múltiples al mismo tiempo. Estas capacidades se desarrollan de una manera similar a la utilizada para la capacidad no-simultánea, salvo que la interdependencia de las transferencias entre las otras áreas se tiene en cuenta.

Estas capacidades son interdependientes, no existe una relación simple entre la capacidad de transmisión no-simultánea y simultánea. La capacidad de transferencia simultánea puede ser inferior a la suma de las capacidades de transmisión individuales simultáneas.

Dos tipos de los márgenes de capacidad de transmisión de transferencia incluyen:

Margen de fiabilidad de la transmisión (MFT)

Permite garantizar el funcionamiento seguro de la red de transmisión interconectada dando cabida a las incertidumbres en las condiciones del sistema.

Capacidad de margen de beneficios (CMB)

Permite garantizar el acceso a la generación de los sistemas de interconexión para cumplir con los requisitos de fiabilidad de generación.

Los sistemas individuales, las subregiones y las regiones deben determinar sus MTF y los procedimientos CMB utilizados para establecer los márgenes capacidad de transmisión. Tanto el MTF como el CMB deben ser desarrollados y aplicados como componentes separados e independientes del margen de capacidad de transferencia. Las metodologías específicas para determinar e identificar los márgenes necesarios pueden variar entre las regiones, subregiones, los sistemas individuales, y la carga de las entidades de servir. Sin embargo, estos métodos deben estar bien documentados y coherentes.

2.1.6.3. Bases técnicas

Los sistemas eléctricos históricamente han reconocido la necesidad y los beneficios de los márgenes de capacidad de transferencia en la planificación y el funcionamiento de las redes de transporte interconectadas. Además de

cumplir con las obligaciones de servicio a los clientes y las entregas de terceros, la reserva de capacidad de transmisión es necesaria para garantizar la seguridad de la red en una amplia variedad de incertezas operativas. Además, los sistemas se han basado en la capacidad de transmisión por medio de importaciones de energía, a través de interconexiones con sistemas vecinos, a reducir su capacidad de generación instalada necesaria para satisfacer los requisitos de fiabilidad generación y ofrecer un servicio fiable a la carga. Con la introducción de obligatoriedad, el acceso no discriminatorio, y la consiguiente necesidad de identificar y proporcionar la CDT, actual y proyectada, al mercado de energía eléctrica.

MTF y CMB son conceptos que pueden necesitar un mayor desarrollo para la aplicación general, permitiendo al mismo tiempo la adaptación regional específica, subregional y las condiciones individuales del sistema.

2.2. Límites de estabilidad en estado estable para la determinación de la CDT

2.2.1. Métodos de estudio de la estabilidad de voltaje

Los métodos de estudio se basan en técnicas de detección y predicción de la estabilidad de voltaje. La detección se utiliza para obtener el estado de operación de los nodos y la predicción encuentra los márgenes y límites de voltaje para la operación segura de los nodos. Estos estudios se realizan por medio de métodos analíticos y de monitoreo.

2.2.2. Métodos analíticos

Se utilizan para estudiar en detalle las causas y los efectos de la estabilidad de voltaje, así como el comportamiento de las variables y los elementos del sistema. Los resultados de estos estudios se utilizan para definir soluciones preventivas y correctivas de la inestabilidad de voltaje. Cada uno de estos métodos utiliza técnicas matemáticas que requieren de herramientas computacionales eficientes para el análisis en grandes sistemas de potencia. Los estudios analíticos se pueden realizar en forma estática, como los métodos basados en flujos de carga convencionales y los flujos de carga progresivos. También se pueden realizar análisis dinámicos de los estados del sistema como los transitorios, de pequeña señal y casi estacionarios.

2.2.3. Flujos de potencia convencionales

Son flujos de potencia estáticos que representan la variación de los voltajes en los nodos del sistema con respecto al cambio de la potencia de la carga. Estas técnicas calculan los estados, límites y márgenes de estabilidad de voltaje en el sistema de potencia, para el estado normal de operación y después de contingencias. Sus resultados se utilizan para graficar el voltaje versus la potencia y calcular los límites, márgenes, índices de proximidad a la inestabilidad e identificación de las áreas, nodos o elementos débiles del sistema. Las técnicas desarrolladas para los métodos de flujos convencionales son: análisis de sensibilidad, análisis por equivalentes de red, singularidad de la matriz jacobiana, diferencia vectorial y técnicas basadas en energía.

2.2.3.1. Análisis de sensibilidad

Esta técnica se basa en el análisis de la variación del voltaje con respecto a la potencia, para determinar los márgenes y límites de estabilidad de voltaje, así como las áreas y zonas más sensibles del sistema.

En 1983, se analizó la sensibilidad del voltaje con respecto a la potencia reactiva de un nodo de carga, dV/dQ .

En 1990, se midió la distancia al colapso con matrices de sensibilidad de voltaje en los nodos y la variación de reactivos de la carga hasta el límite ΔQ_i .

En 1991, se analizó la sensibilidad del voltaje ante el cambio de potencia activa dV/dP y la potencia reactiva dV/dQ , y se definió un índice de proximidad al colapso de voltaje para cada nodo. En este mismo se utilizó la sensibilidad dV/dQ para obtener un índice de proximidad al límite, el peor escenario de operación del sistema en estado estable y la probabilidad de que este ocurra.

En 1992, se utilizó la sensibilidad para determinar las reservas de reactivos y controlar la estabilidad con compensación en los nodos críticos.

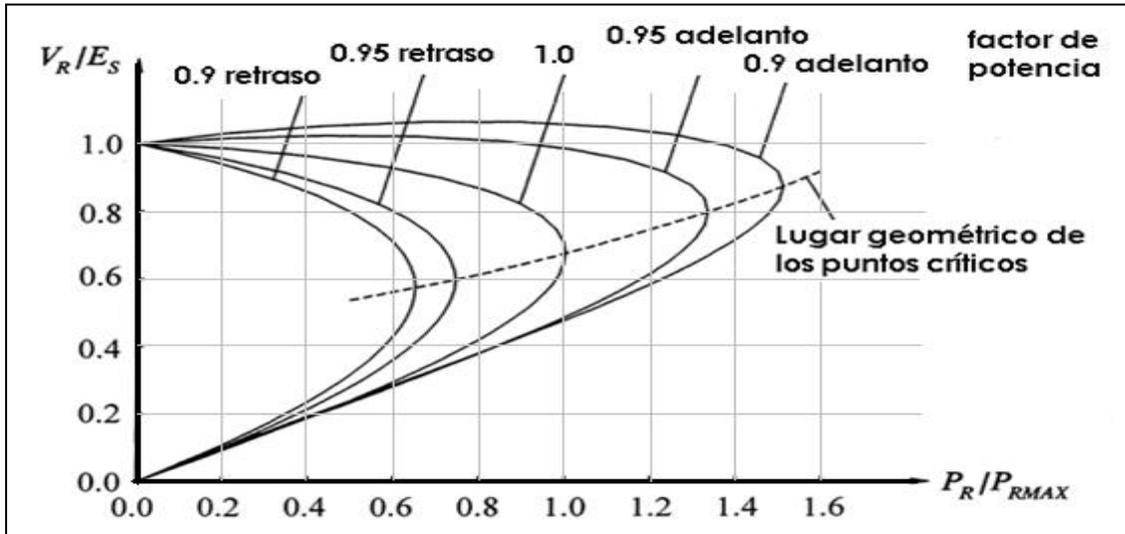
En 1999, se seleccionaron y clasificaron las contingencias, basados en un índice entrega de reactivos desde el punto normal de operación hasta un punto después de una contingencia, llamado Índice de Soporte de Reactivos (ISR) y un método de filtrado para seleccionar las contingencias más críticas. También en este año se evaluaron las herramientas de planeación de voltamperios reactivos y las de flujo óptimo, para la inclusión de las restricciones de estabilidad de voltaje y de niveles de voltaje en grandes sistemas de potencia.

En el año 2002, se analizó la sensibilidad de los reactivos del nodo generador ante cambios de carga, para determinar la estabilidad relativa del sistema, el grupo de generadores que causan la inestabilidad de voltaje y los nodos de carga que causan colapsos de voltaje en grandes sistemas de potencia.

En el 2005, se utilizó la sensibilidad para analizar la estabilidad después de contingencias, combinada con sensibilidades lineales y análisis de vectores propios para la clasificación de las contingencias. También en este año se utilizó la sensibilidad para determinar las posibles contingencias y las áreas que se inestabilizan después de cada evento.

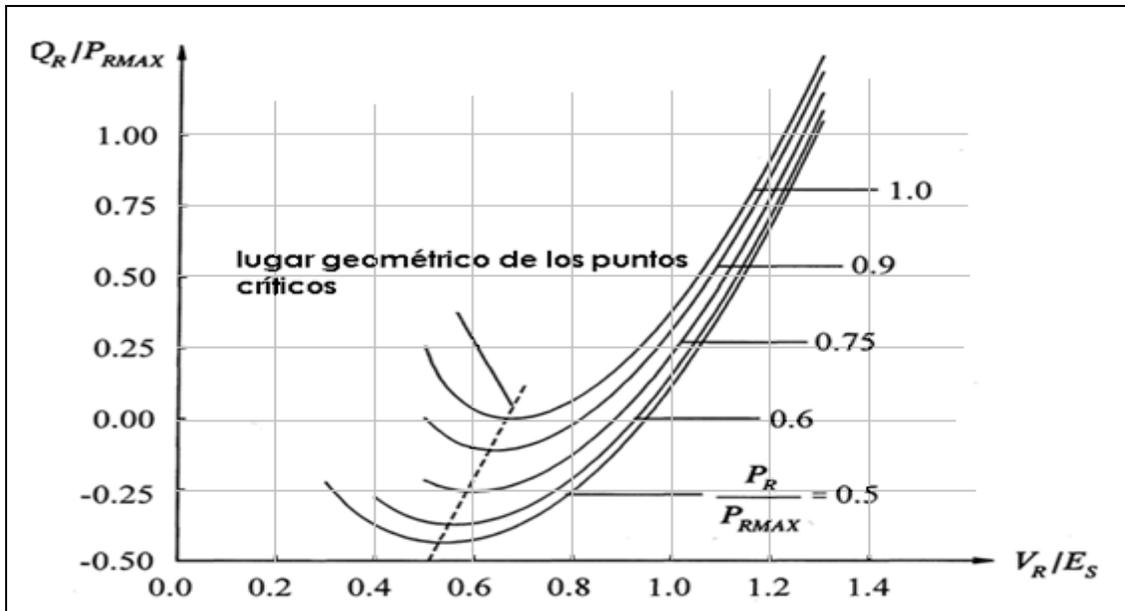
En el 2006, se utilizaron para calcular la cargabilidad y el margen de seguridad de voltaje inicial, complementados con técnicas de optimización del flujo de potencia para el ajuste de los pasos de carga cerca al límite de estabilidad; este método se puede implementar utilizando programación no lineal.

Figura 7. Curvas características P-V



Fuente: P. Kundur. "Power System Stability and Control". Pág.31

Figura 8. Curvas características Q-V



Fuente: P. Kundur. "Power System Stability and Control". Pág.31

2.2.3.2. Reducción de la matriz jacobiana

Se basa en la reducción de la matriz jacobiana para encontrar las expresiones que definan los límites de estabilidad, los márgenes del sistema, la proximidad al colapso de voltaje y los nodos y elementos con deficiencia de reactivos en la red. Estas técnicas se dividen en: singularidad de la matriz jacobiana y análisis modal.

2.2.3.2.1. Singularidad de la matriz jacobiana

Se basa en la reducción de la matriz jacobiana del flujo de potencia con el fin de encontrar la singularidad, la cual define el límite de estabilidad de voltaje de los nodos.

En 1975, se utilizó la singularidad de la matriz Jacobiana para determinar el punto de colapso del sistema. En 1989 se describió el colapso de voltaje como un problema de bifurcaciones y utilizando la técnica de la singularidad de la matriz se calculó la proximidad al límite de estabilidad; el límite se define como el punto dónde se encuentra una bifurcación en la curva de estabilidad de voltaje.

En 1992, una nueva técnica de singularidad, reduce la matriz Jacobiana a pocas variables, con el fin de calcular rápidamente índices de estabilidad para aplicaciones en línea.

En 1993, se definió un índice de proximidad al colapso de voltaje como la mínima singularidad de la matriz Jacobiana del flujo de potencia, encontrando los vectores propios, izquierdo y derecho de la matriz; la mínima singularidad de

la matriz define la proximidad al límite de estabilidad, el vector singular derecho representa el índice de sensibilidad de los voltajes y ángulos de los nodos, y el vector izquierdo la dirección de mayor sensibilidad al cambio de potencia activa y reactiva.

En 1998, se propone un método para calcular la proximidad al colapso de voltaje basado en flujos de carga operacionales y la sensibilidad de variables de control de reactivos, utilizando un indicador de la distancia desde el estado actual hasta el límite de estabilidad llamado L-Index.

En 2006, se comparan diferentes formulaciones de los índices de estabilidad de voltaje derivados de la matriz, en presencia de la regulación de voltaje secundario, para ser utilizado en el cálculo del máximo valor singular en la función objetivo de un flujo óptimo de potencia reactiva. En este mismo año se utilizó el método de valores singulares de la matriz Jacobiana para calcular la dirección del incremento de las cargas basadas en el manejo de valores propios.

En 2006, se presentó un método para encontrar el punto máximo de carga por medio de la evaluación de las posibles direcciones que toma la generación utilizando análisis de singularidad, representando la relación entre la dirección de la generación y la máxima carga.

2.2.3.2.2. El análisis modal

Se basa en la reducción de la matriz Jacobiana con el fin de encontrar los valores y vectores propios de estado. Es un método indirecto del cálculo de la sensibilidad dV/dQ .

En 1992, se utilizó para determinar la estabilidad de voltaje ante variaciones de carga y la participación de reactivos en los nodos, generadores y líneas.

En 1995, se utilizaron valores propios de la matriz de admitancia para establecer la seguridad en un sistema de potencia multi-máquinas; se utilizan los índices de estabilidad de voltaje y control de voltaje.

En 1996, se utilizó el análisis modal en un sistema de transmisión de corriente continua, el cual permitía ajustar la estructura de los lazos de un sistema de control, con el fin de ubicar los ceros críticos de la matriz y en 1998 se extendió este trabajo para un convertidor triple.

En 2000, se utilizó para el análisis y la clasificación de contingencias críticas, permitiendo definir los nodos críticos y ubicar los elementos de control.

En 2003, se utilizaron para estudiar la seguridad del sistema con sistemas de transmisión flexibles AC. “Flexible AC Transmission System” (FACTS). En este mismo año se utilizaron factores de participación modal para clasificar la contribución de cada generador del sistema a la seguridad.

En 2007, se utilizó el análisis modal, el flujo de potencia y las curvas PV y QV para asistir a los operarios en la configuración y el análisis de la estabilidad de voltaje en un punto de operación.

2.2.3.3. Equivalente de red

Se basa en obtener los equivalentes del sistema para compararlos con los de la carga de un nodo.

En 1992, se definió un índice como la impedancia de red dividida en la impedancia de carga. En 1997, se utilizó esta técnica para obtener las curvas PV y definir un índice proximidad al colapso de voltaje en MW.

En 2001, se construyeron curvas activa y reactiva PQ, con el fin de estimar el margen de potencia reactiva.

En 2002, se calcularon los límites y márgenes de estabilidad de voltaje y se definió la potencia máxima de transferencia por medio de curvas P-Q.

En 2003, se utilizaron para definir regiones de operación de potencia reactiva y activa, basados en planos PQ.

En 2004, se utilizaron equivalentes de impedancia para estudiar la estabilidad de voltaje con regiones P-Q; se utiliza distribución rectangular probabilística de la carga para estimar la probabilidad de la violación del voltaje crítico en nodos con carga distribuida uniformemente.

En 2007, se calcula el margen de voltaje con la potencia aparente y el equivalente de admitancia en un punto (dS/dY), para determinar el punto de inicio de la desconexión de carga.

2.2.3.4. Técnicas basadas en fasores y vectores de voltaje

Se basan en la diferencia fasorial de las variables asociadas a la estabilidad de voltaje, la cuales se determinan mediante flujos de potencia en estado normal y crítico.

En 1988, se definió un índice basado en la diferencia angular de los voltajes entre dos nodos y un índice de proximidad a la inestabilidad de voltaje, el cual calculaba la diferencia de ángulos entre dos nodos. También se ha definido el índice de proximidad a la inestabilidad de voltaje para la prevención y el control de emergencias.

En 2004, se presentó el índice de margen de estabilidad de voltaje, basado en las diferencias angulares máximas de los voltajes y la del estado normal de operación.

En 2006, se propone el índice de proximidad a la inestabilidad de voltaje, definido por diferencia vectorial entre el voltaje de operación y límite inferior del voltaje.

2.2.4. Técnicas basadas en energía

Se basan en la diferencia entre las soluciones de un flujo de potencia después de un disturbio, llamado solución de alto voltaje y la solución de un flujo de potencia en el mínimo punto de inestabilidad llamado solución de bajo voltaje; esto define la máxima transferencia de potencia, el límite y margen de estabilidad de voltaje.

En 1990, se presentó una técnica basada en energía de dos sistemas, para medir la proximidad al colapso de voltaje. En 1993 se propuso la aplicación en línea de estas técnicas, para brindar información de las condiciones del sistema que permitían realizar las operaciones de control.

2.2.5. Flujos progresivos

Son métodos de análisis estáticos basados en flujos de potencia continuos que buscan con precisión los límites de estabilidad de voltaje; estos métodos pertenecen a una clase general de ecuaciones algebraicas no lineales conocidos como métodos de seguimiento de camino.

En 1989, se presentó un algoritmo que obtenía el límite de estabilidad con gran precisión numérica.

En 1991, se presentó el flujo de potencia continuo, el cual utilizaba un vector tangente de predicción y un algoritmo de corrección para encontrar el límite.

En 1993, se utilizó este método para el análisis en grandes sistemas de transmisión AC/DC.

En 1997, se mejoró la velocidad de cálculo para aplicaciones en línea. En este mismo año se utilizó una técnica de continuación para calcular un índice con el voltaje actual y el de máxima cargabilidad, antes y después de cada contingencia; se dibujaron curvas PQ-V para representar la variación del voltaje ante el aumento de la potencia activa y reactiva de la carga. En 1998 se utilizaron para encontrar el límite de estabilidad después de contingencias y definir estrategias de mínima desconexión de carga. En 2000 se utilizaron para definir el índice de incremento de carga, basado en encontrar la máxima cargabilidad de un nodo.

En 2001, se presentó un método para estimar el margen de flujo de potencia de las líneas de transmisión entre dos regiones, el cual a partir de las

curvas de variación del voltaje con respecto al flujo de potencia activa de las líneas de transmisión, calculaba el mínimo margen de operación estable ante contingencias críticas.

En 2004, se propuso un método de análisis de la estabilidad de voltaje para grandes sistemas de potencia basado en el flujo de potencia continuo híbrido, el cual permite graficar rápidamente las curvas PV en un nodo; utilizando un método de predicción no lineal se grafica la parte superior de la curva hasta los puntos cercanos al límite y un método de predicción lineal para la parte inferior. También en este año se utilizó este método para el análisis de los límites de potencia reactiva entregada por los generadores que regulan voltaje.

En 2005, se presentó un algoritmo de continuación de flujo de potencia trifásico en coordenadas polares, para el análisis de estabilidad de voltaje en sistemas trifásicos desbalanceados.

En 2006, se utilizó una técnica de continuación para definir los parámetros de carga utilizados en análisis dinámicos casi estacionarios. En este mismo año se incluye en la técnica de continuación, los parámetros de pérdidas activas de las ramas del sistema de transmisión. También se analizó la estabilidad de voltaje dinámica, utilizando una técnica de continuación para trazar las rutas de equilibrio del sistema y luego se analizó cada punto de equilibrio con factores de participación modales.

En 2007, se probó esta técnica con modelos mejorados de cargas y generadores. En este mismo se utilizaron expansiones de Taylor y Perturbación para formar la matriz jacobiana sin reducción y la técnica de continuación para

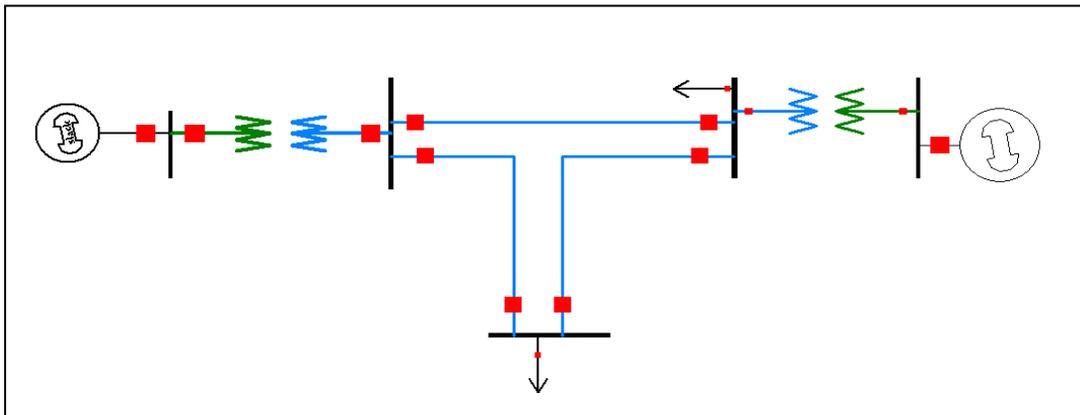
trazar los puntos de equilibrio del sistema, con el fin de realizar un análisis dinámico de la estabilidad de voltaje.

2.3. Criterio de confiabilidad N-1

Se define que un sistema cumple con el criterio N-1 si al aplicarle la contingencia simple más severa, el sistema sigue en condiciones aceptables de funcionamiento considerando que los flujos en las líneas se mantienen dentro de límites normales de operación, los voltajes en las barras no superan sus niveles mínimos-máximos de variación, no existen actuaciones de protecciones y no existen desconexiones forzadas de carga o equipos.

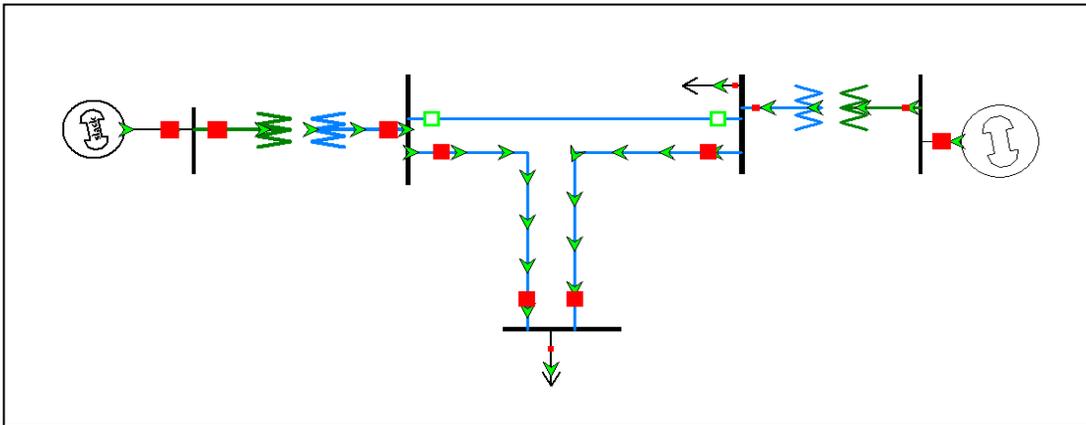
La aplicación del criterio N-1 consiste en la simulación de la pérdida de un componente de la red (línea de transmisión, transformador o un generador).

Figura 9. Criterio N-1



Fuente: ilustraciones propias

Figura 10. Concepto de N-1



Fuente: ilustraciones propias

3. MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN ESTADO ESTABLE, AÑO ESTACIONAL SECO

3.1. Temporada seca 2010

El estudio de máxima transferencia de potencia para la temporada seca 2010 contempla los siguientes casos de análisis:

- a. Transferencia de México hacia Centro América, considerando únicamente las obras del proyecto SIEPAC.
- b. Transferencia de Centro América hacia México, considerando únicamente las obras del proyecto SIEPAC.

Se consideraron los siguientes nodos como área de estudio:

Tabla V. Área de estudio, año estacional seco 2010

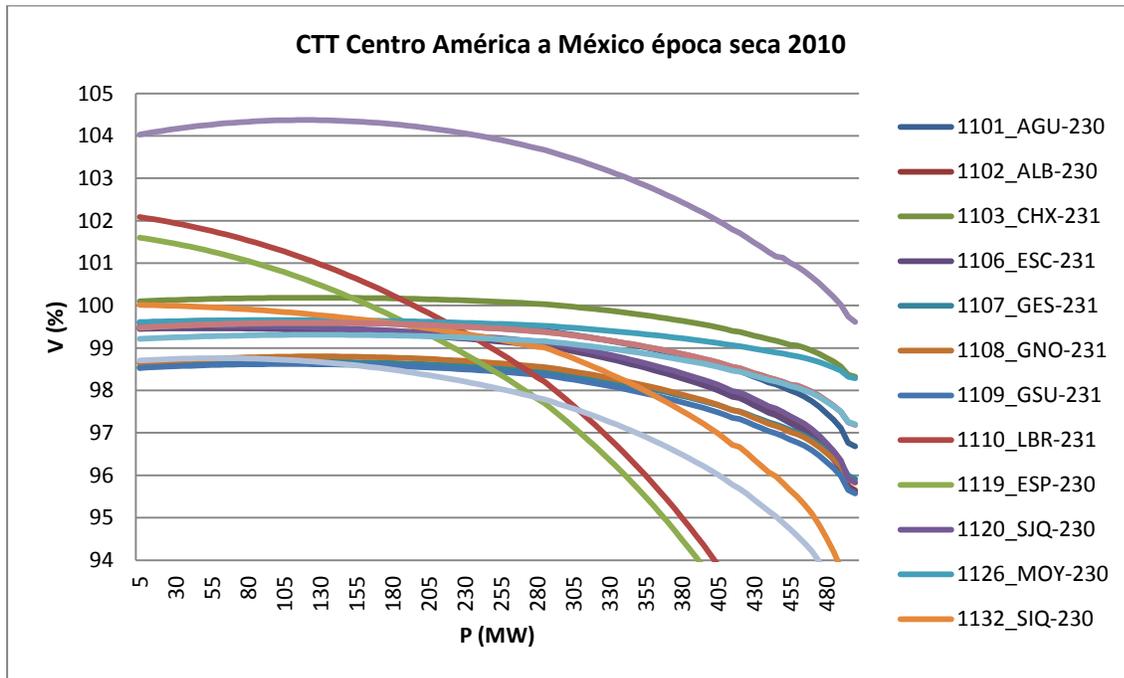
1101_AGU- 230	1102_ALB- 230	1103_CHX- 231	1106_ESC- 231	1107_GES- 231
1108_GNO- 231	1109_GSU- 231	1110_LBR- 231	1119_ESP- 230	1128_LBR- 400
1126_MOY- 230	1132_SIQ- 230	1444_TIC- 231	1710_PAN- 230	28162_RLI- 230

Fuente: selección propia de nodos del SNI

3.1.1. Estudio por límite de voltaje

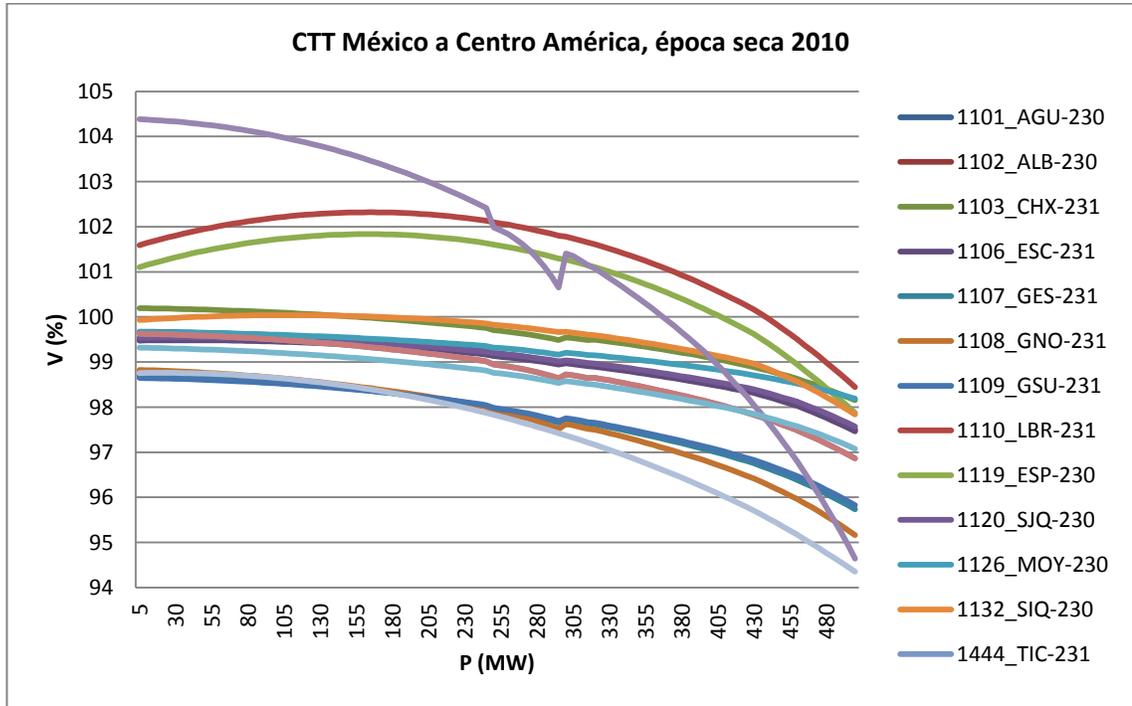
A continuación se muestran los resultados del estudio de estabilidad de voltaje para los casos descritos anteriormente.

Figura 11. CTT Centro América a México, época seca 2010



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 12. CTT México a Centro América, época seca 2010



Fuente: resultados de simulaciones

De las gráficas obtenidas se puede observar, que el valor máximo de transferencia de potencia en la curva P-V, se encuentra en un punto crítico, es decir, tendencia a colapso de voltaje.

A continuación se resumen en una tabla los valores máximos obtenidos de transferencia:

Tabla VI. CTT época seca 2010

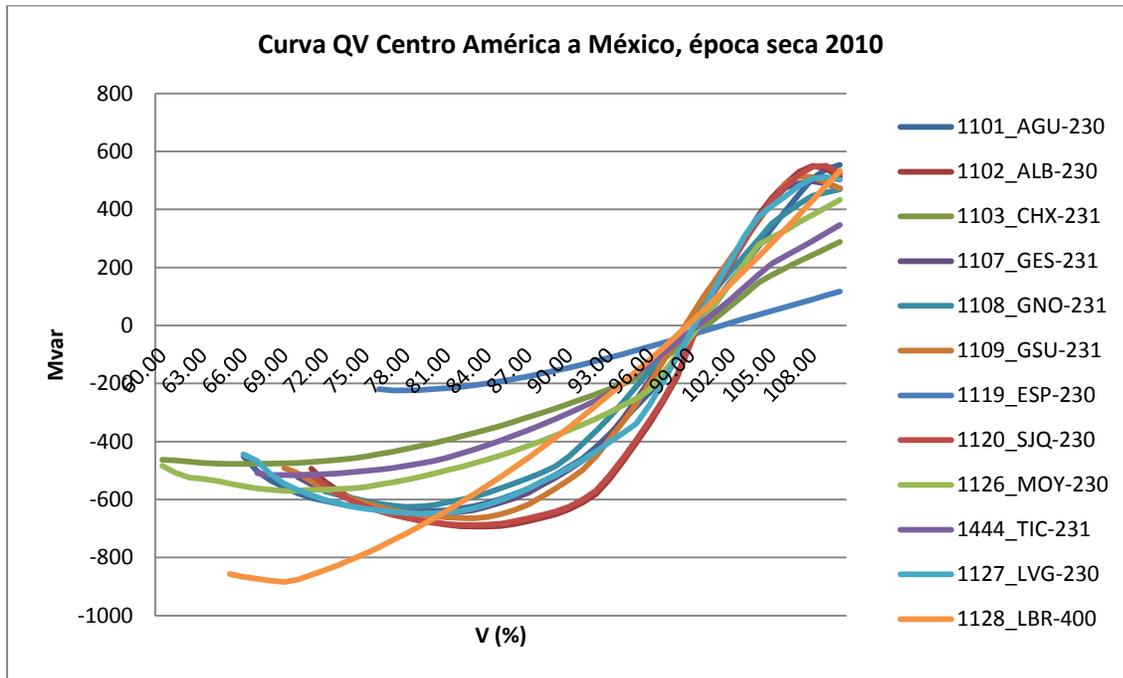
Caso	Transferencia máxima MW
Transferencia Mex-CA	465.00
Transferencia CA-Mex	365.00

Fuente: resultados de simulaciones

3.1.2. Curvas Q-V

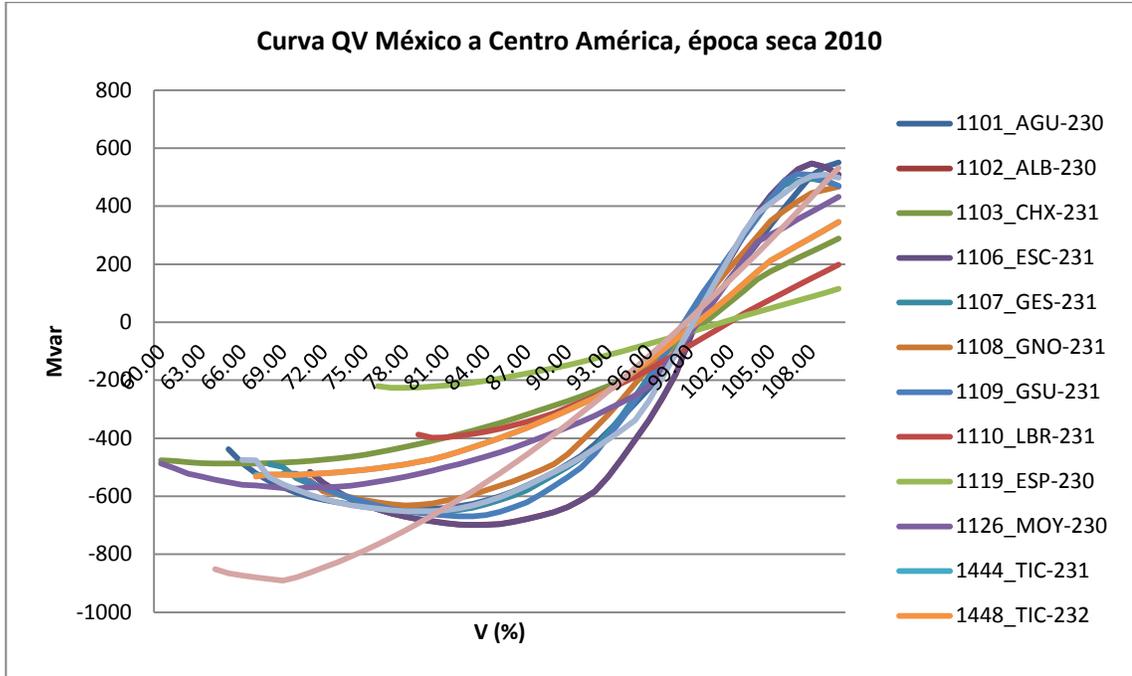
Con las curvas Q-V se verifica el nivel de tensión en el cual ocurre el colapso de voltaje y si existe reserva de potencia reactiva en los nodos en estudio.

Figura 13. Curvas QV Centro América a México, época seca 2010



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 14. Curvas QV México a Centro América, época seca 2010



Fuente: resultados de simulaciones

La tabla que se muestra a continuación resume los resultados obtenidos en las simulaciones para los casos en estudio, en esta la reserva indicada, es sin ningún tipo de restricción por parte del generador para entregar su potencia reactiva.

Tabla VII. Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época seca 2010

Caso	Nodo	Voltaje de colapso (%)	Reserva (MVAR)
Transferencia Mex-CA	ALB-230	83	-693.6
	GES-231	81	-646.9
	GNO-231	78	-625.0

	GSU-231	83	-664.9
	ESP-230	78	-224.1
	LVG-230	79	-647.9
Transferencia CA-Mex	ALB-230	83	-698.6
	GES-231	81	-651.6
	GNO-231	78	-631.5
	GSU-231	83	-669.3
	ESP-230	78	-226.4
	LVG-230	79	-652.1

Fuente: resultados de simulaciones

3.1.3. Estudio por límite térmico de conductores

Para la realización del estudio, se definieron las contingencias a tomar en cuenta y los elementos que deben ser monitoreados con el afán de verificar sobrecargas en equipos instalados.

3.1.3.1. Definición de contingencias

Tabla VIII. Contingencias época seca 2010

Contingencias			
LN-1106-1132	LN-1101-9009	LN-1106-1109	LN-1127-1129
LN-1107-1127	LN-1126-1129	LN-9010-1444	LN-1107-1108
LN-1103-1444	LN-9010-1448	LN-1132-1133	LN-1107-1109
LN-1103-1448	LN-9010-1108	LN-1110-1119	LN-1108-1109
LN-1125-1126	LN-9010-1108	LN-1133-1110	LN-1106-1109
LN-1125-28161	LN-1102-1120	LN-1102-1106	LN-1102-1106

Fuente: selección propia de líneas del SNI

3.1.3.2. Definición de elementos monitoreados

Los elementos del Sistema Nacional Interconectado que fueron monitoreados en este estudio son los definidos por la CNEE como parte del sistema principal.

3.1.3.3. Máximas transferencias

A continuación se resumen los resultados obtenidos del cálculo de la máxima transferencia de potencia por límite térmico.

Tabla IX. Resultados de máxima transferencia de potencia, época seca 2010

<i>Transferencia máxima MW</i>	<i>N-0</i>	<i>N-1</i>
<i>Transferencia época seca 2010</i>	365.00	000.00

Fuente: resultados de simulaciones

Los resultados obtenidos indican que el caso en estudio no cumple con el criterio de confiabilidad N-1, ya que ante algunas contingencias se presenta colapso de voltaje en todos los nodos del sistema principal.

Además, cabe notar que el único elemento que restringe la capacidad de transmisión en la configuración N-0 es el Transformador 400/230 kV de 225 MVA ubicado en la subestación Los Brillantes, el cual forma parte de la interconexión con México, pero no forma parte del Sistema Principal de Transmisión.

Tabla X. Contingencias críticas para la época seca 2010

<i>Elemento</i>	<i>Nombre</i>
<i>Línea</i>	<i>LN-1110-1119</i>
<i>Línea</i>	<i>LN-1102-1120</i>

Fuente: selección propia de líneas del SNI

Por lo tanto, para el caso de transferencia máxima época seca 2010 no existe capacidad de transferencia de potencia.

3.2. Temporada seca proyección 2013

El estudio de máxima transferencia de potencia para la proyección de la temporada seca 2013 contempla los siguientes casos de análisis:

- a. Transferencia de México hacia Centro América, considerando las obras del proyecto SIEPAC y el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión PET.
- b. Transferencia de Centro América hacia México considerando las obras del proyecto SIEPAC y el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión PET.

Se consideraron los siguientes nodos como área de estudio:

Tabla XI. Área de estudio, temporada seca PET

1101_AGU-230	1102_ALB-230	1103_CHX-231	1106_ESC-231
1108_GNO-231	1109_GSU-231	1110_LBR-231	1119_ESP-230
1126_MOY-230	1132_SIQ-230	1444_TIC-231	1157_GOE-230

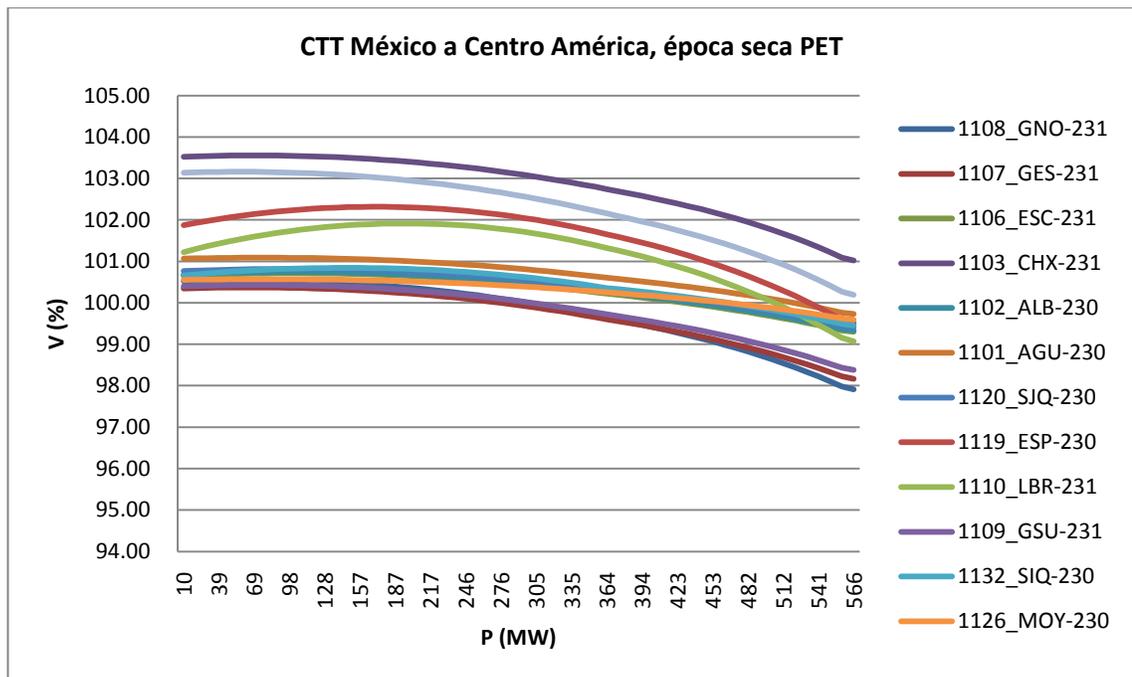
9102_EST-230	1208_PAL-230	1390_SOL-230	9098_HUE-232
9001_USP-230	9000_COV-230	9003_SJI-230	9004_SEU-230
9010_LDR-230	9110_LCE-230	1710_PAN-230	9117_RAN-230
28162_RLI-230	1128_LBR-400	9009-PCF-230	9089_LRU-230
1107_GES-231	1120_SJQ-230	1127_LVG-230	9005_CHX-232

Fuente: selección propia de nodos SNI

3.2.1. Estudio por límite de voltaje

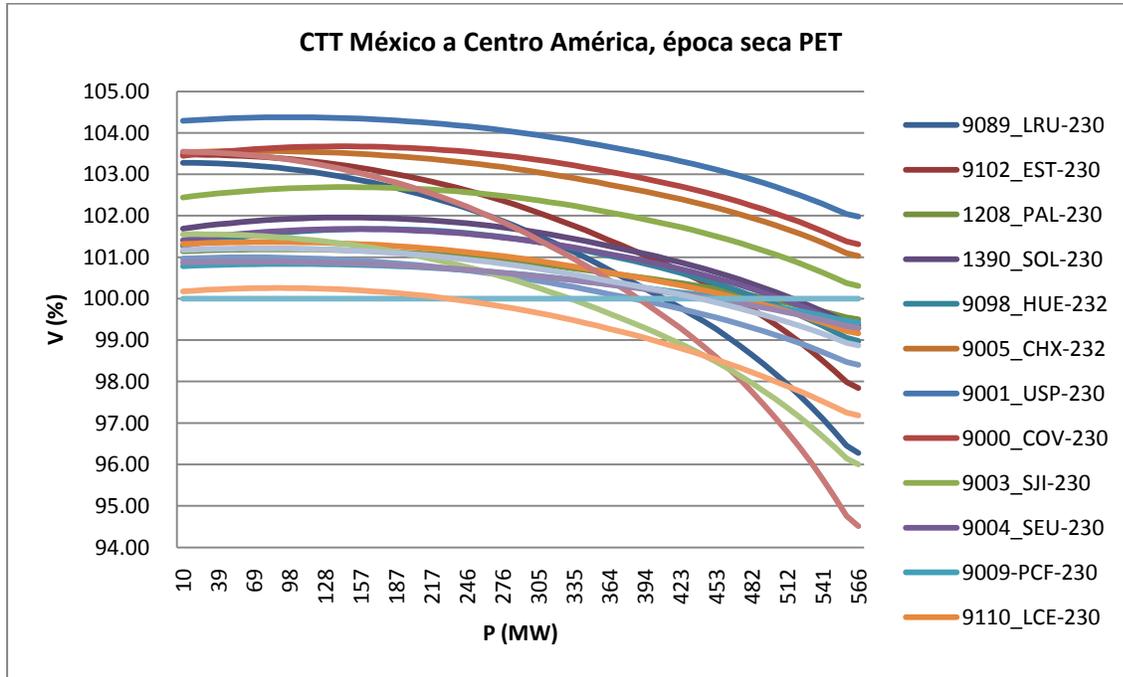
A continuación se muestran los resultados del estudio de estabilidad de voltaje, para los casos descritos anteriormente.

Figura 15. CTT México a Centro América, época seca PET



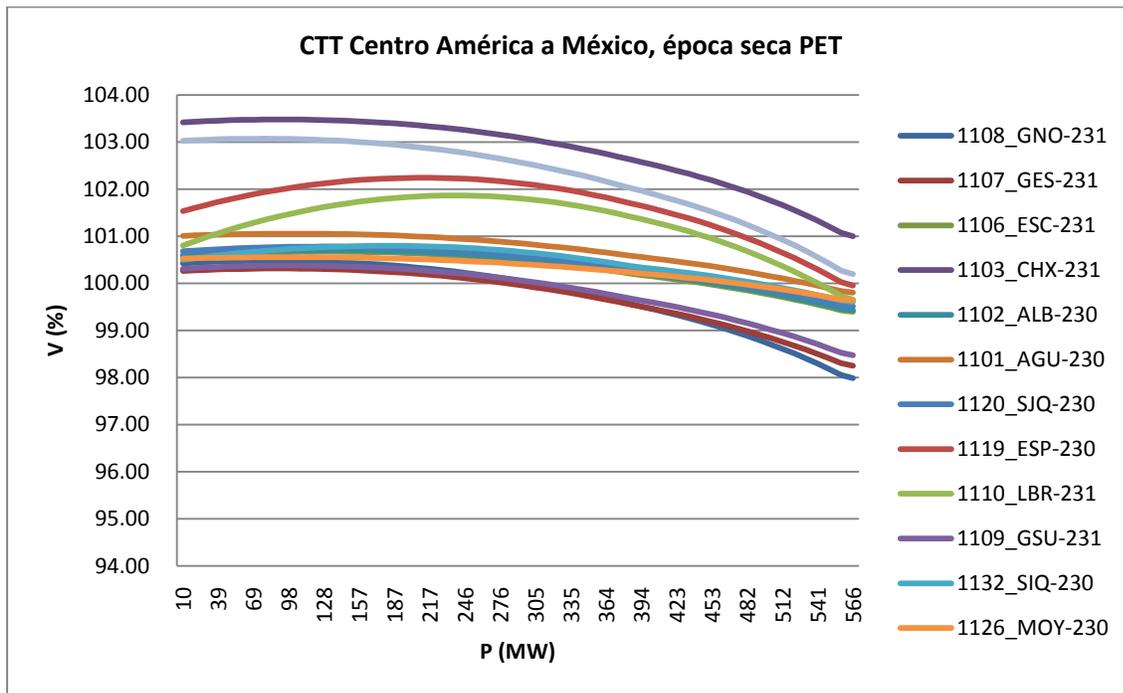
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 16. CTT México a Centro América, época seca PET



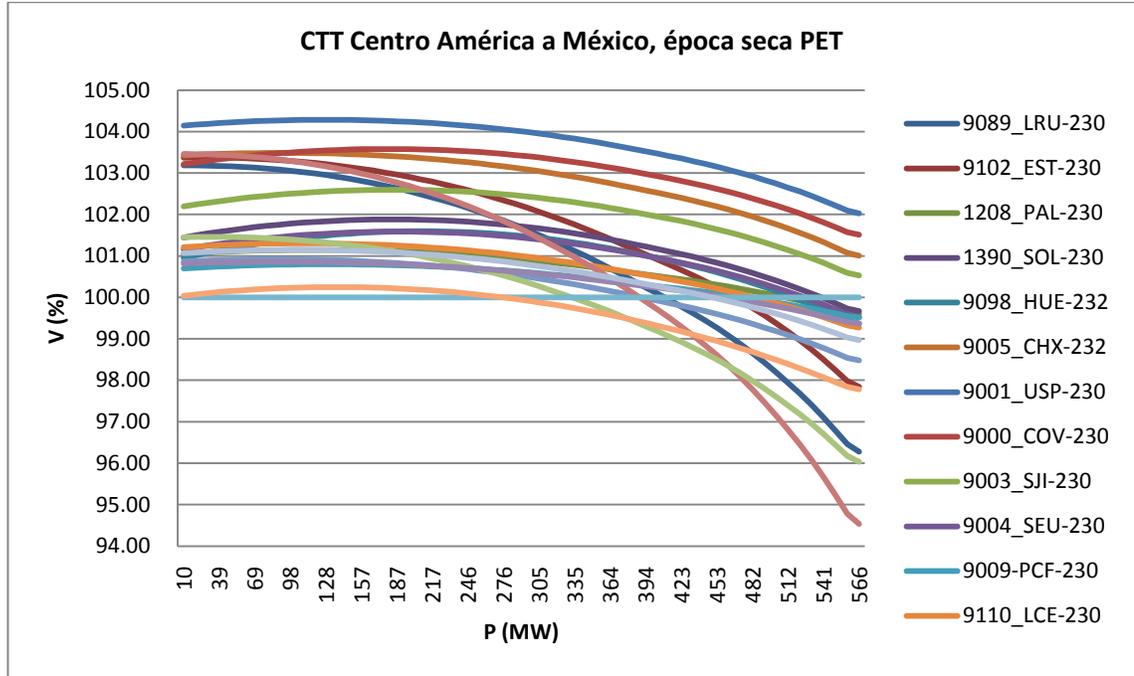
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 17. CTT Centro América a México, época seca PET



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 18. CTT Centro América a México, época seca PET



Fuente: resultados de simulaciones

De las gráficas obtenidas, se puede observar que el valor máximo de transferencia de potencia en la curva P-V, se encuentra en un punto crítico, es decir, tendencia a colapso de voltaje.

A continuación, se resumen en una tabla los valores máximos obtenidos de transferencia:

Tabla XII. CTT época seca PET

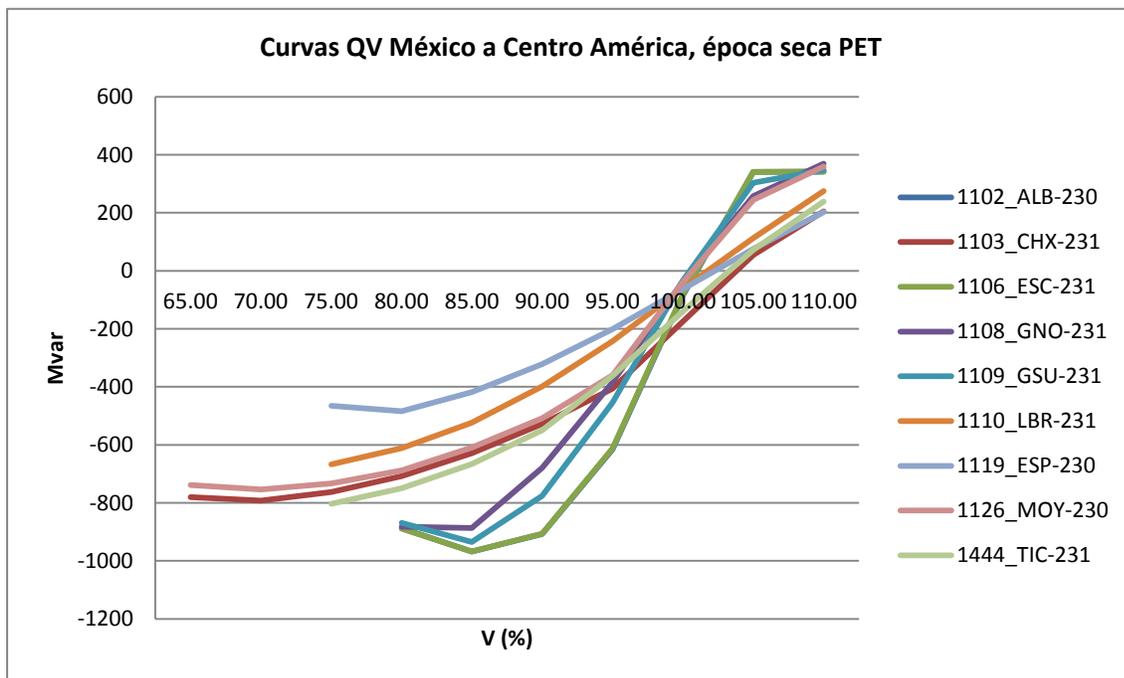
Caso	Transferencia máxima MW
Transferencia Mex-CA	550.00
Transferencia CA-Mex	550.00

Fuente: resultados de simulaciones

3.2.2. Curvas Q-V

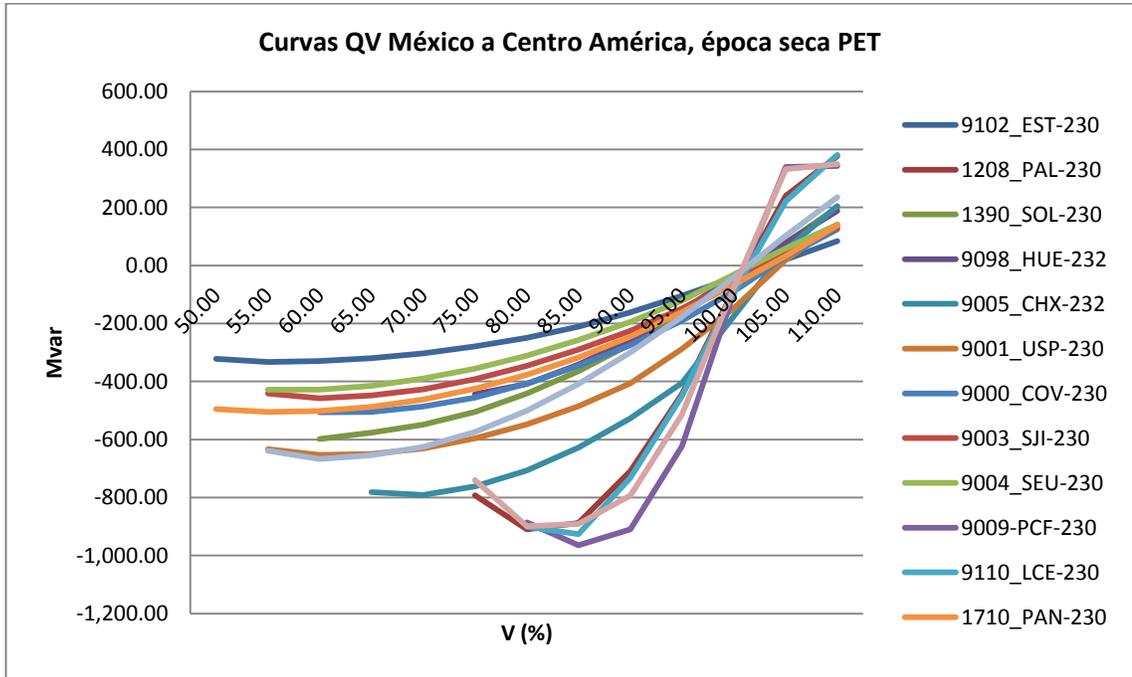
Con las curvas Q-V se verifica el nivel de tensión en el cual ocurre el colapso de voltaje y sí existe reserva de potencia reactiva en los nodos en estudio.

Figura 19- Curvas QV México a Centro América, Época Seca PET



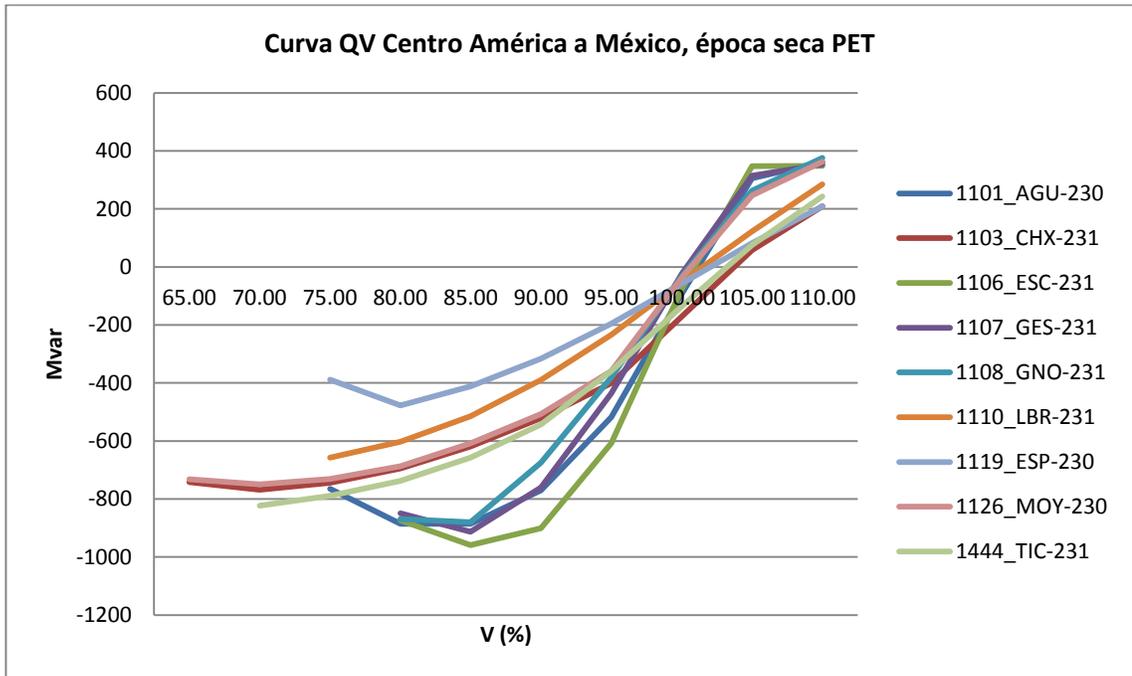
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 20. Curvas QV México a Centro América, época seca PET



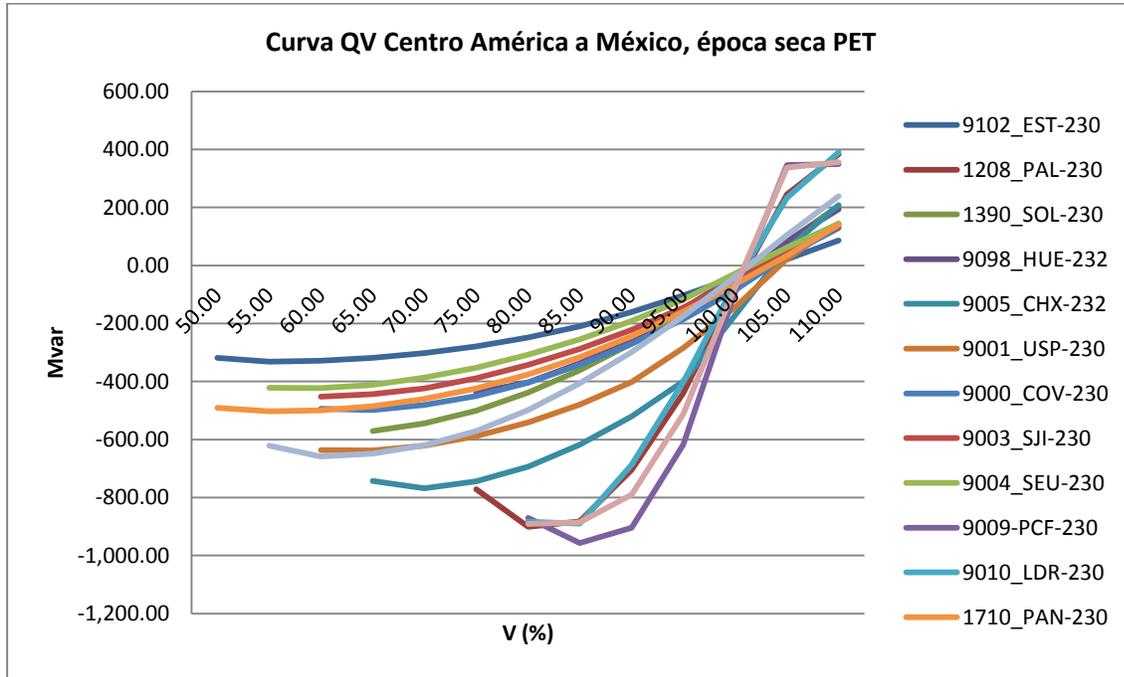
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 21- curvas QV Centro América a México, época seca PET



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 22. Curvas QV Centro América a México, época seca PET



Fuente: resultados de simulaciones

La tabla que se muestra a continuación resume los resultados obtenidos en las simulaciones para los casos en estudio.

La reserva indicada es sin ningún tipo de restricción por parte del generador para entregar su potencia reactiva.

Tabla XIII. Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época seca PET

Caso	Nodo	Voltaje de colapso (%)	Reserva (MVAR)
Transferencia CA-Mex	AGU-230	80	-885.17
	CHX-231	70	-768.7
	ESP-230	80	-478.04
	GES-231	85	-912.67
	GNO-231	85	-880.03
	HUE-232	75	-438.09
	MOY-230	70	-749.77
	PAL-230	80	-901.11
	PCF-230	85	-956.9
Transferencia Mex-CA	ALB-230	85	-967.34
	CHX-231	70	-792.2
	ESP-230	80	-484.49
	GNO-231	85	-887.15
	GSU-231	85	-934.6
	HUE-232	75	-444.07
	LBR-231	75	-667.64
	LCE-230	85	-926.16
	LVG-230	80	-898.59
	MOY-230	70	-753.66
	PAL-230	80	-909.92
	PCF-230	85	-964.99

Fuente: resultados de simulaciones

3.2.3. Estudio por límite térmico de conductores

Para la realización del estudio, se definieron las contingencias a tomar en cuenta y los elementos que deben ser monitoreados, con el afán de verificar sobrecargas en equipos instalados.

3.2.3.1. Definición de contingencias

Tabla XIV. Contingencias época seca PET

Contingencias	
LN-1110-1119	LN-1102-1120

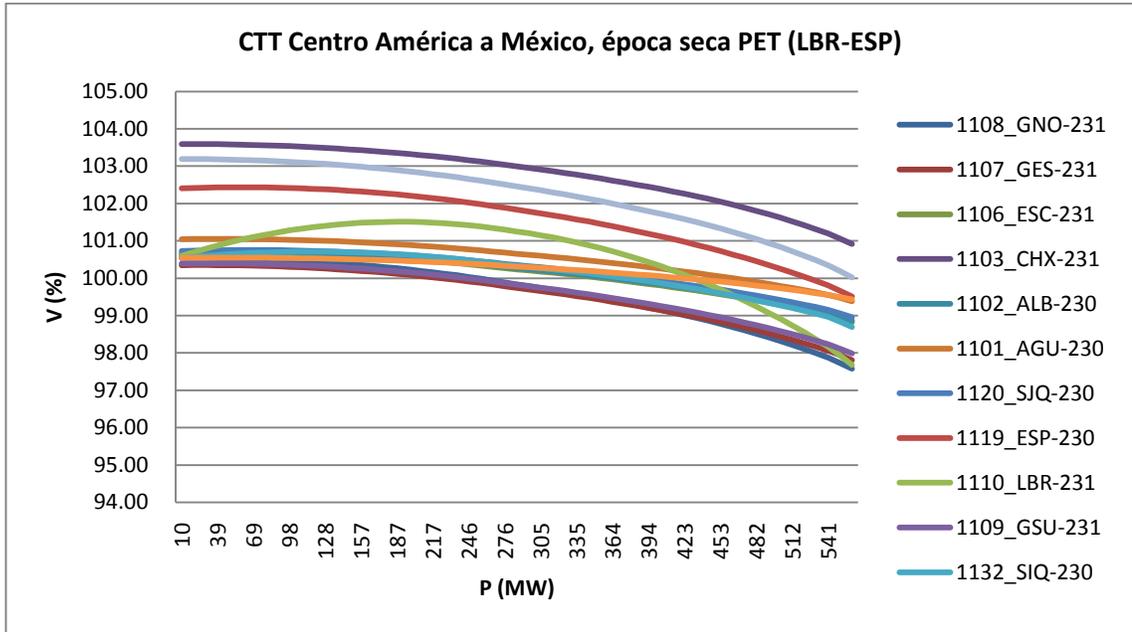
Fuente: selección propia de líneas del SNI

Al definirse las contingencias críticas para el caso 2010, se analizarán éstas como nuevos casos de estudio para cumplir con el criterio de confiabilidad N-1.

3.2.3.1.1. Estudio por límite de voltaje

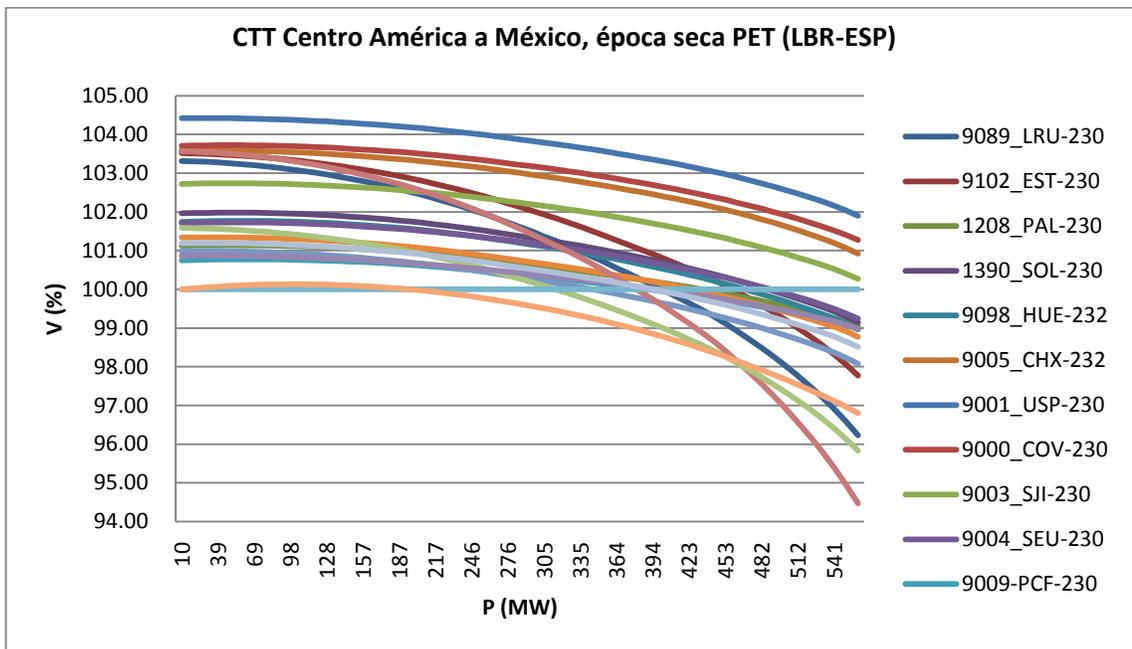
A continuación se muestran los resultados del estudio de estabilidad de voltaje, para los casos descritos anteriormente.

Figura 23. CTT Centro América a México, época seca PET contingencia 1



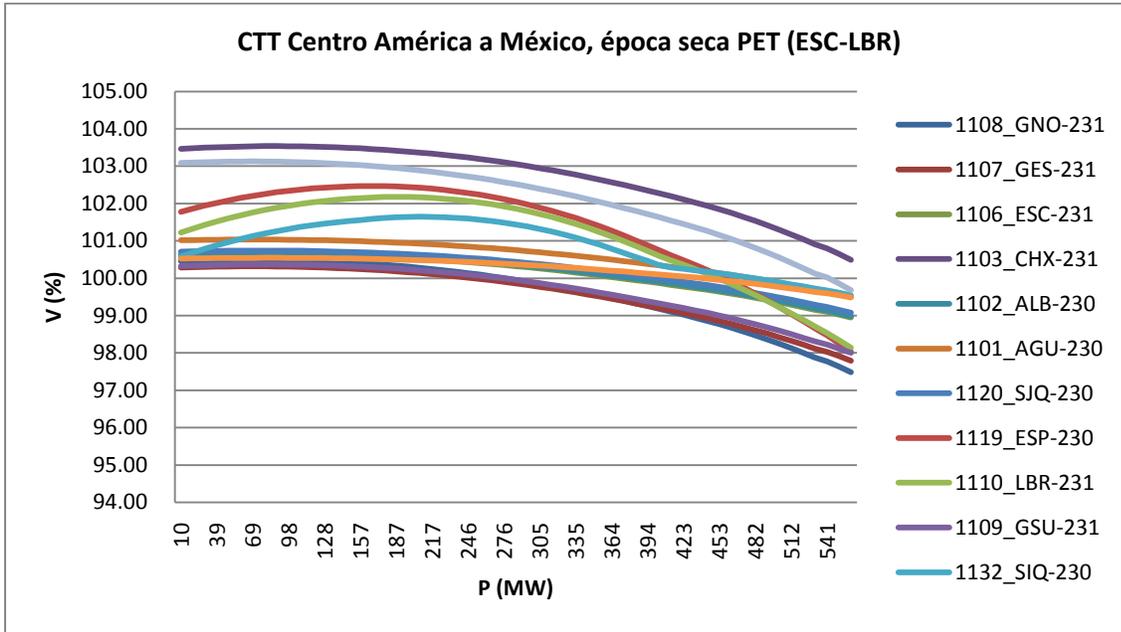
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 24. CTT Centro América a México, época seca PET contingencia 1



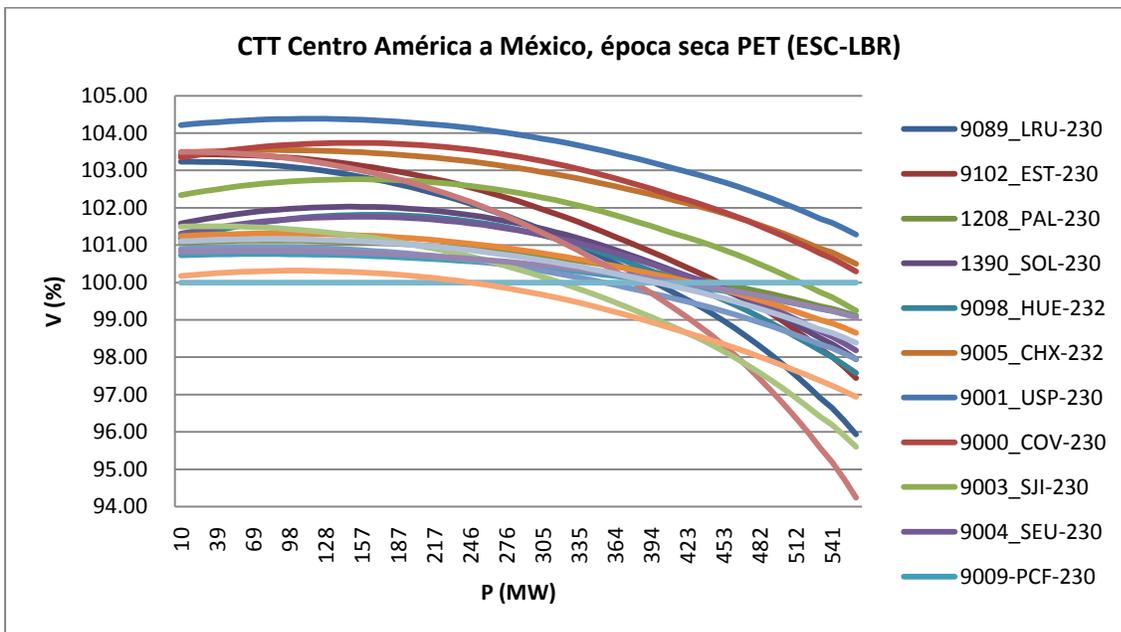
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 25. CTT Centro América a México, época seca PET contingencia 2



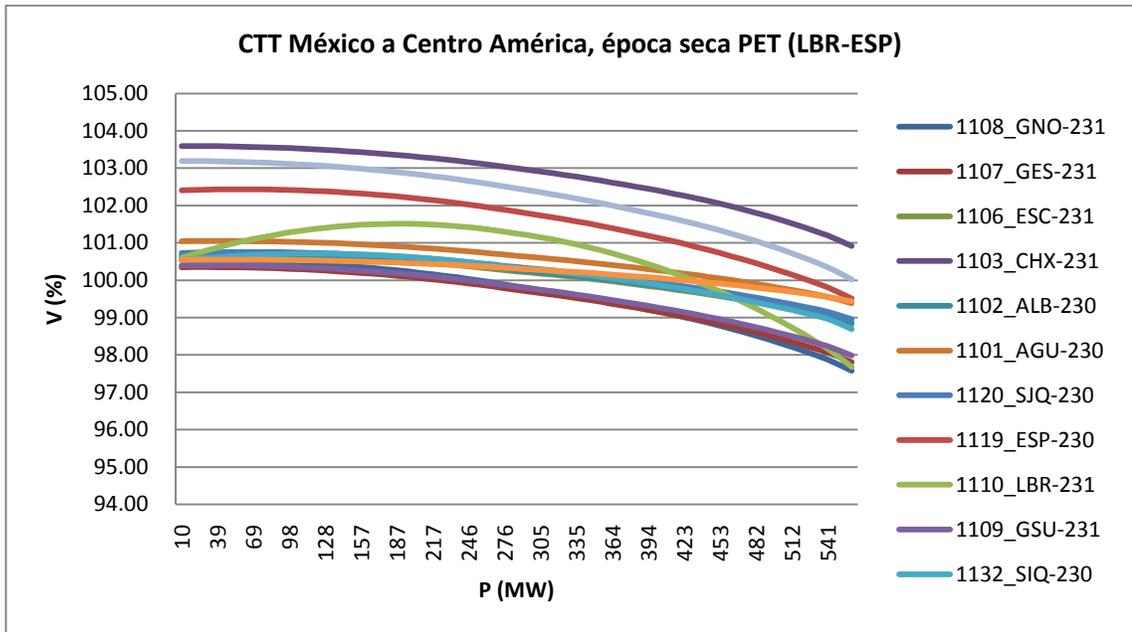
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 26. CTT Centro América a México, época seca PET contingencia 2



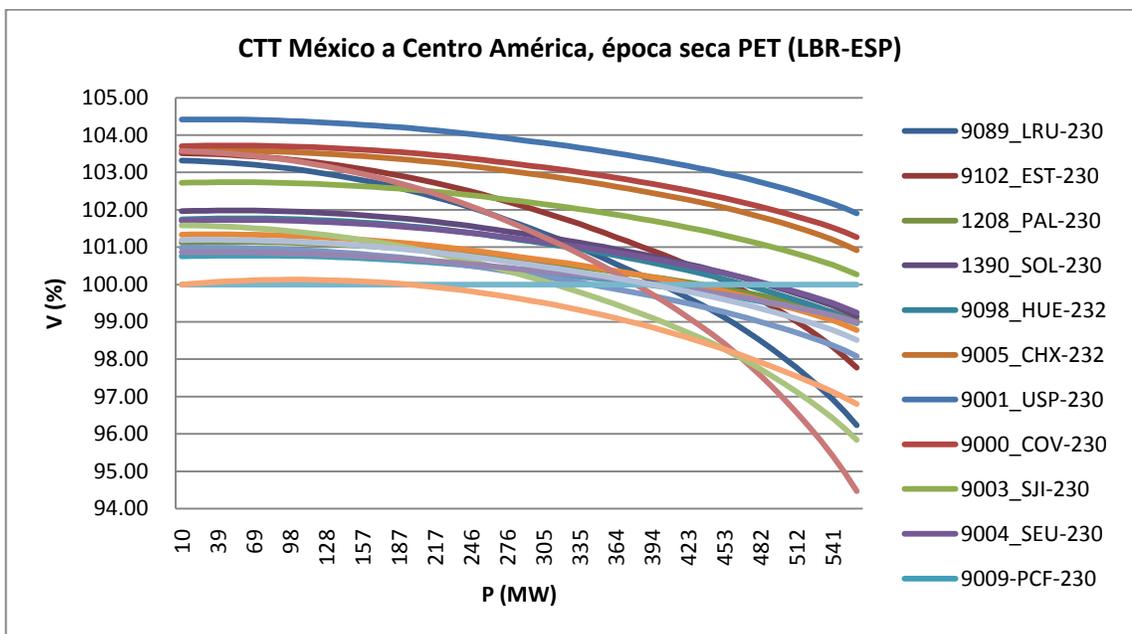
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 27. CTT México a Centro América, época seca PET contingencia 1



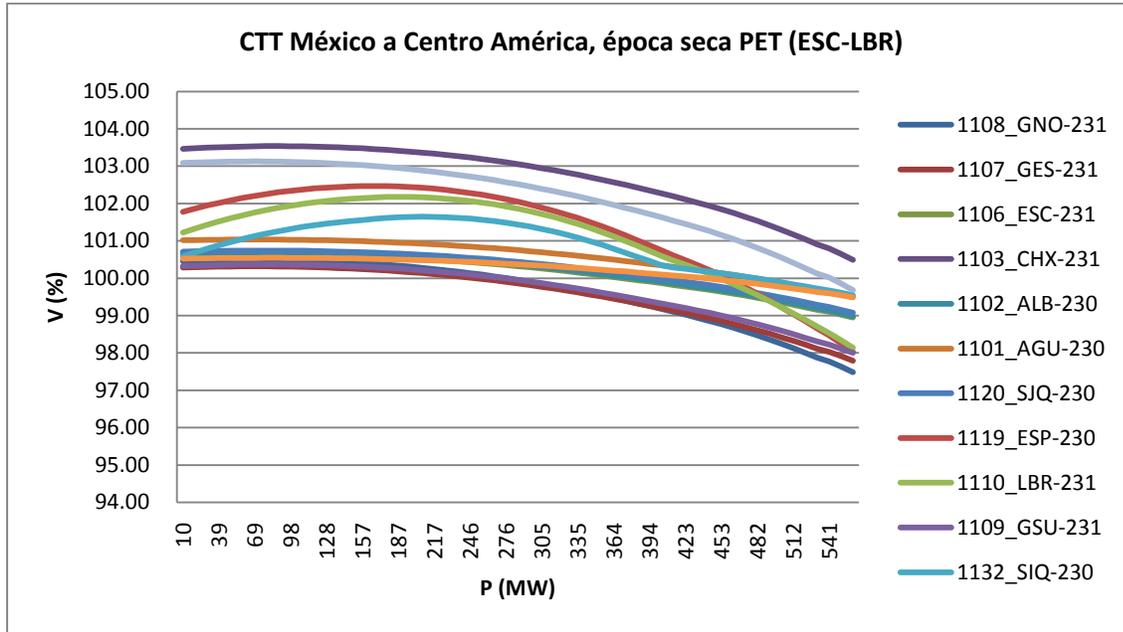
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 28. CTT México a Centro América, época seca PET contingencia 1



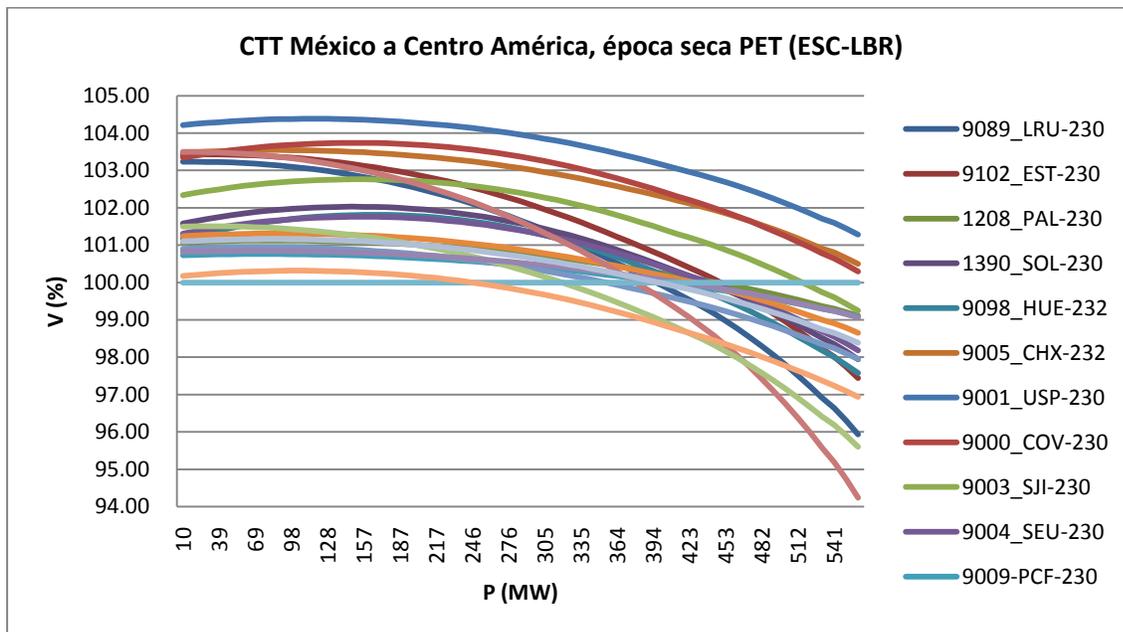
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 29. CTT México a Centro América, época seca PET contingencia 2



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 30. CTT México a Centro América, época seca PET contingencia 2



Fuente: resultados de simulaciones

De las gráficas obtenidas se puede observar, que el valor máximo de transferencia de potencia en la curva P-V, se encuentra en un punto crítico es decir, tendencia a colapso de voltaje.

A continuación se resumen en una tabla, los valores máximos obtenidos de transferencia:

Tabla XV. CTT época seca, contingencias PET

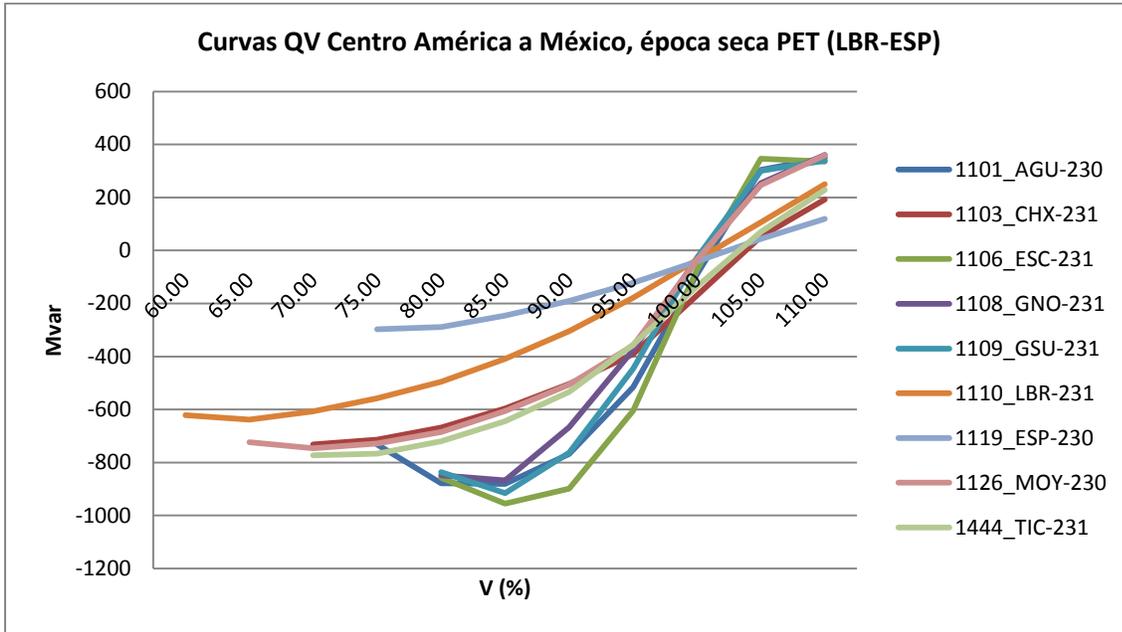
Caso	Transferencia máxima MW
Centro América a México (CONT1)	540.00
Centro América a México (CONT2)	540.00
México a Centro América (CONT1)	540.00
México a Centro América (CONT2)	540.00

Fuente: resultados de simulaciones

3.2.3.1.2. Curvas Q-V

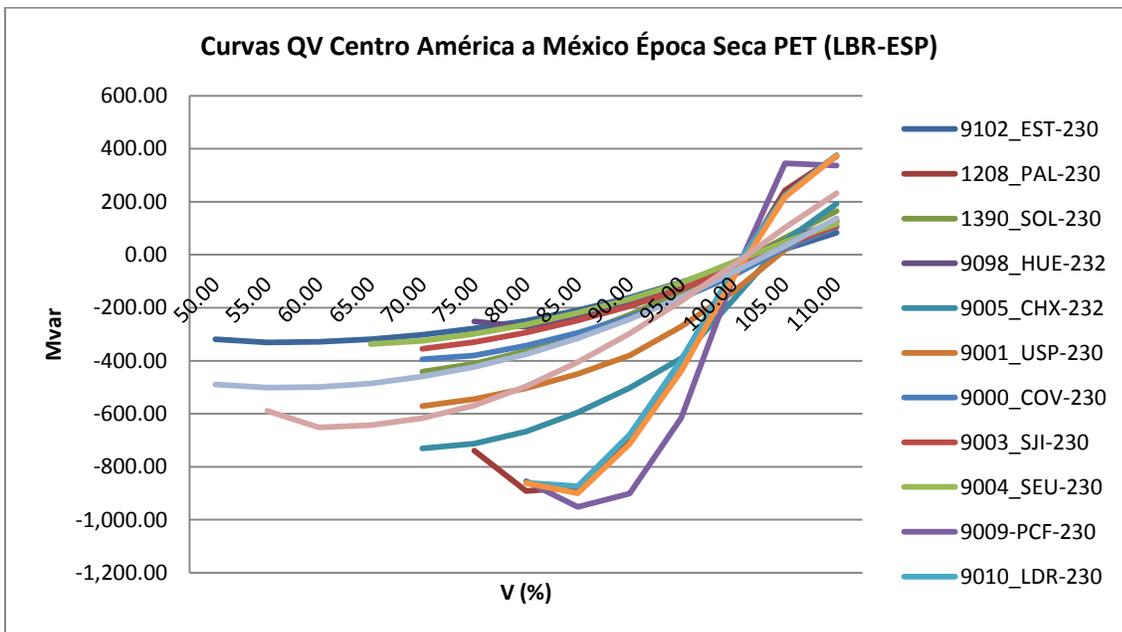
Con las curvas Q-V se verifica el nivel de tensión en el cual ocurre el colapso de voltaje y si existe reserva de potencia reactiva en los nodos en estudio.

Figura 31. Curvas QV Centro América a México, época seca PET contingencia 1



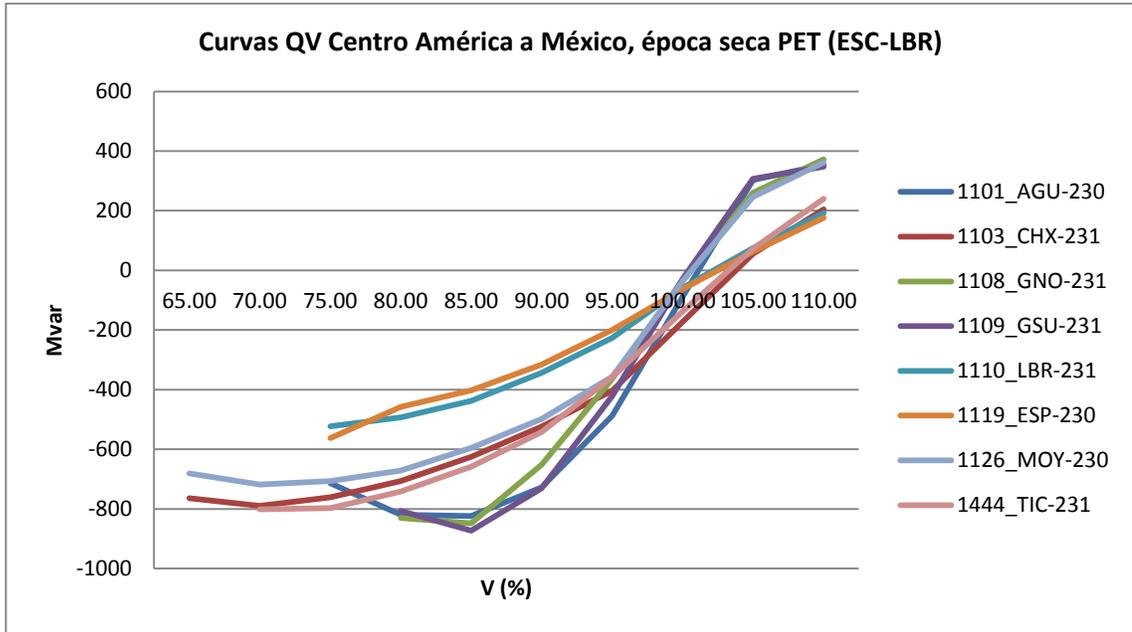
Fuente: resultados de simulaciones

FIGURA 32. CURVAS QV CENTRO AMÉRICA A MÉXICO ÉPOCA SECA PET CONTINGENCIA 1



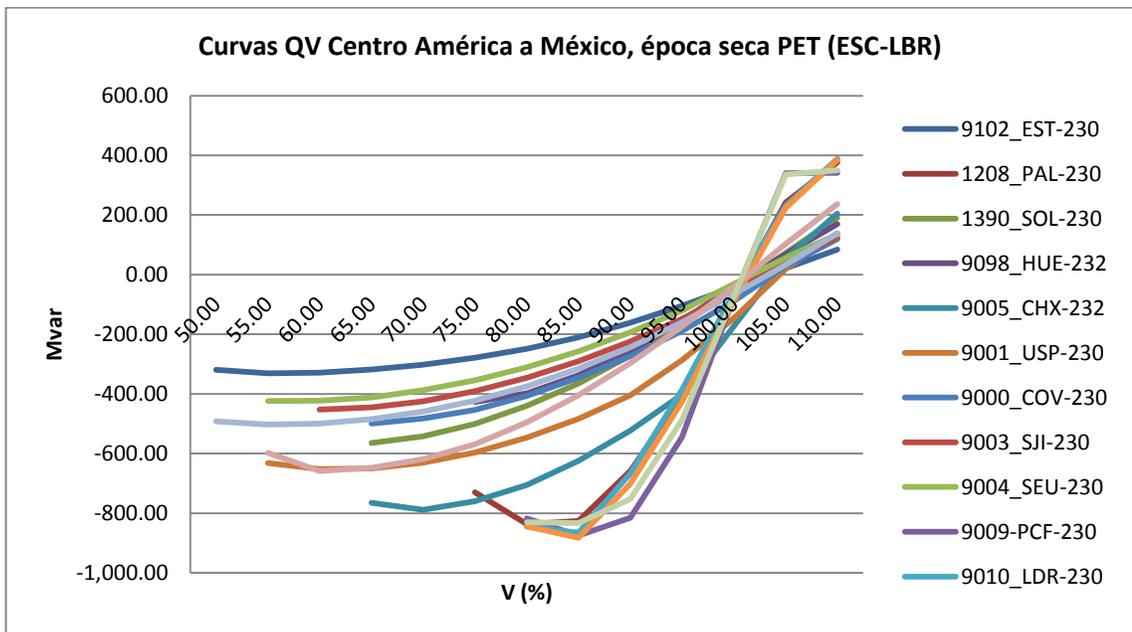
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 33. Curvas QV Centro América a México, época seca PET contingencia 2



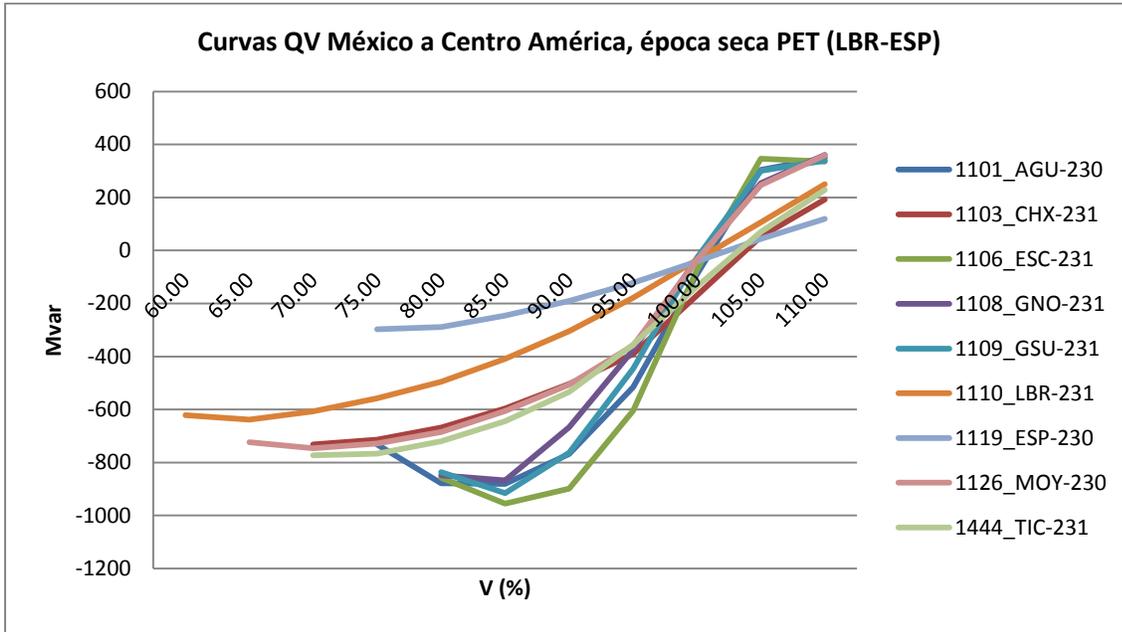
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 34. Curvas QV centro América a México, época seca PET contingencia 2



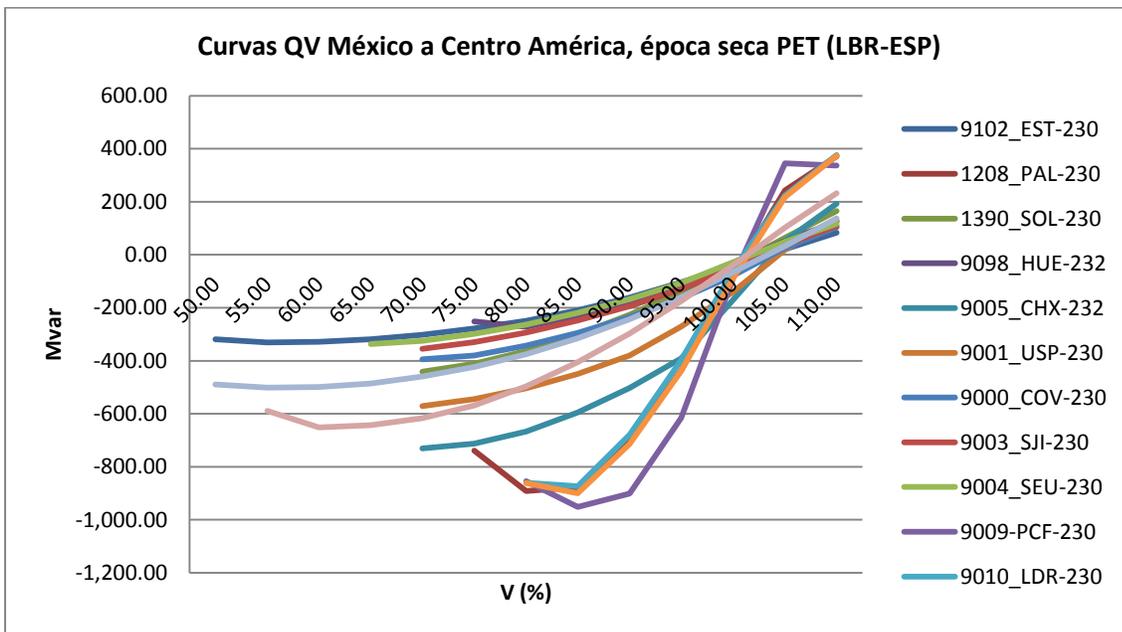
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 35. Curvas QV México a Centro América, época seca PET contingencia 1



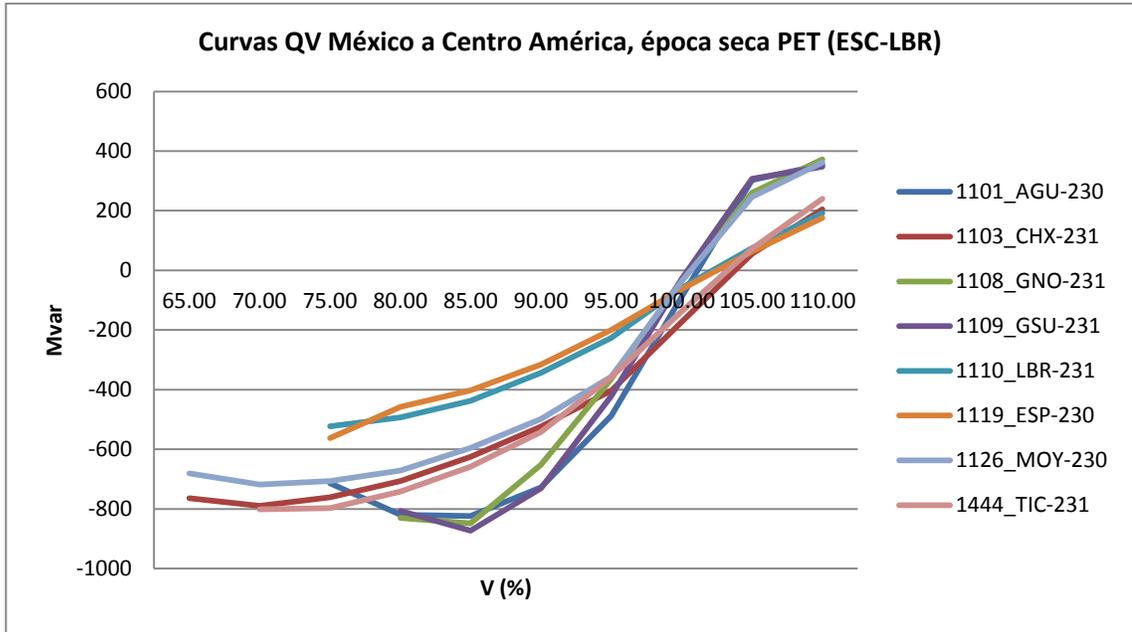
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 36. Curvas QV México a Centro América, época seca PET contingencia 1



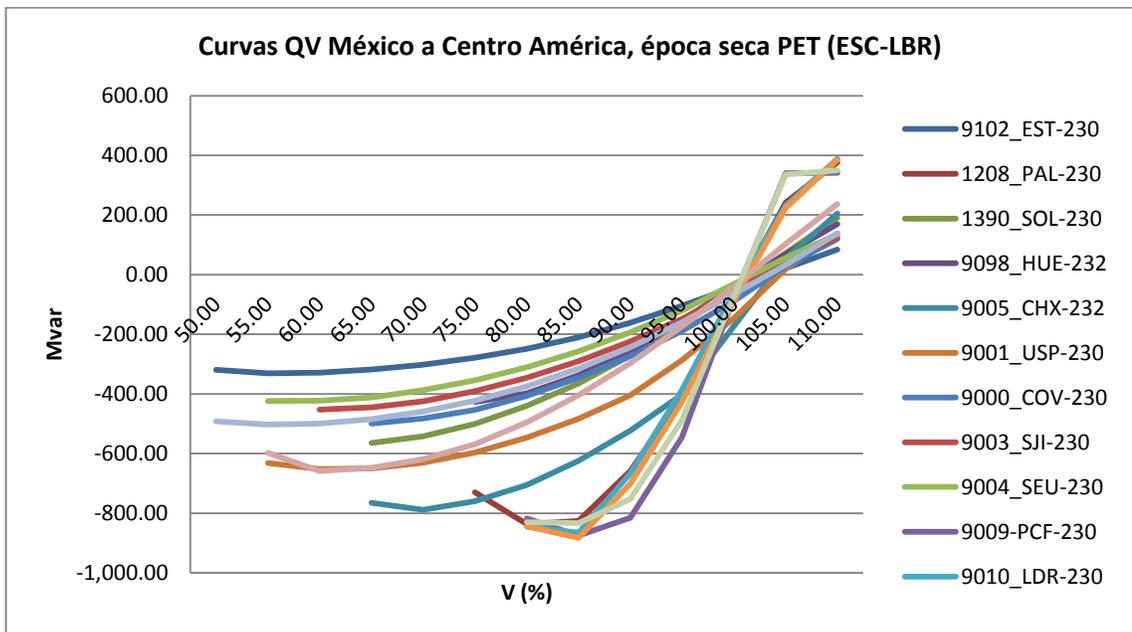
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 37. Curvas QV México a Centro América, época seca PET contingencia 2



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 38. Curvas QV México a Centro América, época seca PET contingencia 2



Fuente: resultados de simulaciones

La tabla que se muestra a continuación, resume los resultados obtenidos en las simulaciones, para los casos en estudio.

La reserva indicada es sin ningún tipo de restricción por parte del generador para entregar su potencia reactiva.

Tabla XVI- Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época seca, contingencias PET

Caso	Nodo	Voltaje de colapso (%)	Reserva (MVAR)
Centro América a México época seca PET (CONT1)	AGU-230	85	-880.9
	CHX-231	70	-731.5
	ESP-230	75	-296.9
	GNO-231	85	-867.6
	GSU-231	85	-915.6
	HUE-232	80	-271.6
	LCE-230	85	-899.6
	LDR-230	85	-874.0
	MOY-230	70	-746.0
	PAL-230	80	-892.1
	PCF-230	85	-951.8
	SEU-230	65	-336.8
TIC-231	70	-772.8	
Centro América a México época seca PET (CONT2)	AGU-230	85	-824.5
	CHX-231	70	-789.9
	ESP-230	75	-562.4
	GNO-231	85	-848.6
	GSU-231	85	-873.2
	HUE-232	75	-426.6

	LCE-230	85	-882.8
	LDR-230	85	-865.8
	MOY-230	70	-718.8
	PAL-230	80	-836.9
	PCF-230	85	-874.8
	SEU-230	55	-424.0
	TIC-231	70	-801.5
México a Centro América época seca PET (CONT1)	AGU-230	85	-880.9
	CHX-231	70	-731.5
	ESP-230	75	-296.9
	GNO-231	85	-867.6
	GSU-231	85	-915.6
	HUE-232	80	-271.6
	LCE-230	85	-899.6
	LDR-230	85	-874.0
	MOY-230	70	-746.0
	PAL-230	80	-892.1
	PCF-230	85	-951.8
	SEU-230	65	-336.8
	TIC-231	70	-772.8
México a Centro América época seca PET (CONT2)	AGU-230	85	-824.5
	CHX-231	70	-789.9
	ESP-230	75	-562.4
	GNO-231	85	-848.6
	GSU-231	85	-873.2
	HUE-232	75	-426.6
	LCE-230	85	-882.8
	LDR-230	85	-865.8

	MOY-230	70	-718.8
	PAL-230	80	-836.9
	PCF-230	85	-874.8
	SEU-230	55	-424.0
	TIC-231	70	-801.5

Fuente: resultados de simulaciones

3.2.3.2. Definición de elementos monitoreados

Los elementos del Sistema Nacional Interconectado que fueron monitoreados en este estudio son los definidos por la CNEE como parte del sistema principal.

3.2.3.3. Máximas transferencias

A continuación se resumen los resultados obtenidos del cálculo de la máxima transferencia de potencia por límite térmico.

Tabla XVII. Resultados de máxima transferencia de potencia, época seca PET

Transferencia máxima MW	N-0	N-1
Transferencia época seca 2013 PET	550	540

Fuente: resultados de simulaciones

Cabe notar que el único elemento que restringe la capacidad de transmisión en la configuración N-0 y N-1 es el Transformador 400/230 kV de 225 MVA, ubicado en la subestación Los Brillantes, el cual forma parte de la interconexión con México, pero no forma parte del Sistema Principal de Transmisión.

4. MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN ESTADO ESTABLE, AÑO ESTACIONAL LLUVIOSO

4.1. Temporada lluviosa 2010

El estudio de máxima transferencia de potencia para la temporada lluviosa 2010 contempla los siguientes casos de análisis:

- a. Transferencia de México hacia Centro América, considerando únicamente las obras del proyecto SIEPAC.
- b. Transferencia de Centro América hacia México, considerando únicamente las obras del proyecto SIEPAC.

Se consideraron los siguientes nodos como área de estudio:

Tabla XVIII. Área de estudio, temporada lluviosa 2010

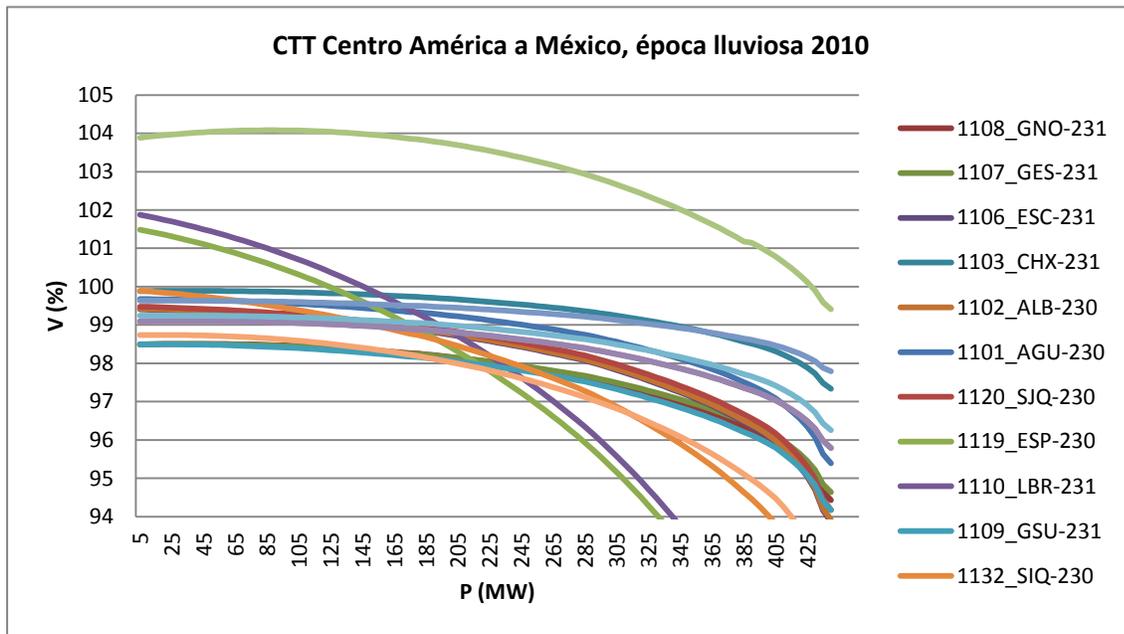
1101_AGU- 230	1102_ALB- 230	1103_CHX- 231	1106_ESC- 231	1107_GES- 231
1108_GNO- 231	1109_GSU- 231	1110_LBR- 231	1119_ESP- 230	1128_LBR- 400
1126_MOY- 230	1132_SIQ- 230	1444_TIC- 231	1710_PAN- 230	28162_RLI- 230

Fuente: selección propia de nodos del SNI

4.1.1. Estudio por Límite de Voltaje

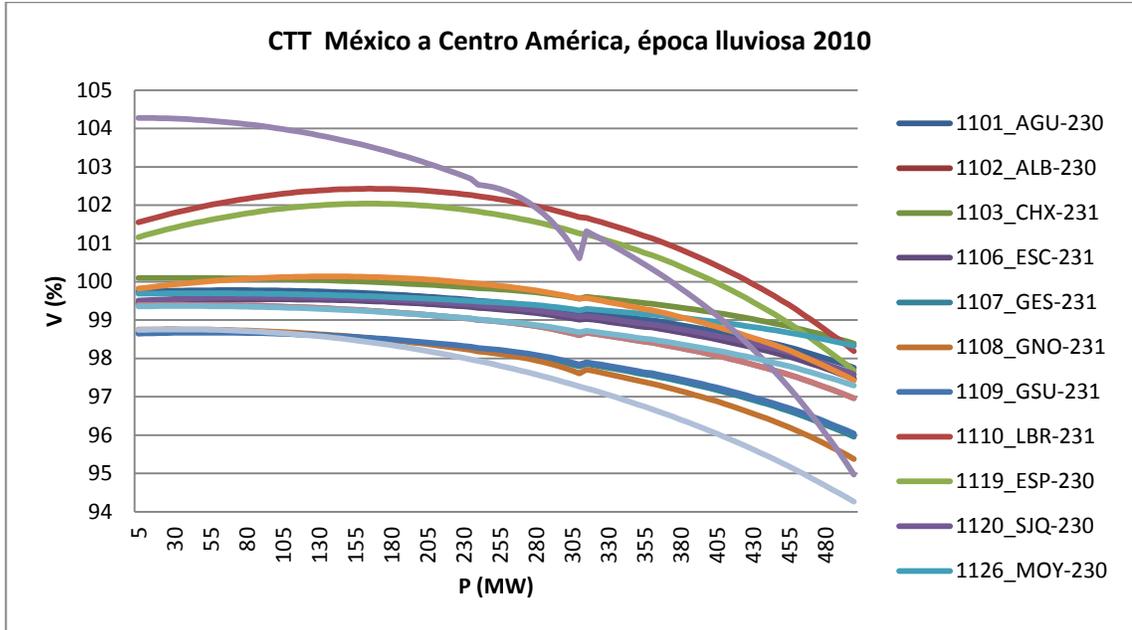
A continuación se muestran los resultados del estudio de estabilidad de voltaje, para los casos descritos anteriormente.

FIGURA 39. CTT Centro América a México, época lluviosa 2010



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 40. CTT México a Centro América, época lluviosa 2010



Fuente: resultados de simulaciones

De las gráficas obtenidas, se puede observar que el valor máximo de transferencia de potencia en la curva P-V, se encuentra en un punto crítico, es decir tendencia a colapso de voltaje.

A continuación se resumen en una tabla, los valores máximos obtenidos de transferencia:

Tabla XIX. CTT época lluviosa 2010

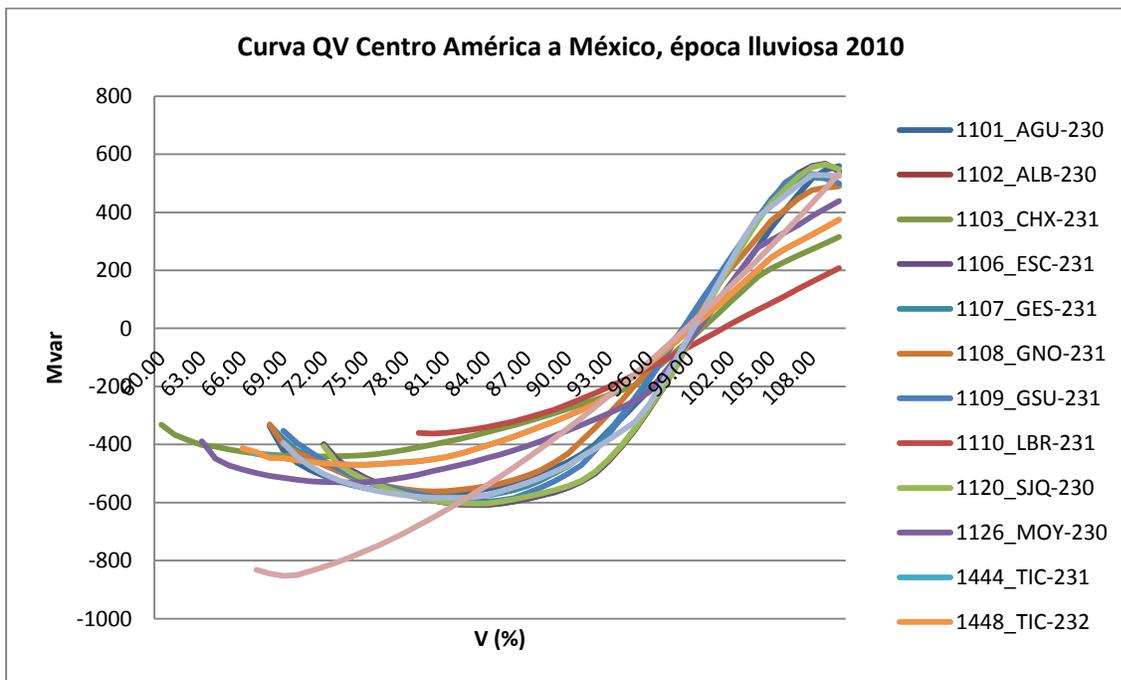
Caso	Transferencia máxima MW
Transferencia Mex-CA	460.00
Transferencia CA-Mex	305.00

Fuente: resultados de simulaciones

4.1.2. Curvas Q-V

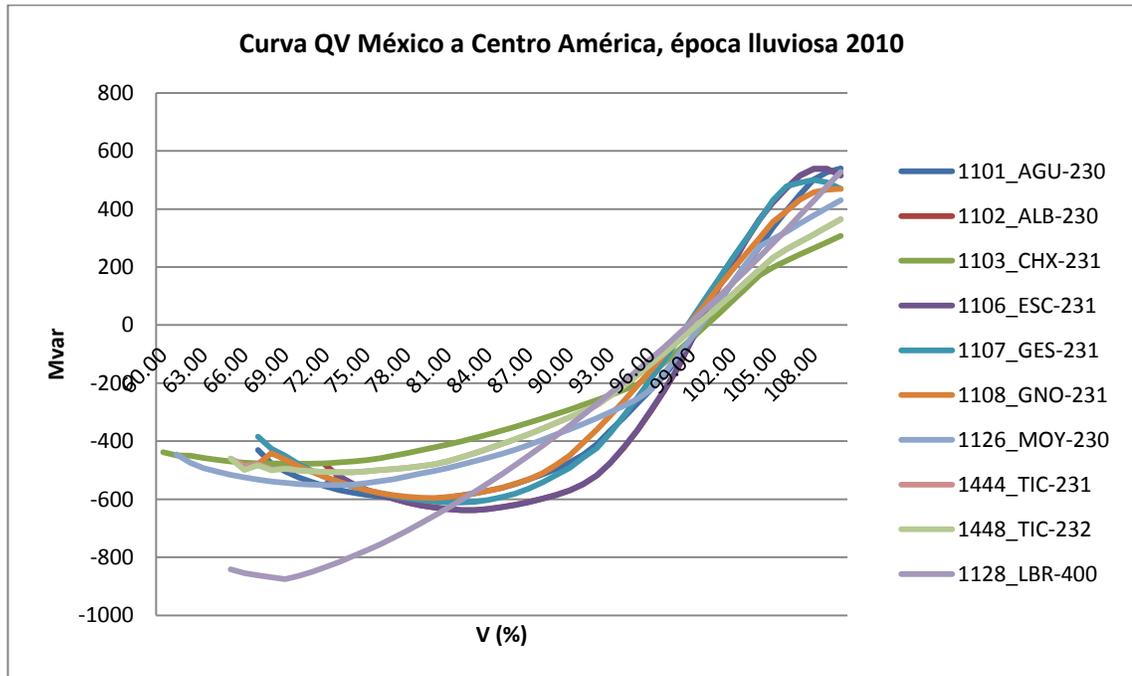
Con las curvas Q-V se verifica el nivel de tensión en el cual ocurre el colapso de voltaje y sí existe reserva de potencia reactiva en los nodos en estudio.

Figura 41. Curvas QV Centro América a México, época lluviosa 2010



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 42. Curvas QV México a Centro América, época lluviosa 2010



Fuente: resultados de simulaciones

La tabla que se muestra a continuación, resume los resultados obtenidos en las simulaciones para los casos en estudio.

La reserva indicada es sin ningún tipo de restricción por parte del generador para entregar su potencia reactiva.

Tabla XX. Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época lluviosa 2010

Caso	Nodo	Voltaje de colapso (%)	Reserva (MVAR)
Transferencia Mex-CA	AGU-230	83	-597.99
	ALB-230	82	-637.13
	CHX-231	70	-477.58

	ESC-231	82	-637.62
	GES-231	81	-610.69
	GNO-231	80	-595.48
	MOY-230	73	-551.06
	TIC-231	73	-507.32
Transferencia CA-Mex	AGU-230	80	-572.46
	ALB-230	84	-607.34
	CHX-231	72	-440.89
	ESC-231	84	-607.75
	GES-231	82	-581.16
	GNO-231	80	-562.19
	MOY-230	74	-531.19
	TIC-231	75	-470.10

Fuente: resultados de simulaciones

4.1.3. Estudio por límite térmico de conductores

Para la realización de estudio se definieron las contingencias a tomar en cuenta y los elementos que deben ser monitoreados con el afán de verificar sobrecargas en equipos instalados.

4.1.3.1. Definición de contingencias

Tabla XXI. Contingencias época lluviosa 2010

Contingencias			
LN-1106-1132	LN-1101-9009	LN-1106-1109	LN-1127-1129
LN-1107-1127	LN-1126-1129	LN-9010-1444	LN-1107-1108
LN-1103-1444	LN-9010-1448	LN-1132-1133	LN-1107-1109

LN-1103-1448	LN-9010-1108	LN-1110-1119	LN-1108-1109
LN-1125-1126	LN-9010-1108	LN-1133-1110	LN-1106-1109
LN-1125-28161	LN-1102-1120	LN-1102-1106	LN-1102-1106

Fuente: selección propia de nodos del SNI

4.1.3.2. Definición de elementos monitoreados

Los elementos del Sistema Nacional Interconectado que fueron monitoreados en este estudio son los definidos por la CNEE como parte del sistema principal.

4.1.3.3. Máximas transferencias

A continuación se resumen los resultados obtenidos del cálculo de la máxima transferencia de potencia por límite térmico.

Tabla XXII. Resultados de máxima transferencia de potencia, época lluviosa 2010

<i>Transferencia máxima MW</i>	<i>N-0</i>	<i>N-1</i>
<i>Transferencia época lluviosa 2010</i>	<i>305.00</i>	<i>000.00</i>

Fuente: resultados de simulaciones

Los resultados obtenidos indican que el caso en estudio no cumple con el criterio de confiabilidad N-1, ya que ante algunas contingencias se presenta colapso de voltaje en todos los nodos del sistema principal.

Además, cabe notar que el único elemento que restringe la capacidad de transmisión en la configuración N-0 es el Transformador 400/230 kV de 225

MVA, ubicado en la subestación Los Brillantes, el cual forma parte de la interconexión con México, pero no forma parte del sistema principal de transmisión.

Tabla XXIII. Contingencias críticas para la época lluviosa 2010

<i>Elemento</i>	<i>Nombre</i>
<i>Línea</i>	<i>LN-1110-1119</i>
<i>Línea</i>	<i>LN-1102-1120</i>

Fuente: selección propia de líneas del SNI

Por lo tanto, para el caso de Transferencia Máxima Época Lluviosa 2010, no existe capacidad de transferencia de potencia.

4.2. Temporada Lluviosa, proyección 2013

El estudio de máxima transferencia de potencia para la proyección de la temporada lluviosa 2013 contempla los siguientes casos de análisis:

- a. Transferencia de México hacia Centro América, considerando las obras del proyecto SIEPAC y el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión PET.
- b. Transferencia de Centro América hacia México considerando las obras del proyecto SIEPAC y el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión PET.

Se consideraron los siguientes nodos como área de estudio:

Tabla XXIV. Área de estudio, temporada lluviosa PET

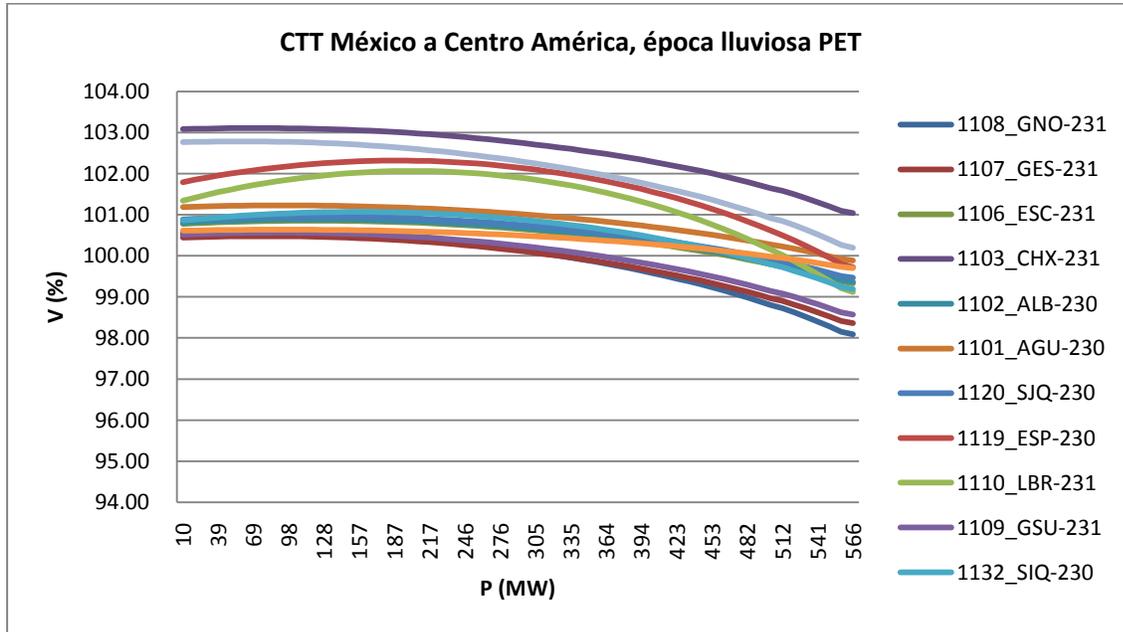
1101_AGU-230	1102_ALB-230	1103_CHX-231	1106_ESC-231
1108_GNO-231	1109_GSU-231	1110_LBR-231	1119_ESP-230
1126_MOY-230	1132_SIQ-230	1444_TIC-231	1157_GOE-230
9102_EST-230	1208_PAL-230	1390_SOL-230	9098_HUE-232
9001_USP-230	9000_COV-230	9003_SJI-230	9004_SEU-230
9010_LDR-230	9110_LCE-230	1710_PAN-230	9117_RAN-230
28162_RLI-230	1128_LBR-400	9009-PCF-230	9089_LRU-230
1107_GES-231	1120_SJQ-230	1127_LVG-230	9005_CHX-232

Fuente: selección propia de nodos del SNI

4.2.1. Estudio por límite de voltaje

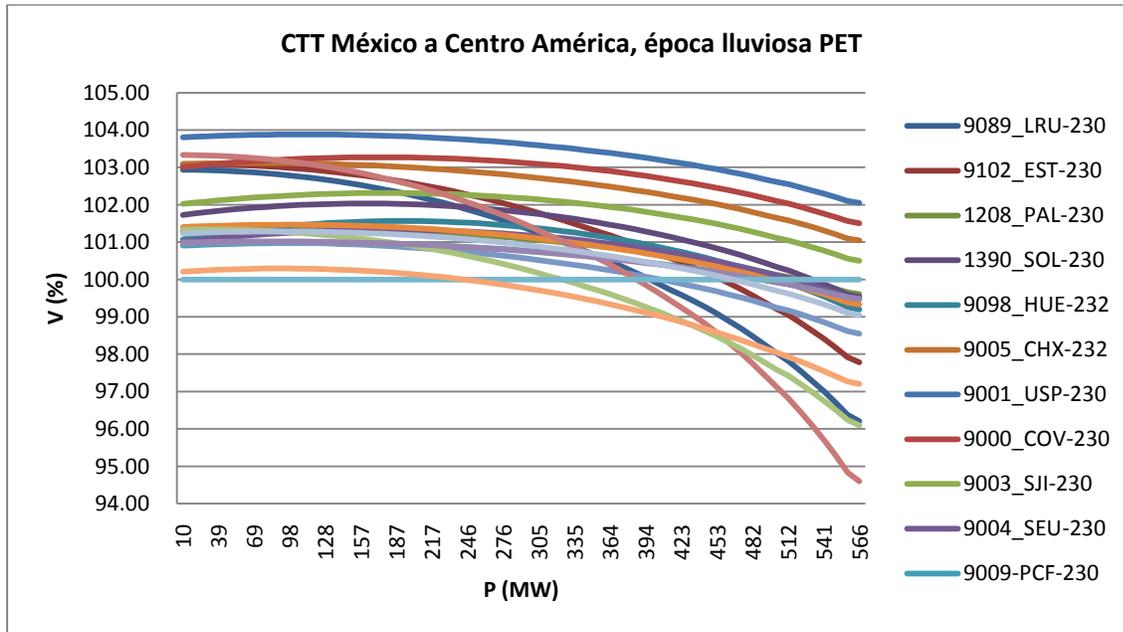
A continuación se muestran los resultados del estudio de estabilidad de voltaje para los casos descritos anteriormente.

Figura 43. CTT México a Centro América, época lluviosa PET



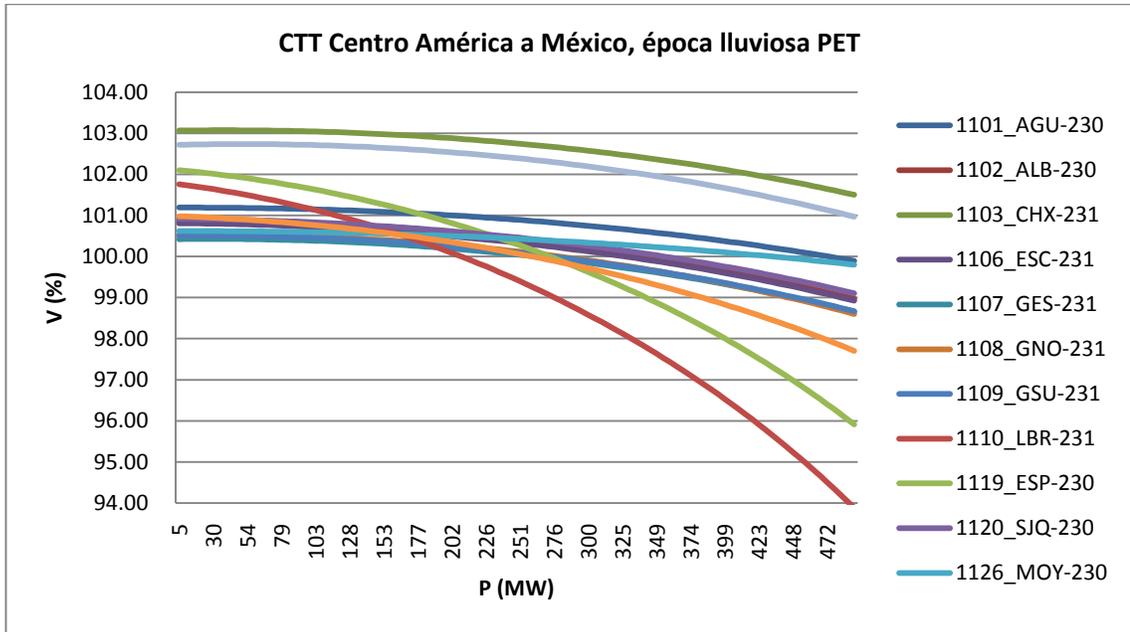
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 44. CTT México a Centro América, época lluviosa PET



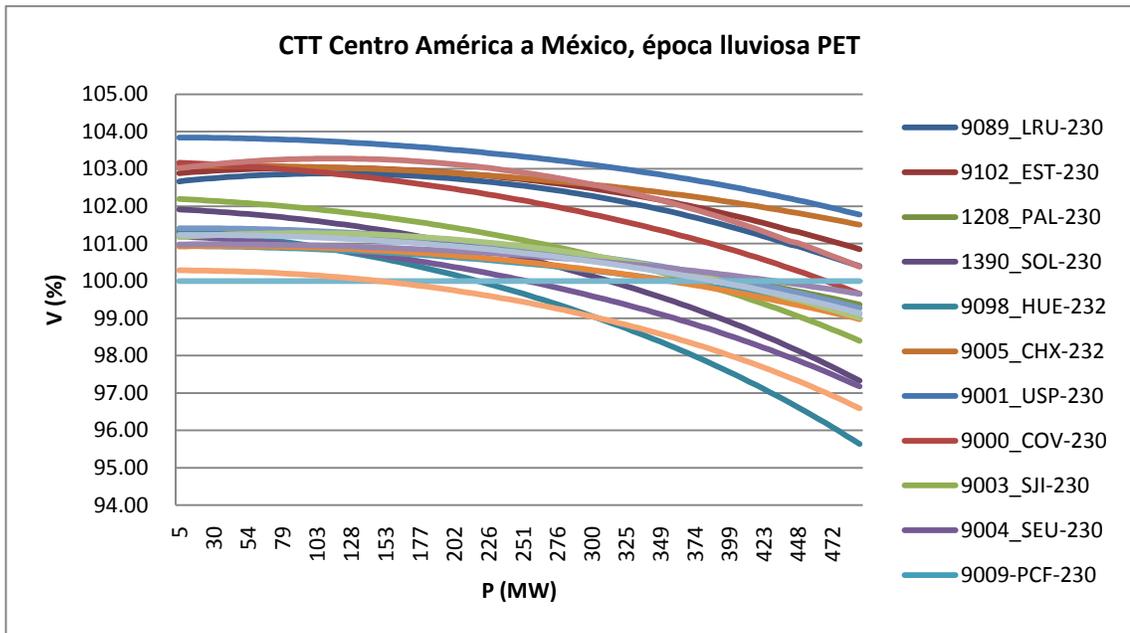
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 45. CTT Centro América a México, época lluviosa PET



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 46. CTT Centro América a México, época lluviosa PET



Fuente: resultados de simulaciones

De las gráficas obtenidas, se puede observar que el valor máximo de transferencia de potencia en la curva P-V, se encuentra en un punto crítico, es decir tendencia a colapso de voltaje.

A continuación se resumen en una tabla los valores máximos obtenidos de transferencia:

Tabla XXV. CTT época lluviosa PET

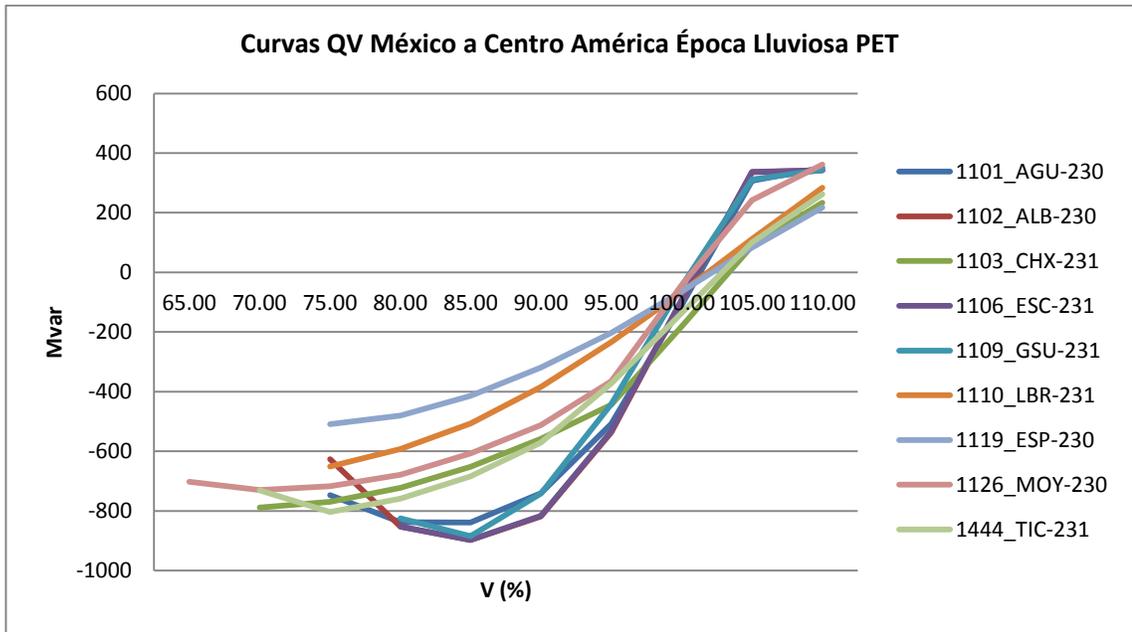
Caso	Transferencia máxima MW
Transferencia Mex-CA	550.00
Transferencia CA-Mex	450.00

Fuente: resultados de simulaciones

4.2.2. Curvas Q-V

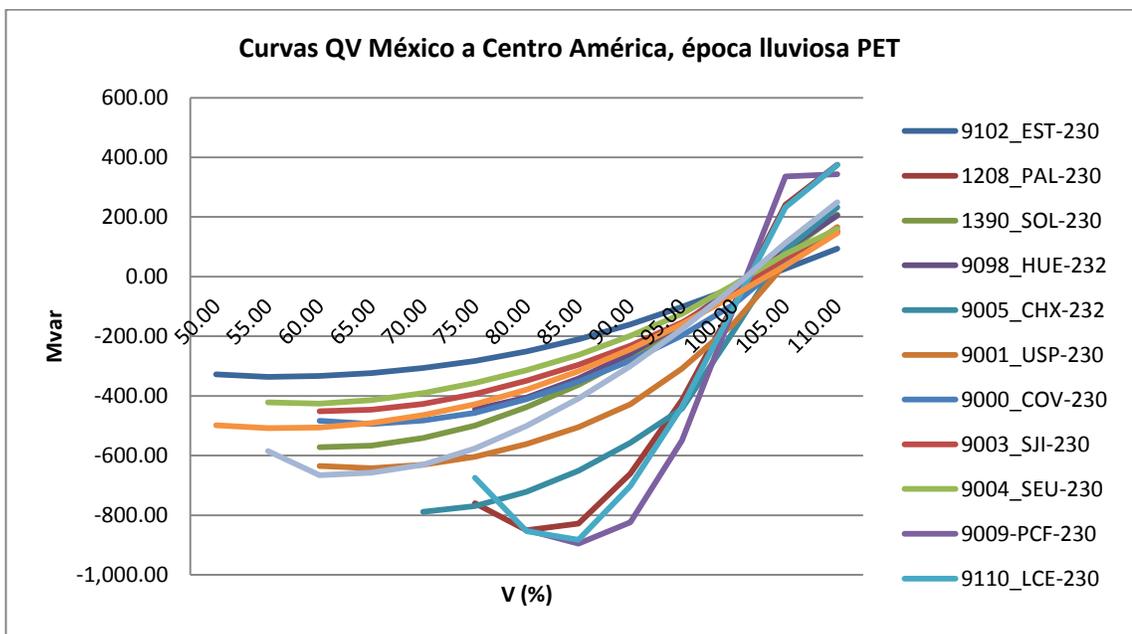
Con las curvas Q-V se verifica el nivel de tensión en el cual ocurre el colapso de voltaje y si existe reserva de potencia reactiva en los nodos en estudio.

Figura 47. Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET



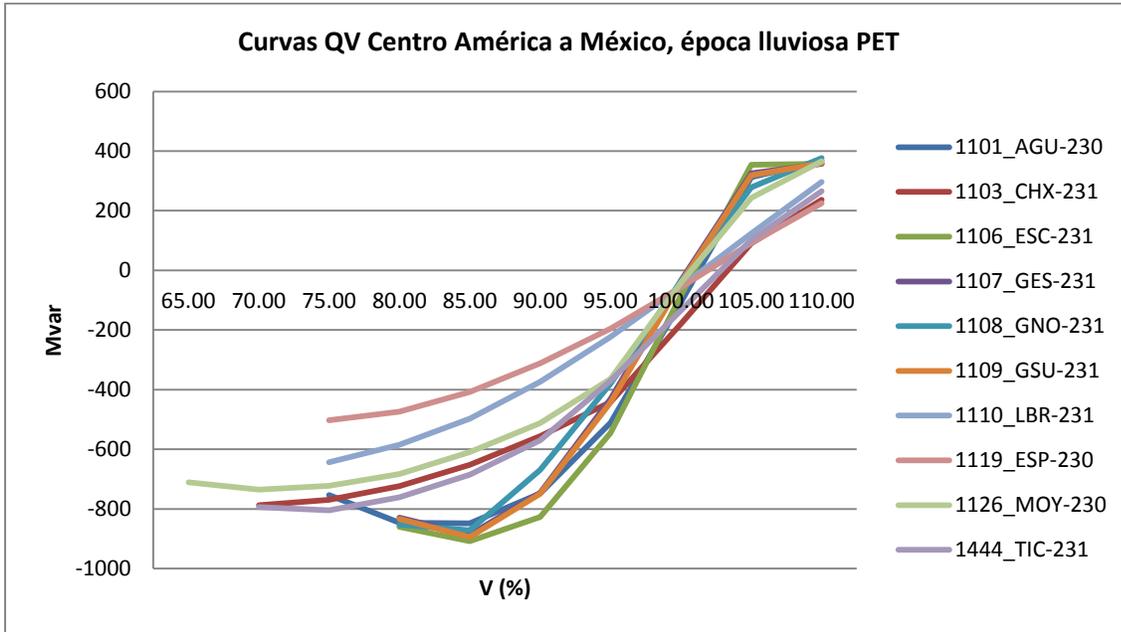
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 48. Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET



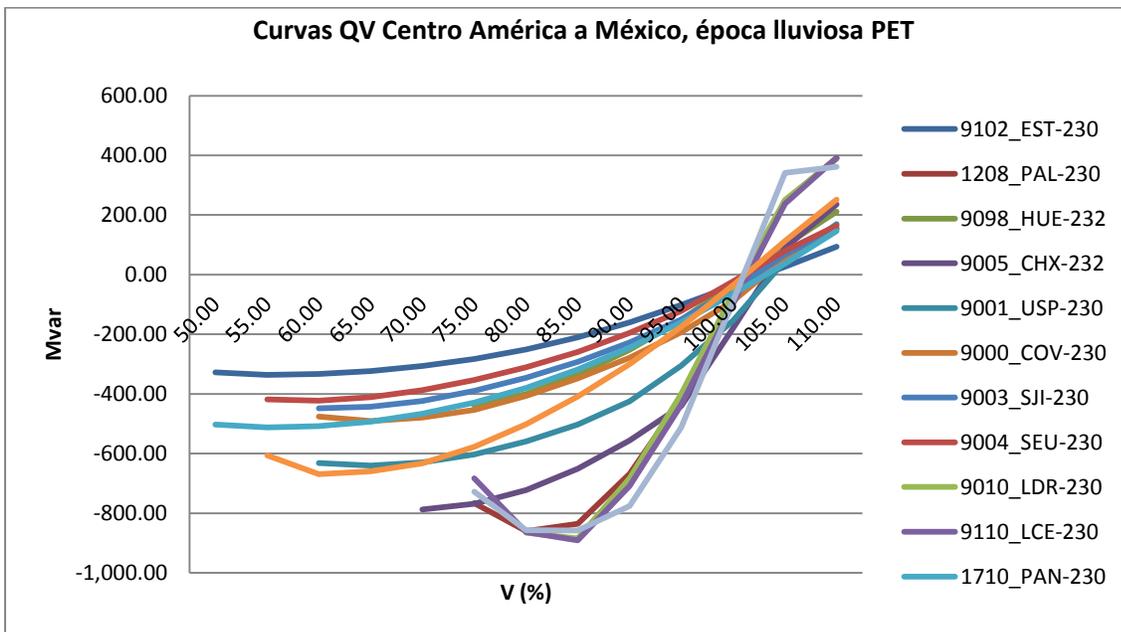
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 49. Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 50. Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET



Fuente: resultados de simulaciones

La tabla que se muestra a continuación resume los resultados obtenidos en las simulaciones para los casos en estudio.

La reserva indicada es sin ningún tipo de restricción por parte del generador para entregar su potencia reactiva.

Tabla XXVI. Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época lluviosa PET

Caso	Nodo	Voltaje de colapso (%)	Reserva (MVAR)
Transferencia CA-Mex	AGU-230	85	-847.99
	CHX-231	70	-788.18
	ESC-231	85	-908.23
	ESP-230	75	-503.25
	GSU-231	85	-894.84
	HUE-232	75	-439.24
	LBR-231	75	-643.87
	LCE-230	85	-890.93
	MOY-230	70	-735.80
	PAL-230	80	-860.05
	TIC-231	75	-805.05
Transferencia Mex-CA	AGU-230	85	-838.49
	CHX-231	70	-789.11
	ESC-231	85	-897.85
	ESP-230	75	-509.36
	GSU-231	85	-885.00
	HUE-232	75	-444.81
	LBR-231	75	-651.26
	LCE-230	85	-882.82
	MOY-230	70	-729.83

	PAL-230	80	-851.04
	TIC-231	75	-803.98

Fuente: resultados de simulaciones

4.2.3. Estudio por límite térmico de conductores

Para la realización de estudio se definieron las contingencias a tomar en cuenta y los elementos que deben ser monitoreados con el afán de verificar sobrecargas en equipos instalados.

4.2.3.1. Definición de contingencias

Tabla XXVII. Contingencias época lluviosa PET

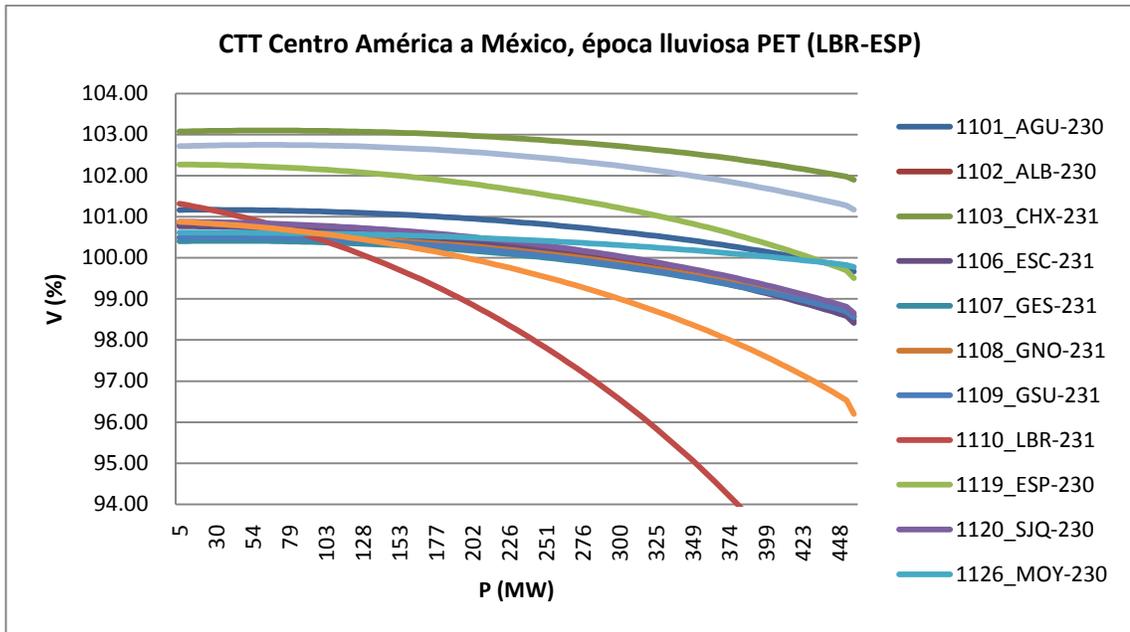
Contingencias	
LN-1110-1119	LN-1102-1120

Al definirse las contingencias críticas para el caso 2010 se analizarán éstas como nuevos casos de estudio para cumplir con el criterio de confiabilidad N-1.

4.2.3.1.1. Estudio por límite de voltaje

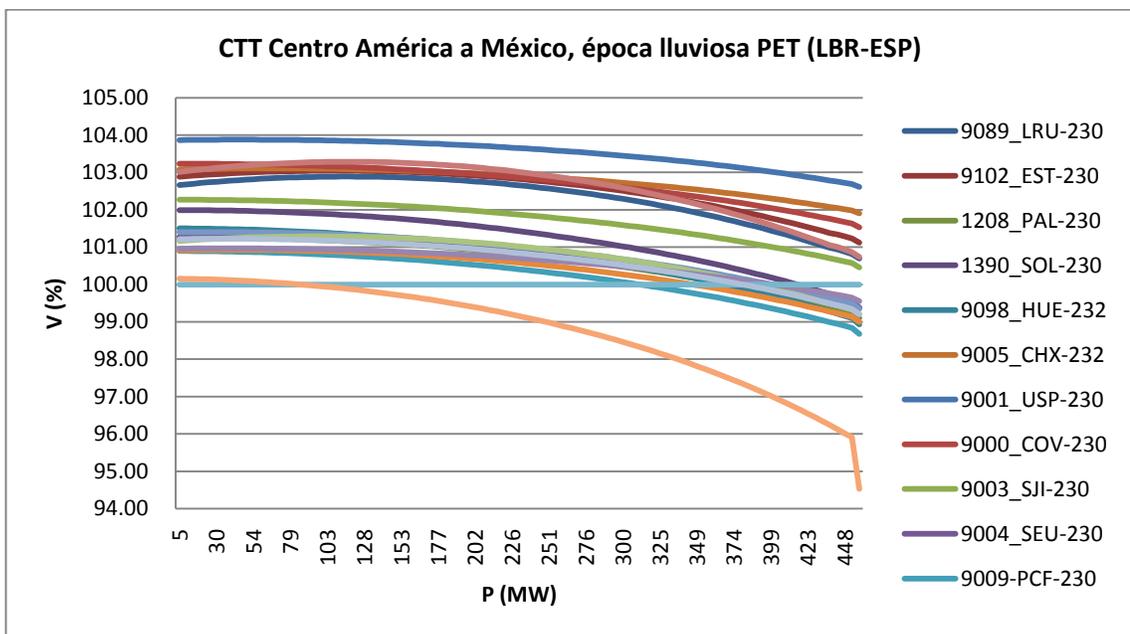
A continuación se muestran los resultados del estudio de estabilidad de voltaje para los casos descritos anteriormente.

Figura 51. CTT Centro América a México, época lluviosa PET contingencia 1



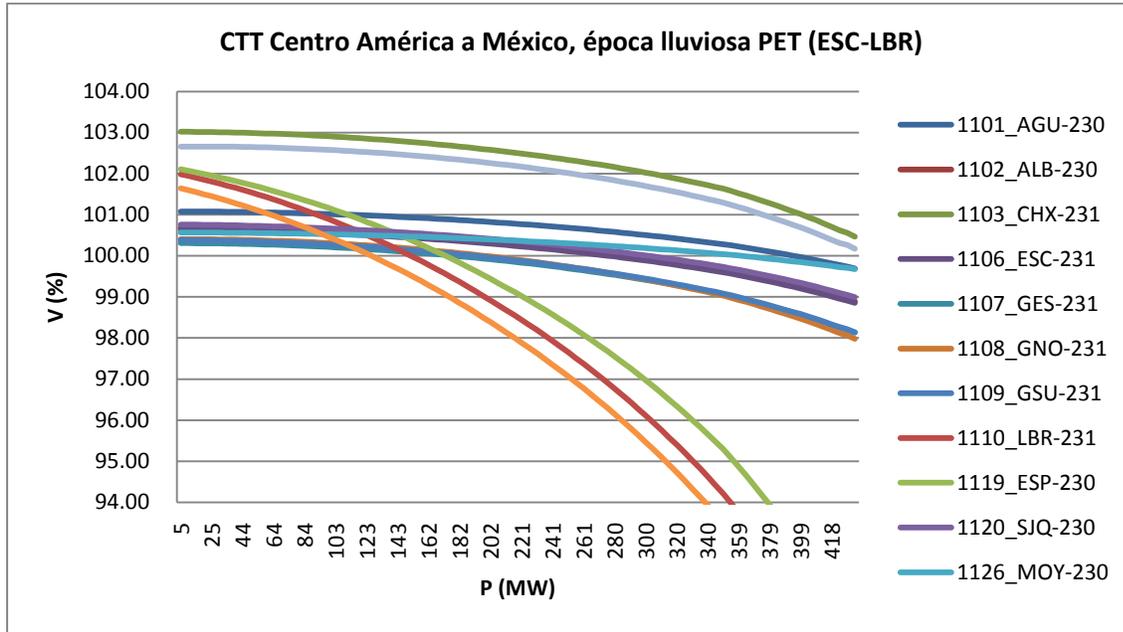
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 52. CTT Centro América a México, época lluviosa PET contingencia 1



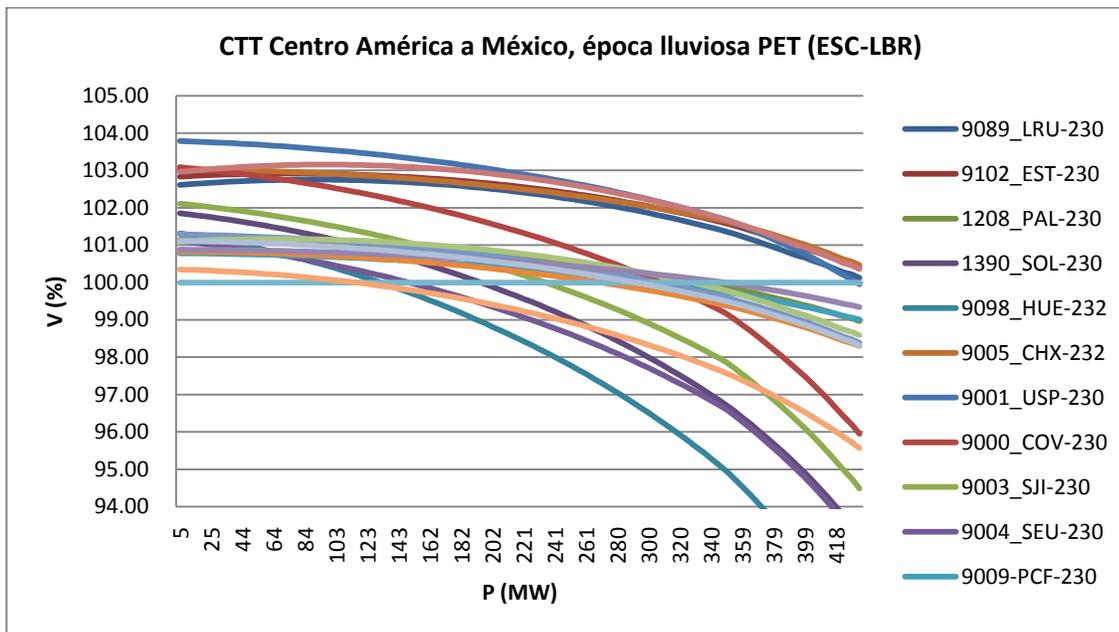
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 53. CTT Centro América a México, época lluviosa PET contingencia 2



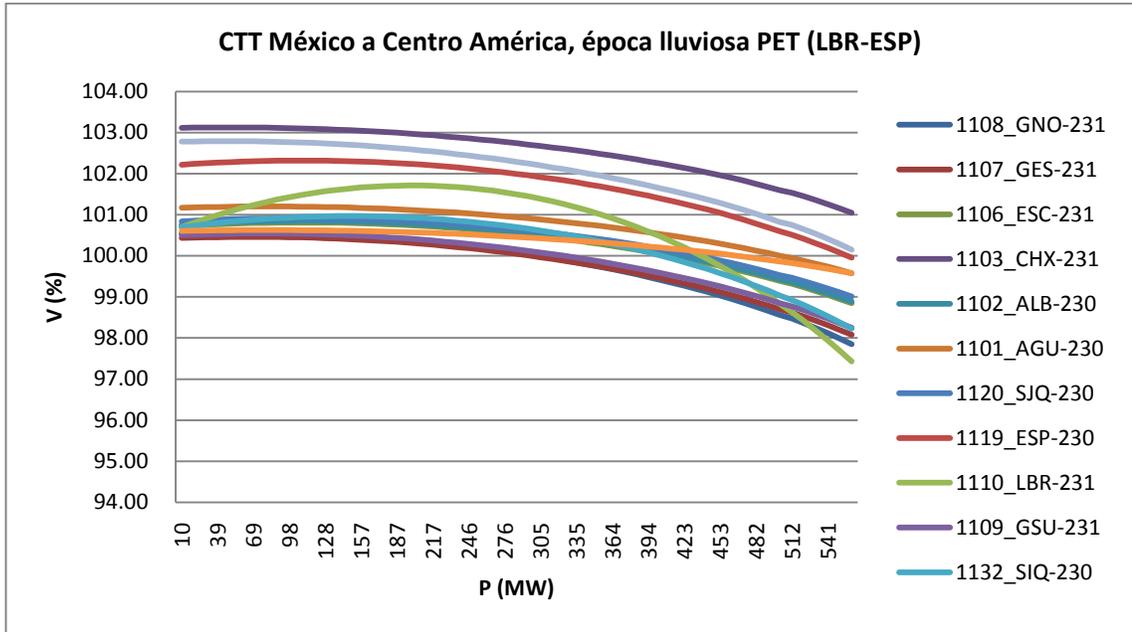
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 54. CTT Centro América a México, época lluviosa PET contingencia 2



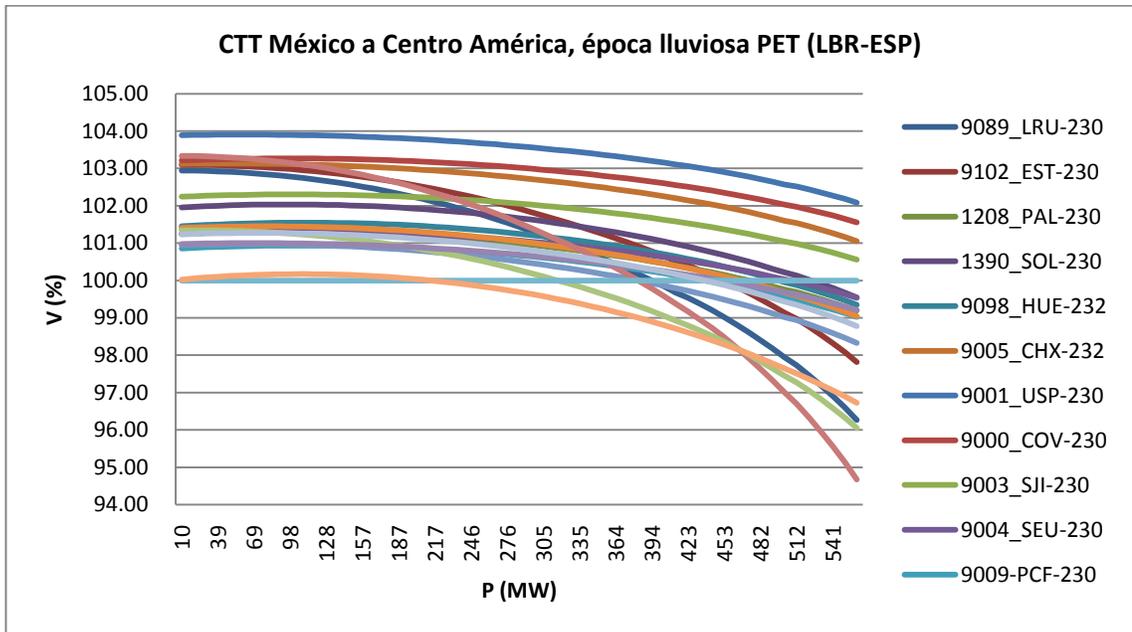
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 55. CTT México a Centro América época lluviosa PET contingencia 1



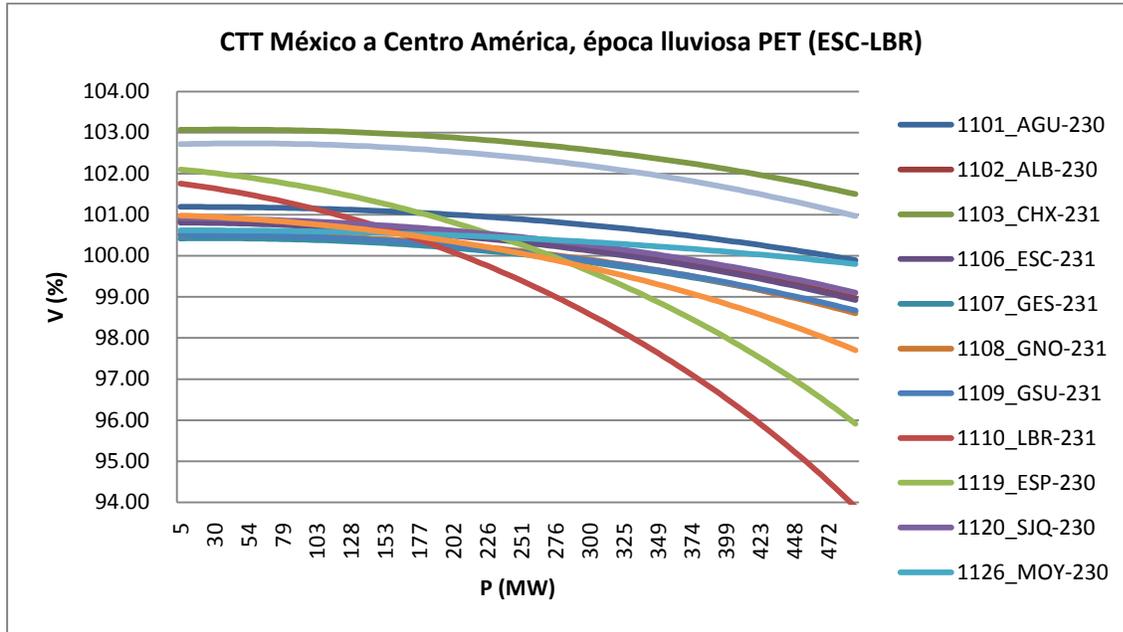
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 56. CTT México a Centro América, época lluviosa PET contingencia 1



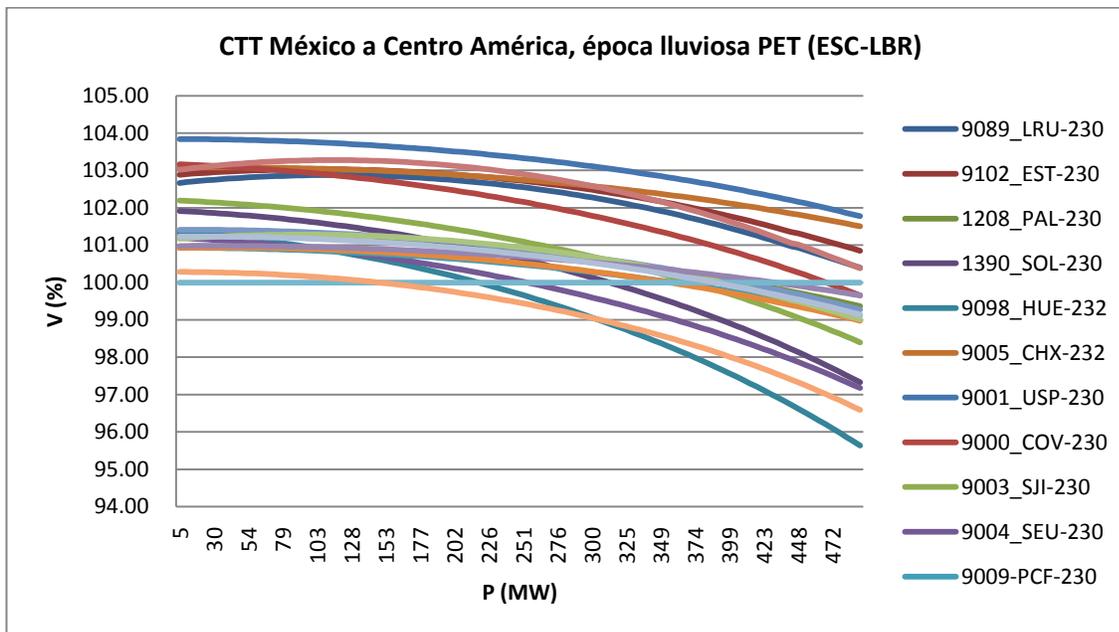
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 57. CTT México a Centro América, época lluviosa PET contingencia 2



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 58. CTT México a Centro América, época lluviosa PET contingencia 2



Fuente: resultados de simulaciones

De las gráficas obtenidas se puede observar, que el valor máximo de transferencia de potencia en la curva P-V, se encuentra en un punto crítico, es decir tendencia a colapso de voltaje.

A continuación se resumen en una tabla los valores máximos obtenidos de transferencia:

Tabla XXVIII. CTT época lluviosa, contingencias PET

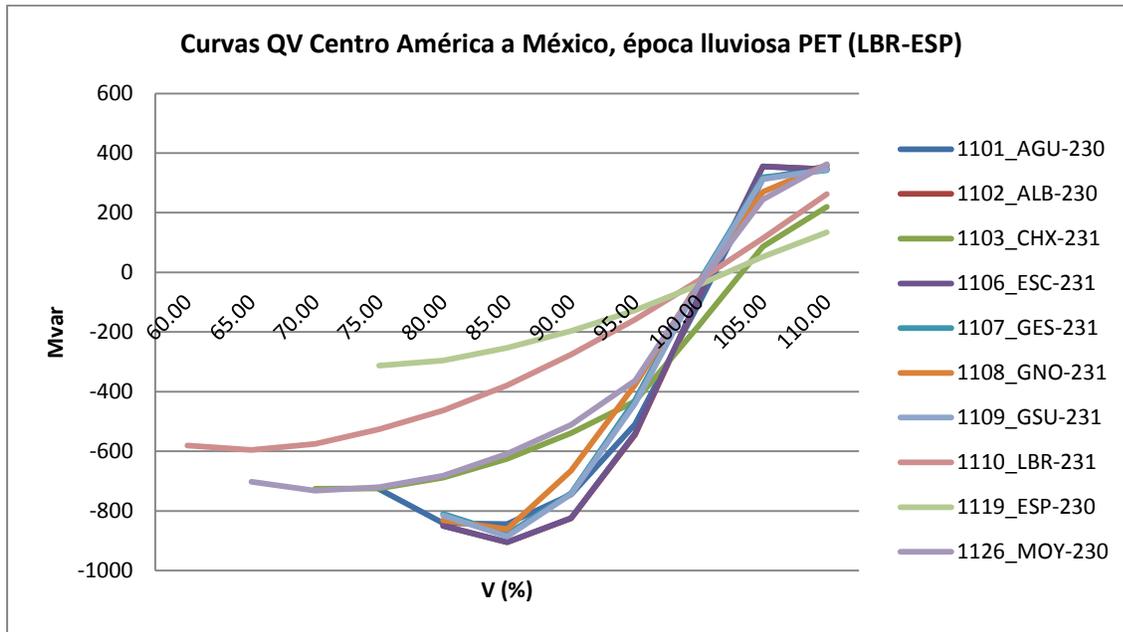
Caso	Transferencia máxima MW
Centro América a México (CONT1)	350
Centro América a México (CONT2)	310
México a Centro América (CONT1)	550
México a Centro América (CONT2)	450

Fuente: resultados de simulaciones

4.2.3.1.2. Curvas Q-V

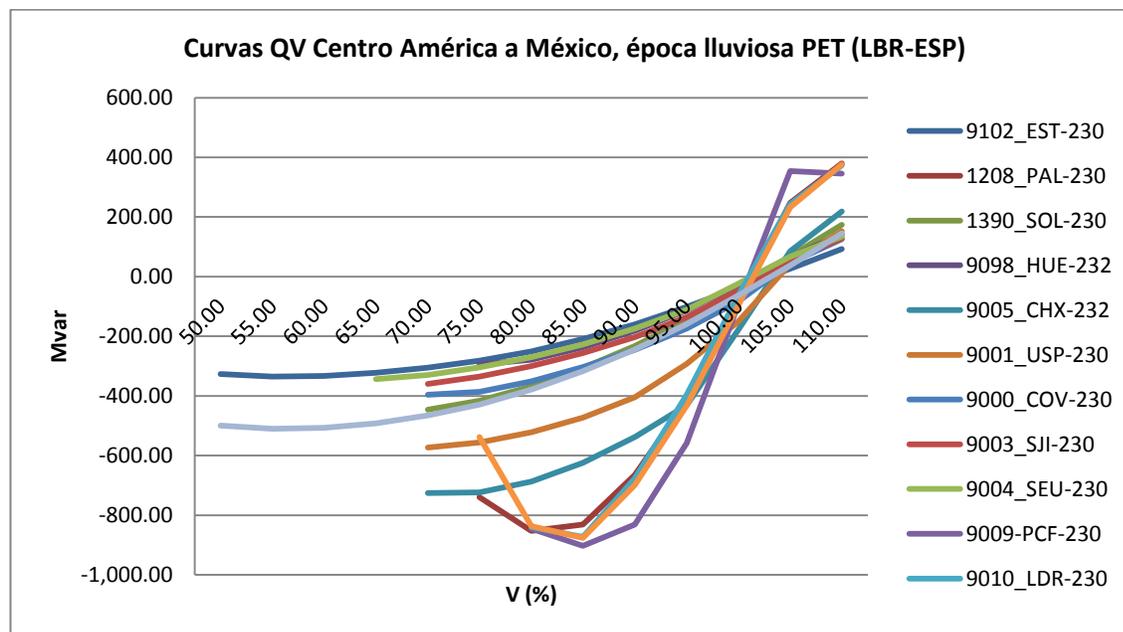
Con las curvas Q-V se verifica el nivel de tensión en el cual ocurre el colapso de voltaje y si existe reserva de potencia reactiva en los nodos en estudio.

Figura 59. Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET contingencia 1



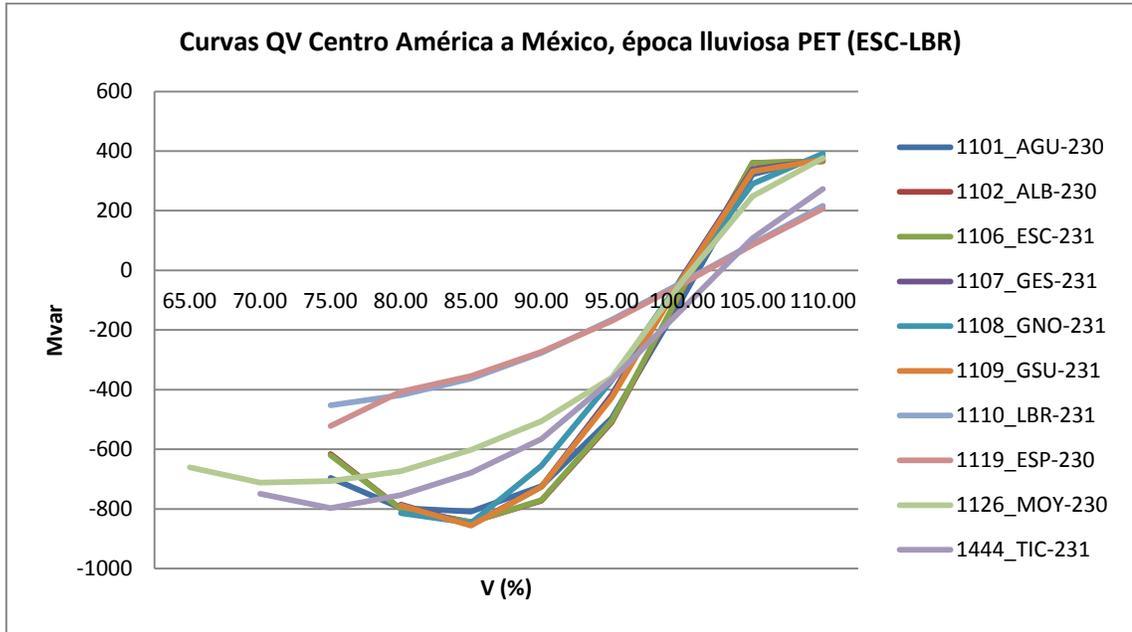
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 60. Curvas QV Centro América a México, época lluviosa PET contingencia 1



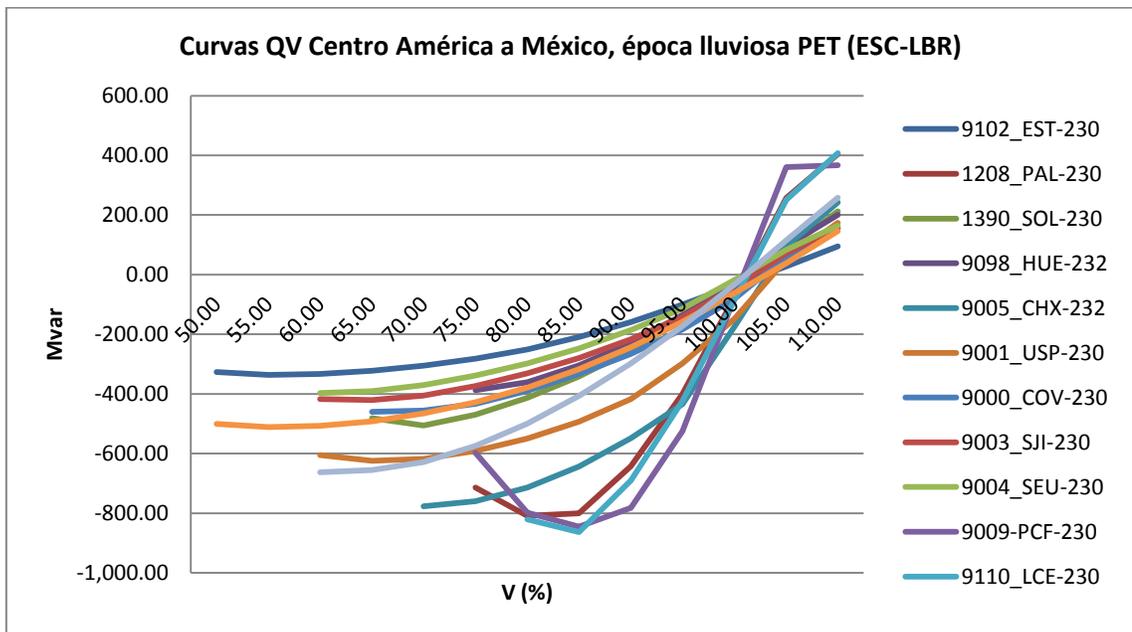
Fuente: resultados de simulaciones

**Figura 61. Curvas QV Centro América a México, época lluviosa
PET contingencia 2**



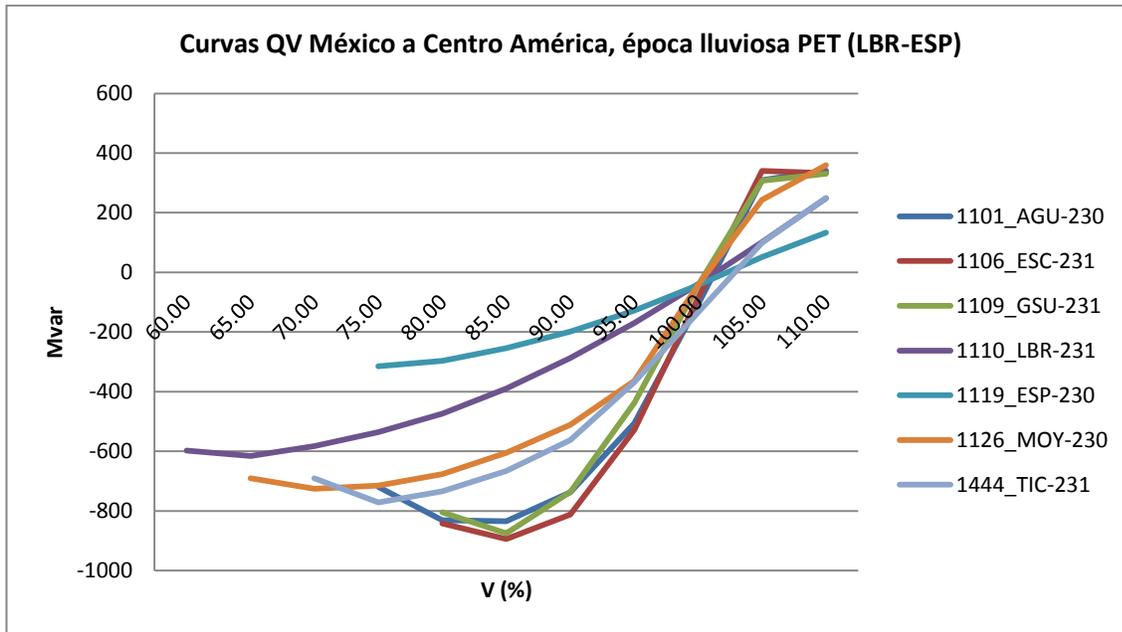
Fuente: resultados de simulaciones

**Figura 62. Curvas QV Centro América a México, época lluviosa
PET contingencia 2**



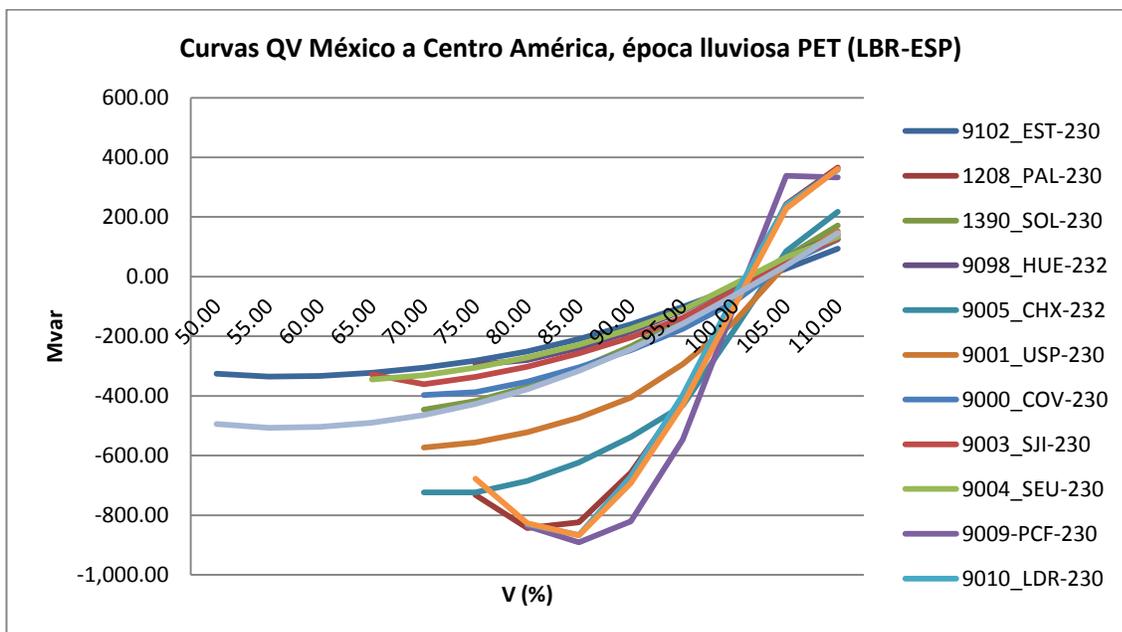
Fuente: resultados de simulaciones

**Figura 63. Curvas QV México a Centro América, época lluviosa
PET contingencia 1**



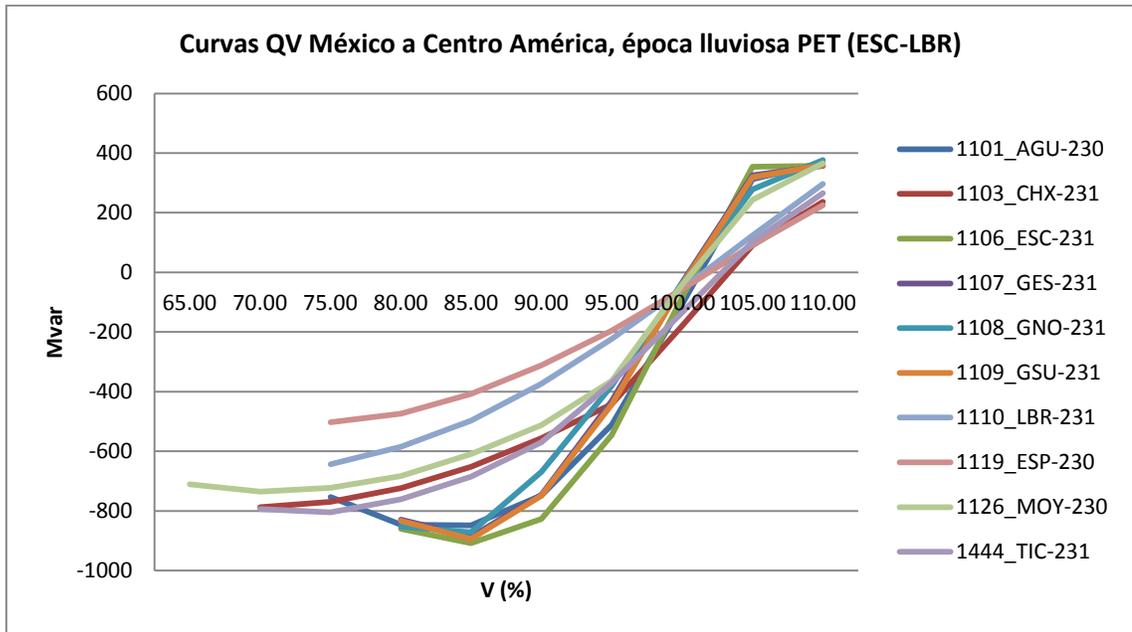
Fuente: resultados de simulaciones

**Figura 64. Curvas QV México a Centro América, época lluviosa
PET contingencia 1**



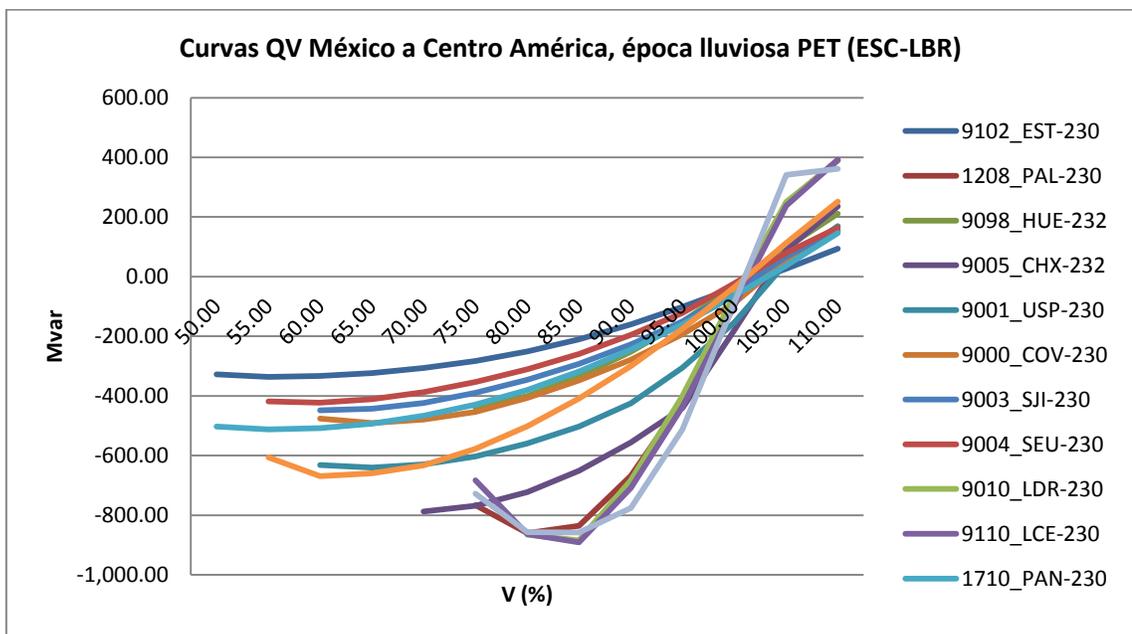
Fuente: resultados de simulaciones

Figura 65. Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET contingencia 2



Fuente: resultados de simulaciones

Figura 66 Curvas QV México a Centro América, época lluviosa PET contingencia 2



Fuente: resultados de simulaciones

La tabla que se muestra a continuación resume los resultados obtenidos en las simulaciones para los casos en estudio.

La reserva indicada es sin ningún tipo de restricción por parte del generador para entregar su potencia reactiva.

Tabla XXIX. Niveles de tensión de colapso y reserva de potencia reactiva, época lluviosa, contingencias PET

Caso	Nodo	Voltaje de colapso (%)	Reserva (MVAR)
Centro América a México época lluviosa PET (CONT1)	AGU-230	85	-844.7
	CHX-232	70	-725.5
	ESC-231	85	-905.4
	ESP-230	75	-313.2
	GSU-231	85	-886.1
	HUE-232	75	-294.4
	LCE-230	85	-876.2
	MOY-230	70	-732.5
	PAL-230	80	-852.6
	TIC-231	75	-773.0
Centro América a México época lluviosa PET (CONT2)	AGU-230	85	-809.5
	CHX-232	70	-776.5
	ESC-231	85	-844.6
	ESP-230	75	-522.5
	GSU-231	85	-856.5
	HUE-232	75	-387.9
	LCE-230	85	-863.5
	MOY-230	70	-711.6
	PAL-230	80	-809.4

	TIC-231	75	-797.7
México a Centro América época Iluviosa PET (CONT1)	AGU-230	85	-834.8
	CHX-232	70	-724.0
	ESC-231	85	-894.3
	ESP-230	75	-315.1
	GSU-231	85	-875.5
	HUE-232	75	-295.9
	LCE-230	85	-867.2
	MOY-230	70	-725.8
	PAL-230	80	-842.9
	TIC-231	75	-771.5
México a Centro América época Iluviosa PET (CONT2)	AGU-230	85	-848.0
	CHX-232	70	-787.4
	ESC-231	85	-908.2
	ESP-230	75	-503.2
	GSU-231	85	-894.8
	HUE-232	75	-439.2
	LCE-230	85	-890.9
	MOY-230	70	-735.8
	PAL-230	80	-860.0
	TIC-231	75	-805.0

Fuente: resultados de simulaciones

4.2.3.2. Definición de elementos monitoreados

Los elementos del Sistema Nacional Interconectado que fueron monitoreados en este estudio son los definidos por la CNEE como parte del sistema principal.

4.2.3.3. Máximas transferencias

A continuación, se resumen los resultados obtenidos del cálculo de la máxima transferencia de potencia por límite térmico.

Tabla XXX. Resultados de máxima transferencia de potencia, época lluviosa PET

Transferencia máxima MW	N-0	N-1
Transferencia época lluviosa 2013 PET	450	310

Fuente: resultados de simulaciones

Cabe notar que el único elemento que restringe la capacidad de transmisión en la configuración N-0 y N-1 es el Transformador 400/230 kV de 225 MVA, ubicado en la subestación Los Brillantes, el cual forma parte de la interconexión con México, pero no forma parte del Sistema Principal de Transmisión.

CONCLUSIONES

1. Las transferencias máximas de potencia a través del sistema principal del Sistema Nacional Interconectado desde las interconexiones internacionales con las que cuenta Guatemala con los otros países de la región, considerando únicamente las obras del proyecto SIEPAC, para los escenarios de demanda y generación descritos en este documento, son 305 MW para el criterio N-0 y 0 MW para el criterio N-1.
2. Las transferencias máximas de potencia a través del sistema principal del Sistema Nacional Interconectado desde las interconexiones internacionales con las que cuenta Guatemala con los otros países de la región, considerando las obras del proyecto SIEPAC, así como las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, para los escenarios de demanda y generación de un año estacional seco, son 550 MW para el criterio N-0 y 540 MW para el criterio N-1.
3. Las transferencias máximas de potencia a través del sistema principal del Sistema Nacional Interconectado desde las interconexiones internacionales con las que cuenta Guatemala con los otros países de la región, considerando las obras del proyecto SIEPAC, así como las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, para los escenarios de demanda y generación de un año estacional lluvioso, son 450 MW para el criterio N-0 y 310 MW para el criterio N-1.

4. Las contingencias reducen la transferencia de potencia a través del sistema principal del Sistema Nacional Interconectado desde las interconexiones internacionales con las que cuenta Guatemala con los otros países de la región, aplicando el criterio de confiabilidad N-1, principalmente son las líneas que interconectan las subestaciones La Esperanza, Los Brillantes y Escuintla.

5. El único elemento que restringe las transferencias máximas calculadas, considerando las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, pero que no forma parte del sistema principal del Sistema Nacional Interconectado, es el transformador 400/230 kV de 225 MVA, ubicado en la subestación Los Brillantes, el cual forma parte de la interconexión con México, limitando las transacciones internacionales a través del Sistema Nacional Interconectado.

RECOMENDACIONES

1. Guatemala debe aprovechar las oportunidades de transferencia de potencia que el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, que proporcionará al Sistema Nacional Interconectado, además de la versatilidad de operación que proporciona, para cumplir con el criterio de confiabilidad N-1.
2. Las entidades responsables de la expansión del sistema deben ampliar la capacidad de transmisión de la interconexión Guatemala-México, la cual opera actualmente mediante la transformación 400/230 kV de 225 MVA, ubicada en la subestación Los Brillantes, ya que es un punto vital para las transacciones internacionales según la política energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas, además de ser una de las limitantes en las transferencias de energía eléctrica, por ser la única conexión existente con el Mercado Eléctrico Mexicano.
3. La capacidad de transferencia puede aumentar conforme se desarrollen nuevos proyectos de ampliación y construcción de obras de transmisión, por lo que debe darse un seguimiento adecuado al Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018 y a otras obras que agentes privados consideren necesarios para la confiabilidad y redundancia del Sistema Nacional Interconectado.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADMINISTRADOR del Mercado Mayorista. *Informe estadístico 2009*, [en línea]. Guatemala, 2010 Disponible en: <http://www.amm.org.gt>.
2. BCP BUSARELLLO. *Available transfer capability analysis* [en línea]. Switzerland, 2010. Disponible en: <http://www.neplan.ch>
3. CANDELO, John E., CAICEDO, Gladys y CASTRO, Ferley. *Methods for studying Voltage Stability in Power Systems* [en línea]. Colombia. 2008. Disponible en: <http://www.scielo.cl>
4. COMISIÓN Nacional de Energía Eléctrica. *Planes de expansión sistema eléctrico guatemalteco* [en línea]. Guatemala, 2008. Disponible en: <http://www.cnee.gob.gt>.
5. CONGRESO de la República de Guatemala *Tratado marco del mercado eléctrico de américa central*. , Decreto 25-98, Guatemala, 2010
6. EPR Empresa Propietaria de la Red. *Proyecto SIEPAC. 2010*. [en línea]. 2010. Disponible en: <http://www.eprsiepac.com>.
7. GÓMEZ Expósito, Antonio. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. España: MacGraw-Hill, 2002. 792 p. ISBN: 844813592X.

8. KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. México: McGraw-Hill.1994. 1196 p. ISBN: 007035958X
9. MILANO, Federico. *Análisis de Sistemas de Potencia en Ambiente de Mercados Eléctricos* [en línea]. UCLM, España. 2005. Disponible en: <http://www.uclm.es>
10. MINISTERIO de Energía y Minas. *Política energética 2008-2022* [en línea]. Guatemala, 2010. Disponible en: <http://www.mem.gob.gt>
11. NERC. *Available transfer capability definitions and determination* [en línea]. USA: Junio 1996. Disponible en: <http://www.nstaronline.com>
12. _____ *Available transfer capability STANDARD MOD-001-1* [en línea]. USA: 2007. Disponible en: <http://www.nerc.com>.
13. _____ *Transmission Capability Margins and Their Use in ATC Determination* [en línea]. USA: 2009. Disponible en: <http://www.westgov.org>.
14. PBH Hagler Bailly. *Diseño general del Mercado Eléctrico Regional MER*. Buenos Aires, abril 2000.
15. UNS Electric, Inc. *Available transfer capability calculation methodology* [en línea], 2007. Disponible en: <http://www.oatioasis.com>

ANEXOS

ANEXO A

ACRÓNIMOS

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CDT	Capacidad Disponible de Transferencia
TPB	Transferencia de Potencia Base
CMB	Capacidad Margen de Beneficios
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional

NERC	<i>The North American Electric Reliability Corporation</i>
OS&M	Organismo encargado de la operación del sistema y de la administración del mercado
PEG	Plan de Expansión de la Generación 2008-2022
PET	Plan de Expansión de la Transmisión 2008-2018
PIB	Producto Interno Bruto
RTR	Red de Transmisión Regional
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana S.A.
MCT	Margen de Confiabilidad de Transmisión
CTT	Capacidad de Transferencia Total

UNIDADES DE MEDIDA

GWh	Giga vatios hora
kV	Kilo voltio
MVA	Mega voltio-amperio
MVAR	Mega voltio-amperio reactivo
MW	Mega vatio
MWh	Mega vatio hora
US\$	Dólares de Estados Unidos de América

MÚLTIPLOS

Prefijo	Símbolo	Factor
Kilo	k	1,000
Mega	M	1,000,000
Giga	G	1,000,000,000
Tera	T	1,000,000,000,000

ANEXO B

BASE DE DATOS DE LÍNEAS DEL SISTEMA PRINCIPAL

NODO (I)	NODO (J)	CTK	R(pu)	X(pu)	B(pu)	RATE A (MVA)	RATE B (MVA)	RATE C (MVA)	STAT	LONG. (km)
1101	1127	2	0.0035	0.0232	0.291235	403.95	0.00	484.82	1	25.28
1101	1127	1	0.0035	0.0232	0.291235	403.95	0.00	484.82	1	25.28
1101	9009	1	0.0025	0.0135	0.044642	0.00	0.00	491.60	1	19.20
1102	1106	2	0.0000	0.0002	0.00093	0.00	0.00	491.60	1	0.40
1102	1106	1	0.0001	0.0003	0.00072	0.00	0.00	482.80	1	0.40
1102	1120	1	0.0005	0.0027	0.00907	0.00	0.00	491.60	1	3.90
1102	9009	1	0.0002	0.0017	0.001063	618.95	0.00	642.73	1	5.00
1103	1444	1	0.0064	0.0333	0.12165	0.00	0.00	558.50	1	49.90
1103	1448	1	0.0064	0.0333	0.12165	0.00	0.00	558.50	1	49.90
1103	9005	2	0.0000	0.0002	0.003456	403.95	0.00	484.82	1	0.30
1103	9005	1	0.0000	0.0008	0.003456	403.95	0.00	484.82	1	0.30
1106	1109	2	0.0058	0.0302	0.10839	0.00	0.00	491.60	1	44.80
1106	1109	1	0.0058	0.0302	0.10839	0.00	0.00	491.60	1	44.80
1106	1132	1	0.0022	0.0120	0.03989	0.00	0.00	491.60	1	17.10
1107	1108	2	0.0024	0.0124	0.04377	0.00	0.00	558.50	1	18.20
1107	1108	1	0.0024	0.0124	0.04377	0.00	0.00	558.50	1	18.20
1107	1109	2	0.0016	0.0084	0.02982	0.00	0.00	558.50	1	12.40
1107	1109	1	0.0016	0.0084	0.02982	0.00	0.00	558.50	1	12.40
1107	1127	1	0.001	0.0120	0.012544	642.73	0.00	642.73	1	24.00
1108	9010	2	0.0011	0.0060	0.021940	0.00	0.00	558.50	1	9.00
1108	9010	1	0.0011	0.0060	0.021940	0.00	0.00	558.50	1	9.00
1108	9117	1	0.0071	0.0467	0.586878	403.95	0.00	484.82	1	51.00
1109	9110	1	0.0038	0.0248	0.311096	403.95	0.00	484.82	1	27.00
1109	9110	2	0.0038	0.0248	0.311096	403.95	0.00	484.82	1	27.00
1110	1119	1	0.0047	0.0377	0.08471	0.00	0.00	424.00	1	43.90
1110	1133	1	0.0068	0.0366	0.121683	0.00	0.00	491.60	1	52.30
1113	1115	1	0.0092	0.0330	0.00824	0.00	0.00	147.50	1	12.90

1113	1423	1	0.0429	0.1490	0.03996	0.00	0.00	147.50	1	60.10
1114	1115	1	0.0232	0.0813	0.0212	0.00	0.00	167.60	1	32.40
1114	1122	1	0.0156	0.0547	0.01426	0.00	0.00	167.60	1	21.80
1115	1122	1	0.0076	0.0266	0.00693	0.00	0.00	167.60	1	10.60
1119	9098	2	0.0047	0.0311	0.391252	403.95	0.00	484.82	1	34.00
1119	9098	1	0.0047	0.0311	0.391252	403.95	0.00	484.82	1	34.00
1120	9009	1	0.0001	0.0007	0.00256	0.00	0.00	491.60	1	1.10
1125	1126	1	0.0002	0.0014	0.00520	0.00	0.00	558.50	1	2.15
1125	28161	1	0.0051	0.0274	0.09270	0.00	0.00	491.60	1	39.60
1126	1129	1	0.0002	0.0014	0.00520	0.00	0.00	558.50	1	2.15
1127	1129	1	0.0020	0.0245	0.02561	642.73	0.00	642.73	1	49.00
1127	28161	1	0.0112	0.0729	0.91599	403.95	0.00	484.82	1	79.60
1132	1133	1	0.0040	0.0217	0.07213	0.00	0.00	491.60	1	31.00
1151	1240	1	0.0389	0.1350	0.00226	0.00	0.00	73.70	1	13.60
1152	1408	1	0.0810	0.2809	0.00470	0.00	0.00	83.80	1	28.30
1156	1159	1	0.0051	0.0163	0.00000	66.70	0.00	83.80	1	1.79
1156	1425	1	0.1122	0.2826	0.00446	0.00	0.00	67.20	1	27.70
1157	9010	1	0.0026	0.0170	0.21375	403.95	0.00	484.82	1	18.55
1157	9010	1	0.0026	0.0170	0.21375	403.95	0.00	484.82	1	18.55
1159	1331	1	0.0375	0.1202	0.00001	66.70	0.00	83.80	1	13.11
1159	1331	2	0.0375	0.1202	0.00001	66.70	0.00	83.80	1	13.11
1240	12219	1	0.0315	0.1092	0.00183	0.00	0.00	73.70	1	11.00
1301	1331	1	0.0449	0.1558	0.00261	0.00	0.00	83.80	1	15.70
1301	1810	1	0.0527	0.1826	0.00306	0.00	0.00	83.80	1	18.40
1303	1315	1	0.1613	0.5595	0.00938	0.00	0.00	73.70	1	56.40
1303	1816	1	0.0686	0.2381	0.00399	0.00	0.00	73.70	1	24.00
1303	12220	1	0.0727	0.2521	0.00422	0.00	0.00	73.70	1	25.40
1304	1321	1	0.0466	0.1616	0.00270	0.00	0.00	83.80	1	16.28
1304	1329	1	0.0068	0.0238	0.00040	0.00	0.00	83.80	1	2.40
1306	1338	1	0.0100	0.0347	0.00058	0.00	0.00	73.70	1	3.50
1306	1374	1	0.0214	0.0742	0.00124	0.00	0.00	73.70	1	7.48
1309	1336	1	0.0194	0.0675	0.00113	0.00	0.00	73.70	1	6.80
1309	1816	1	0.0721	0.2500	0.00419	0.00	0.00	73.70	1	25.20
1314	1374	1	0.0400	0.1388	0.00232	0.00	0.00	73.70	1	13.98

1314	1813	1	0.0040	0.0139	0.00023	0.00	0.00	83.80	1	1.40
1315	1318	1	0.0819	0.2839	0.00475	0.00	0.00	83.80	1	28.60
1315	1810	1	0.0939	0.3255	0.00545	0.00	0.00	83.80	1	32.80
1318	1329	1	0.0409	0.1419	0.00238	0.00	0.00	83.80	1	14.30
1321	1322	1	0.0171	0.0594	0.00100	0.00	0.00	83.80	1	5.99
1322	1813	1	0.0172	0.0598	0.00100	0.00	0.00	83.80	1	6.03
1336	1338	1	0.0252	0.0873	0.00146	0.00	0.00	73.70	1	8.80
1406	1411	1	0.5790	0.7278	0.00942	0.00	0.00	35.40	1	61.80
1406	1439	1	0.0784	0.2720	0.00455	0.00	0.00	83.80	1	27.40
1407	1431	1	0.1031	0.3252	0.00660	0.00	0.00	73.70	1	36.00
1407	1432	1	0.2236	0.7762	0.01302	0.00	0.00	73.70	1	78.30
1408	1414	1	0.0275	0.0953	0.00160	0.00	0.00	83.80	1	9.60
1409	1432	1	0.0738	0.2561	0.00429	0.00	0.00	73.70	1	25.80
1409	1435	1	0.0294	0.1020	0.00171	0.00	0.00	73.70	1	10.28
1414	1415	1	0.0767	0.2660	0.00445	0.00	0.00	83.80	1	26.80
1414	1433	1	0.0515	0.1784	0.00299	0.00	0.00	83.80	1	18.00
1415	1449	1	0.0286	0.0992	0.00166	0.00	0.00	83.80	1	10.00
1416	1447	2	0.0217	0.0754	0.00126	0.00	0.00	83.80	1	7.60
1416	1447	1	0.0255	0.0795	0.00165	0.00	0.00	83.80	1	8.90
1416	1718	1	0.2051	0.7121	0.01194	0.00	0.00	83.80	1	71.82
1418	1433	1	0.0287	0.0995	0.00167	0.00	0.00	73.70	1	10.02
1418	1713	1	0.0617	0.2141	0.00358	0.00	0.00	73.70	1	21.57
1422	1434	1	0.0259	0.0900	0.02413	0.00	0.00	147.50	1	36.30
1422	1445	1	0.0321	0.1116	0.02991	0.00	0.00	147.50	1	45.00
1423	1434	1	0.0374	0.1300	0.03483	0.00	0.00	147.50	1	52.40
1425	1439	1	0.0032	0.0081	0.00013	0.00	0.00	67.20	1	0.80
1427	1431	1	0.1194	0.3767	0.00764	0.00	0.00	73.70	1	41.70
1427	1718	1	0.1567	0.4918	0.01018	0.00	0.00	73.70	1	55.00
1435	1491	1	0.0085	0.0297	0.00050	0.00	0.00	73.70	1	3.00
1444	9102	1	0.0163	0.1062	1.33486	403.95	0.00	484.82	1	116.0
1445	1493	1	0.0100	0.0349	0.00937	0.00	0.00	147.50	1	14.10
1447	1449	1	0.0567	0.1965	0.00329	0.00	0.00	83.80	1	19.80
1490	1492	1	0.0018	0.0064	0.00011	0.00	0.00	73.70	1	0.65
1490	1714	1	0.0370	0.1283	0.00215	0.00	0.00	83.80	1	12.93

1491	1492	1	0.0018	0.0064	0.00011	0.00	0.00	73.70	1	0.65
1493	1497	1	0.0249	0.0867	0.00084	0.00	0.00	147.50	1	35.00
1497	1498	1	0.0178	0.0619	0.00060	0.00	0.00	147.50	1	25.00
1498	1499	1	0.0071	0.0247	0.00024	0.00	0.00	147.50	1	10.00
1710	9089	1	0.0143	0.0934	1.17376	403.95	0.00	484.82	1	102.0
1713	1715	1	0.0026	0.0092	0.00015	0.00	0.00	83.80	1	0.93
1714	1715	1	0.0026	0.0092	0.00015	0.00	0.00	83.80	1	0.93
1820	1821	1	0.0142	0.0495	0.00048	66.90	0.00	84.27	1	20.00
9000	9003	1	0.0019	0.0128	0.16110	403.95	0.00	484.82	1	14.00
9005	9117	1	0.0161	0.1053	1.32335	403.95	0.00	484.82	1	115.0