



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**PLANEACIÓN DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN CON
INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA

OSCAR FRANCISCO HERRERA LORENZO

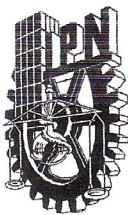
DIRECTOR DE TESIS

M. EN C. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER



MÉXICO, D.F.

2012



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de MEXICO D.F. siendo las 17:00 horas del día 13 del mes de JUNIO del 2012 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. ZAC. para examinar la tesis titulada:

“PLANEACIÓN DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN CON INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”

Presentada por el alumno:

HERRERA

Apellido paterno

LORENZO

Apellido materno

ÓSCAR FRANCISCO

Nombre(s)

Con registro:

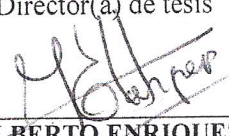
A	1	0	0	4	5	1
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de: **MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis


M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

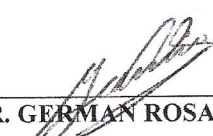
PRESIDENTE


DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO

SEGUNDO VOCAL


DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

TERCER VOCAL


DR. GERMAN ROSAS ORTIZ

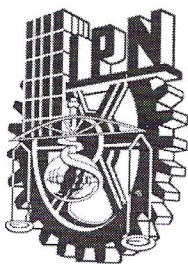
SECRETARIO


DR. JAIME ROBLES GARCIA

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la ciudad de México, D.F. el día 14 del mes de Junio del año 2012, el que suscribe OSCAR FRANCISCO HERRERA LORENZO alumno del programa de Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Eléctrica con número de registro A100451, adscrito a la sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. Gilberto Enríquez Harper y cede los derechos del trabajo intitulado "Planeación de Redes de Subtransmisión con Incorporación de Generación Distribuida" al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección oscar_ofhl@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Ing. Oscar Francisco Herrera Lorenzo

AGRADECIMIENTOS

Gracias te doy gran Señor!!! Y alabo tu gran poder por llenar mi vida con preciosas bendiciones y que gracias a nuestro señor Jesús que me guió por el buen camino alcanzamos juntos la meta que se refleja en la culminación de este trabajo.

Quiero agradecer con profundo sentimiento a la mujer más valiente del mundo que ha vencido las adversidades y superado todas las pruebas que Dios ha puesto en su camino, que como una gran guerrera ha defendido con la vida a sus hermanos e hijos del padecimiento y la pobreza. Que también me mostró como se deben de levantar las personas después de cada caída en la vida. Esa mujer, es mi madre: ELOÍNA LORENZO TAPIA.

A mi padre, por ser un excelente maestro y amigo que me enseñó a ser un hombre sencillo y humilde.

A mis hermanos, que me han apoyado y protegido y a quienes espero nunca fallarles cuando me necesiten.

A mis tíos, Lilia y Mateo que me apoyaron sin titubear en los momentos más difíciles de mi vida como estudiante. También por ser modelos dignos de seguir para las siguientes generaciones de la familia.

También quiero agradecer a mis amigos y compañeros de la escuela por el apoyo que me brindaron pero de una manera muy especial a ti Dulce por estar conmigo en momentos difíciles y soportar mi mal carácter.

Finalmente quiero agradecer a los profesores de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación del Instituto Politécnico Nacional por el invaluable conocimiento y la gran paciencia que depositaron en mí durante mi formación académica. Y es por esa razón que me siento muy orgulloso de haber sido su alumno!!!

En memoria de:

+++ Leonor Tapia Luna +++ [1927 - 1975]

La mujer con quien todo comenzó...

RESUMEN

En este trabajo, se desarrolla un procedimiento para evaluar la capacidad que tiene el sistema de subtransmisión para incorporar generación distribuida sin violar los límites operativos. En donde se analiza la condición óptima de inyección de generación distribuida y la minimización de pérdidas de potencia. La evaluación de la capacidad consiste en determinar la máxima inyección de energía al sistema de subtransmisión a nivel subestación sin violar los límites operativos térmicos y de voltaje. Adicionalmente se minimizan las pérdidas y se cuantifican por unidad de costo en base a una tarifa vigente de distribución. Posteriormente se resuelve un problema de planificación de la expansión desarrollando dos alternativas de solución asumiendo que se parte de estudios previos, tales como disponibilidad del terreno, construcción y mano de obra, factores económicos, etc. La primera alternativa consiste en la aplicación de flujos convencionales de potencia y la adición de elementos en las subestaciones de distribución y de esta forma solucionar los problemas técnicos de la red eléctrica. Este procedimiento también se conoce como procedimiento típico de planificación de la expansión. La segunda alternativa de planificación consiste en la incorporación de generación distribuida en las soluciones a través de la aplicación de flujos óptimos de potencia para el desarrollo de las soluciones se hace uso de la paquetería del software comercial PSS®E versión 32 junto con una interface de usuario personalizada para el manejo de las evaluaciones en código Python 2.5. Esta interface permite automatizar el manejo de las simulaciones de multicasos para diferentes escenarios de solución óptima que el programa encuentra en el proceso de optimización y almacenar las soluciones en un archivo ordenado de datos.

Los resultados obtenidos por las alternativas de planificación con y sin generación distribuida se comparan entre sí en una tabla de costos que permite discutir las ventajas de una alternativa con respecto a la otra.

ABSTRACT

In this work, is developed a procedure to evaluate the ability of the subtransmission system to incorporate distributed generation without violating the operating limits. Which analyzes the optimal condition of injection of distributed generation and power loss minimization. The capacity assessment is to determine the maximum injection energy to the subtransmisión system in the substation level without violating the operating limits of thermal and voltage. Further the losses are minimized and quantified per unit cost based on a current distribution rate. Then solve a planning problem of expanding developing two alternative solutions assuming that part of previous studies, such as availability of land, construction and labor, economic factors, etc. The first alternative is to apply conventional power flows and the addition of elements in distribution substations and thus solve the technical problems of the network. This procedure is also known as typical planning procedure of expansion. The second planning alternative is the incorporation of distributed generation of the solutions the second planning alternative is the incorporation of distributed generation in the solutions using the optimal power flows component of the PSS®E power flow package together with a bespoke user interface to manage the evaluations in Python code 2.5. This interface allows you to automate the management of simulations for different scenarios multi-cases optimal solution that the program found in the process optimization and storage the solutions in an ordered data file.

The results obtained by the planning alternatives with and without distributed generation is compared in a cost table that allows to discuss the advantages of an alternative with respect to each other.

CONTENIDO

RESUMEN.....	I
ABSTRACT.....	II
CONTENIDO.....	III
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABLAS.....	X
NOMENCLATURA.....	XI
ABREVIATURAS.....	XII
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.3 ESTADO DEL ARTE.....	3
1.3.1 Trabajos realizados fuera del Instituto Politécnico Nacional.....	3
1.3.2 Trabajos realizados en la Sección de Graduados de la ESIME Zacatenco...	7
1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
1.5 OBJETIVO DEL TRABAJO.....	8
1.6 OBJETIVOS PARTICULARES DEL TRABAJO.....	8
1.6.1 Evaluar la capacidad que tiene el sistema de distribución para incorporar GD sin violar los límites operativos aplicando FOP.....	8
1.6.2 Resolver un problema básico de planificación de redes de subtransmisión..	8
1.6.3 Elaborar una tabla comparativa de los costos globales asociados a cada alternativa de planificación de expansión.....	8
1.7 PUBLICACIÓN.....	9
1.8 APORTACIONES.....	9
1.9 CONTENIDO DE LA TESIS	9
CAPÍTULO 2 PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	10

2.1	INTRODUCCIÓN.....	10
2.2	FACTORES QUE AFECTAN A LA PLANEACIÓN DE SISTEMAS.....	12
2.2.1	Pronóstico de la demanda.....	12
2.2.2	Expansión de la subestación.....	13
2.2.3	Selección del sitio de la subestación.....	14
2.2.4	Otros factores.....	15
2.3	TÉCNICAS DE PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	16
2.4	MODELOS DE PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	18
2.5	LA PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL FUTURO.....	19
2.5.1	Factores económicos.....	20
2.5.2	Factores demográficos.....	20
2.5.3	Factores tecnológicos.....	20
2.5.4	Nuevas herramientas de planeación.....	20
2.6	EL PAPEL CENTRAL DE LA COMPUTADORA EN LA PLANIFICACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN.....	21
2.6.1	La aproximación del sistema.....	21
2.6.2	Concepto de la base de datos.....	21
CAPÍTULO 3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA: IMPACTO TÉCNICO Y ECONÓMICA...23		
3.2	INTRODUCCIÓN.....	23
3.2	RAZONES PARA LA INCORPORACIÓN DE GD.....	24
3.3	VENTAJAS DE LA GD.....	24
3.4	IMPACTO TÉCNICO DE LA GD.....	25
3.4.1	Tecnologías de la GD.....	25
3.4.2	Problemas térmicos.....	28
3.4.3	Problemas en el perfil de voltaje.....	28
3.4.4	Contribuciones al nivel de falla.....	26

3.4.5	Efectos de la generación distribuida en la regulación de voltaje y sobre las protecciones de un alimentador.....	28
3.4.6	Armónicos y la interacción con las cargas.....	31
3.5	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y DE COSTOS PARA PLANIFICACIÓN DE LA GD.....	32
3.5.1	Costos.....	32
3.5.2	Tipos de costo.....	32
3.5.3	Costos hundidos.....	34
3.5.4	Costo embebido, marginal e incremental.....	34
3.5.5	Los costos a lo largo del tiempo y el valor del dinero.....	35
3.5.6	El dinero a futuro no vale tanto como el dinero en la actualidad.....	36
3.5.7	Análisis del valor actual.....	36
3.5.8	Tasa de descuento.....	36
3.5.9	Tasa de interés.....	37
3.5.10	Inflación.....	38
3.6	BARRERAS PARA EL DESARROLLO DE LA GD.....	39
3.6.1	Dificultades para la empresa suministradora en la conexión de un generador de energías renovables.....	39
CAPÍTULO 4 INCORPORACIÓN DE LA GD EN LA PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....		40
4.1	INTRODUCCIÓN.....	40
4.2	GUÍAS Y RECOMENDACIONES PARA LA PLANIFICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	42
4.1.1	Normalización de la interconexión.....	42
4.1.2	Diseño de la tarifa.....	42
4.2	PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA INTEGRACIÓN DE FUENTES NO CONVENCIONALES.....	43
4.2.1	Soporte eléctrico de la red.....	43

4.2.2	Carga.....	44
4.3	LA OPTIMIZACIÓN COMO HERRAMIENTA DE PLANIFICACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	44
4.3.1	Introducción.....	44
4.3.2	Principios de optimización.....	45
4.3.3	Métodos para la solución de programas no lineales.....	46
4.4	MODELO DE OPTIMIZACIÓN IMPLEMENTADO PARA INCORPORAR GD...47	
	CAPÍTULO 5 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	49
5.1	INFORMACIÓN PREVIA.....	49
5.2	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	50
5.2.1	Información del sistema.....	51
5.2	EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA PARA INCORPORAR GD..	51
5.2.2	Implementación.....	53
5.2.3	Descripción de la interface personalizada.....	53
5.2.4	Consideraciones analíticas.....	55
5.3	ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	57
5.3.1	Evaluación de la capacidad del sistema para incorporar GD.....	57
5.3.2	Problema de planificación a corto plazo.....	58
5.3.3	Asignación y consideración de costos.....	64
5.3.4	Solución al problema de planificación.....	64
	CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES.....	75
6.1	CONCLUSIONES GENERALES.....	75
6.2	LOGROS.....	76
6.3	RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.....	77
	REFERENCIAS.....	78
APÉNDICE A	PROGRAMA QUE EVALUA LA CAPACIDAD DEL SISTEMA PARA MAXIMIZAR LA INYECCIÓN DE ENERGÍA.....	80

APÉNDICE B	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD PARA INCORPORAR LA MÁXIMA INYECCIÓN DE ENERGÍA.....82
APÉNDICE C	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SOLUCIÓN 2009 CON GD.....83
APÉNDICE D	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SOLUCIÓN 2010 CON GD.....84
APÉNDICE E	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SOLUCIÓN 2011 CON GD.....85
APÉNDICE F	RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SOLUCIÓN 2012 CON GD.....86
APÉNDICE G	ESTADO DEL SISTEMA-AÑO DE ESTUDIO 2009.....87
APÉNDICE H	ESTADO DEL SISTEMA-AÑO DE ESTUDIO 2010.....88
APÉNDICE I	ESTADO DEL SISTEMA-AÑO DE ESTUDIO 2011.....89
APÉNDICE J	ESTADO DEL SISTEMA-AÑO DE ESTUDIO 2012.....90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1	Principales centrales generadoras y su capacidad en MW en el año 2009 [5].....	3
Figura 1-2	Clasificación de modelos utilizados en la planificación de la expansión [1].....	4
Figura 1-3	Curva de duración de la demanda [1].....	5
Figura 2-1	Factores que afectan al pronóstico de la demanda [13].....	13
Figura 2-2	Factores que afectan a la expansión de la subestación [13].....	13
Figura 2-3	Factores que afectan la localización de la subestación [13].....	14
Figura 2-4	Procedimiento para la selección del sitio de la subestación [13].....	15
Figura 2-5	Factores que afectan el costo total de la expansión del sistema de distribución [13].....	15
Figura 2-6	Diagrama de flujo de un proceso típico de planificación de sistemas de distribución [13].....	18
Figura 2-7	Vista esquemática de la planificación de sistemas de distribución [13].....	22
Figura 3-1	Unidades de generación distribuida interconectadas en los niveles de subtransmisión, distribución y en baja tensión con el usuario [7].....	26
Figura 3-2	Conexión de GD antes del restaurador ante una falla [16].....	29
Figura 3-3	Conexión de GD después del restaurador ante falla en una rama del alimentador [16].....	30
Figura 3-4	Conexión de GD después del restaurador ante una falla en el alimentador [16]....	29
Figura 3-5	Caracterizaciones de costos [17].....	33
Figura 3-6	El Costo de pérdidas por hora de la potencia enviada a través del transformador de una subestación en función de la carga [17].....	32
Figura 3-7	Los costos de una nueva subestación son seccionados dentro de dos categorías, el <i>costo inicial</i> – como un solo costo de la creación de una nueva subestación y sus <i>costos anuales continuos</i> – los cuales son requeridos para el mantener la subestación en operación [17].....	35

Figura 3-8	Los costos de una nueva subestación pueden ser visualizados como una combinación de costos fijos, los cuales cambian dependiendo la carga y otros factores de aplicación como parte del sistema de potencia [17].....	35
Figura 3-9	Tasa de descuento en el análisis del valor actual. Aquí se muestra el valor de un dólar en función del año, evaluado con factor del valor actual en 0.90 (tasa de descuento 11.1%) [17].....	37
Figura 5-1	Metodología de planificación incorporando GD [3].....	50
Figura 5-2	Descripción de la información contenida en los apéndices G, H, I y J.....	51
Figura 5-3	Sistema eléctrico del estado de Baja California Sur 2008.....	52
Figura 5-4	Interface personalizada para el control del flujo de datos entre el usuario y el simulador de sistemas eléctricos de potencia [15].....	53
Figura 5-5	Algoritmo de programación para la implementación de la interface personalizada para el control del flujo de datos entre el usuario y el simulador de sistemas eléctricos de potencia.....	54
Figura 5-6	Capacidad disponible en 13.8 y 34.5 kV dentro de cada unidad de generación distribuida conectada en las subestaciones de distribución.....	57
Figura 5-7	Minimización de pérdidas para 100 casos formulados de optimización.....	57
Figura 5-8	Cuantificación de la minimización de pérdidas en base a la tarifa H-M (2011-2012) impuesta por la compañía suministradora de electricidad en el estado de Baja California Sur [16].....	58
Figura 5-9	Pronóstico de la demanda total del sistema en el corto plazo.....	58
Figura 5-10	Año de estudio 2008 (Perfiles de voltaje en los buses).....	59
Figura 5-9	Año de estudio 2008 (Cargabilidad de los alimentadores).....	60
Figura 5-10	Año de estudio 2009 (Perfiles de voltaje en los buses).....	60
Figura 5-11	Año de estudio 2009 (Cargabilidad de los alimentadores).....	61
Figura 5-12	Año de estudio 2010 (Perfiles de voltaje en los buses).....	61
Figura 5-13	Año de estudio 2010 (Cargabilidad de los alimentadores).....	62
Figura 5-14	Año de estudio 2011(Perfiles de voltaje en los buses).....	62
Figura 5-15	Año de estudio 2011 (Cargabilidad de los alimentadores).....	63
Figura 5-16	Año de estudio 2012 (Perfiles de voltaje en los buses).....	63

Figura 5-17	Año de estudio 2012 (Cargabilidad de los alimentadores).....	64
Figura 5-18	Solución 2009 sin GD.....	65
Figura 5-19	Solución 2010 sin GD.....	65
Figura 5-20	Solución 2011 sin GD.....	66
Figura 5-21	Solución 2012 sin GD.....	67
Figura 5-22	Solución 2012 sin GD (Perfiles de voltaje en los buses).....	68
Figura 5-23	Solución 2012 sin GD (Cargabilidad de los alimentadores).....	68
Figura 5-24	Solución 2009 con GD. Aportación de potencia activa y reactiva para 50 casos....	69
Figura 5-25	Solución 2009 con GD. Minimización de pérdidas para 50 casos de optimización.	69
Figura 5-26	Solución 2009 con GD. Costo de pérdidas para 50 casos de optimización.....	70
Figura 5-27	Solución 2010 con GD. Aportación de potencia activa y reactiva para 50 casos....	70
Figura 5-28	Solución 2010 con GD. Minimización de pérdidas para 50 casos de optimización.	71
Figura 5-29	Solución 2010 con GD. Costo de pérdidas para 50 casos de optimización.....	71
Figura 5-30	Solución 2011 con GD. Aportación de potencia activa y reactiva para 50 casos....	72
Figura 5-31	Solución 2011 con GD. Minimización de pérdidas para 50 casos de optimización.	72
Figura 5-32	Solución 2011 con GD. Costo de pérdidas para 50 de optimización.....	72
Figura 5-33	Solución 2012 con GD. Aportación de potencia activa y reactiva para 50 casos....	73
Figura 5-34	Solución 2012 con GD. Minimización de pérdidas para 50 casos de optimización.	73
Figura 5-35	Solución 2012 con GD. Costo de pérdidas para 50 casos de optimización.....	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 5-1	Datos de alimentadores del sistema.....	56
Tabla 5-2	Pronóstico de la demanda a corto plazo para los diferentes centros de carga.....	59
Tabla 5-3	Elementos incorporados al sistema de distribución 2009.....	65
Tabla 5-4	Elementos incorporados al sistema de distribución 2010.....	66
Tabla 5-5	Elementos incorporados al sistema de distribución 2011-1.....	66
Tabla 5-6	Elementos incorporados al sistema de distribución 2011-2.....	66
Tabla 5-7	Elementos incorporados al sistema de distribución 2012-1.....	67
Tabla 5-8	Elementos incorporados al sistema de distribución 2012-2.....	67
Tabla 5-9	Elementos incorporados al sistema de distribución 2012-3.....	67
Tabla 5-10	Elementos incorporados al sistema de distribución 2009 con GD.....	70
Tabla 5-11	Elementos incorporados al sistema de distribución 2012 con GD.....	68
Tabla 5-12	Comparación de resultados entre alternativas de planificación de la expansión.....	68

NOMENCLATURA

$f(\psi)$	Función objetivo
Σ	Sumatoria de un conjunto de valores
C_i	Costo del tiro de carga
MW_{0i}	Mega-Watts iniciales del generador distribuido
$MVA_{GD,i}$	Mega-Volt-Ampere de la unidad de generación distribuida
MVA_{0i}	Mega-Volt-Amperes iniciales del generador distribuido
Ψ_i	Factor de ajuste de capacidad de la unidad distribuida
$\Psi_{MIN,i}$	Factor de ajuste de capacidad mínimo de la unidad distribuida
$\Psi_{MAX,i}$	Factor de ajuste de capacidad máximo de la unidad distribuida
$V_{MIN,j}$	Magnitud de voltaje mínimo del bus
V_j	Magnitud de voltaje del bus en
$V_{MAX,j}$	Magnitud de voltaje máximo del bus
$S_{MIN,k}$	Límite térmico inferior en el alimentador
S_k	Flujo de energía a través del alimentador
$S_{MAX,k}$	Límite térmico superior en el alimentador

ABREVIATURAS

GD	Generación Distribuida
OPF	Flujos Óptimos de Potencia (Optimal Power Flow)
PSS®E	Simulador de Sistemas Eléctricos de Potencia para Ingenieros
PIB	Producto Interno Bruto
FRE	Fuentes Renovables de Energía
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
GV	Generación con Viento
RPM	Revoluciones Por Minuto
CD	Corriente Directa
CA	Corriente Alterna
NETA	Nuevo Tratado de Comercio de Electricidad
BETTA	Comercio Británico de Electricidad y Disposiciones en la Transmisión
VEDC	Código de Distribución Eléctrica Victoriano (Victorian Electrical Distribution Code)
CO₂	Dióxido de Carbono
GHGs	Gases de Efecto Invernadero (GreenHouse Gas)
NO_x	Óxido de nitrógeno
pu	En por unidad



CAPÍTULO

1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El problema de determinar políticas de inversión óptima en la planificación de sistemas eléctricos de potencia, debido a los rápidos crecimientos de la demanda de energía, los altos costos de inversión, un gran número y diversidad de alternativas, el trabajo numérico que implica evaluar a profundidad una simple política, han motivado el desarrollo de herramientas matemáticas y algoritmos computacionales capaces de resolver problemas de planificación de sistemas eléctricos de potencia [1].

Las características matemáticas de los problemas (lineales y no lineales) de planificación que incorporen generación distribuida, dependerán del tipo de generador distribuido, tipo sistema eléctrico que se pretenda modelar y de la representación de cada uno de los elementos que lo conforman. Estos factores, junto con la necesidad de contar con soluciones lo más fieles posibles, han restringido el tipo de metodologías que pueden ser utilizadas para resolver este tipo de problemas. Este trabajo de tesis desarrolla y evalúa una metodología de solución que utiliza flujos óptimos de potencia a través del uso de la versión 32 del software comercial PTI PSS®E.



1.2 JUSTIFICACIÓN

El sistema de distribución es la parte más extensa de un sistema eléctrico de potencia, el cual se conecta directamente con los centros de consumo y en muchos casos es responsable de las interrupciones del servicio de energía que proporciona a sus clientes. Sin embargo los sistemas de distribución son sistemas en estado de crecimiento. Frecuentemente están expuestos a diferentes cambios, tales como, nuevos clientes, cambio en los patrones de demanda en los centros de carga y la integración de nuevas unidades de generación distribuida. Por lo tanto, los sistemas de subtransmisión y distribución deben ser frecuentemente rediseñados para definir los componentes de la red que minimicen los costos de inversión y operación, y así la compañía suministradora puede obtener mayores ganancias económicas [2].

Los planificadores de las compañías suministradoras de energía se esfuerzan en determinar estrategias óptimas de expansión que proporcionen confiabilidad al sistema y un servicio económico. Comúnmente, los planificadores de sistemas de distribución proyectan el crecimiento de la carga a varios años y así poder estimar qué límites de capacidad serán excedidos en alguna condición del pico de la demanda. Cuando este análisis predice que el voltaje estará por debajo de sus límites operativos o que la corriente en los alimentadores o en el transformador de la subestación será demasiado alta, es necesario invertir en nueva capacidad [3].

El entorno económico de hoy cambia rápidamente para las compañías suministradoras, y las opciones de capacidad son extensas. La generación distribuida es una nueva alternativa que está siendo promovida para resolver los problemas de capacidad de los sistemas distribución de energía. Sin embargo, pocas compañías tienen experiencia en la aplicación de las normas de planificación de GD a diferencia de la alternativa típica de instalación de nuevos alimentadores y subestaciones de distribución [3].

Otro aspecto importante que justifica la incorporación de GD es que si se dispone de algún potencial renovable, estas sustituyen a las energías producidas con combustibles fósiles que son contaminantes y que contribuyen al calentamiento global. La figura 1-1 muestra un mapa geográfico a nivel nacional de las principales centrales de generación por tecnología y su capacidad en MW, señalando el área de interés que pertenece al estado de Baja California Sur, lugar en donde se realiza el estudio de evaluación de la capacidad de inyección óptima de GD y la aplicación de las alternativas de expansión al problema de planificación.

En la figura 1-1 puede apreciarse que en el área bajo estudio existen tres centrales de generación de energía con distinta capacidad, dos de ellas utilizan tecnología de combustión interna y la otra es una termoeléctrica convencional. Ambas tecnologías queman combustibles fósiles en sus procesos de generación de energía eléctrica, los cuales producen emisiones de CO₂ (Dióxido de Carbono) o GHGs (GreenHouse Gas) y NO_x (Óxido de Nitrógeno) que contaminan el medio ambiente y dañan la capa de ozono, contribuyendo al calentamiento global [4].

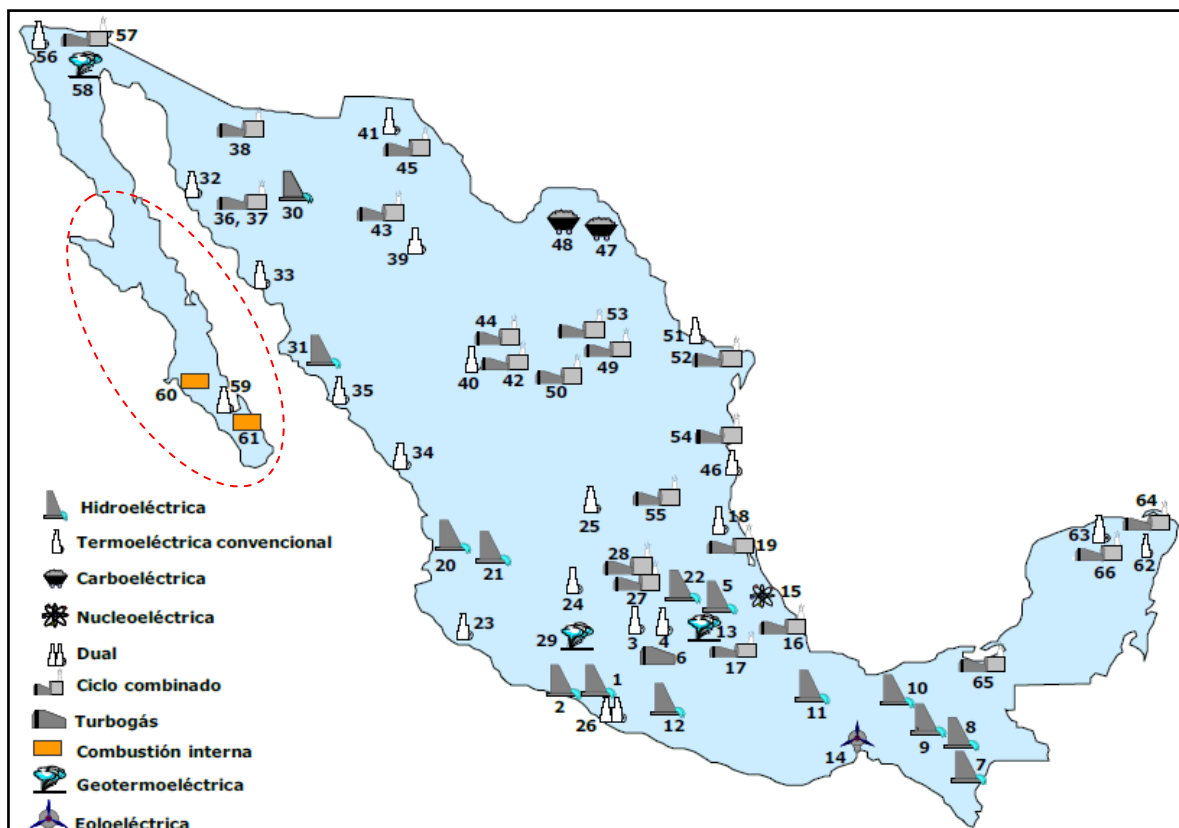


Figura 1-1 Principales centrales generadoras y su capacidad en MW en el año 2009 [5].

1.3 ESTADO DEL ARTE

1.3.1 Trabajos realizados fuera del Instituto Politécnico Nacional

Durante las últimas tres décadas, diferentes modelos de planificación de sistemas de distribución de potencia han sido desarrollados. Las aproximaciones de estos modelos pueden ser clasificadas dentro de cuatro categorías: Subsistema con carga estática, Sistema total con carga estática, Subsistema con carga dinámica y Sistema total con carga dinámica. La aproximación estática considera la carga del sistema de distribución constante en el tiempo, pero una aproximación dinámica incluye variaciones de carga en el tiempo durante el proceso de planificación. Una aproximación del subsistema describe solamente una porción del sistema de distribución (subestación o alimentador), mientras que una aproximación del sistema total considera subestaciones y alimentadores en la formulación de planificación [6].

En [1] se revisan los modelos utilizados en la planificación de la expansión de la generación y de la importancia que tiene la planificación en el desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia, en donde se han realizado numerosos estudios destinados a diseñar herramientas capaces de abordar problemas de planificación de la expansión y operación de los sistemas de potencia de forma óptima. Existen diferentes tipos de modelos que se utilizan para aproximar soluciones óptimas al problema de planificación, pudiendo ser agrupados en dos categorías.

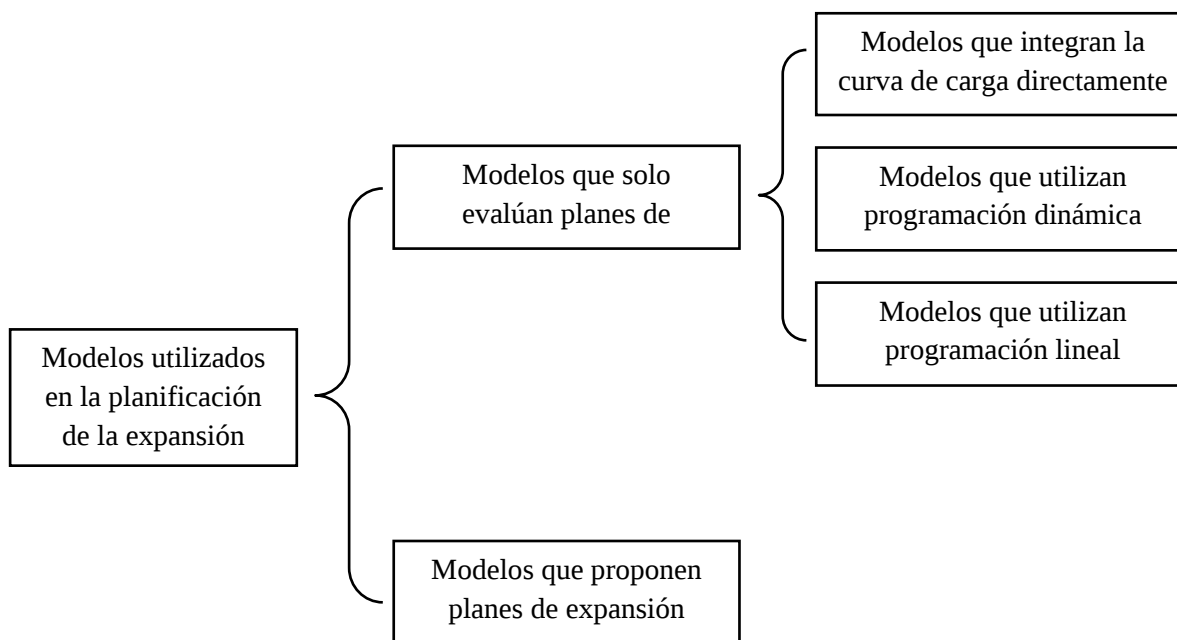


Figura 1-2 Clasificación de modelos utilizados en la planificación de la expansión [1].

A continuación se describe brevemente en qué consiste cada modelo de la clasificación mostrada en la figura 1-2.

Modelos de análisis marginal

Estos modelos se aplicaron inicialmente a mediados de 1940 a problemas de inversión del sistema eléctrico francés por la *Électricité de France*. Desde entonces han sido aplicados regularmente en otros países.

Los algoritmos de este tipo de modelos comienzan con un programa inicial de obras, el cual debe satisfacer en forma razonable los requisitos que se imponen (abastecimiento de la demanda de potencia de energía, secuencia de instalación de centrales, etc.), y tratan de mejorarlo reduciendo los costos de operación a través de sustituciones marginales. Es decir, el modelo reemplaza sucesivamente cada una de las centrales candidatas a ser instaladas y calcula el beneficio que se obtiene en cada una de las sustituciones. De esta manera se obtiene un orden de mérito para instalar las centrales posteriormente. En algunos casos se ha propuesto usar los costos marginales de los sistemas eléctricos para medir los beneficios de cada una de las centrales candidatas a ser instaladas, y determinar de esta manera un orden de prioridad para estas instalaciones (a partir del costo-beneficio, por mencionar un ejemplo).

Las dificultades de este método son las siguientes:

- 1) El cálculo de costos de combustibles sobre periodos de 20 a 30 años resulta ser laborioso, sobre todo cuando la demanda varía rápidamente con distintos tipos de centrales que pueden ser incorporadas al sistema. Además este enfoque es un problema de optimización en sí, ya que cada planta debe ser operada de manera que minimice el costo de operación del sistema.

- 2) El problema de sustitución puede tornarse muy extenso y requerir de una gran cantidad de iteraciones.

Modelos de operación

El objetivo de estos modelos es determinar el plan de obras que minimice los costos de inversión y operación de un sistema eléctrico sujeto a restricciones de confiabilidad. Para esto los modelos simulan la operación del sistema para distintos planes alternativos (inicialmente se define una cantidad infinita de planes alternativos) que seleccionan aquel que cumpla con el objetivo mencionado anteriormente.

Modelos que integran la curva de carga

Este tipo de modelos es adecuado para sistemas térmicos, aunque ya ha sido adaptado para sistemas hidrotérmicos. El método consiste en estimar el tiempo que deberá mantenerse operando cada una de las centrales a partir de la curva de duración de la demanda, las cuales deben ordenarse de acuerdo a sus costos variables de generación (*orden de mérito*).

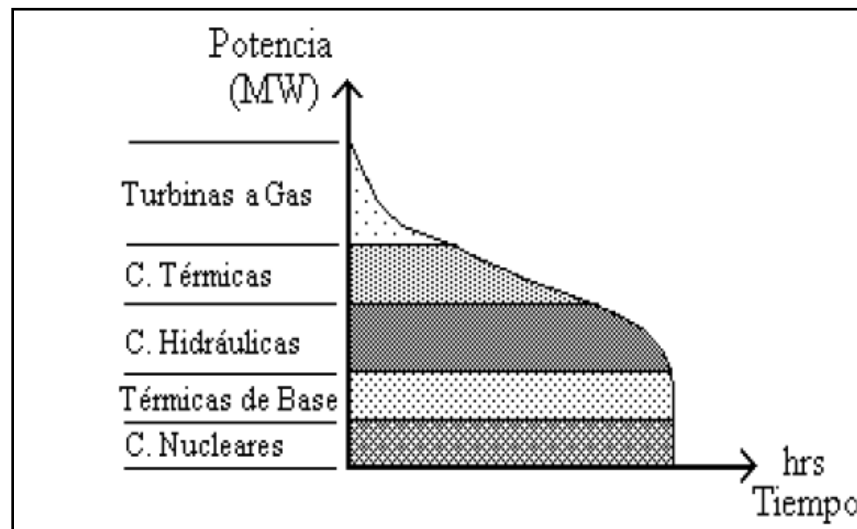


Figura 1-3 Curva de duración de la demanda [1].

Modelos que utilizan programación dinámica

Las técnicas de programación dinámica han sido usadas para determinar el mínimo costo de operación para sistemas hidrotérmicos y generalmente con la presencia de embalses.

La gran diferencia entre este tipo de modelos y los del punto interior, es que en éstos la operación de las centrales hidráulicas con embalse no está predefinida. En dichos modelos el horizonte de estudio es dividido en años o periodos y debe determinarse la cantidad de agua que debe ser utilizada en un periodo y cuánto debe ser utilizada en el siguiente. Este tipo de procesos de decisión es secuencial, ya que la cantidad de agua que se use en un periodo dependerá de la cantidad de agua que deba guardarse para el siguiente, y así sucesivamente.



De esta manera es posible conocer el costo de operación asociado a distintos planes de inversión y así determinar aquel que represente el menor costo de inversión y operación.

Modelos que usan programación lineal

Este tipo de modelos consiste en una función objetivo (costo de operación del sistema que se está estudiando) y un conjunto de restricciones. Inicialmente estos modelos definen una cantidad determinada de planes de expansión. Minimizando la función objetivo de estos modelos se obtiene la generación óptima de cada uno de los generadores que se conectan al sistema. De esta manera, al evaluar un gran número de configuraciones, es posible determinar aquella que minimiza el costo de inversión más el costo de operación del sistema eléctrico.

Modelos globales de optimización

Estos modelos han sido desarrollados para buscar y evaluar un gran número de políticas de inversión presentes y futuras, de manera que se encuentre la configuración óptima que minimice el costo de inversión más el de operación. De esto último se deduce que cada una de estas políticas corresponde a una solución factible al problema de optimización.

Para cada política de inversión estos modelos evalúan y simulan la operación del sistema. Es por esto que se puede decir que los modelos de operación son sólo un caso especial de los modelos globales de optimización. La formulación de un modelo global necesariamente envuelve aproximaciones, pero cuando una solución ha sido alcanzada, ésta puede ser examinada con mayor detalle por análisis marginal usando modelos de operación.

En [2] se evalúa el impacto de la GD sobre la planeación de la expansión de redes de distribución, minimizando los costos de inversión y operación de las subestaciones, alimentadores y unidades de generación distribuidas agregadas al sistema a través de la aplicación de MINLP (Programación Entera Mixta No Lineal).

En [3] se desarrolla una metodología para la planificación de la generación distribuida interconectada a las redes de subtransmisión y a los sistemas de distribución, la cual consiste en la minimización de costos de planificación a través del cálculo de costos de operación de la red eléctrica existente con incremento de carga en un periodo de tiempo y los costos asociados a la incorporación de GD como son costos de inversión, costos del combustible, costos de operación y mantenimiento y finalmente realiza una comparación de costos entre alternativas de planificación.

En [7] se detalla una serie de pasos para la integración de generación de energía en las redes de subtransmisión que describen el proceso de interconexión, requerimientos técnicos y la evaluación técnica requerida por el cliente y la compañía suministradora. Finalmente explica el papel que juegan todas las partes involucradas.

Los OPF (Flujos Óptimos de Potencia) son una herramienta bastante útil para analizar sistemas eléctricos. En [8] se evalúa la capacidad que tiene el sistema de distribución para la conexión de GD, en el cual se hace uso de la paquetería de OPF de un software comercial. Modelando la GD como una carga negativa. Este método se conoce también como “Reversión de la capacidad de la carga”



1.3.2 Trabajos realizados en la sección de graduados de la ESIME Zacatenco

Uno de los primeros trabajos desarrollados sobre la planeación de sistemas eléctricos de potencia en el Instituto Politécnico Nacional es [9], el cual desarrolla un estudio de planeación integral para la CFE (Comisión Federal de Electricidad) proyectando el consumo nacional de energía eléctrica, en cual se incluye al sector público y las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción. En este estudio de planeación se asume un crecimiento en el consumo nacional a una tasa media del 6.6 % anual en un periodo de tiempo de 10 años. Con una proyección de las ventas de energía al sector público en una tasa del 5.9 % anual para alcanzar 256.9 TWh en el 2009.

En [10] se analiza el impacto que tiene la incorporación de GD sobre el sistema central que operaba la extinta Luz y Fuerza del Centro, a través de simulaciones con distintos programas comerciales. En este trabajo se evalúa la participación nodal e identifica los nodos en donde puede ser benéfica la incorporación de GD. También analiza corridas de flujos de carga y fallas como parte de la evaluación del impacto de la GD.

En [11] se desarrolla una herramienta para la determinación de alternativas óptimas de expansión de la red, ante la existencia de incertidumbres en la ubicación y en la capacidad de nuevas centrales generadoras. La herramienta consiste en la comparación de alternativas de expansión a través de la evaluación de la confiabilidad por medio de simulaciones con método aleatorio de Monte Carlo. Finalmente los costos globales de cada alternativa de expansión se analizan bajo un modelo que permite minimizar el riesgo de las alternativas propuestas y determinar un plan de expansión óptimo.

En [12] se analizan los diferentes escenarios en que la GD impacta a la coordinación de esquemas de protecciones, lo cual sirve de apoyo para determinar los ajustes en los relevadores de corriente. También se analizan los ajustes propuestos por otros trabajos de los esquemas de protección para la liberación del efecto isla utilizados en la operación de la GD.

1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para satisfacer las necesidades de demanda de energía, los sistemas eléctricos cuentan con un determinado número de centrales generadoras, líneas de transmisión y redes de distribución. Por lo que planificar la expansión de los sistemas de distribución se traduce en determinar el número de centrales generadoras, líneas de transmisión y alimentadores de distribución que serán necesarias construir para abastecer las demandas futuras de energía. Dada la importancia que representa planificar de manera adecuada la GD para su incorporación en la expansión de dichos sistemas, han surgido numerosos modelos y algoritmos que buscan resolver este tipo de problemas [1].

Las características de los problemas de planificación eléctrica, junto con la topología de los sistemas eléctricos, permiten dividir la planificación de la expansión en dos subproblemas: *generación-transmisión* y *distribución*. Las particularidades de cada uno de ellos, hacen posible diferenciar obviamente el subproblema de expansión de la generación-transmisión (problemas a largo plazo) del subproblema de expansión de la distribución (problemas a corto plazo).



Si bien es cierto se han desarrollado trabajos sofisticados para la planificación de sistemas eléctricos de potencia a corto plazo con diversas metodologías, las cuales emplean diversos modelos globales de optimización, ***pero en ninguno de los trabajos consultados se evalúa la capacidad que tiene el sistema de distribución para conectar GD sin violar los límites operativos que permita planificar la GD, al mismo tiempo que se planifica la expansión de los sistemas de subtransmisión.***

La mayoría de las decisiones de planificación giran alrededor de la selección de alternativas. Por ejemplo, dos planes pudieran ser iguales con respecto a la capacidad y confiabilidad, pero diferentes en *cuando* y *que tanto* requieren de dinero para gastar. La pregunta es *¿En qué momento el planificador justifica la selección de gastos del gran total, ya que la mayor parte de estos se producirán en el futuro?* Por lo que éste trabajo de tesis evalúa la capacidad que tiene un sistema eléctrico de potencia para incorporar GD y propone una alternativa de planificación de cómo incluir la GD en la planificación de la expansión de las redes de subtransmisión en el corto plazo.

1.5 OBJETIVO DEL TRABAJO

Proponer un procedimiento para evaluar la capacidad que tiene el sistema eléctrico para conectar GD sin violar los límites operativos, minimizando las pérdidas en cada escenario de solución óptima y calculando el costo de las pérdidas en base a una tarifa de distribución impuesta por la compañía suministradora de energía. También se propone una alternativa de planificación de la expansión de redes de subtransmisión incorporando GD en el corto plazo, aplicando OPF.

1.6 OBJETIVOS PARTICULARES DEL TRABAJO

1.6.1 Evaluar la capacidad que tiene el sistema de distribución para incorporar GD sin violar los límites operativos aplicando OPF.

En este objetivo se evalúa la capacidad que tiene el sistema para conectar GD en los niveles de tensión de 13.8 y 34.5 kV, sin violar los límites operativos de cargabilidad y voltaje. Al mismo tiempo que se minimizan y cuantifican las pérdidas de potencia activa a través de la aplicación de flujos óptimos de potencia.

1.6.2 Resolver un problema de planificación de redes de subtransmisión.

Para el desarrollo de este objetivo se propone un procedimiento alternativo para la solución del problema de planificación de redes de subtransmisión incorporando GD a través de la aplicación de flujos óptimos de potencia. Este procedimiento es comparado contra la alternativa de solución que no considera GD utilizando flujos convencionales de potencia con la adición de materiales y equipos eléctricos, tales como: alimentadores, bancos de capacitores y transformadores.

1.6.3 Elaborar una tabla comparativa de los costos globales asociados a cada alternativa de planificación de expansión.

En este objetivo se considera el costo marginal de cada elemento incluido en cada alternativa de expansión, para después comparar el costo global entre alternativas de planificación.



1.7 PUBLICACIÓN

Durante el desarrollo del presente trabajo de investigación se llevo a cabo la siguiente publicación: Oscar Fco. Herrera Lorenzo, Gilberto Enríquez Harper y Carlos Alberto Gallardo Morales. “Impacto de Aerogeneradores sobre las Pérdidas y el Control de Voltaje en las redes de distribución”, *XXIII Reunión de Verano de Potencia de la IEEE Sección México, Acapulco, Gro. México*, Jul. 2011.

1.8 APORTACIONES

- ✓ Esta tesis proporciona un procedimiento para la evaluar la capacidad que tiene el sistema para incorporar la máxima inyección de energía sin violar los límites operativos del mismo a través de la aplicación de flujos óptimos de potencia.
- ✓ Este trabajo también propone una alternativa para la planificación de la expansión de redes de subtransmisión incorporando generación distribuida mediante el uso de la paquetería de flujos óptimos de potencia de la versión 32 del PSS®E.
- ✓ Como valor agregado, este trabajo de tesis proporciona la estructuración de una interface elaborada en código Python, que permite al usuario automatizar los tediosos procesos de optimización para la evaluación de la capacidad del sistema y para la incorporación de GD en los escenarios de planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia.

1.9 CONTENIDO DE LA TESIS

El presente trabajo de tesis se divide en seis capítulos y dos apéndices:

El capítulo I, contempla las generalidades del tema bajo estudio, necesarias para introducirse al trabajo de investigación.

En el capítulo II, se describen los factores, técnicas y modelos que son considerados para resolver problemas típicos de planificación.

En el capítulo III, se revisa el marco teórico del impacto técnico y económico de la generación distribuida interconectada a los sistemas eléctricos como parte del proceso de planificación.

En el capítulo IV, se cita una breve descripción acerca de las guías y recomendaciones para la interconexión de GD y la integración de fuentes no convencionales de energía. Así mismo se muestran los fundamentos matemáticos de optimización como herramienta para resolver problemas de planificación aplicados en este trabajo.

En el capítulo V, se describe el procedimiento para evaluar la capacidad que tiene el sistema eléctrico para conectar GD sin violar los límites operativos minimizando y cuantificando las pérdidas en unidades de costo. Después se resuelve un problema de crecimiento de carga en el corto plazo, en donde se analizan las diferentes alternativas expansión con y sin GD. Finalmente se compara el costo total entre las alternativas de planificación de la expansión.

En el capítulo VI, Se presentan las conclusiones como resultado del trabajo de investigación y las recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO

2

PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

La planeación de los sistemas de distribución es esencial para asegurar que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica pueda ser satisfecho por la adición de elementos al sistema de distribución. Los cuales deben ser técnicamente adecuados y económicamente razonables. Cabe mencionar que en el pasado se ha hecho considerable trabajo sobre la aplicación de algunos tipos de aproximación sistemática para la planeación de sistemas de generación y transmisión, esta aplicación para la planeación de sistemas de distribución ha sido desafortunadamente algo descuidada [13].

En la actualidad más que en el pasado, las compañías eléctricas necesitan herramientas para la rápida y económica planificación que permita evaluar las consecuencias de diferentes alternativas propuestas y su impacto sobre el resto del sistema para proveer la energía eléctrica necesaria económica, rentable y segura para los usuarios.



El objetivo de la planeación de las redes de distribución es asegurar el suministro para el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, en términos de tasas de crecimiento y grandes densidades de carga, que pueden ser satisfechas en forma óptima por la adición de elementos a los sistemas de distribución, desde los alimentadores secundarios hasta las subestaciones, las cuales son técnicamente adecuadas y razonables económicamente. Todos estos factores y otros más, como por ejemplo la escasez de la disponibilidad del terreno en áreas urbanas y consideraciones ecológicas, pueden propiciar problemas para la óptima planeación de sistemas de distribución, más allá del poder de resolución del trabajo de los ingenieros. Los planificadores de redes de distribución deben determinar la magnitud de la carga y su localización geográfica. Después las subestaciones deben ser situadas y dimensionadas de tal forma que puedan alimentar a la carga en la máxima efectividad del costo para minimizar las pérdidas en los alimentadores y los costos de construcción, mientras se consideran las restricciones de confiabilidad del servicio [13].

El sistema de distribución es particularmente importante para la compañía suministradora por dos razones: (1) Está más próximo al último usuario y (2) Su alto costo de inversión. Dado que el sistema de distribución de potencia es el más cercano al cliente o consumidor, sus fallas afectan al servicio de los clientes más directamente que las fallas en los sistemas de generación o transmisión. Sin embargo, la planeación de los sistemas de distribución comienza en el nivel del cliente. La demanda, el tipo, factor de carga, y otras características de la carga dictan el tipo de sistema de distribución requerido. Una vez que los consumos de energía son determinados, son agrupados para proporcionarles servicio desde los alimentadores secundarios conectados a los transformadores de distribución que reducen la diferencia de potencial a un voltaje primario. Las cargas de los transformadores de distribución se concentran para determinar la demanda en el sistema primario de distribución. Las cargas en el sistema primario de distribución son asignadas a las subestaciones que reducen el voltaje desde la transmisión. Las cargas en el sistema de distribución, a su vez, determinan el tamaño, localización y sitio de las subestaciones así como la ruta y capacidad de las líneas de transmisión asociadas.

El planificador de sistemas de distribución divide el problema general de planeación del sistema de distribución en un arreglo de problemas menores, los cuales pueden ser atacados mediante el uso de métodos y técnicas convencionales de planificación. El planificador, en ausencia de técnicas de planeación aceptadas, puede replantear el problema como un intento para minimizar el costo de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios y secundarios, etc., y el costo de pérdidas en el sistema. Sin embargo, en este proceso, por lo general el planificador es restringido por los valores permisibles de voltaje, caídas de tensión, flickers (fluctuaciones o parpadeos), etc., así como la continuidad y confiabilidad del servicio. En la búsqueda de estos objetivos, el planificador tiene cierta influencia sobre las adiciones y/o modificaciones de la red de subtransmisión, localización y dimensionamiento de subestaciones, áreas de servicio de subestaciones, localización de interruptores y cuchillas, dimensionamiento de alimentadores y ramales, niveles de voltaje y caídas de tensión en el sistema, la localización de capacitores y reguladores de voltaje, los transformadores y alimentadores con carga.

Existen, por supuesto, algunos otros factores que necesitan ser considerados tales como la impedancia del transformador, niveles de aislamiento, disponibilidad de transformadores y subestaciones móviles de repuesto, despacho de generación, y las tarifas que son cargadas a los



clientes. Además existen factores en los que el planificador de sistemas de distribución no tiene influencia pero los cuales, sin embargo, tienen que ser considerados en gran parte del proceso de planeación de los sistemas de distribución, por ejemplo, el tiempo y localización de las demandas de energía, la duración y frecuencia de interrupciones, el costo de los equipos, mano de obra, presupuesto, incremento en el costo del combustible, incremento o decremento en el precio de fuentes alternativas de energía, condiciones de cambio socioeconómico y las tendencias en el crecimiento de la demanda para bienes y servicios, crecimiento o disminución de la población local, cambio en el comportamiento público como resultado de cambios tecnológicos, conservación de la energía, cambio en las condiciones económicas tales como decremento o incremento del producto interno bruto (PIB), inflación y/o recesión, y las regulaciones gubernamentales federales, estatales y locales [13].

2.2 FACTORES QUE AFECTAN A LA PLANEACIÓN DE SISTEMAS

El número y complejidad de las consideraciones que afectan a la planeación de sistemas parece inicialmente ser extenso. Las demandas de potencia cada vez mayores en capacidad, voltajes más altos de distribución, mejor automatización y mayor control sobre los equipos constituyen solamente el comienzo de una lista de tales factores. Las restricciones a las cuales se sujeta el diseñador también se han vuelto más complejas. Estas restricciones incluyen escasez de la disponibilidad del terreno en áreas urbanas, consideraciones ecológicas, limitaciones sobre las opciones de combustible, los índices indeseables de crecimiento, la necesidad de minimizar inversiones, gastos de transporte y los gastos de producción de la energía. En resumen, el problema de planeación es un intento por minimizar los costos asociados a la subtransmisión, subestaciones, alimentadores, ramales, etc., así como el costo de las pérdidas de potencia activa. En realidad, esta colección de requerimientos y restricciones ha puesto al problema de la planificación óptima del sistema de distribución más allá del poder de solución de la labor humana [13].

2.2.1 Pronóstico de la demanda

El crecimiento de la carga del área geográfica alimentada por la compañía suministradora es el factor más importante que influye en la expansión del sistema de distribución. Sin embargo, el pronóstico del crecimiento de carga y la reacción a estos incrementos es esencial para el proceso de planeación. Existen dos escalas de tiempo comunes de importancia para el pronóstico de carga; a largo plazo, con dos horizontes de tiempo del orden de 15 a 20 años, y de corto plazo, con horizontes de tiempo por arriba de 5 años. Idealmente, estos pronósticos podrían predecir los futuros crecimientos de las cargas a detalle, hasta llegar incluso al nivel del cliente individual, pero en la práctica, no se requiere de gran precisión. La figura 2-1 indica algunos de los factores los cuales influyen en el pronóstico. Como es de esperarse, el crecimiento de la carga depende mucho de la comunidad y de su desarrollo. Los Indicadores económicos, datos demográficos, permisos catastrales para la construcción de centrales. Todos sirven como entradas primarias para el procedimiento de pronóstico. El resultado del pronóstico es en forma de densidad de carga (kVA/unidad área) para pronósticos a largo plazo. Para pronósticos de corto plazo pueden requerir más detalles. Las densidades de carga son asociadas con la red eléctrica para analizar el área de interés. La red principal contiene los datos necesarios para el pronóstico de carga, y proporcionar una herramienta útil de planeación para analizar todas las localizaciones geográficas y tomar las acciones necesarias para acomodar los patrones de expansión del sistema.



Figura 2-1 Factores que afectan al pronóstico de la demanda [13].

2.2.2 Expansión de la subestación

La figura 2-2 muestra algunos de los factores que afectan a la expansión de la subestación. El planificador toma una decisión basada en información tangible o intangible. Por ejemplo, el pronóstico de carga, densidad de carga, y el crecimiento de carga pueden requerir la expansión de la subestación o la construcción de una nueva subestación. En la planeación de la expansión óptima del sistema, la configuración actual del sistema, la capacidad y el pronóstico de carga se puede operar de mejor forma para obtener un mayor desempeño.

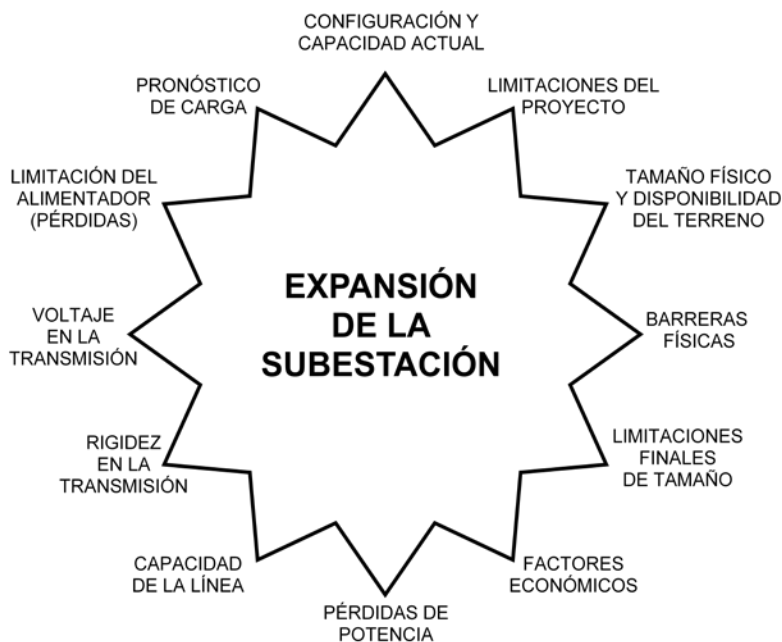


Figura 2-2 Factores que afectan a la expansión de la subestación [13].

2.2.3 Selección del sitio de la subestación

En la figura 2-3 se observan los factores que determinan la selección del sitio de la subestación. La distancia desde los centros de carga y las líneas existentes de subtransmisión así como otras limitaciones, tales como la disponibilidad del terreno, el costo del terreno y los marcos regulatorios gubernamentales, son importantes.

El proceso de localización puede ser descrito como un trabajo de proyección a través del cual todas las localizaciones posibles para un sitio son aprobadas si cumplen con ciertos aspectos, como se indica en la figura 2-4. La región en servicio es el área bajo evaluación. Es posible que sea definida como el territorio de servicio de la compañía suministradora. Una proyección inicial es aplicada para el cumplimiento de un grupo de consideraciones, tales como, seguridad, ingeniería, planificaciones de sistemas, institucionales, estéticas y económicas.

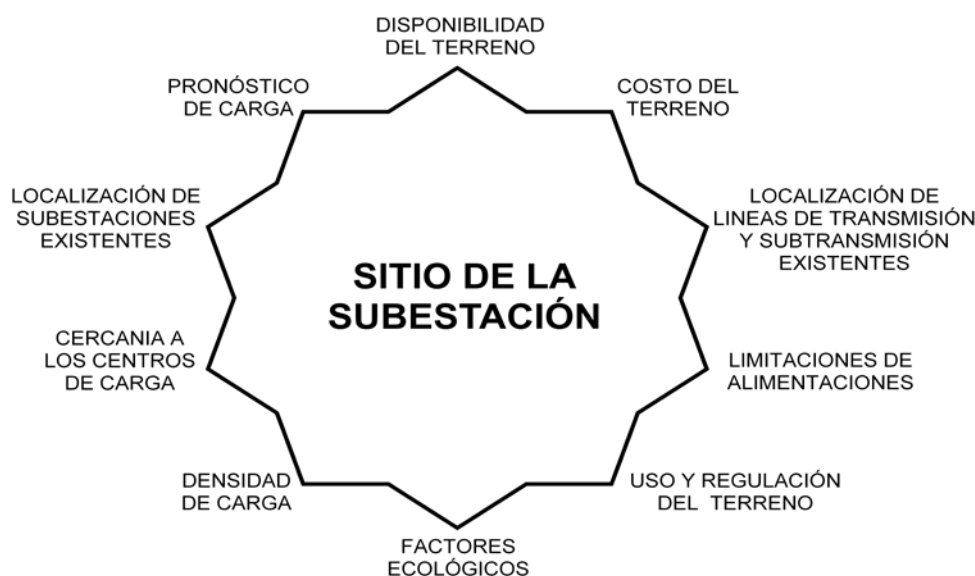


Figura 2-3 Factores que afectan la localización de la subestación [13].

Esta etapa de selección se indica principalmente las áreas que son inadecuadas para determinar el sitio de la subestación. Así la región en servicio es proyectada bajo un arreglo de sitios candidatos para la construcción de una subestación. Además, los sitios candidatos son clasificados dentro de tres grupos básicos:

- A. Sitios que son inadecuados para desarrollarse en un periodo de tiempo corto
- B. Sitios que cumplen con los requisitos pero que no son seleccionados por algún detalle
- C. Sitios candidatos que están siendo estudiados más a detalle

El énfasis que se pone en cada consideración cambia de nivel en nivel de tensión y de compañía en compañía. Las tres alternativas básicas de consideración que se usan son:

- 1) Evaluación cuantitativa vs cualitativa
- 2) Evaluación de costo/beneficio
- 3) Escala de efectos absolutos vs relativos

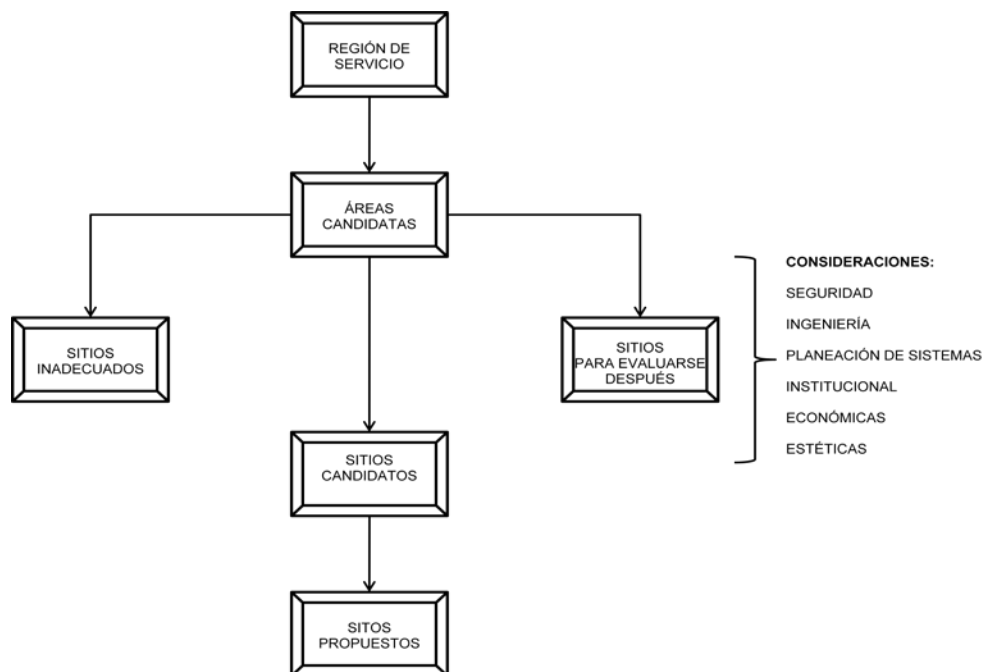


Figura 2-4 Procedimiento para la selección del sitio de la subestación [13].

2.2.4 Otros factores

Una vez que las cargas asignadas a la subestación son determinadas, los factores restantes afectan a la selección de voltaje primario, ruta del alimentador, número de alimentadores, tamaño del conductor y el costo total, necesitan ser considerados como se muestra en la figura 2-5.



Figura 2-5 Factores que afectan el costo total de la expansión del sistema de distribución [13].



En general, los niveles de voltaje en subtransmisión y distribución son determinados por las políticas de la compañía suministradora de energía eléctrica, las cuales están sujetas únicamente a cambios en el parecer de los ingenieros excepto cuando el argumento del planificador se soporta en simulaciones de casos de prueba que muestren beneficios sustanciales que pueden ser alcanzados por la selección de diferentes niveles de voltajes.

Además, debido a la estandarización y economía que están involucradas, el diseñador puede no tener gran libertad en la elección de tamaños y tipos de equipos con la capacidad necesaria. Por ejemplo, el diseñador puede elegir la salida de un transformador de distribución de una lista fija de transformadores que están almacenados por la compañía para los niveles de voltaje que están ya establecidos por la misma. Cualquier decisión con respecto a la adición de un alimentador o adiciones sobre los alimentadores existentes deberá estar dentro de los límites operativos permisibles.

2.3 TÉCNICAS DE PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Hoy en día, la mayoría de los planificadores de sistemas de distribución en la industria utilizan programas computacionales, usualmente basados en técnicas especiales, tales como flujos de carga, flujos radiales o mallados, cálculo de cortocircuito y corrientes de falla, cálculo de caída de voltaje, cálculo de la impedancia total del sistema, así como otras herramientas como el pronóstico de carga, regulación de voltaje, ajustes del regulador de voltaje, diseño de bancos de capacitores, confiabilidad y algoritmos para localización y dimensionamiento óptimo. Por supuesto, las computadoras realizan cálculos más rápidamente que con otros métodos y ahorra al ingeniero el tiempo de un trabajo laborioso. El ingeniero puede dedicar el tiempo en analizar los resultados de los cálculos. Sin embargo, no hay sustituto para el criterio ingenieril basado en la adecuada planeación en cada etapa del desarrollo de los sistemas de potencia, sin tomar en cuenta cómo son hechos los cálculos. En general, el uso de las herramientas mencionadas y sus aportes sobre el diseño de sistemas está basado puramente en el criterio del planificador y las políticas operativas de la compañía suministradora de energía [13].

La figura 2-6 muestra un diagrama de bloques funcional del proceso de planeación de sistemas de distribución que es utilizado actualmente por la mayoría de las compañías suministradoras. Este proceso es repetido cada año en un periodo de planeación a largo plazo (15-20 años). En el desarrollo de este diagrama, no se intenta representar el proceso de planeación de alguna compañía en particular, más bien, presenta un esbozo de un proceso típico de planificación.

Como se muestra en el diagrama de la figura 2-6, el procedimiento típico de planificación se conforma de cuatro rubros principales: pronóstico de carga, diseño del sistema de distribución, expansión de la subestación y selección del sitio de la subestación.

El diseño de la configuración comienza en el nivel del cliente. El tipo de demanda, factor de carga y otras características de la carga dictan el tipo de sistema de distribución requerido. Quizás no es tan claro en la práctica, donde un procedimiento sencillo de planificación puede ser imposible de seguir.

Sobre la recepción de los datos para la proyección de la carga del sistema, un análisis del desempeño del sistema es realizado para determinar si el actual sistema es capaz de soportar el



nuevo incremento de carga con respecto al criterio de la compañía suministradora. Este análisis, constituye la segunda etapa del proceso, donde se requiere el uso de herramientas tales como paqueterías para analizar flujos de carga en distribución, perfiles de voltaje y regulación de voltaje.

El criterio de aceptación depende de las políticas de la compañía y de las restricciones adicionales que pueden ser incluidas como:

- 1) Continuidad del servicio
- 2) Máxima caída de voltaje permisible debido al pico de la demanda que afecta al cliente más alejado conectado en el alimentador secundario
- 3) Voltaje mínimo permisible ocasionado por el arranque de un motor de características específicas en la corriente de arranque en el punto más alejado del alimentador secundario
- 4) Máximo pico de carga permisible
- 5) Confiabilidad del servicio
- 6) Pérdidas de potencia

Si los resultados del análisis del desempeño del sistema indican que el presente sistema no es adecuado para satisfacer la demanda a futuro, entonces el sistema actual necesita ser ampliado agregando elementos al sistema como el construir una nueva subestación para satisfacer la demanda a futuro. Si la decisión es expandir el sistema actual con menores adiciones, entonces una nueva reconfiguración de la red es diseñada y analizada para adecuarla al sistema. Si la nueva reconfiguración resulta ser inadecuada, se trata con otra, y así sucesivamente hasta encontrar una configuración satisfactoria. El costo de cada configuración es calculado. Si el costo resulta ser muy elevado, o el desempeño adecuado no puede ser alcanzado. Entonces la decisión original de expandir o construir es reconsiderada. Este proceso termina cuando una configuración satisfactoria es alcanzada, la cual proporciona una solución a los problemas actuales o futuros a un costo razonable. La mayoría de estos pasos se hacen de forma eficiente sólo con la ayuda de programas computacionales y paqueterías comerciales.

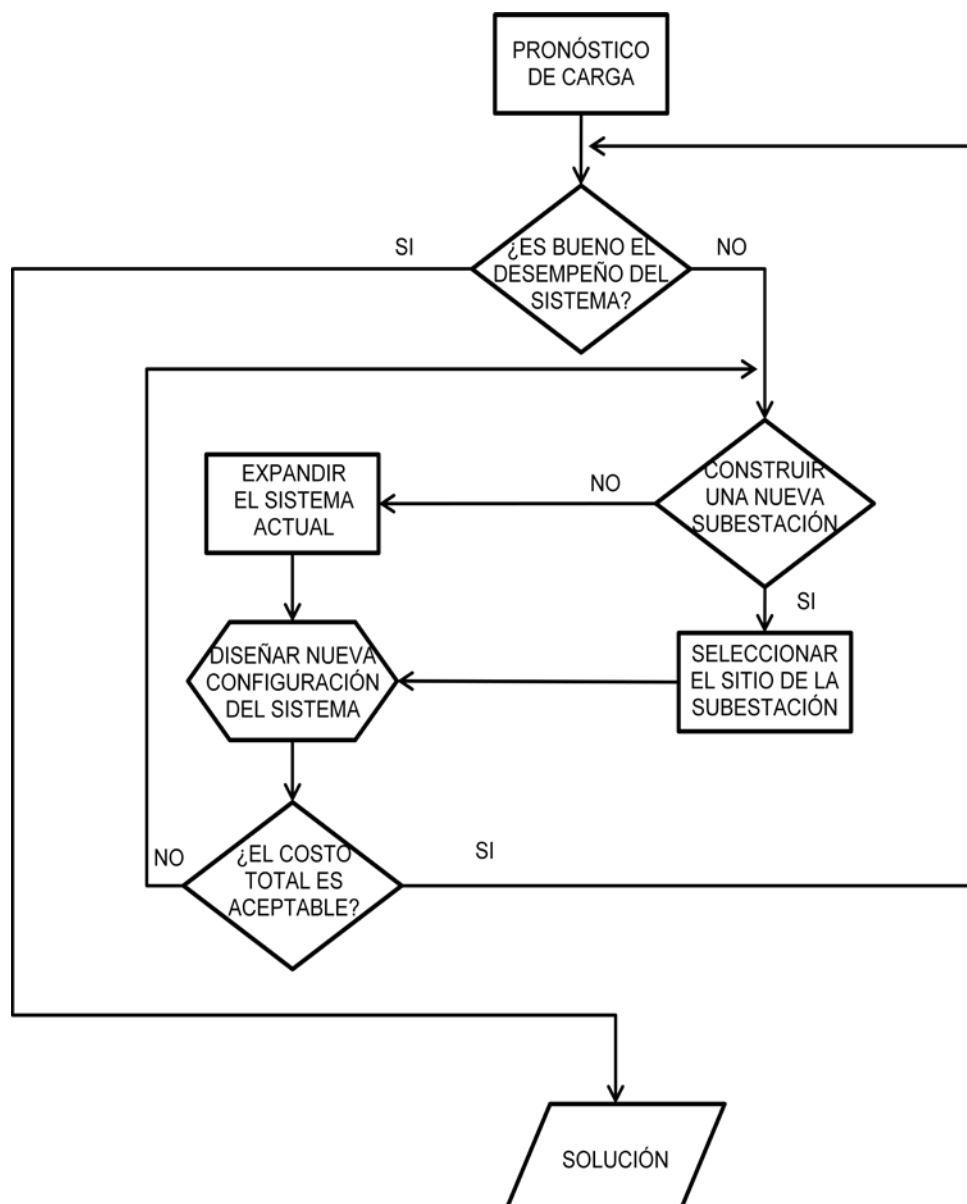


Figura 2-6 Diagrama de flujo del proceso típico de planeación de sistemas de distribución [13].

2.4 MODELOS DE PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En general, la planeación de sistemas de distribución dicta un procedimiento complejo realizado con un gran número de variables involucradas y una laboriosa tarea matemática para representar numerosos requerimientos y limitaciones especificadas por la configuración de los sistemas.

2.4.1 Distinciones entre métodos de optimización aplicados a los sistemas de distribución

Adaptación de Redes Neuronales (ANN). Son una aplicación de ecuaciones simultaneas o arreglos lógicos en cierto tipo de estructura, generalmente se aplica como un método continuo. Las redes neuronales pueden ser configuradas con un tipo de retroalimentación que hace que cambien



sus coeficientes en respuesta a sus resultados, teóricamente producen mejores resultados tanto como sean utilizados. Inteligencia Artificial (AI). Consiste en diferentes aproximaciones no numéricas para la estructuración de un arreglo de lineamientos en base a experiencia humana y aproximaciones numéricas por computadora (métodos heurísticos, enteros y continuos) para la solución de problemas lineales y no lineales. Lazo y Frontera (BB). Es una aproximación entera de optimización, en la cual la optimización empieza a buscar soluciones de forma explícita en todas las alternativas e identifica las características que la solución óptima debe tener. Método Continuo. Es un método de optimización que considera todos los posibles valores dentro de un rango de posibles soluciones [14].

Sin embargo, los modelos matemáticos son desarrollados para representar el sistema y pueden ser empleados por los planificadores de sistemas de distribución para analizar y determinar la expansión óptima de los parámetros o alternativas, por ejemplo, para seleccionar:

- ✓ Óptima localización de la subestación
- ✓ Óptima expansión de la subestación
- ✓ Óptima transferencia de carga entre las subestaciones y los centros de demanda
- ✓ Óptimas rutas y dimensionamientos de alimentadores para la conexión de las cargas
- ✓ Óptima inyección de potencia de generadores distribuidos
- ✓ Óptimo flujo de potencia para la reducir pérdidas en el sistema

Sujeta a numerosas restricciones para minimizar los costos por concepto y así minimizar el costo total asociado. Algunas de las técnicas investigadas que se utilizan en el desarrollo de estas tareas incluyen:

- El método de política alternativa, en el cual una política alternativa es comparada con otra seleccionando la mejor
- El método de descomposición, donde el problema concentrado es subdividido en varios problemas menores y cada uno es resuelto por separado
- Métodos de programación lineal y programación entera, los cuales permiten el análisis lineal de las restricciones
- El método de programación dinámica

Cada una de estas técnicas tiene sus propias ventajas y desventajas. Especialmente en la planeación a largo plazo, un gran número de variables son consideradas, y así puede haber un número de alternativas factibles de planeación de las cuales se toma la mejor o sea la óptima alternativa.

2.5 LA PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL FUTURO

En las secciones previas, algunas de las técnicas utilizadas en el pasado y en la actualidad por los ingenieros planificadores de las compañías industriales en el desarrollo de planeación de sistemas de distribución han sido discutidas. También, los factores que afectan a las decisiones de planificación de los sistemas de distribución han sido revisados. Además, la necesidad por sistematizar aproximaciones para la planeación de la distribución ha sido enfatizada [13].



2.5.1 Factores económicos

Existen varios factores económicos los cuales tendrán efectos significativos sobre la planificación de sistemas de distribución en los próximos 20 años. El primero de estos es la inflación. La escasez de combustible para el abastecimiento de energía, el costo de conversión de las fuentes de energía, aspectos ambientales y las políticas gubernamentales.

El segundo factor económico importante será el incremento en el gasto de adquisición del capital. Como grande sea la inflación continua el decremento en el valor real de la moneda, varios intentos serán hechos por el gobierno para reducir la escasez de dinero.

El tercer factor, el cual debe ser considerado es el incremento en la dificultad que tiene el cliente para cubrir el aumento en las tarifas de energía eléctrica.

2.5.2 Factores demográficos

La importancia del desarrollo demográfico afectará a la planeación de los sistemas de distribución en un futuro no muy lejano. El primero de estos es la tendencia que ha predominado en los últimos 50 años: el arribo de la población de las áreas rurales a las áreas metropolitanas. Los factores que conducen a esta migración son de naturaleza económica y hasta de trabajo. Sin embargo, la migración a los suburbios de las áreas urbanas o cercanas a las áreas urbanas es una nueva tendencia que se le atribuye a la crisis de energía.

2.5.3 Factores tecnológicos

La clase final de factores, los cuales serán importantes para el planificador de sistemas de distribución, surgen de los avances tecnológicos que han sido fomentados por la crisis de energía. El primero de estos es la mejora en la tecnología de la celda de combustible. La producción de potencia de estos dispositivos ha aumentado a tal grado que en las áreas con gran densidad de población, grandes bancos de celdas de combustibles pueden suministrar grandes cantidades de la potencia total requerida por la población. Otras fuentes de energía no convencionales pueden cubrir una parte del total de la energía de la red que llega al nivel del cliente. Entre las posibles fuentes candidatas podrían ser la solar y la generación eólica. Si esta tendencia llega a impactar de forma importante, esta producirá un cambio drástico en la naturaleza entera del sistema de distribución de cómo la conocemos hoy en día.

2.5.4 Nuevas herramientas de planeación

Las herramientas a ser consideradas se clasifican en dos categorías: herramientas de diseño de redes y herramientas de análisis de redes, las herramientas de análisis pueden llegar a ser más eficientes pero no se espera que sufran gran cambio, a pesar de que el medio ambiente en cual son utilizados cambiarán notablemente. Las herramientas de diseño, por otra parte, esperan mostrar grandes desarrollos desde una mejor planeación que puede tener un impacto económico sobre la compañía suministradora de energía.



Los resultados de este desarrollo de mostrarán las siguientes características:

1. El diseño de la red será optimizado con respecto a varios criterios por el uso de métodos de programación de técnicas investigadas.
2. El diseño de la red será solo una faceta de la operación del sistema de distribución dirigido por ingenieros utilizando sistemas computacionales de diseño para tales funciones de operación.
3. Los editores de redes tendrán disponibles pruebas para diseño de redes; estos diseños serán probados en forma digital en programas extensos de simulación los cuales determinarán si la red propuesta satisface el criterio de crecimiento de carga y desempeño óptimo de la red.

2.6 EL PAPEL CENTRAL DE LA COMPUTADORA EN LA PLANIFICACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

Como es bien sabido, los planificadores de sistemas de distribución han utilizado las computadoras por muchos años para realizar los tediosos cálculos necesarios para analizar los sistemas. Sin embargo, hace algunos años la tecnología ha proporcionado los medios para que los planificadores obtengan aproximaciones para el diseño y análisis total del sistema eléctrico [13].

2.6.1 La aproximación del sistema

Una colección de programas computacionales para resolver problemas de análisis de un diseñador no necesariamente constituye una solución del problema de forma eficiente para el sistema; una colección extensa de programas no se recomienda cuando uno puede ser utilizado como datos de entrada para otro. La aproximación del sistema para diseño de una herramienta resulta útil para que el diseñador comience a examinar los tipos de información requerida y sus fuentes. El enfoque que se le da, es que esta información decisiones e información adicional las cuales se prueban en el proceso de diseño de una etapa a otra. En ciertos puntos, nótese que los ingenieros deben evaluar la información generada o revisar sus datos de entrada. Finalmente, los resultados deben ser desglosados y almacenados para hacer referencia después. Con esta concepción del proceso de planificación, la aproximación del sistema busca automatizar tanto del proceso como sea posible. Una representación de este flujo de información es mostrada en la figura 2-7, donde la estrella exterior representa la interface entre el ingeniero y el sistema. Los programas de análisis forman parte del sistema que son soportados por una base de datos que manejan al sistema los cuales se almacenan, se recuperan y que modifican diferentes datos del sistema de distribución.

2.6.2 Concepto de la base de datos

Como se sugiere en la figura 2-7, la base de datos juega un papel central en la operación del sistema eléctrico de potencia. Los picos de la estrella muestran la interacción entre la base de datos que maneja el sistema y el usuario a través de una interface personalizada. Es en esta área en que la tecnología ha proporcionado avances significativos, tales como almacenar enormes cantidades de datos y recuperarlos en un orden de tiempo de segundos.

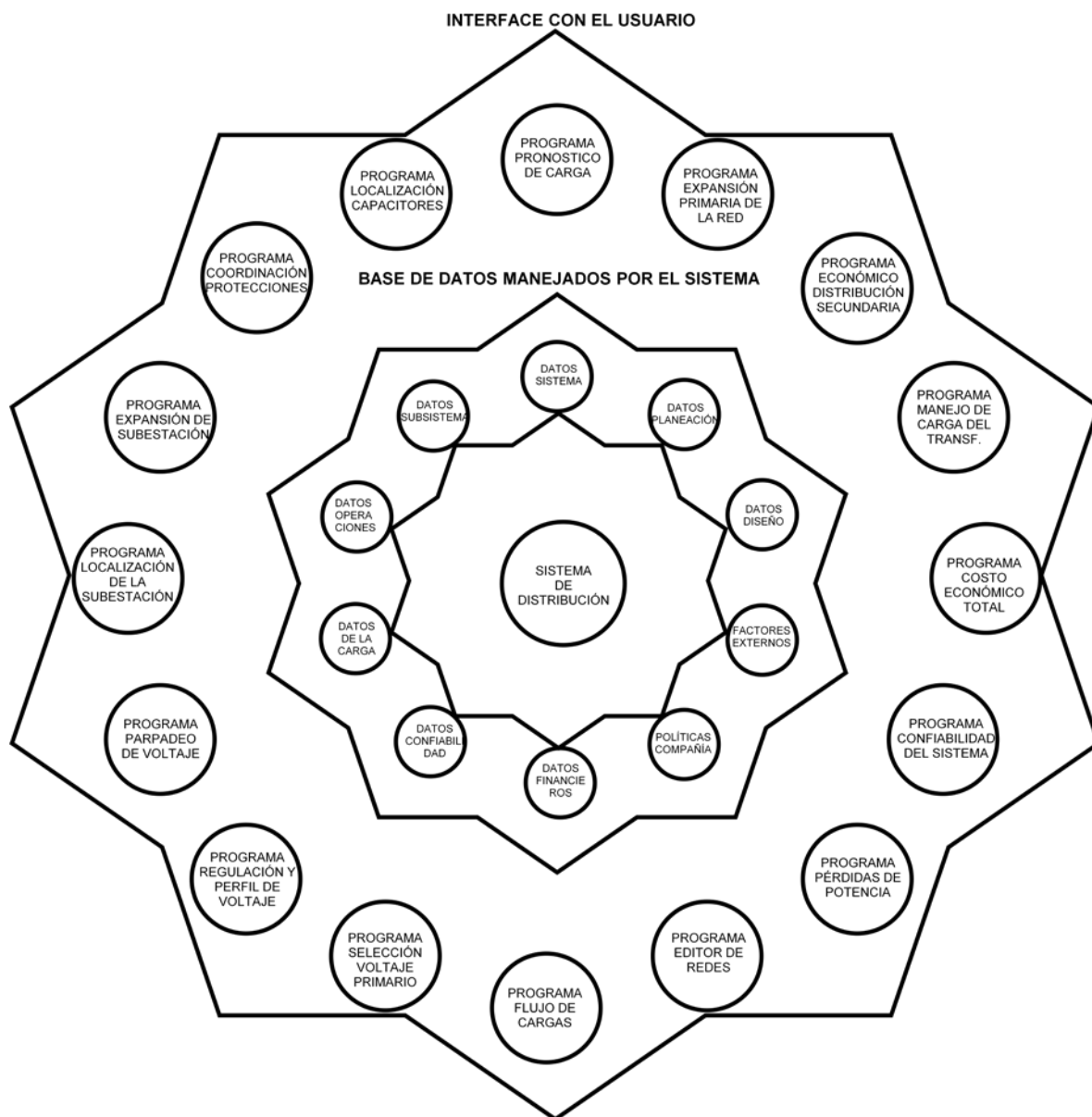


Figura 2-7 Vista esquemática de la planificación de sistemas de distribución [13].

CAPÍTULO

3

GENERACIÓN DISTRIBUIDA: IMPACTO TÉCNICO Y ECONÓMICO

3.1 INTRODUCCIÓN

La generación distribuida (GD) es relacionada con el uso de pequeñas unidades de generación instaladas en puntos estratégicos del sistema eléctrico de potencia o localizadas cerca de los centros de carga. La GD puede suministrar la demanda local de los consumidores o interconectarse con la red para suministrarle energía y así repotenciar el sistema eléctrico. La GD puede operar con tecnologías como las fuentes renovables de energía, combustibles fósiles y vapor. La capacidad de las unidades de micro generación puede ir desde menos de un kilowatt (kW) hasta diez megawatts (MW) y por arriba de 10 MW para la mini y macro generación. La GD puede satisfacer toda o parte de la demanda de potencia que los usuarios necesitan. Si se conecta a un sistema de distribución o transmisión, la potencia generada puede ser vendida a la empresa suministradora o a un tercero [15].

La GD y las fuentes renovables de energía (FRE) han atraído la atención en todas partes del mundo. Ambas son consideradas importantes para proveer seguridad en el suministro de energía para decrecer la dependencia sobre la importación de combustibles fósiles y así reducir las emisiones de gases a la atmósfera. La viabilidad de la GD y las FRE depende en gran parte de las regulaciones y medidas de estimulación en las decisiones políticas.



3.2 RAZONES PARA LA INCORPORACIÓN DE GD

La GD puede ser aplicada de diferentes maneras como se muestra en la lista siguiente:

1. Puede hacer más económica la operación del sistema que envía potencia a través de una línea a localidades remotas.
2. Suministra potencia primaria y da soporte de potencia a la empresa suministradora.
3. Puede proveer potencia de reserva al sistema durante las salidas no planeadas de las unidades de generación de la empresa suministradora para requerimientos de servicio ininterrumpido.
4. Para cogeneración, donde el vapor puede ser utilizado para calentar. Tradicionalmente se usa en grandes industrias con grandes cantidades de gases de escape y demandas de potencia, tales como universidades y hospitales.
5. Puede proporcionar potencia de calidad para dispositivos electrónicos.
6. Como soporte de reactivos y control de voltaje de la generación por la inyección y absorción de potencia activa para controlar el voltaje de la red.
7. Para la estabilidad de red utilizando máquinas de respuesta rápida y así mantener seguro el sistema de transmisión.
8. Para el arranque en negro de la generación (restaurar la operación de la central eléctrica sin el apoyo externo de la red de transmisión) y restaurar parte del sistema sin soporte externo de la red principal después de un colapso en el sistema [15].

3.3 VENTAJAS DE LA GD

La instalación de generadores de energías renovables y no renovables proporciona ventajas considerables a las áreas distribuidoras y también a la sociedad (en el caso de las fuentes no convencionales). Estas ventajas, en algunos casos, sólo aparecen después de realizar ampliaciones o modificaciones importantes en las redes de distribución. Las más importantes se anuncian a continuación:

1. Desplaza la inversión en líneas de subtransmisión y distribución haciendo más eficiente el sistema, principalmente cuando existe más de un generador conectado a un alimentador para mayor confiabilidad, encontrando un monto generado que siempre está cubierto por otro generador, a pesar de que falle alguna unidad. Así se aplazan algunas ampliaciones necesarias en la red.
2. Se incrementa la seguridad del suministro eléctrico. Esto ocurre debido a la capacidad de generación, produciendo micro redes autónomas. Con una adecuada programación de la operación, se puede mejorar considerablemente la seguridad del servicio.
3. Se incrementa la calidad del suministro eléctrico proporcionando regulación de tensión y mejor control de energía reactiva.
4. Se disminuyen las pérdidas en las líneas de subtransmisión y distribución.
5. Atomiza el sector eléctrico, permitiendo la entrada de nuevos inversionistas, lo que genera un aumento en la competencia.
6. Si se dispone de algún potencial renovable, sustituye las energías producidas con combustibles fósiles que son contaminantes y contribuyen al calentamiento global.



7. Algunas tecnologías como las micro turbinas, celdas de combustibles y fotovoltaicas pueden aportar diferentes capacidades incluyendo refuerzos en potencia de emergencia, atenuación del pico de la carga o utilizarse como soporte de la demanda base.
8. Las unidades de GD pueden ser menos costosas que las plantas eléctricas convencionales.
9. La GD puede proporcionar alta confiabilidad y calidad de potencia que algunas compañías requieren, particularmente cuando es combinada con la energía del sistema.
10. La generación distribuida ofrece beneficios que se traducen en reducción de costos como lo son las pérdidas en las líneas y el incremento en la confiabilidad de la red. Desde el punto de vista de seguridad de la red, muchos generadores pequeños que operan colectivamente son más confiables que pocos muy grandes. Pueden ser reparados más rápidamente y las consecuencias de fallas en las unidades pequeñas son menos catastróficas.

Los puntos anteriores son particularmente de interés para el sistema de distribución. De esta manera, la instalación de un generador en las redes de la compañía concesionaria, podría disminuir las pérdidas en su zona de concesión (mejorando el nivel de tensión y disminuyendo las pérdidas). Además, al instalar generadores de energía renovable en sitios alejados del sistema de transmisión troncal, produce disminuciones en los flujos de potencia provenientes desde éste, lo que en el largo plazo se traduce en el desplazamiento hacia el futuro de las inversiones en ampliaciones de la red de transmisión, disminuyendo de esta forma el costo de operación del área de concesión. Por otro lado, el hecho de contar con suficiente generación en el área de influencia de las empresas distribuidoras, produce un desplazamiento en las inversiones de transmisión en el sistema troncal, lo que genera un ahorro social considerable que no impacta en los ingresos de la empresa distribuidora, si no en el costo de operación del sistema total [16].

3.4 IMPACTO TÉCNICO DE LA GD

Las tecnologías de la GD incluyen equipos como pequeñas turbinas de viento, celdas de combustible y sistemas fotovoltaicos. A pesar de su pequeño tamaño, las tecnologías de la GD están teniendo un fuerte impacto en los mercados eléctricos. En algunos mercados, la GD actualmente está reemplazando la parte más costosa de la red eléctrica. Sin embargo, existen problemas técnicos que necesitan ser atendidos. En la figura 3-1 se muestra la interconexión de unidades de generación distribuida utilizando fuentes renovables de energía en los sistemas de subtransmisión y distribución.

3.4.1 Tecnologías de la GD

No solo la tecnología de la GD puede representar exactamente la gama completa de capacidades y aplicaciones o el alcance de beneficios y costos asociados con la GD. Algunas de estas tecnologías han sido utilizadas por muchos años, especialmente los motores de combustión interna (plantas de emergencia) y turbinas de vapor. Otras como las celdas de combustible y las micro turbinas tienen aplicaciones relativamente nuevas. Las diferentes tecnologías de la GD ya están disponibles comercialmente disponibles, y de algunas se espera que sean introducidas o sustancialmente mejoradas en los próximos años [16].

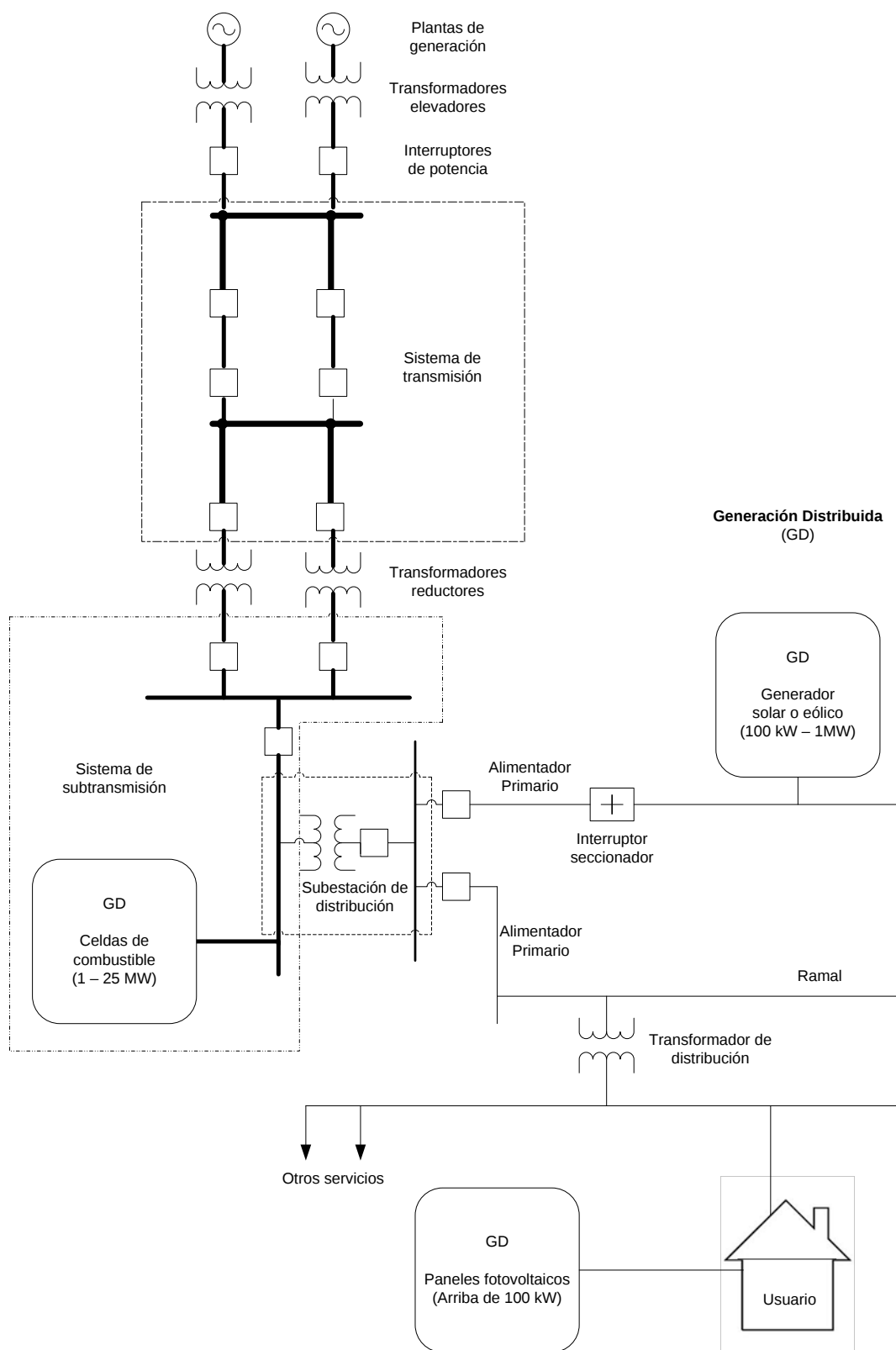


Figura 3-1 Unidades de generación distribuida interconectadas en los niveles de subtransmisión, distribución y en baja tensión con el usuario [13].



Motores de combustión interna. Las máquinas de combustión interna de diesel y gas son tecnologías comerciales bien establecidas para la GD. Los motores diesel dimensionados para la industria pueden alcanzar eficiencias de combustible del 40% aproximadamente y son relativamente de bajo costo por kilowatt.

Turbinas de gas. Originalmente diseñadas para motores de avión, las turbinas de gas son plenamente usadas por la industria eléctrica. Las turbinas de gas en la pequeña industria son el orden de 1-20 MW y son comúnmente utilizadas en los ciclos combinados para la generación de potencia eléctrica. Son particularmente útiles cuando la alta temperatura de los gases de combustión es requerida para calentar el agua o precalentar el combustible de un motor.

Micro turbinas. Las microturbinas son una extensión de las turbinas de gas a unidades de pequeña escala. Esta tecnología fue originalmente desarrollada para aplicaciones de transporte, pero ahora está encontrando un lugar en la generación de potencia. Una de las características técnicas más llamativas de las micro turbinas es su velocidad rotacional extremadamente alta. La turbina rota por arriba de las 120 000 RPM y el generador por arriba de las 40 000 RPM. Las unidades individuales van del orden de 30-200 kW pero pueden ser combinadas dentro de sistemas de múltiples unidades. Las bajas temperaturas de la combustión aseguran bajos niveles de emisión de NOx (Óxido de nitrógeno). Estas turbinas producen mucho menos ruido comparadas con un motor del mismo tamaño. La principal desventaja de las microturbinas son los pocos registros de aplicación y sus altos costos comparados con los motores de gas.

Celdas de combustible. Las celdas de combustible son generadores de potencia compactos y silenciosos que utilizan hidrógeno y oxígeno para producir electricidad. El sector de transporte es mejor posible mercado para las celdas de combustible, ya que las industrias manufactureras de automóviles hacen grandes inversiones en investigación y desarrollo de esta tecnología. La generación de potencia, no obstante, se mira como un mercado en el cual las celdas de combustible pueden ser comercializadas más rápidamente. Las celdas de combustible pueden convertir combustible en electricidad a muy altas eficiencias (35-60 %), comparadas con las tecnologías convencionales. Dado que no hay combustión, las emisiones nocivas son bajas. Las celdas de combustible pueden operar con alta confiabilidad y también pueden complementar o reemplazar la demanda base de la red eléctrica.

Sistemas fotovoltaicos (SFV). Los sistemas fotovoltaicos son una tecnología renovable con muy bajos costos de operación. Los paneles fotovoltaicos no generan calor. Estas características sugieren que los sistemas fotovoltaicos son mejor ubicados en las azoteas o aplicados a pequeños comercios, en donde los costos de la energía suministrada por la red son elevados.

Generación con viento (GV). La generación eólica está creciendo rápidamente al compartir el soporte eléctrico a nivel mundial. La generación con viento es en ocasiones considerada como GD, debido al tamaño y localización de las granjas de viento son apropiadas para su conexión en niveles de distribución [15].



3.4.2 Problemas térmicos

Cuando la GD es conectada a la red de distribución, esta altera los parámetros de la carga. La cantidad de carga que fluye a través del alimentador que crece eventualmente, dará como resultado que el alimentador llegue a ser cargado completamente. Lo más parecido a esto es que los niveles incrementados de GD causarán un aumento en la energía total que fluye en la red, y los componentes de la red se llevan a sus límites térmicos o límites de cargabilidad. Si los límites de cargabilidad de los componentes del circuito probablemente son excedidos por la conexión de GD, entonces los circuitos afectados potencialmente necesitarán ser reemplazados por circuitos de alto índice térmico. Este problema se resuelve generalmente reemplazando los conductores por otros de mayor calibre.

3.4.3 Problemas en el perfil de voltaje

Los perfiles de voltaje a lo largo de un alimentador cargado de la red de distribución se asocian con el voltaje que está en su máximo nivel el cual viene de la barra del transformador de distribución, y a las caídas de voltaje a lo largo de la longitud del alimentador como resultado de la carga conectada al mismo. La caída de voltaje es generalmente alta en redes rurales, las cuales son comúnmente redes radiales con alimentadores que cubren grandes distancias con relativa baja capacidad de conducción de corriente, especialmente en el extremo final de los alimentadores. El transformador de distribución, que alimenta a la red de distribución, es adecuado con cambiador de tap, el cual controla los ajustes del voltaje en la barra.

3.4.4 Contribuciones al nivel de falla

Una falla se puede producir de diferentes formas en una red eléctrica debido a la caída de líneas aéreas o por daño a los cables subterráneos. La corriente que fluye en una falla puede ser identificada de tres formas en una red de distribución: nombre o tipo, introducida por el sistema de transmisión, introducida por los generadores distribuidos o introducida por cargas industriales (motores de inducción). La interconexión de GD causa un incremento en los niveles de falla cercanos al punto de conexión. Este incremento es causado por un nivel de falla adicional que excede el nivel de falla para los cuales los equipos del sistema han sido diseñados [8].

3.4.5 Efectos de la generación distribuida en la regulación de voltaje y sobre las protecciones de un alimentador

Normalmente en un alimentador radial la regulación de voltaje se realiza modificando el TAP del transformador (manual o motorizado) de la subestación a la que se conecta el alimentador. También se usan bancos de capacitores, dependiendo de la cantidad de reactivos presentes en la línea. Además, existen reguladores de voltaje que no son muy usados, excepto en alimentadores rurales o en subestaciones donde cada alimentador cuenta con su propio regulador de voltaje.

Al instalar un generador distribuido en el punto de entrega de energía, de un alimentador que ha sido diseñado para recibir energía proveniente del sistema troncal y para entregarla a los consumidores, la regulación de voltaje de éste se puede ver entorpecida, ya que la inyección de potencia por parte del generador puede modificar el rango de operación del controlador del regulador de voltaje, produciendo niveles de voltaje fuera de los rangos permitidos. Por otra parte,

modificando adecuadamente la regulación de voltaje para la incorporación de la generación distribuida en el alimentador, la calidad del voltaje en el extremo del alimentador se puede mejorar notablemente, teniendo como efecto, la disminución de pérdidas en el alimentador y una mejoría en la calidad del servicio prestado por la empresa suministradora a sus clientes.

La instalación de generación en puntos de la red que han sido diseñados sólo para abastecer clientes, también puede provocar dificultades en la correcta operación de las protecciones instaladas. Dado que los interruptores se pueden alterar con el cambio en la cantidad y sentido del flujo de potencia. Esto produce nuevos desafíos en la operación y programación de las redes de distribución para la revisión de protecciones [16].

Caso 1:

En la figura 3-2, se pueden observar dos diagramas de un mismo alimentador sin y con la instalación de un generador distribuido antes del restaurador. También observe que se produce la misma falla para ambos diagramas después del restaurador. Considérese el diagrama con GD, en donde $I_{T \text{ con GD}}$ corresponde a la corriente proveniente del sistema de subtransmisión de la empresa suministradora. Además, ocurre que la corriente $I_{R \text{ con GD}}$ que fluye por el restaurador **R** se ve considerablemente incrementada al ocurrir una falla mientras que el generador distribuido se encuentra inyectando potencia al alimentador. Esto permite que la corriente de falla detectada por el restaurador sea mayor, lo que no produce complicaciones, siempre y cuando la nueva corriente de falla no sobrepase el rango máximo de operación del restaurador. Así mismo, el incremento de la corriente de falla, produce una disminución en el tiempo de respuesta del restaurador y de los fusibles **F** (operan más rápidamente) que pudieran haber después. Esto provoca la pérdida de coordinación entre los tiempos de respuesta del restaurador y fusibles, lo que provoca la operación no deseada de estos, produciéndose pérdidas económicas que serían evitables. La solución a este problema es la *reprogramación del restaurador*, considerando los nuevos niveles de corriente de falla, de manera que éste opere más rápido que los fusibles asociados.

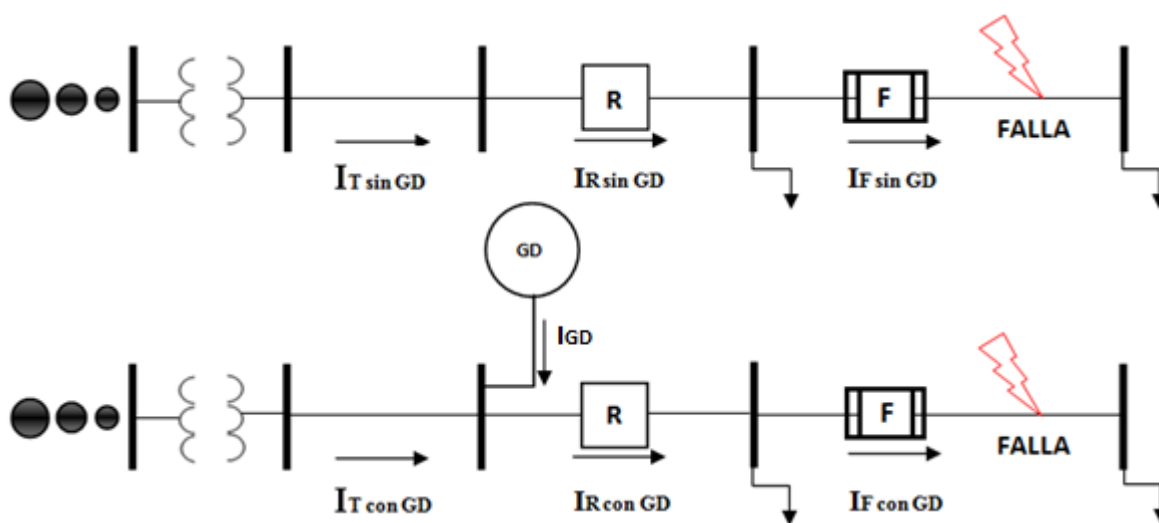


Figura 3-2 Conexión de GD antes del restaurador ante una falla [16].

Caso 2:

En la figura 3-3, se pueden observar dos diagramas de un mismo alimentador sin y con la instalación de un generador distribuido después del restaurador donde se manifiesta una falla en una ramificación del alimentador antes del restaurador. Considérese el diagrama con GD, en este caso se puede ver que la corriente **IR CON GD** circulante a través del restaurador al momento de la falla se invierte. Si la corriente **IR CON GD** al momento de la falla es suficiente para operar el restaurador **R**, las protecciones dejarían sin servicio de energía eléctrica un sector del alimentador perfectamente seguro, con los costos adicionales que esto trae. La solución para este problema sería la instalación de un restaurador **R** unidireccional, que sólo opere cuando la falla opere después de éste. Cabe mencionar que, en algunos casos, puede bastar con modificar la corriente de falla con la cual opera el restaurador **R**, sin necesidad de cambiarlo por uno unidireccional.

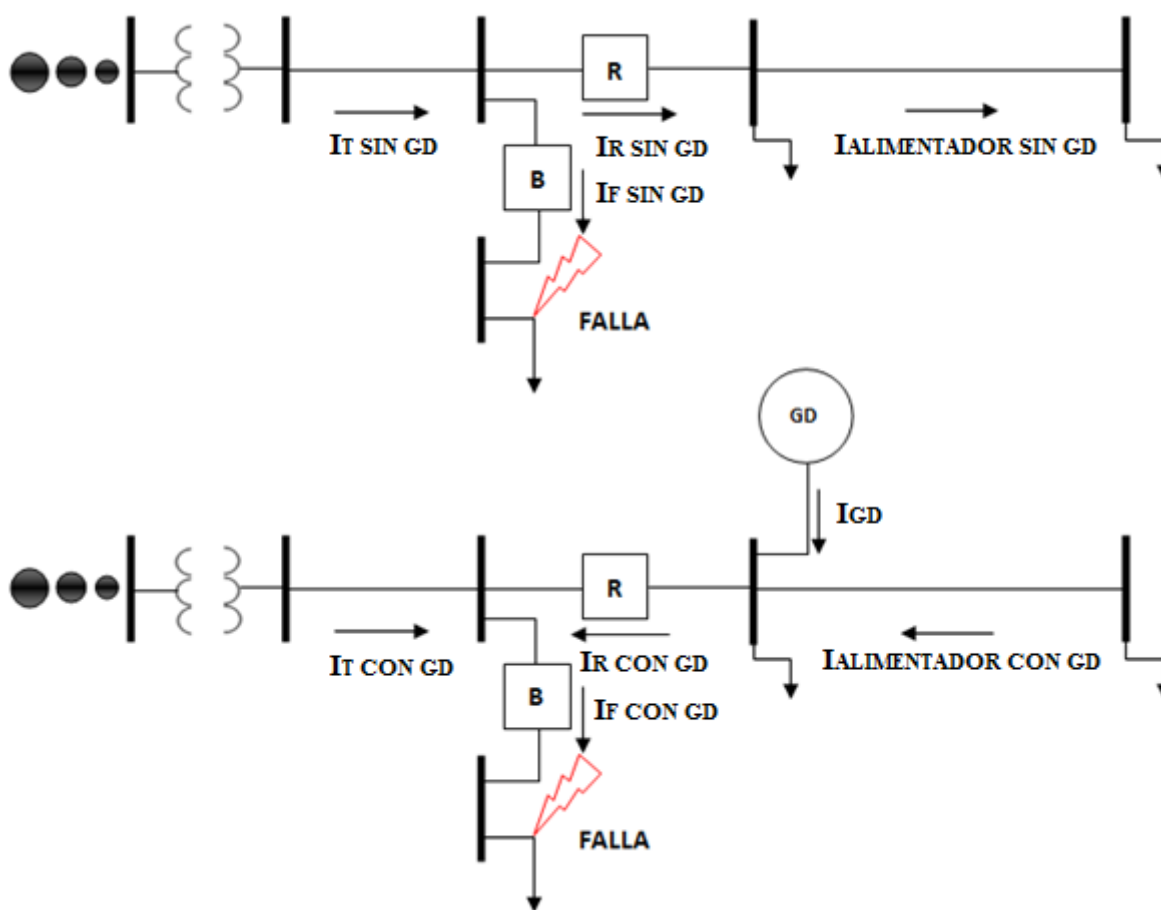


Figura 3-3 Conexión de GD después del restaurador ante falla en un ramal de alimentador [16]

Caso 3:

En la figura 3-4, se puede ver un alimentador en el cual se instala un generador distribuido después del restaurador y se observa una falla después del punto de conexión del generador. En este caso, se observa una corriente de falla vista por el restaurador **R**, es considerablemente menor cuando existe un generador instalado en el punto señalado. Esto deja al restaurador **R** menos sensible, lo cual se

traduce en mayores tiempos de despeje de falla. La solución a este problema sería la reprogramación de los niveles de corriente de operación del restaurador, considerando los periodos de funcionamiento del generador y cantidad de potencia inyectada por éste. Tal problema también podría ser resuelto incorporando un restaurador en el punto de conexión del generador, de manera que desconecte primero al generador y luego actúe el restaurador **R** desconectando el sector con falla.

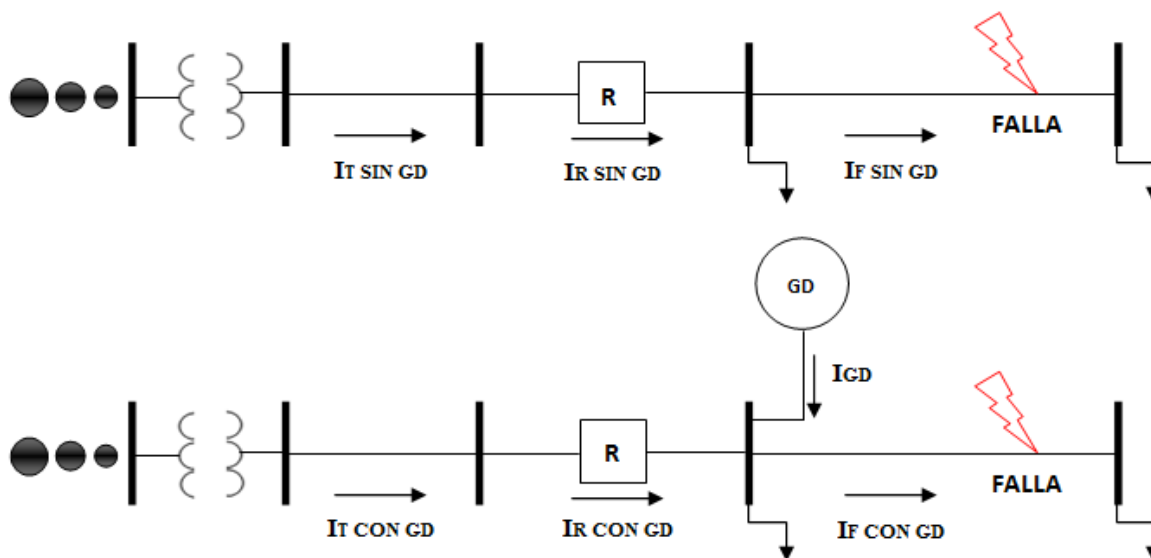


Figura 3-4 Conexión de GD después del restaurador ante una falla en el alimentador [16].

Los tres casos presentados anteriormente, muestran como la instalación de un generador en un alimentador radial puede producir dificultades en la operación de las protecciones del alimentador. Todos los casos tienen solución, incorporando protecciones unidireccionales, programando en el restaurador la nueva corriente de falla aportada por el generador o instalando nuevas protecciones en el alimentador [16].

3.4.6 Armónicos y la interacción con las cargas

En una red eléctrica ideal el voltaje tendría una perfecta onda sinusoidal, por ejemplo, en 50 ciclos por segundo. Sin embargo, sin efectos capacitivos e inductivos, debido a la conmutación de dispositivos tales como reactores, rectificadores de CD, variadores de velocidad de motores y cambio de líneas largas, se introducen o amplifican las componentes armónicas dentro de la onda sinusoidal del voltaje, es así como se distorsiona la forma de onda del voltaje. Es por eso que la generación eólica y solar de pequeña escala se conecta a través de inversores de potencia.

El Código de Distribución de Eléctrica Victoriano (VEDC). Establece que para mantener la calidad del suministro de electricidad a los clientes, requiere que los puntos de soporte de electricidad de la red de distribución deben asegurar la continuidad del suministro ante los siguientes escenarios: voltaje en estado estable, oscilaciones de voltaje, armónicos de voltaje y desbalance de voltaje. A su vez, los clientes están obligados por el mismo código a controlar el factor de potencia de su generación, las corrientes armónicas producidas por sus generadores, el balance de la carga entre fases, la magnitud y la tasa de aparición de oscilaciones en la generación.



3.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y DE COSTOS PARA PLANIFICACIÓN DE LA GD

Todas las alternativas de planificación contienen o implican ciertos costos de: equipamiento, mano de obra de instalación, operación, mantenimiento, pérdidas y muchas otras más. Sin tomar en cuenta el tipo de paradigma de planificación que se esté utilizando. Los planificadores deben ser hábiles para organizar todos los gastos sobre una base común [17].

La mayoría de las decisiones de planificación giran alrededor de la selección de alternativas. Por ejemplo, dos planes pudieran ser iguales con respecto a la capacidad y confiabilidad, pero diferentes en *cuando* y *que tanto* requieren de dinero para gastar: uno puede gastar gran cantidad pero en el largo plazo, en el otro se puede gastar menos, pero necesita más en la inversión inicial.

3.5.1 Costos

Los costos incluyen el dinero que se gasta en mano de obra, materiales, recursos naturales, bienes raíces y algunos otros conceptos más. Usualmente, los costos de los diferentes recursos naturales y de las materias primas son medidos sobre una base de moneda común mediante la conversión de los costos de materiales, equipamiento, terrenos, mano obra, impuestos y permisos, mantenimiento, pólizas de seguros, contaminación, etc., en dólares, libras, yen o alguna otra moneda apropiada.

En esos casos en donde todos los elementos pueden ser organizados en una base común, la planificación subsecuente puede ser realizada de la forma *simple-objetivo*, siendo la meta alcanzar los objetivos del planificador mientras se minimiza el costo total debido al intercambio de costo de un elemento contra otros para encontrar la mejor combinación global. Sin embargo, en algunos casos, uno o más tipos de costos no pueden ser convertidos a moneda, por ejemplo, el impacto visual o estético y otros “intangibles”. En tales casos, debe aplicarse planificación y minimización de costo de la forma *multi-objetivo*, la cual hace más complicado los métodos de evaluación (métodos de optimización).

3.5.2 Tipos de costo

Costo inicial. Es lo primero que se debe gastar para obtener el servicio o recurso. Esto incluye todo lo necesario para edificar la instalación en cierto lugar y normalmente es un simple costo, o si existe una serie de costos durante un periodo de tiempo previo a la terminación de la instalación, estos pueden ser manejados como un costo único en los estudios de planificación.

Costos continuos. Son requeridos para mantener la instalación en operación y producir los resultados que los planificadores esperan. Dichos costos incluyen inspección y mantenimiento, combustible, suministros, reemplazo de partes, impuestos, pólizas de seguros, pérdidas eléctricas y algunos otros gastos. Estos gastos persisten a lo largo del funcionamiento de la instalación. Usualmente, los gastos continuos son estudiados sobre una base de tiempo, es decir, diariamente, mensualmente o anualmente.



Costos fijos. Son aquellos que no varían como función de alguna posible variable del análisis de planificación que se está llevando a cabo. Por ejemplo, los costos anuales de impuestos, pólizas de seguros, programación del mantenimiento, pruebas a los equipos, recertificación y así sucesivamente. Es decir, si se requiere mantener en servicio una unidad de GD de 500 kW, los costos no varían en función de que tan seguido o que tan esporádicamente opere la unidad de GD. Estos son conocidos como gastos fijos.

Costos variables. En contraste a los costos fijos de la GD, los costos del combustible de las unidades de GD varían con el uso, en cuanto más se ejecuten, mayor serán los costos del combustible. Estos se conocen como costos variables y están en función de la cantidad de carga que alimenta la unidad de GD.

La figura 3-5 muestra como dos caracterizaciones de costos, el inicial y continuo con el fijo y variable. Los cuales pueden ser combinados de modo que los planificadores puedan criticar los diferentes tipos de costos: costo fijo inicial, costo variable inicial, costos fijos continuos y costos variables continuos.

		Calendario de gastos	
		Inicial	Continuo
Variabilidad de los gastos	Fijo	Un solo tiempo Costos que no dependen del uso de algún patrón	Periódico Costos en curso que no dependen del uso de algún patrón
	Variable	Un solo tiempo Costos que dependen del uso de algún patrón	Periódico Costos que dependen del uso de algún patrón

Figura 3-5 Caracterizaciones de costos [17].

De esta manera, los costos de la GD, transmisión y distribución u otros estudios pueden ser caracterizados simultáneamente por estas dos relaciones y ver como estas responden a las diferentes prácticas propuestas.

3.5.3 Costos hundidos

Una vez que se ha incurrido en un costo y este no se cubre completamente, a este se le llama costo hundido. Por ejemplo, una vez que el sitio de la GD ha sido construido y está se ponga en operación, existirá un costo hundido, aun cuando diez años más tarde la compañía pague por la depreciación del capital de sus unidades de GD.

3.5.4 Costo embebido, marginal e incremental

El costo embebido es la porción del costo que existe en el actual sistema, en la configuración del mismo o en el nivel de uso del sistema. Dependiendo de la aplicación, este puede incluir todo o porciones del costo inicial fijo, y todo o partes de los costos variables. A menudo el costo “embebido” es manejado como un costo fijo en un análisis subsecuente de cómo los costos varían desde un punto actual de operación del sistema. El costo marginal es la pendiente (costo en p.u.) de la función de costo en el punto actual de operación (véase en la figura 3-6). El costo incremental, es el costo en por unidad de un salto o incremento específico, por ejemplo, el costo incremental de la porción de 17 MVA adicionales de una cierta subestación, o el costo incremental de las pérdidas cuando la carga en un alimentador disminuye de 5.3 a 5.0 MVA. Los costos marginal e incremental expresan la tasa de cambio de costo con respecto a la base variable, pero estos pueden diferir por las discontinuidades y no linealidades en las relaciones de costo. En el ejemplo de la figura 3-6 se muestra que el costo marginal tiene un incremento (costo por unidad de cambio) y un punto de operación (45 MW, véase en la figura 3-6). El costo incremental tiene un aumento en los puntos de operación de 45 a 55 MVA (véase en la figura 3-6).

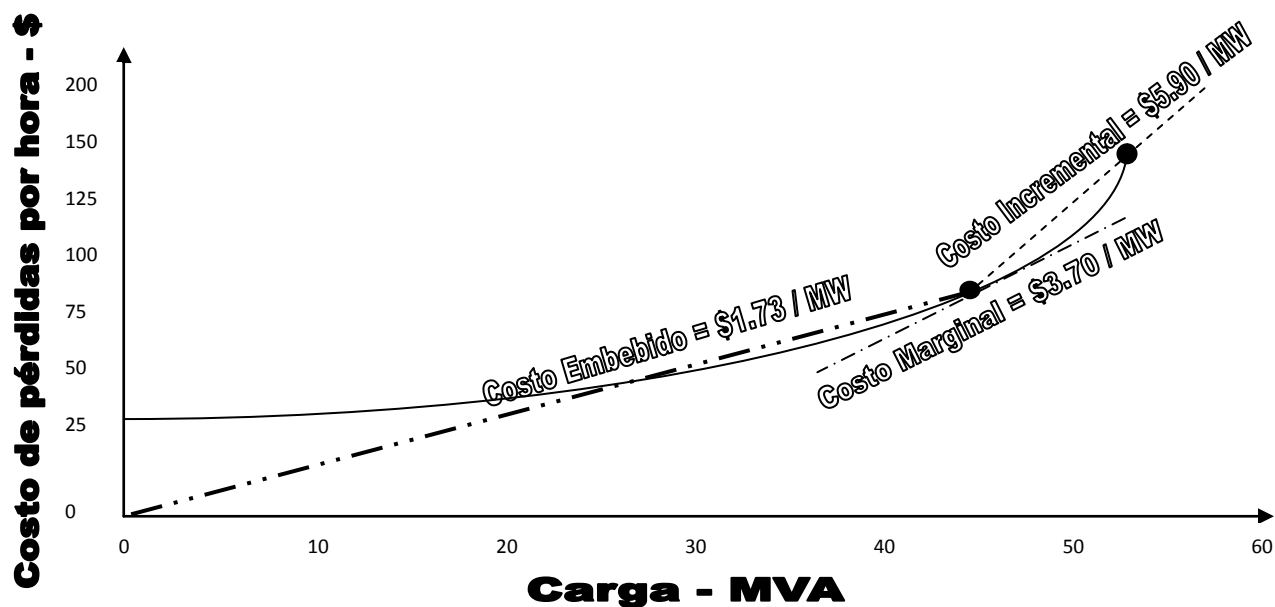


Figura 3-6 El Costo de pérdidas por hora de la potencia enviada a través del transformador de una subestación en función de la carga. El sistema está cargado actualmente a 45 MVA, este tiene un costo embebido de pérdidas de \$1.73/MVA, y el costo marginal de pérdidas en el mismo punto de \$3.70/MVA. El costo incremental de las pérdidas para un aumento en la carga a 55 MVA es de \$5.90/MVA [17].

3.5.5 Los costos a lo largo del tiempo y el valor del dinero

Casi todos los proyectos eléctricos tienen dos tipos de costos, los cuales son el inicial y el continuo. La figura 3-7 muestra los costos para una nueva subestación, planificada para proporcionar 65 MW de una carga residencial a las afueras de una gran ciudad. Esta tiene un alto costo inicial que incluye equipamiento, terreno, mano de obra, licencias, permisos y todo lo que se requiere para construir la subestación. Después de eso, se tienen impuestos, inspecciones, mantenimiento, pérdidas eléctricas y otros costos continuos sobre una base anual. La figura 3-8 muestra los costos inicial y continuo identificados con respecto a las categorías fija y variable. En las situaciones típicas de planificación eléctrica, el costo inicial es casi completamente fijo y los costos continuos son normalmente variables.

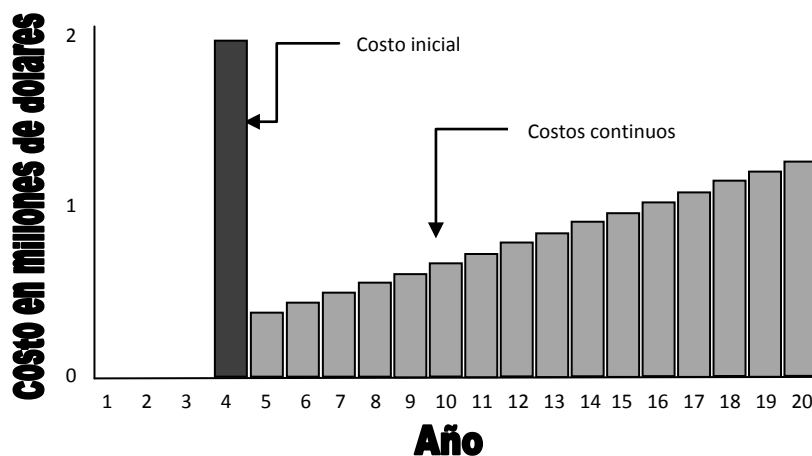


Figura 3-7 Los costos de una nueva subestación son seccionados dentro de dos categorías, el *costo inicial* – como un solo costo de la creación de una nueva subestación y sus *costos anuales continuos* – los cuales son requeridos para el mantener la subestación en operación [17].

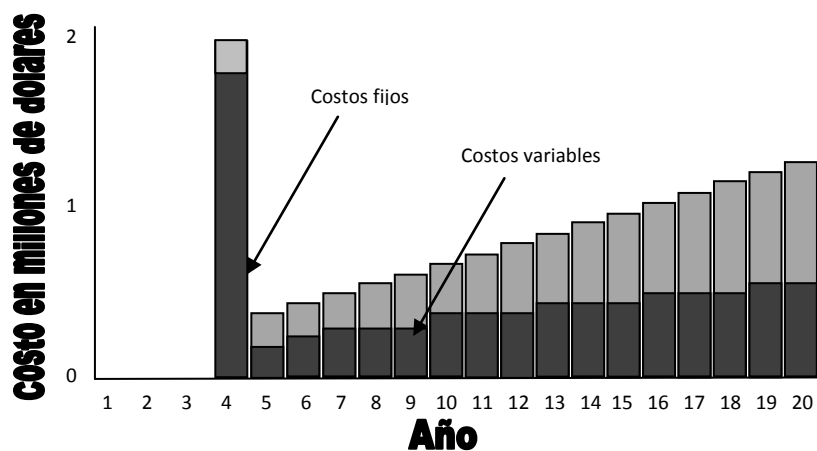


Figura 3-8 Los costos de una nueva subestación pueden ser visualizados como una combinación de costos fijos, los cuales cambian dependiendo la carga y otros factores de aplicación como parte del sistema de potencia. En este ejemplo los costos variables crecen cada año reflejando los costos de las pérdidas (RI^2) debidas al crecimiento de la demanda [17].



3.5.6 El dinero a futuro no vale tanto como el dinero en la actualidad

Considere que \$100 a un año de distancia no tienen el mismo valor que \$100 de hoy. Para que esto sucediera se necesitaría que las personas no utilicen su dinero por un año. Aun que no piensen que necesitarán gastar esos \$100 el próximo año, las condiciones económicas podrían cambiar y estas personas descubrirían más tarde que necesitan gastar el dinero por necesidad.

3.5.7 Análisis del valor actual

El análisis del valor actual es un método de medición y comparación de costos que producen ahorros en diferentes tiempos sobre una base equitativa y consistente para la toma de decisiones. Está basado en el factor del valor actual “**P**”, el cual representa el valor del dinero a un año en términos de hoy. El valor del dinero en cualquier tiempo puede ser convertido a su equivalente valor actual, tal como:

$$\text{Valor de hoy en } X \text{ dolares en } t \text{ años adelante} = X * P^t \quad (2.1)$$

Donde **P** es el factor del valor actual

Por ejemplo, suponga que $P = 0.90$; entonces \$100 a un año de hoy son considerados iguales en valor al dinero de hoy, tal como:

$$\$100 * (0.90)^1 = \$90 \quad (2.2)$$

Y \$100 a cinco años de hoy el valor es:

$$\$100 * (0.90)^5 = \$59.05 \quad (2.3)$$

Alternativamente, el factor del valor actual puede ser utilizado para determinar si la cantidad de dinero en el futuro es igual a cualquier cantidad de los fondos actuales; por ejemplo, el valor actual es igual \$100, a un año de hoy una persona necesitaría:

$$\$100/0.90 = \$111.11 \quad (2.4)$$

3.5.8 Tasa de descuento

El análisis del valor actual esencialmente descuenta el valor de costos y ahorros futuros. Simplemente porque estos valores son inciertos en el futuro, tal como se muestra en la figura 3-9. En la tasa de descuento utilizada en el análisis, “**d**” es la tasa percibida de reducción en el valor del dinero de año en año. El factor del valor actual está relacionado con esta tasa de descuento.

$$P(t) = 1/(1 + d)^t \quad (2.5)$$

Donde **d** = tasa de descuento

y t = año a futuro

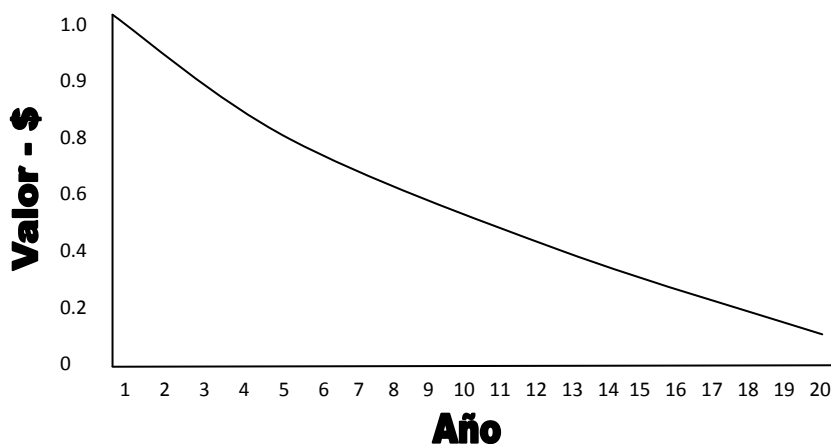


Figura 3-9 Tasa de descuento en el análisis del valor actual. Aquí se muestra el valor de un dólar en función del año, evaluado con factor de valor actual en 0.90 (tasa de descuento 11.1%) [17]

Si d es 11.11%, esto quiere decir que el dólar a un año por delante es descontado 11.11% con respecto al dólar de hoy, equivalente al factor del valor actual de $P = (1/1.111) = 0.90$. Sin embargo, el valor de \$111.11 a un año de hoy es $\$111.11/1.111 = \100 .

Los planificadores de sistemas de potencia tienen el compromiso de prever que el servicio se mantenga ante fallas causadas por fenómenos climatológicos que puedan presentarse.

Si el análisis del valor actual es aplicado correctamente, este análisis nunca nos dice que “no” a gastos esenciales para adiciones o cambios al sistema que deben ser realizados al momento. Por ejemplo, si un huracán ha derribado diez millas de líneas críticamente necesarias para el abastecimiento, no hay duda en hacer un fuerte gasto en restablecer el sistema. Lo cual debe ser realizado tan pronto como las condiciones climatológicas lo permitan, en este caso el análisis de valor actual ni si quiera es aplicable para la toma de decisiones.

3.5.9 Tasa de interés

El hecho de que se requieran más dólares en el futuro para igualar al dólar de hoy es a menudo atribuido a la tasa de interés, es decir, una persona que tiene \$100 hoy puede invertir en la tasa de interés vigente. De manera que a partir de ahora los \$100 serán $(i+1)$ veces más. Por lo tanto, los \$100 invertidos hoy sobre una tasa anual del 5% de interés alcanzarán un valor de \$105 a un año de hoy. Si la tasa vigente de interés es del 5%, entonces es rentable gastar \$100 sólo si se ahorra u obtiene un valor que dentro de un año exceda los \$105.

Pero, en la práctica el factor del valor actual claramente involucra algunos conceptos más que sólo la tasa de interés, por que el factor del valor actual que se aplica para las demás compañías suministradoras de potencia es casi siempre mayor que la que corresponde a la tasa de interés vigente. Por ejemplo, en la actualidad la inflación ajustada por la tasa de interés para inversiones a largo plazo es del orden del 5%, pero la mayoría de las compañías todavía utilizan un factor del valor actual cercano a 0.11, que equivale a una tasa de interés del 12.4 %.



3.5.10 Inflación

La inflación no es uno de los factores que normalmente se tomen dentro de las consideraciones para el factor del valor actual, esto a menudo se malinterpreta y los nuevos planificadores asumen que esto es parte del análisis. *El concepto de inflación define cuánto cuesta un dólar hoy y cuánto más costará mañana.* Es decir, con un 3% de inflación anual un artículo que cuesta \$1.00 en un año este tendrá un precio de \$1.03. Mientras que la inflación necesita ser considerada para las finanzas de la compañía suministradora, los planificadores de los sistemas de distribución pueden planificar normalmente con *dólares constantes* asumiendo que *no hay inflación*.

El hecho es que la inflación eleva el costo total de todos los análisis de costos involucrados en la planificación de los sistemas de distribución. Si la inflación es del 3%, entonces el costo promedio de un equipo a un año de hoy costará 3% más, la mano de obra costará 3% más así como la transportación, el mantenimiento, los impuestos, etc.

Algunas compañías incluyen la inflación en el proceso de planificación y su análisis en el factor del valor actual. En tales casos, se considera un incremento debido a la inflación agregado a la tasa de descuento. Por ejemplo, dada una tasa de interés del 5% y una tasa de inflación del 3% discutida anteriormente, esto significaría para los planificadores que el factor del valor actual podría ser:

$$P = 1/(1 + 5\% + 3\%) = 0.926 \quad (2.6)$$

Este tipo de consideración en los costos a futuro debe ser realizado con propósitos de estimación de presupuestos y finanzas.

La GD tiene algunas ventajas económicas comparadas con la potencia generada por el sistema a gran escala. La posibilidad de utilizar el calor producido por la generación de potencia en una planta de cogeneración de pequeña escala puede crear oportunidades adicionales económicas. La GD puede ser mejor posicionada para utilizar combustibles de bajo costo, tales como los gases de relleno sanitario.

Una planta de GD puede operar durante los periodos en el que el costo de la electricidad es más caro (picos de la demanda) y ser desplazada durante los periodos de bajo costo. Los precios relativos de la electricidad y los costos del combustible son críticos para la competitividad de cualquier opción de GD. Esta proporción varía grandemente de país a país. La fácil instalación de la GD permite que la capacidad del sistema sea expandida en buena forma para sacar ventaja y anticiparse a los precios altos. Adicionalmente a la flexibilidad de esta tecnología, la GD puede incrementar el valor de algunos sistemas de potencia al aplazar la necesidad de mejorar un sistema congestionado de transmisión o distribución. Al mismo tiempo una planta de cogeneración de pequeña escala es económicamente atractiva para GD por que la eficiencia del combustible es muy alta y de bajo costo de capital en los equipos para recuperar el calor residual. Por lo cual, el mercado más grande posible para la GD es como soporte para la potencia suministrada por la red de subtransmisión y distribución.



3.6 BARRERAS PARA EL DESARROLLO DE LA GD

Falta de interés, permisionarios, personal de consumo y la seguridad son algunos de los factores a considerar. Existe ahora evidencia del fuerte interés por alimentar pequeñas comunidades con energías limpias pero en muchas áreas, en donde la GD debe ofrecer beneficios los proyectos han sido parados por falta de interés y mercado. La barrera para el desarrollo de la GD más criticada es el proceso de interconexión a los sistemas de subtransmisión y distribución. Otras barreras incluyen a los altos costos de inversión de capital y largos periodos de amortización del proyecto para tecnologías no convencionales [17].

3.6.1 Dificultades para la empresa suministradora en la conexión de un generador de energías renovables.

Los problemas de entrada que tiene que tiene un generador de energía renovable para su conexión a la red de distribución son:

- a. Falta de un reglamento que defina la forma de calcular el costo de conexión para generadores de tamaño no adecuado a la red, ya que en estos casos, la empresa suministradora no tiene incentivos inmediatos para incorporarla.
- b. La generación perdida por parte de la empresa suministradora de un consumidor que se convierte en un generador.
- c. Elevaciones de voltajes no deseados en la red, producidos por la conexión de un generador distribuido.
- d. Poca experiencia al instalar un generador por parte de la empresa suministradora, en la forma de actualización de las tecnologías de control de fallas para las redes de distribución.
- e. Limitado conocimiento de la calidad de la tecnología que instala el generador de energía renovable y que puede tener riesgos para el suministrador, al producirse inestabilidad en la red incluso desconexiones de algunos sectores del sistema.
- f. Previo a la conexión de un generador a la red de distribución, la empresa suministradora sólo se coordina con agentes internos a la empresa para realizar modificaciones o trabajos en la línea. Esto cambia al conectar un generador a la red, ya que debe coordinarse previamente con él para realizar las operaciones necesarias [15].

Se puede decir que, en algunos casos, la conexión de un generador de energía renovable al sistema de distribución puede no ser ventajosa para la empresa distribuidora de energía eléctrica

CAPÍTULO

4



INCORPORACIÓN DE LA GD EN LA PLANEACIÓN DE LAS REDES DE SUBTRANSMISIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

Mercados y eficiencia económica. La creación de mercados eléctricos ha incrementado la complejidad y los costos de transacción afectando a todos los participantes en el mercado y particularmente a los pequeños productores. En ciertos mercados en donde se puede evitar sobrecargas en la transmisión o subtransmisión, los generadores distribuidos pueden ofrecer ventajas sobre las centrales generadoras. Por otra parte, en grandes mercados que son designados para grandes centrales de generación con viento, los pequeños generadores distribuidos pueden estar en desventaja por que los costos adicionales y las complejidades en los tratados de comercio. Las dificultades de mercado en el Nuevo tratado de comercio de Electricidad (NETA)/Comercio Británico de Electricidad y disposiciones en la transmisión (BETTA) en el reino unido sugieren que además del mercado son necesarias medidas para que el diseño del sistema sea adecuado para pequeños generadores distribuidos. El manejo de la conexión de las cargas con la GD debe consistir en la misma forma en que se operan los grandes generadores [18].



De hecho, el crecimiento del mercado eléctrico no es lo suficientemente general como para sacar ventaja de la flexibilidad de los diferentes tipos de GD. Los precios de venta deben motivar el desarrollo de GD en localidades donde esta puede reducir la congestión de la red y operar en los periodos en donde los costos de generación son altos.

Protección ambiental. La GD comprende una gama amplia de tecnologías con amplio rango de emisiones de NOx y GHG. Las emisiones de NOx por kilowatt de la GD (excepto los generadores diesel) tienden a ser más bajas que las emisiones de una planta carboeléctrica. Al mismo tiempo, la tasa de emisiones de la existente GD (excepto las celdas de combustible y fotovoltaicos) tiende a ser mayor que la mejor central de generación disponible, tal como, una planta de ciclo combinado con avanzado control de las emisiones. Esto pone una seria limitación sobre la GD en áreas donde las emisiones de NOx son rigurosamente controladas. Si la GD es utilizada en el modo de cogeneración, no puede haber significantes ahorros de emisiones. Se debe alentar a fortalecer el diseño de los generadores distribuidos para reducir sus emisiones a la atmosfera. El uso de instrumentos económicos (tales como catalizadores de emisiones de carbono) que medirían los operadores de los generadores distribuidos para diseñar y operar sus instalaciones de manera que se minimicen los gases de efecto invernadero (GHGs).

Problemas de reglamentación e intereses de la GD. Las ganancias de las compañías de distribución o suministradoras de energía están ligadas directamente a las ventas. Entre más kilowatts/horas de electricidad se consuman por sus líneas más dinero ganarán. La interconexión con el cliente/productor como GD francamente no representa ganancias para la empresa distribuidora. El permiso para conectarse a la red de distribución debe considerar lineamientos de seguridad y para la protección de la red eléctrica. A continuación se mencionan los problemas que necesitan ser abordados:

- Adoptar un estándar técnico uniforme para la conexión de GD a la red eléctrica.
- Adoptar procedimientos de certificación y de pruebas para la interconexión de equipos.
- Acelerar el desarrollo del control de sistemas y tecnologías, mientras que las políticas incrementan el interés en la GD, así como superar las barreras de reglamentación e institucionales alrededor de la implementación efectiva de la GD.
- Establecer condiciones generales en los negocios para los acuerdos de interconexión.
- Desarrollar herramientas para que las empresas contabilicen el impacto y el valor de la potencia distribuida en algún punto de la red eléctrica.
- El desarrollo de nuevos principios de reglamentación compatibles con las opciones de potencia distribuida entre mercados competitivos y empresas distribuidoras.
- Adoptar tarifas regulatorias e incentivar a las empresas que se adapten a nuevos modelos de potencia distribuida. Diseñar tarifas y tasas que proporcionen una mayor transparencia en los precios de la GD.
- Desarrollar un mejor diseño para el marco de políticas que se recompensarán con eficiencia y beneficios ambientales en las tecnologías de GD de la misma forma en que se hace para la generación convencional a gran escala.
- Incluir estrategias fundamentales para educación del cliente sobre las tecnologías de GD.
- Desarrollar métodos para costos de evaluación de herramientas para implementación de la GD de forma efectiva [18].



- En México se tiene problema con el marco regulatorio para la integración de la GD, debido a que no existe un código de red detallado para la conexión de GD en baja y media tensión.

4.2 GUÍAS Y RECOMENDACIONES PARA LA PLANIFICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

4.2.1 Normalización de la interconexión

Un usuario que quiere interconectar GD al sistema de distribución debe someterse a un proceso de revisión de ambas partes del punto común de interconexión con la red eléctrica de la compañía suministradora. Tal proceso puede ser muy tardado y costar mucho dinero. Es así que la fase de construcción genera altos costos asociados a los materiales, equipos, mano de obra, etc., teniendo que cubrir al mismo tiempo los requerimientos de interconexión que varían de compañía en compañía. El proceso de interconexión se vería beneficiado de la pre-certificación de tecnologías específicas de GD, certificadas por laboratorios de pruebas independientes o gubernamentales (por ejemplo, Underwriters Laboratories) que proporcionarían pruebas iniciales a los equipos y caracterización de la seguridad, calidad de la energía y el impacto de la GD en la confiabilidad del sistema. Estos laboratorios recomendarían parámetros técnicos que las cámaras legisladoras, agencias reguladoras o empresas privadas podrían adoptar.

4.2.2 Diseño de la tarifa

La reestructuración de los mercados eléctricos y el incremento en la dependencia de compra de potencia en grandes bloques tiene un efecto importante dentro del sistema de distribución. Como las compañías distribuidoras han sido despojadas de los beneficios económicos de la generación. Es por esto que dichas compañías se han enfocado en la importancia de los servicios de distribución para la generación ingresos económicos. La tarifa base utilizada ayuda a asegurar que los clientes paguen el costo actual del consumo de energía que demandan del sistema de distribución. Las tarifas deben reflejar los beneficios de la GD a la red eléctrica, como reducción de los picos de demanda, disminuir la necesidad de actualizar los sistemas de distribución, reducciones en el costo de capital e incrementación de la confiabilidad del sistema. Los cargos por la potencia de respaldo son tarifas que el cliente paga por recibir potencia de la red cuando la GD no está disponible o no está generando. Las tarifas de consumo de potencia de la red están basadas típicamente durante los periodos de suministro del pico de la demanda máxima para el peor de los escenarios. Las tarifas de recompra son los precios que una compañía paga por los excedentes de generación de un cliente que a su vez opera como unidad de GD. Las tarifas o créditos de recompra de energía derivadas de la GD localizada en áreas urbanas restringidas del sistema de distribución serían mayores, esto debido a la reducida disponibilidad del terreno. Finalmente, en ocasiones los permisionarios de GD se enfrentan a las consecuencias del costo que se genera debido al paro del proyecto.

En el futuro, un área clave con respecto a la interconexión de GD con los sistemas eléctricos de potencia es el de la integración de fuentes renovables de energía (FRE). Las FRE contribuirán a satisfacer los objetivos del Protocolo de Kyoto y proporcionar el soporte para las fuentes no renovables de energía y así mantener la seguridad del sistema eléctrico de potencia. Las estadísticas de la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) muestran un incremento de 28.5 GW en el 2003 y se espera un crecimiento de 180 GW para el 2020 aproximadamente [18].



Los procedimientos para la concesión de licencias para nuevas líneas son para muchos años de duración, algunos incluso son por más de 10 años, esto debido a que los periodos de amortización de la inversión de capital resultan ser bastante largos. Por lo tanto, el marco jurídico y administrativo tiene que ser establecido correctamente para acelerar la concesión de licencias para infraestructura de la red.

4.3 PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA INTEGRACIÓN DE FUENTES NO CONVENCIONALES

Diferentes estudios han mostrado que el potencial eólico global técnicamente disponible es más de dos veces la proyección de demanda eléctrica a nivel mundial para el 2020. De forma similar, el potencial teórico de energía solar (térmica y fotovoltaica) corresponde a casi 90,000,000 Mtoe (millones de toneladas de petróleo equivalente) por año, el cual es casi 10,000 veces el soporte primario de energía total. La rápida implementación de las tecnologías no convencionales, su pleno mejoramiento en un futuro cercano, aumento en la competitividad y las oportunidades con respecto a su integración dentro de los sistemas de soporte de energía, hacen que las fuentes no convencionales sean atractivas para los diferentes mercados de energía [18].

La planificación y desarrollo de la integración de energía debe considerar el ambiente mismo, la existencia de fuentes de energía, necesidades del sistema y las necesidades locales donde es factible instalar fuentes de energía renovable. La capacidad de soporte de la red, el comportamiento mecánico y eléctrico de la carga, las fuentes de generación distribuida y los efectos sobre la economía de la región definen que tan exitosa puede ser la inversión.

4.3.1 Soporte eléctrico de la red

El calibre, y por ende el costo de los cables conductores es inversamente proporcional al voltaje, sin embargo, se prefieren altos voltajes para el soporte de electricidad con líneas largas en transmisión y subtransmisión. Los límites prácticos relacionados con las cuestiones de seguridad, especialmente para arcos eléctricos y los aislamientos en alta tensión. En la práctica, el voltaje en la transmisión es de 50 a 750 kV. En el área de distribución de media tensión va de 6 a 50 kV y para suministro de los clientes en baja tensión es de 100 a 500 V.

Se genera electricidad desde una fuente primaria a través de los siguientes efectos:

- o Efecto Faraday (máquinas rotatorias)
- o Efecto fotovoltaico (paneles fotovoltaicos)
- o Efectos electroquímicos (celdas de combustible)

La transformación entre los voltajes de transmisión es más fácil y barato en corriente alterna (ca-ca). Transformar en corriente directa (cd-cd) o entre ca y cd es posible utilizando convertidores electrónicos, los cuales han llegado a incrementar la confiabilidad y el ahorro debido a la electrónica de potencia de estado sólido. La transmisión de potencia en ca tiene más pérdidas por unidad de longitud que la transmisión en cd debido a los efectos inductivos y capacitivos a lo largo de las líneas, dichos efectos incrementan las pérdidas de energía en los conductores. Sin embargo, las facilidades económicas en los sistemas de transmisión en alta tensión con cd son favorables para grandes distancias por arriba de los 500 km.



Para regular potencia, voltaje, velocidad y frecuencia. La generación se distingue por su habilidad física y económica para variar el manejo de la carga. Como por ejemplo:

1. Generación de base (por dificultad o que tan caro resulta variar el tipo de generación, como es, la energía nuclear, grandes cantidades de carbón o la biomasa a gran escala)
2. Generación pico (facilidad para variar rápidamente pero puede ser muy caro, por ejemplo, las turbinas de gas y celdas de combustible)
3. Generación de reserva (facilidad para incrementar la generación rápidamente desde el modo apagado o rodante, como por ejemplo, motores diesel, celdas de combustible y turbinas de gas)
4. Generación intermitente (por ejemplo, mini hidroeléctricas, generación con viento, excepto la generación con biomasa y geotérmica).

4.3.2 Carga

Es importante comprender que los usuarios no quieren simplemente electricidad. Ellos requieren un servicio de calidad, que incluya la transportación, iluminación, de agua, de grúas, comunicación o de calefacción. El soporte exitoso de electricidad debe ser calificado por la continuidad, calidad y costo del servicio de distribución. La calidad de un servicio (por ejemplo, el abastecimiento de agua) tiende a ser medido por un parámetro todo el tiempo (es decir, por un caudalímetro) y la continuidad de dicho parámetro. El costo del servicio es medido de forma similar (por ejemplo, la energía o los kilowatts/horas) ligados a la continuidad de este parámetro y adicionalmente se asocia con lo que cuesta generar un kW o MW con cierto tipo de tecnología. De esta forma, la compañía suministradora debe cubrir la demanda de energía sobre la red del sistema, a la cual los ingenieros electricistas le llaman “carga” [18].

4.3 LA OPTIMIZACIÓN COMO HERRAMIENTA DE PLANIFICACIÓN DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN

4.3.1 Introducción

El sistema de distribución es la parte más compleja de un sistema eléctrico de potencia, el cual está conectado directamente con los clientes y en muchos casos se le atribuyen las interrupciones de energía eléctrica. Sin embargo, las redes de distribución son, esencialmente sistemas en evolución. Las redes eléctricas son frecuentemente expuestas a diferentes cambios, tales como la conexión de nuevos clientes, cambio en los patrones de demanda en los centros de carga existentes y la integración de nuevas unidades de generación distribuida. Por lo tanto, los sistemas de distribución deben ser frecuentemente rediseñados para obtener una significativa ganancia económica y definir los componentes de la red que minimicen los costos de inversión y operación.

Los sistemas de distribución existentes deben satisfacer el eventual incremento en la carga y en la GD conectada en caso de existir, mantener cierto margen de capacidad para cubrir futuros crecimientos en la carga. En estos casos una nueva subestación debe ser instalada y los alimentadores deben ser redimensionados o incluso reemplazarlos completamente para abastecer económicamente la nueva demanda. Por lo tanto, la expansión del sistema de distribución envuelve dos problemas:

- 1) Rediseño de la subestación
- 2) Redimensionamiento de los alimentadores

Estos problemas mantienen una fuerte relación y cuando la solución de uno de los problemas es cambiada, la solución del otro también se modifica.

La planificación de sistemas de distribución con incorporación de GD es un problema combinado representado por una función objetivo no lineal que incluye costos de pérdidas de energía, costos de combustibles, etc. Las compañías de distribución deben implementar nuevas estrategias óptimas de planificación para que sus redes eléctricas compitan en los mercados de electricidad. El impacto económico puede hacer posible que los esquemas de GD resulten poco atractivos, los cuales han sido un impedimento para el desarrollo de las fuentes renovables de energía.

La conexión de la GD altera fundamentalmente la operación del sistema de distribución y crea una variedad de impactos que van desde los flujos bidireccionales de potencia hasta el incremento en los niveles de fallas, etc. Por otra parte, la necesidad de mitigar los efectos relacionados con la conexión de GD se produce debido a la falta de coincidencia entre la localización de las fuentes renovables y la capacidad de la red eléctrica en esas áreas para aceptar la nueva generación distribuida.

4.3.2 Principios de optimización

Los problemas de optimización no lineal tienen una característica similar a los problemas de optimización lineal. Estos tienen una meta o una función objetivo que debe ser minimizada o maximizada, la cual está sujeta a ciertas restricciones. Sin embargo, la función objetivo o las restricciones, o ambas, pueden ser ecuaciones no lineales. Si no hay restricciones, el problema se convierte en un procedimiento que optimiza una función no lineal. Tal ejercicio es llamado optimización sin restricciones. Si las restricciones están presentes, el procedimiento es llamado optimización con restricciones. La solución de un problema no lineal con restricciones es encontrada a través de programación no lineal [19].

El principio general de la programación no lineal es la siguiente:

Seleccione m opciones de las variables diseñadas $x_1, x_2, \dots, x_m$ en cierto orden para Minimizar:

$$\pi = f(x_1, x_2, \dots, x_m) \quad (4.1)$$

Sujeta a n desigualdades:

$$g_1(x_1, x_2, \dots, x_m) \leq r_1 \quad (4.2)$$

$$g_2(x_1, x_2, \dots, x_m) \leq r_2 \quad (4.3)$$

$$\vdots$$

$$g_n(x_1, x_2, \dots, x_m) \leq r_n \quad (4.4)$$

Con p igualdades:

$$h_1(x_1, x_2, \dots, x_m) \leq k_1 \quad (4.5)$$

$$h_2(x_1, x_2, \dots, x_m) \leq k_2 \quad (4.6)$$

$\vdots$

$$h_p(x_1, x_2, \dots, x_m) \leq k_p \quad (4.7)$$

y:

$$x_1, x_2, \dots, x_m \leq 0 \quad (4.8)$$

Estas ecuaciones pueden ser escritas en forma compacta, de la siguiente manera:

Minimizar:

$$f(x) \quad (4.9)$$

Sujeta a:

$$g(x) \leq r, \quad (4.10)$$

$$h(x) = k, \quad (4.11)$$

$$x_i \geq 0, \quad i = 1, \dots, m \quad (4.12)$$

La convención utilizada es la siguiente:

m = Representa el número de variables opcionales

n = Es el número de desigualdades representadas como funciones $g_1, g_2, \dots, g_n$

p = Es el número de igualdades representadas como funciones $h_1, h_2, \dots, h_p$

A pesar de la característica común en la formulación de los problemas, las no linealidades introducen cierta complejidad al hacer una simple modificación en la formulación del problema. Es por esto que cualquier método de optimización lineal resulta inadecuado para resolver problemas no lineales. Consecuentemente, los algoritmos de solución resultan ser relativamente complejos, donde la mayoría de los algoritmos para la solución de programas no lineales se basan en la expansión de funciones de Taylor.

4.3.3 Métodos para la solución de problemas no lineales

Existen diferentes métodos para la solución de programas no lineales. Incluso, dentro de un método particular, existen variaciones las cuales hacen al algoritmo más eficiente o adaptado particularmente para una clase específica de problemas. No es posible describir todos los métodos en este trabajo de tesis donde el objetivo es el uso práctico del software. Sin embargo, basta decir que los métodos son clasificados dentro de dos amplias categorías:



- 1) Métodos directos (incluyen métodos de penalización de funciones)
- 2) Métodos indirectos

A continuación, se mencionan los métodos directos más populares y mejor aceptados dentro de la optimización de los sistemas eléctricos de potencia.

- Métodos de sustitución directa
- Método de variaciones restringidas
- Métodos de proyección del gradiente (método de gradiente reducido)

Estos métodos están basados en los multiplicadores de Lagrange, los cuales también son llamados métodos de multiplicadores de Lagrange [19].

4.4 MODELO DE OPTIMIZACIÓN IMPLEMENTADO PARA INCORPORAR GD

El modelo de optimización implementado para la máxima inyección de energía al sistema sin violar los límites operativos en este trabajo, consiste en la alteración de la formulación matemática para la minimización del tiro de carga desarrollada por SIEMENS PTI en [20] y [21]. En la cual, la función objetivo (F) y sus restricciones están dadas por las siguientes ecuaciones:

Minimice:

$$F(\Psi) = \sum_{i=1}^{NSHED} C_i \cdot MW_{0i}(1 - \Psi_i) \quad (4.1)$$

Sujeta a:

$$\Psi_{MIN,i} \leq \Psi_i \leq \Psi_{MAX,i} \quad (4.2)$$

$$MVA_{LOAD} = \Psi_i \cdot MVA_{0i} \quad (4.3)$$

Donde:

MVA_{LOAD} Son los MVA en el bus de carga (en por unidad)

MVA_{0i} Son los MVA iniciales en el bus de carga (en por unidad)

MW_{0i} Es la potencia activa en el bus de carga (en por unidad)

Ψ Es el factor de ajuste de carga

Ψ_{MIN} Es el factor de ajuste de carga mínimo

Ψ_{MAX} Es el factor de ajuste de carga máximo

C Costo del tiro de carga por unidad de MW

$NSHED$ Número de buses candidatos para el tiro de carga

El tiro de carga en el bus se hace a factor de potencia constante y el costo es asignado por grupos de buses candidatos para el ajuste de carga en cantidades de costo / por unidad de MW.

A continuación se presenta la formulación modificada para su implementación en las simulaciones. La función objetivo (f) y sus restricciones están dadas por las siguientes ecuaciones:

Minimice:

$$f(\Psi) = \sum_{i=1}^{NBCTC} -C_i * MW_{0i}(1 - \Psi_i) \quad (4.4)$$

Sujeta a:

$$MVA_{GD,i} = \Psi_i * MVA_{0i} \quad (4.5)$$

$$\Psi_{MIN,i} \leq \Psi_i \leq \Psi_{MAX,i} \quad (4.6)$$

$$V_{MIN,j} \leq V_j \leq V_{MAX,j} \quad (4.7)$$

$$S_{MIN,k} \leq S_k \leq S_{MAX,k} \quad (4.8)$$

Donde:

$f(\Psi)$	Función objetivo
C_i	Costo del tiro de carga
MW_{0i}	Mega-Watts iniciales del generador distribuido (en por unidad)
$MVA_{GD,i}$	Mega-Volt-Ampere de la unidad de generación distribuida (en por unidad)
MVA_{0i}	Mega-Volt-Amperes iniciales del generador distribuido (en por unidad)
Ψ_i	Factor de ajuste de capacidad de la unidad distribuida
$\Psi_{MIN,i}$	Factor de ajuste de capacidad mínimo de la unidad distribuida
$\Psi_{MAX,i}$	Factor de ajuste de capacidad máximo de la unidad distribuida
$V_{MIN,j}$	Magnitud de voltaje mínimo del bus (en por unidad)
V_j	Magnitud de voltaje del bus (en por unidad)
$V_{MAX,j}$	Magnitud de voltaje máximo del bus (en por unidad)
$S_{MIN,k}$	Límite térmico mínimo en el alimentador
S_k	Flujo de energía a través del alimentador
$S_{MAX,k}$	Límite térmico máximo en el alimentador

El método de optimización fue implementado utilizando la paquetería de OPF del PSS®E, el cual utiliza el método del punto interior Sin embargo, la formulación debe ser aplicable a cualquier paquetería que solucione OPF con la capacidad de optimizar buses con carga.

CAPÍTULO

5



SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 INFORMACIÓN PREVIA

En este trabajo se hace uso de la paquetería de OPF (flujos óptimos de potencia) del PSS®E para evaluar la capacidad que tiene el sistema de conectar GD sin violar los límites operativos de cargabilidad en los alimentadores y de los perfiles de voltaje en los buses del sistema. Esta información es útil para la planificación de la GD en los próximos años a partir de su interconexión.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar alternativas de solución al problema de planificación de sistemas de distribución por medio de flujos convencionales de potencia comparadas contra la alternativa de solución que incorpora GD a través de OPF.

Las alternativas de solución se comparan entre sí para un horizonte de planificación de 4 años, analizando la confiabilidad y la operación óptima del sistema. Seleccionando la mejor alternativa desde el punto de vista de costos y de la cuantificación de pérdidas de potencia en unidades de costo.

La metodología a seguir durante el proceso de planificación es la siguiente:

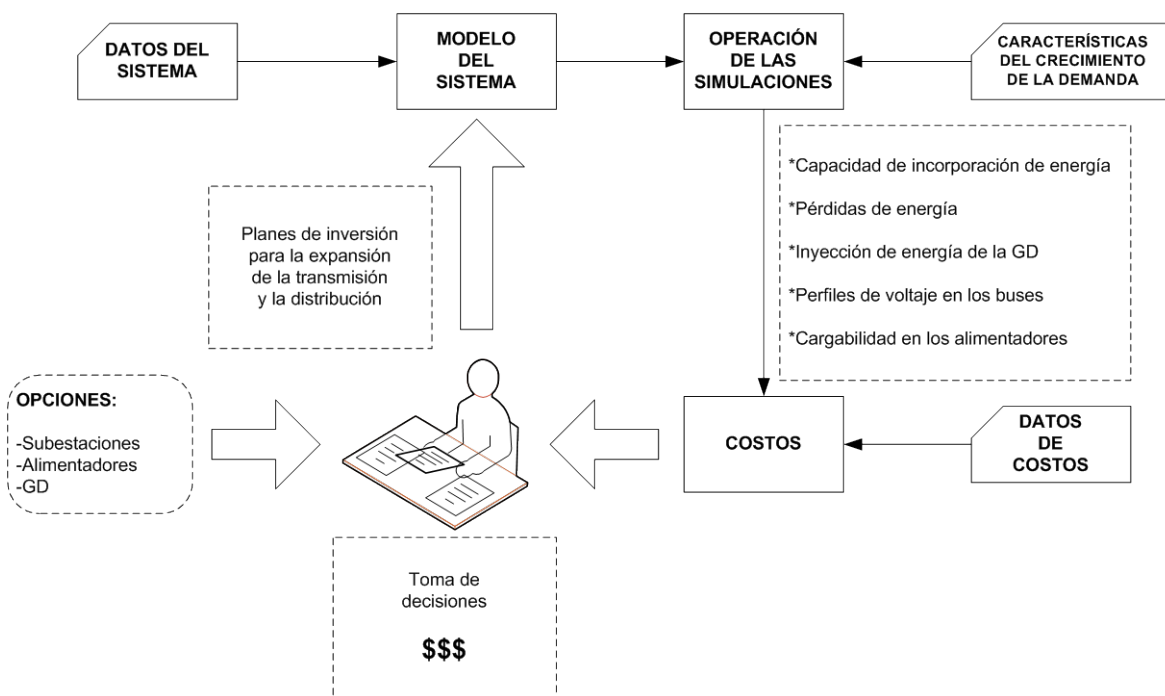


Figura 5-1 Metodología de planificación incorporando GD [3].

5.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

Datos del sistema. Consiste en capturar la información de los componentes que definen al sistema eléctrico bajo estudio en un archivo de texto o en un archivo con extensión “.RAW” para que puedan ser leídos por el simulador. Tales componentes son los siguientes: centros de carga, alimentadores, transformadores, generadores, etc.

Modelo del sistema. Una vez que se han capturado los datos del sistema, es necesario especificar el tipo de modelo a utilizar para analizar el sistema, tales como, impedancia constante, corriente constante, potencia constante, admitancia constante, etc.

Características del crecimiento de la demanda. Este paso consiste en simular el crecimiento de la carga en base a una tasa porcentual de crecimiento. La tasa de crecimiento depende del criterio formado por el planificador al revisar previamente los resultados del pronóstico de la demanda.

Operación de las simulaciones. Consiste en realizar aproximaciones de solución para diferentes escenarios de planeación de la expansión. En donde se analizan los siguientes conceptos: capacidad de incorporación de energía, pérdidas de energía, inyección óptima de energía, perfil de voltaje en los buses y la cargabilidad en los alimentadores.

Costos. Cada vez que se obtiene una solución de expansión, se le asocian los costos de cada elemento que se incorporó y el costo de las pérdidas del sistema antes y después de solucionar.

Datos de costos. Aquí se etiquetan los costos marginales de cada elemento y de las pérdidas

5.2.1 Información del sistema

El sistema de prueba bajo estudio pertenece al estado de Baja California Sur con datos tomados en el año 2008. El cual contiene niveles de tensión desde 230 hasta 13.8 kV, cubriendo una demanda aproximada de 290 MW y 90.4 MVAR. Si se desea conocer más detalle el estado de operación del sistema por año para el horizonte de planificación de corto plazo (2009, 2010, 2011 y 2012) puede consultar los apéndices G, H, I y J. En la figura 5-2 se muestra la forma para interpretar la información contenida en los apéndices antes mencionados.

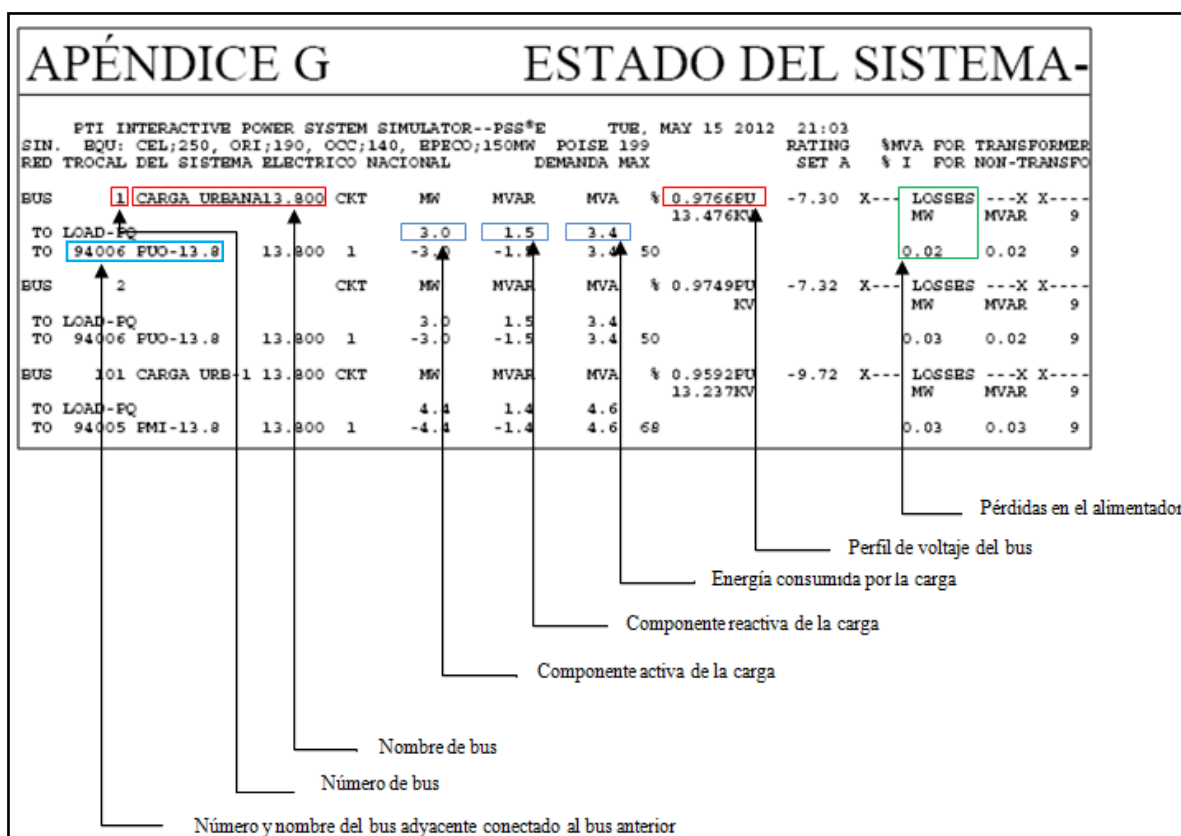


Figura 5-2 Descripción de la información contenida en los apéndices G, H, I y J.

5.3 EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA PARA INCORPORAR GD

La técnica de evaluación de la capacidad ha sido aplicada a una sección del sistema radial de subtransmisión y distribución en un rango de voltaje de 230 a 13.8 kV. Los OPF han sido utilizados plenamente para la minimización del tiro de carga, sin embargo, en este caso las restricciones de voltaje y cargabilidad permiten plantear un problema de interconexión de GD. El problema de evaluación de la capacidad puede ser expresado como un problema de adición de carga: que es en esencia un tiro de carga negativo en donde el costo de la carga negativa es minimizado [5]. En la figura 5-3 se muestra la topología de la red del estado de Baja California Sur. En donde las etiquetas en color negro indican el nombre y número de bus del sistema, las etiquetas en color rojo muestran el perfil de voltaje actual de los buses del sistema y finalmente los números en color azul y magenta indican el flujo de potencia activa y reactiva respectivamente.

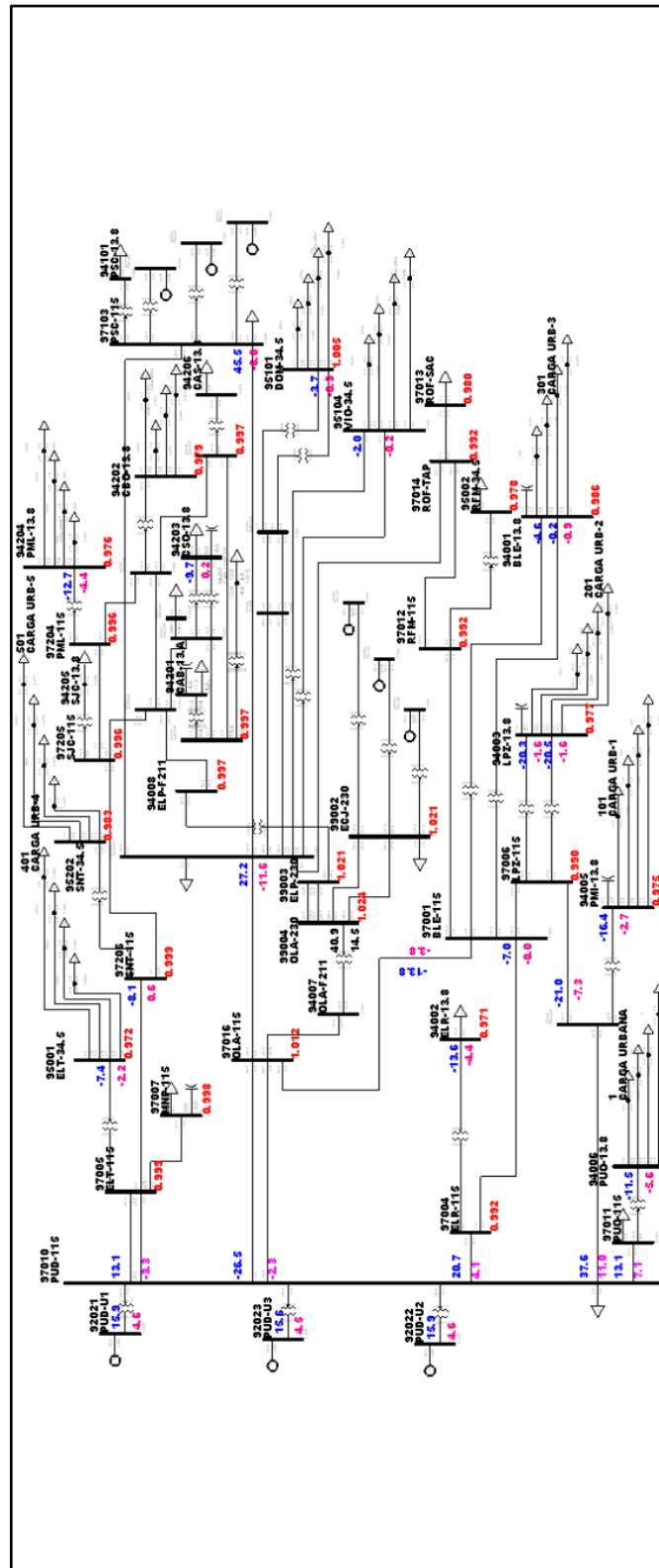


Figura 5-3 Sistema eléctrico del estado de Baja California Sur 2008.

Nota: Utilice este diagrama como referencia para el análisis de las figuras presentadas en el capítulo 5

5.3.1 Implementación.

En el capítulo 2 se muestra la figura 2-7, en la cual se visualiza una interface entre el usuario y la base de datos del sistema eléctrico para analizar números escenarios de planificación de de sistemas de distribución con la ayuda de múltiples programas computacionales. La figura 5-3, muestra una interface personalizada que maneja las simulaciones para la evaluación de la capacidad del sistema para interconectar GD y para la solución al problema de planificación de la expansión de las redes de subtransmisión con incorporación de GD.

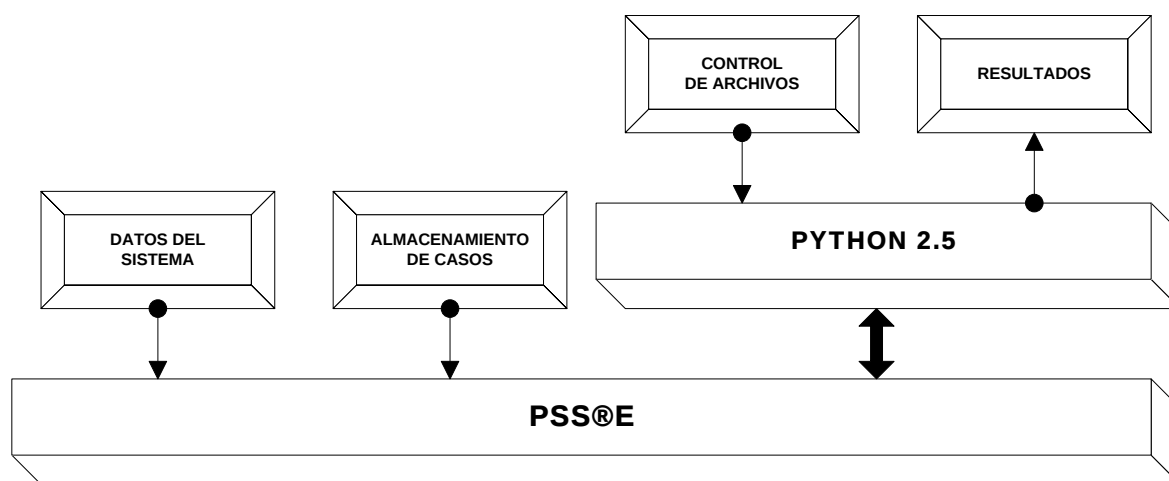


Figura 5-4 Interface personalizada para el control del flujo de datos entre el usuario y el simulador de sistemas eléctricos de potencia [15].

5.3.2 Descripción de la interface personalizada.

La interface personalizada para el control del flujo de datos y el manejo de las simulaciones se desarrolló a través del lenguaje de programación Python 2.5, la cual se describe a continuación.

- i. Datos del sistema. Es la base de datos que proporciona al PSS®E la información requerida por el usuario para la formulación de casos de estudio.
- ii. Almacenamiento de casos. Una vez que el simulador ha solucionado los casos de estudio, los almacena dentro de un fichero para su posterior manejo de información.
- iii. El PSS®E es un simulador de sistemas eléctricos de potencia muy poderoso que soluciona los multiples casos formulados, tanto para la evaluación de la capacidad del sistema como para la planeación de redes de subtransmisión con incorporación de generación distribuida.
- iv. PYTHON 2.5 es un lenguaje de programación de muy alto nivel que interactua directamente con el pss®e proporcionandole ordenes de operación, elaboradas por el usuario a través de subrutinas en código python.
- v. Control de archivos. En esta parte los archivos generados por las simulaciones son manipulados en python para obtener de ellos sólo la información de interes para el usuario.
- vi. Resultados. Es la presentación ordenada de las soluciones generadas por el simulador en un archivo de datos de salida.

En la figura 5-4 se muestra el algoritmo de programación desarrollado en Python 2.5 para la implementación de la interface personalizada entre el usuario y la base de datos. La cual permite controlar el flujo de datos y automatizar el análisis de múltiples casos de optimización. Estos casos son formulados para evaluar la condición óptima de inyección de energía por los generadores distribuidos y de manera similar formular escenarios de planificación de redes de subtransmisión con incorporación de GD [22].

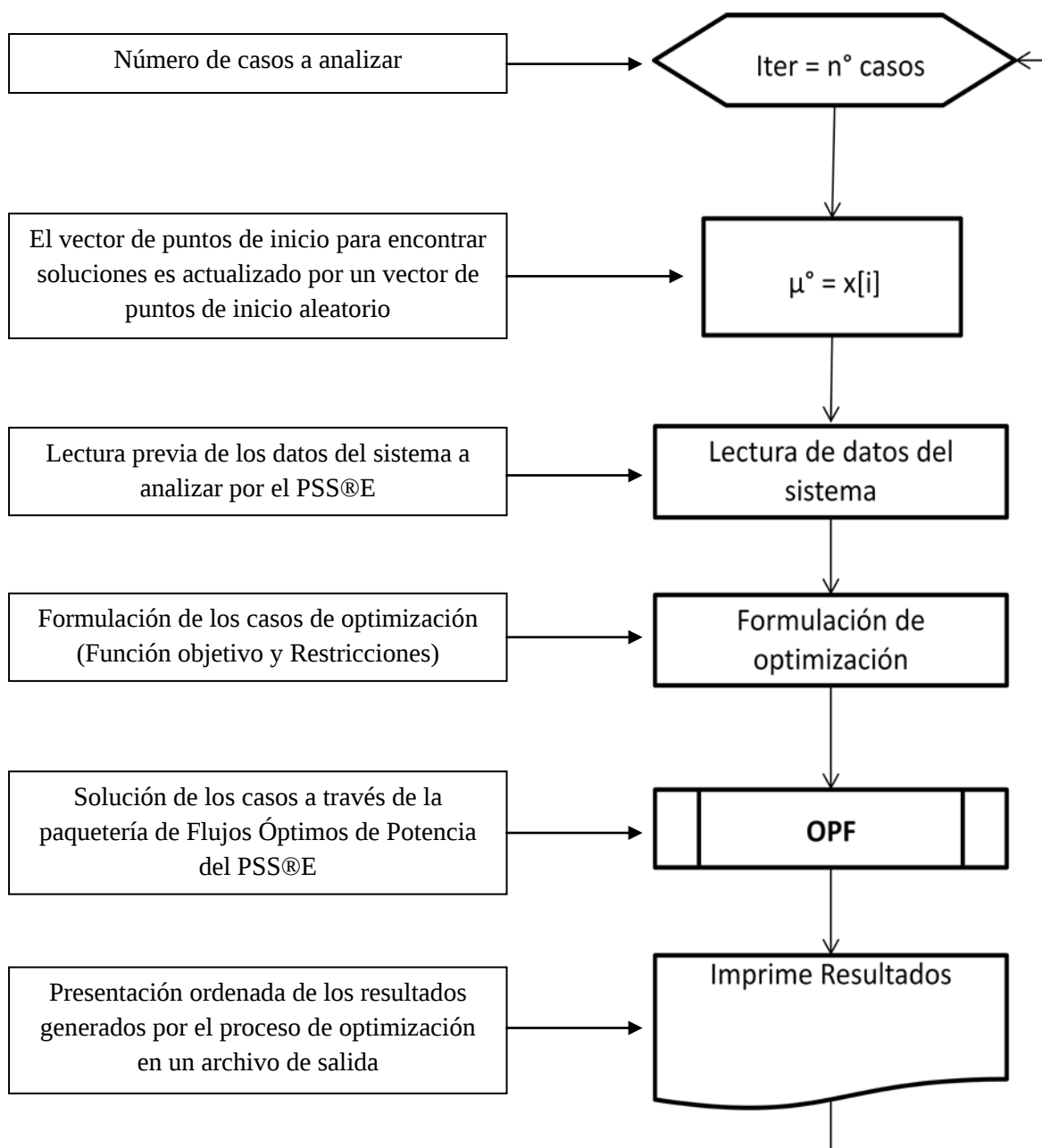


Figura 5-5 Algoritmo de programación para la implementación de la interface personalizada para el control del flujo de datos entre el usuario y el simulador de sistemas eléctricos de potencia.



5.3.3 Consideraciones analíticas.

La evaluación fue ajustada como sigue: el factor de ajuste de capacidad (Ψ) fue seleccionado como uno, inicialmente, dentro de un rango de (0 a 1000). Con una capacidad inicial de potencia activa de 0.01 MW, esto permite considerar capacidades de generación distribuida entre cero y 10 MW.

Los Taps de los transformadores se consideran como fijos durante el proceso de optimización, las restricciones de voltaje y cargabilidad son las siguientes: el perfil de voltaje en todos los buses está dentro del intervalo de [1.05 – 0.95] pu y para la cargabilidad en los alimentadores de 13.8 34.5 kV es 11 y 13.74 MVA respectivamente [8].

Para las condiciones de cargabilidad se hace una consideración especial, distribuyendo en alimentadores la carga concentrada en las subestaciones de distribución en niveles de 13.8 y 34.5 kV ya que el sistema de prueba contempla la carga total de la distribución como una carga concentrada que se conecta a nivel de la subestación. Para la realización de dicha consideración se verificó de forma cuidadosa que el cálculo de alimentadores cumpliera con los criterios de caída de tensión (menor al 5 %), pérdidas de potencia activa (menor al 3 %) y la capacidad térmica dada por la siguiente ecuación [23]:

$$S = \sqrt{3} * kV * I \quad (5.7)$$

Finalmente, las unidades de GD operan a un factor de potencia de 0.95 en atraso,. Estas unidades se conectan al sistema en los niveles de 13.8 y 34.5 kV a través de las siguientes subestaciones de distribución: ELT-34.5 (95001), SNT-34.5 (95202), PML-13.8 (94204), CBO-13.8 (94202), DOM-34.5 (95101), VIO-34.5 (95104), BLE-13.8 (94001), LPZ-13.8 (94003), PMI-13.8 (94005), PUO-13.8 (94006). Por cuestiones de confiabilidad y así asegurar la continuidad del servicio se conserva un generador distribuido que es instalado como generador de reserva en caso de alguna salida forzada o salida por mantenimiento.

En la tabla 5-1 se muestran los datos de los buses y las impedancias de los alimentadores en que se alimentan a las cargas conectadas a las subestaciones de distribución en 13.8 y 34.5 kV.

**Tabla 5-1** Datos de alimentadores del sistema.

DEL BUS	NOMBRE	AL BUS	NOMBRE	LONGITUD [km]	RL [pu]	jXL [pu]
94008	ELP-F211	97003	ELP-115 115.00	---	0.01	-0.02087
94007	OLA-F211	97016	OLA-115 115.00	---	0.01	-0.02087
2901	34.5	95001	ELT-34.5 34.500	11	0.49453782	0.36605042
2801	34.5	95001	ELT-34.5 34.500	10	0.44957983	0.33277311
2701	34.5	95001	ELT-34.5 34.500	9	0.40462185	0.2994958
2601	34.5	95202	SNT-34.5 34.500	11	0.49453782	0.36605042
2501	34.5	95202	SNT-34.5 34.500	10	0.44957983	0.33277311
2401	34.5	95202	SNT-34.5 34.500	9	0.40462185	0.2994958
2301	13.8	94204	PML-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
2201	13.8	94204	PML-13.8 13.800	5	0.17815126	0.16638655
2101	13.8	94204	PML-13.8 13.800	4	0.14252101	0.13310924
2001	13.8	94202	CBO-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
1901	13.8	94202	CBO-13.8 13.800	5	0.17815126	0.16638655
1801	13.8	94202	CBO-13.8 13.800	4	0.14252101	0.13310924
1701	34.5	95101	DOM-34.5 34.500	11	0.49453782	0.37455462
1601	34.5	95101	DOM-34.5 34.500	10	0.44957983	0.3405042
1501	34.5	95101	DOM-34.5 34.500	9	0.40462185	0.30645378
1401	34.5	95104	VIO-34.5 34.500	11	0.49453782	0.37455462
1301	34.5	95104	VIO-34.5 34.500	10	0.44957983	0.3405042
1201	34.5	95104	VIO-34.5 34.500	9	0.40462185	0.30645378
1101	13.8	94001	BLE-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
1001	13.8	94001	BLE-13.8 13.800	5	0.17815126	0.16638655
902	13.8	94001	BLE-13.8 13.800	4	0.14252101	0.13310924
901	CARGA URB-9 13.800	94202	CBO-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
802	13.8	94003	LPZ-13.8 13.800	5	0.17815126	0.16638655
801	CARGA URB-8 34.500	95104	VIO-34.5 34.500	11	0.49453782	0.37455462
702	13.8	94003	LPZ-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
701	CARGA URB-7 34.500	95101	DOM-34.5 34.500	11	0.49453782	0.37455462
602	13.8	94003	LPZ-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
601	CARGA URB-6 13.800	94204	PML-13.8 13.800	5	0.17815126	0.16638655
502	13.8	94005	PMI-13.8 13.800	4	0.14252101	0.13310924
501	CARGA URB-5 34.500	95202	SNT-34.5 34.500	11	0.49453782	0.37455462
402	13.8	94005	PMI-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
401	CARGA URB-4 34.500	95001	ELT-34.5 34.500	10	0.44957983	0.3405042
302	13.8	94005	PMI-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
301	CARGA URB-3 13.800	94001	BLE-13.8 13.800	5	0.17815126	0.16638655
202		94006	PUO-13.8 13.800	4	0.14252101	0.13310924
201	CARGA URB-2 13.800	94003	LPZ-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
102		94006	PUO-13.8 13.800	5	0.17815126	0.16638655
101	CARGA URB-1 13.800	94005	PMI-13.8 13.800	4	0.14252101	0.13310924
2		94006	PUO-13.8 13.800	6	0.21378151	0.19966387
1	CARGA URBANA13.800	94006	PUO-13.8 13.800	5	0.17815126	0.16638655

5.4 ANÁLISIS Y RESULTADOS.

5.4.1 Evaluación de la capacidad del sistema para incorporar GD.

Para realizar la evaluación de la capacidad del sistema, se ejecuta la paquetería de flujos óptimos de potencia del software antes mencionado para condiciones de demanda máxima con las unidades de GD operando a un factor de potencia de 0.95 en atraso, lo cual indica que los generadores distribuidos estarán aportando energía a la red eléctrica. La figura 5-4 muestra el mejor escenario de aportación óptima de potencia activa y reactiva al sistema sin violar los límites operativos de voltaje (0.95 – 1.05 pu) y cargabilidad (0 – 13.74 MVA). Adicionalmente en las figuras 5-5 y 5-6 se presenta la minimización y cuantificación de pérdidas respectivamente en las cuales se aprecia al mejor escenario de 100 casos formulados con sus soluciones óptimas posibles. Esto garantiza que la solución encontrada es la más cercana al mínimo global.

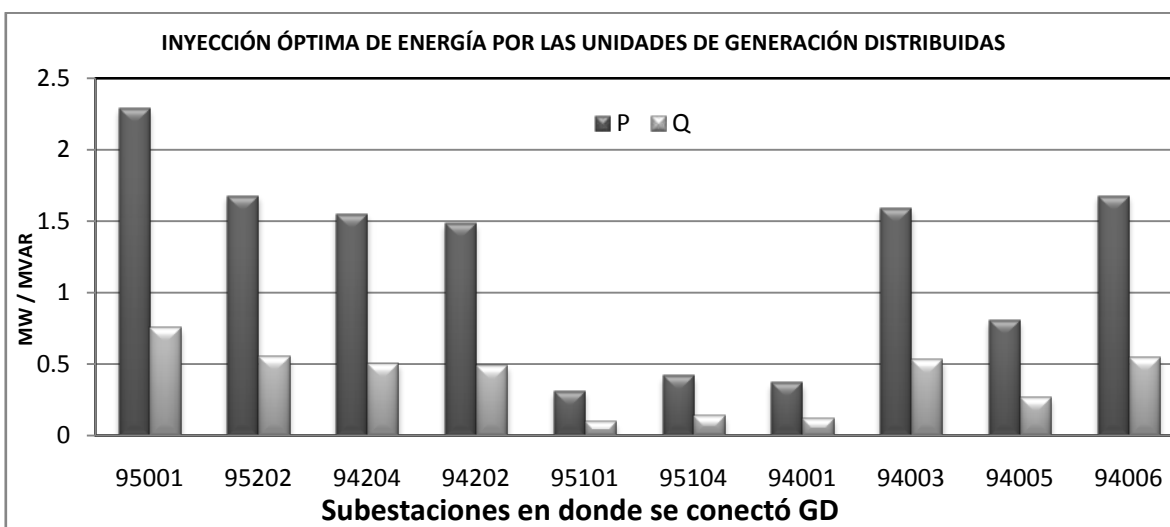


Figura 5-6 Capacidad disponible en 13.8 y 34.5 kV dentro de cada unidad de generación distribuida conectada en las subestaciones de distribución.

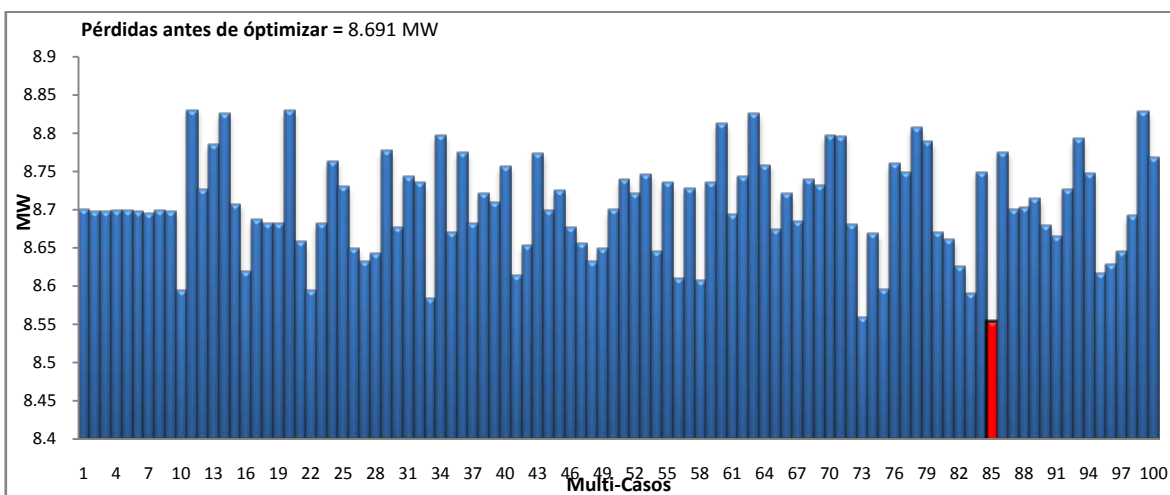


Figura 5-7 Minimización de pérdidas para 100 casos formulados de optimización.

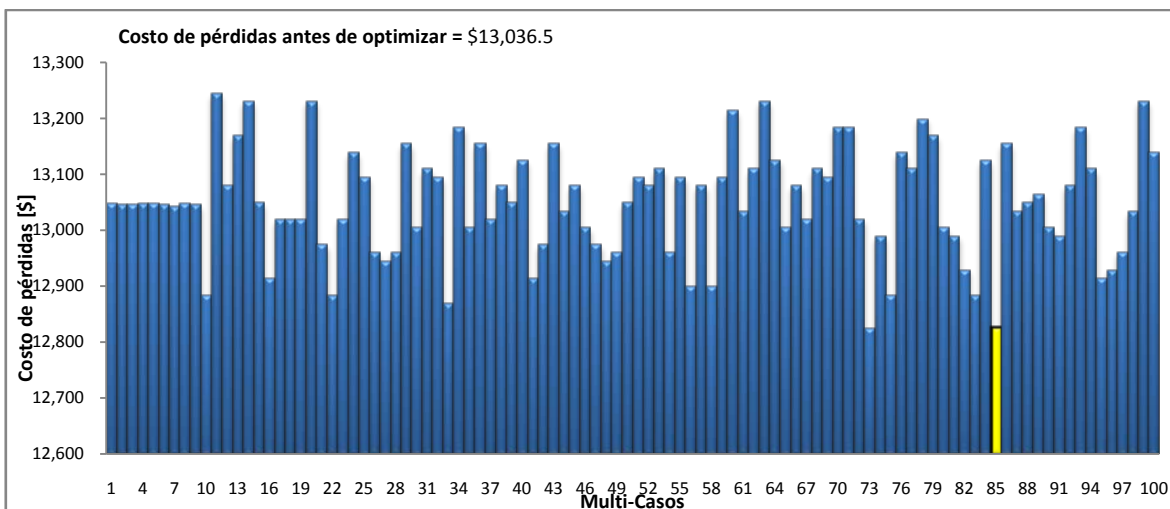


Figura 5-8 Cuantificación de la minimización de pérdidas en base a la tarifa H-M (2011-2012) impuesta por la compañía suministradora de electricidad en el estado de Baja California Sur [16].

5.4.2 Problema de planificación a corto plazo.

El actual sistema de distribución consiste de 4 subestaciones de 230/34.5 kV y 7 subestaciones de 115/13.8 kV que alimentan a 41 centros de carga a través de transformadores de distribución con una capacidad de 20 MVA. La tabla 5-1 muestra la resistencia y reactancias así como la longitud en kilómetros de los alimentadores primarios de los sistemas de distribución. En la figura 5-7 se muestra el crecimiento de la demanda total del sistema en el corto plazo con una tasa de crecimiento del 6.8 %, mientras que la tabla 5-2 resume el pronóstico de la demanda en los diferentes centros de carga que son utilizados para un horizonte de tiempo de 4 años. El número total de alimentadores de distribución es 40, de los cuales 12 se conectan en 34.5 kV y 28 se conectan 13.8 kV con una capacidad térmica de 13.74 y 10.5 MVA respectivamente.

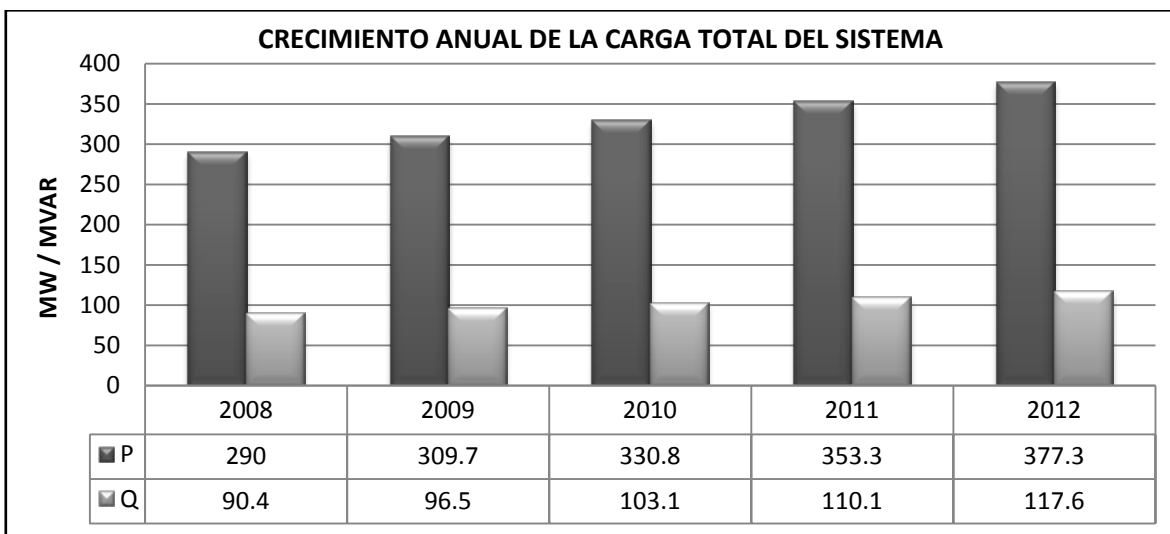


Figura 5-9 Pronóstico de la demanda total del sistema en el corto plazo.

Tabla 5-2 Pronóstico de la demanda a corto plazo para los diferentes centros de carga.

SUBESTACIÓN	PRONÓSTICO DE LA DEMANDA EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN EN 34.5 Y 13.8 kV [MVA]				
	2008	2009	2010	2011	2012
95001	7.7	8.3	8.8	9.4	10.1
95202	4	4.2	4.5	4.9	5.2
94204	13.4	14.3	15.3	16.3	17.5
94202	13.7	14.6	15.6	16.7	17.9
95101	9.2	9.8	10.5	11.3	12
95104	4.3	4.6	4.9	5.3	5.5
94001	15.6	16.7	17.9	19.1	20.5
94003	41	44	47.1	50.5	54.3
94005	16.7	17.8	19.1	20.5	22
94006	12.8	13.7	14.6	15.6	16.7

Desde la figura 5-8 a la figura 5-17 se muestra en forma gráfica los problemas operativos (problemas de bajo voltaje en los buses y de cargabilidad en los alimentadores primarios de distribución) que el sistema experimenta con el crecimiento de la carga para un pronóstico de la demanda a corto plazo con una tasa de crecimiento del 6.8% anual a partir del año 2008 al 2012.

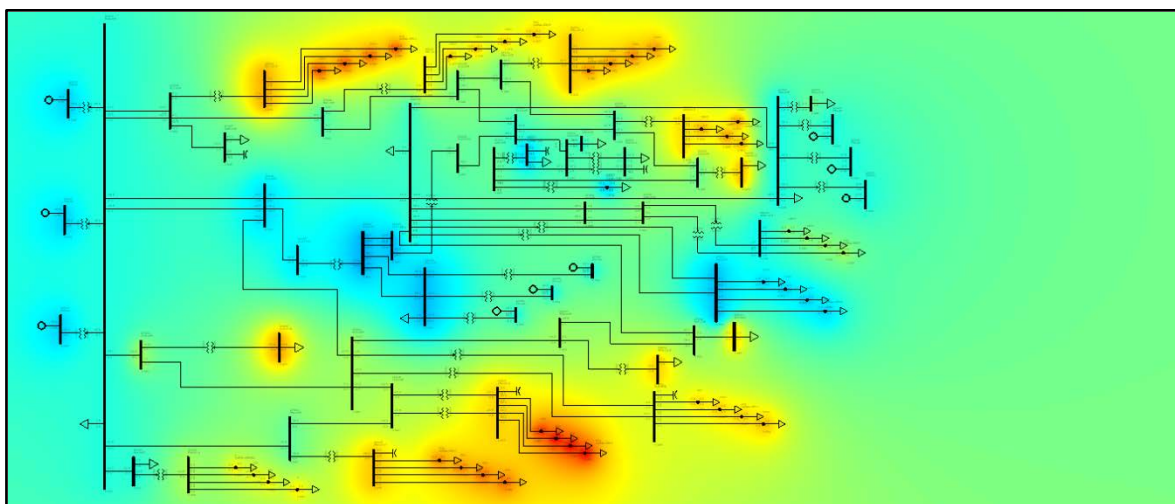


Figura 5-10 Año de estudio 2008 (Perfiles de voltaje).

El perfil de voltaje en los buses se encuentra dentro de los límites operativos (1.05-0.95 pu). La intensidad del sombreado alrededor de los buses indica el estado del perfil de voltaje (entre más intenso sea el sombreado más bajo será el perfil de voltaje en los buses del sistema).

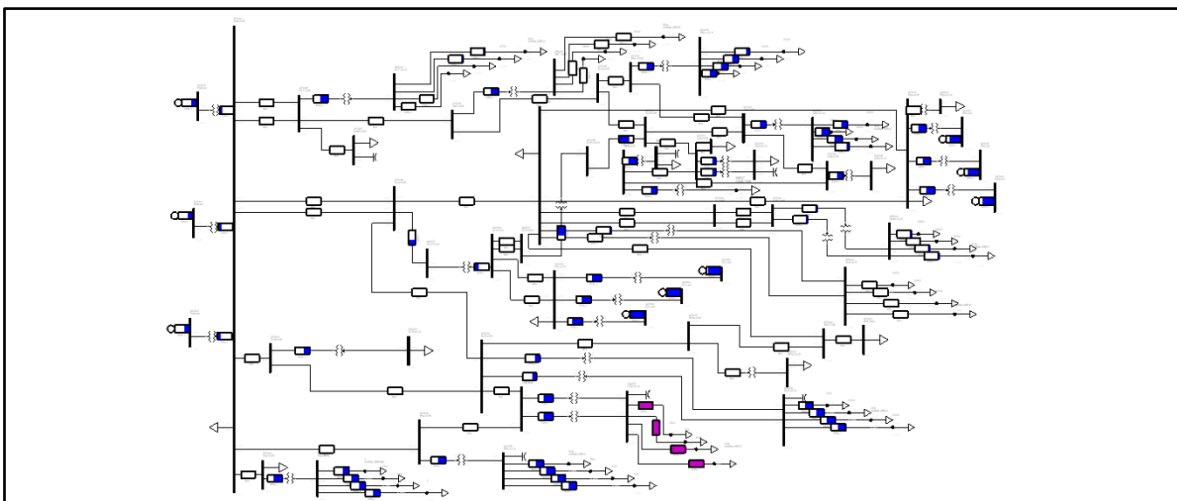


Figura 5-9 Año de estudio 2008 (Cargabilidad de los alimentadores).

La cargabilidad de los alimentadores se encuentra por debajo del 100% de su capacidad. La saturación y la intensidad del sombreado en los medidores térmicos indican el porcentaje de cargabilidad del alimentador (entre más lleno y oscuro se aprecie el medidor más cargado estará el alimentador).

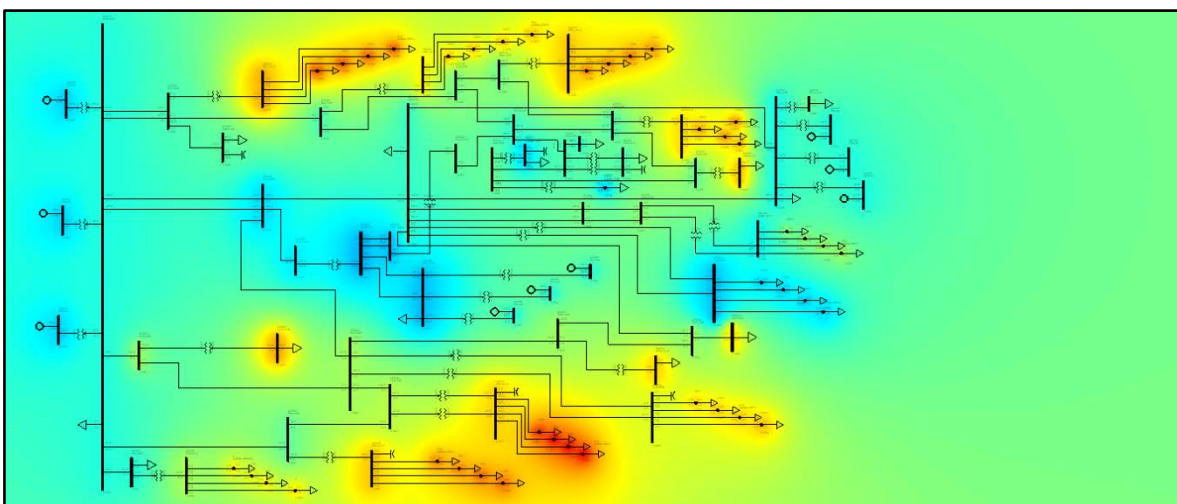


Figura 5-10 Año de estudio 2009 (Perfiles de voltaje en los buses).

El sistema ya no opera dentro de los límites operativos (se tienen bajos perfiles de voltaje al final de algunos alimentadores).

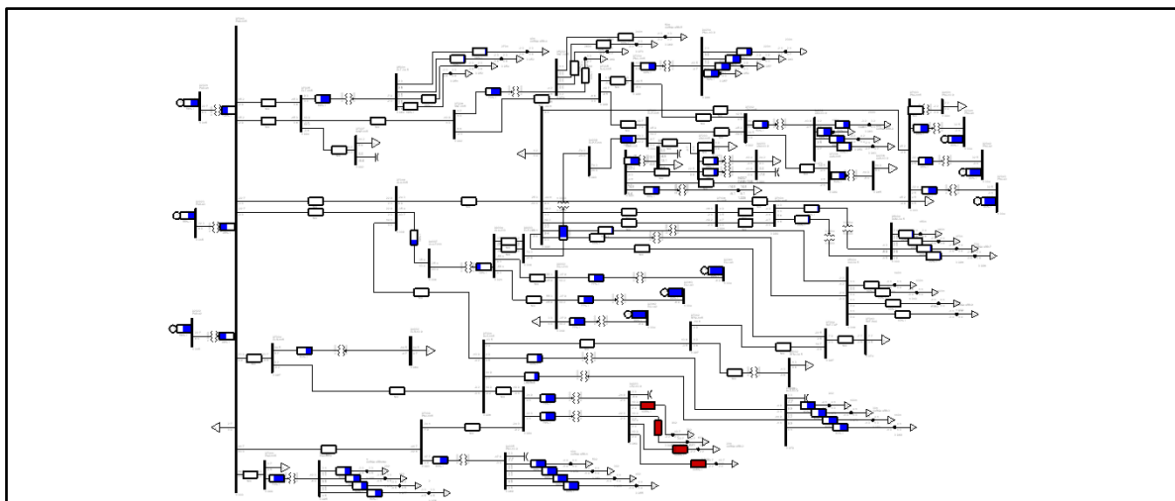


Figura 5-11 Año de estudio 2009 (Cargabilidad de los alimentadores).

El sistema presenta un problema de sobrecarga en los alimentadores primarios debido al incremento en los centros de carga.

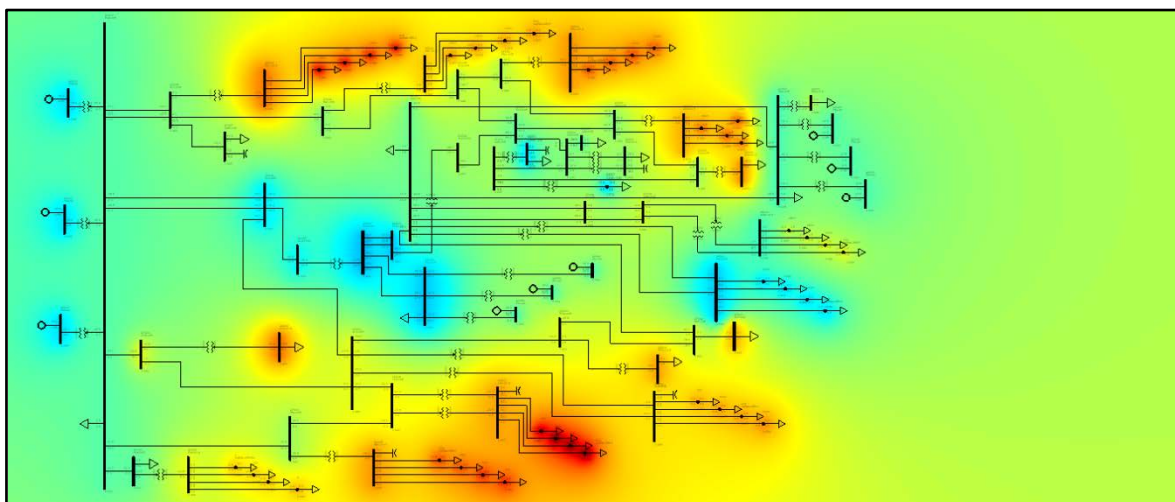


Figura 5-12 Año de estudio 2010.

Se tienen problemas de bajo voltaje en la mayoría de los sistemas de distribución debido al incremento en el consumo de reactivos en los centros de carga.

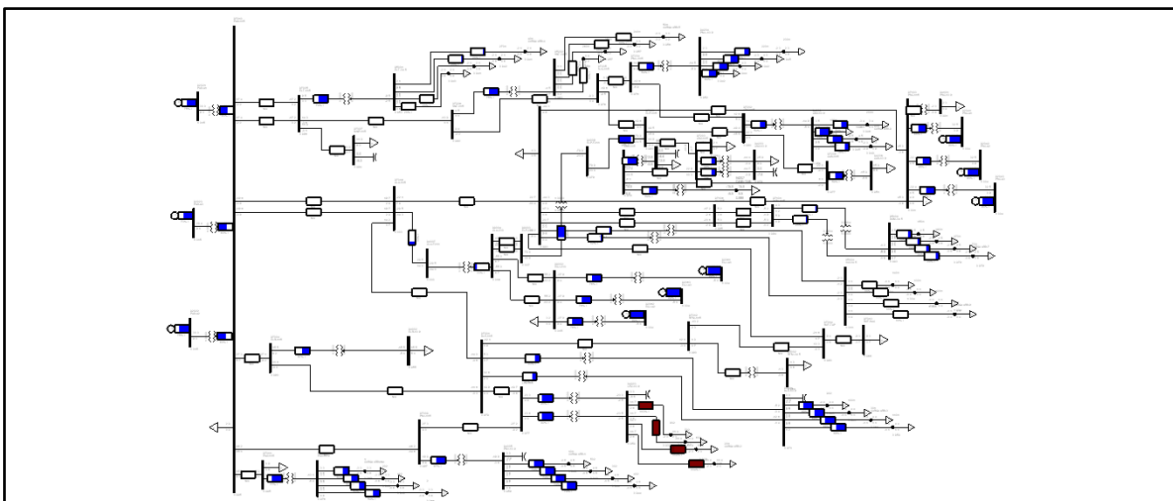


Figura 5-13 Año de estudio 2010 (Cargabilidad de los alimentadores).

El problema simplemente se agudiza por el incremento en el consumo excesivo de energía en los centros de carga que los alimentadores son incapaces de transmitir.

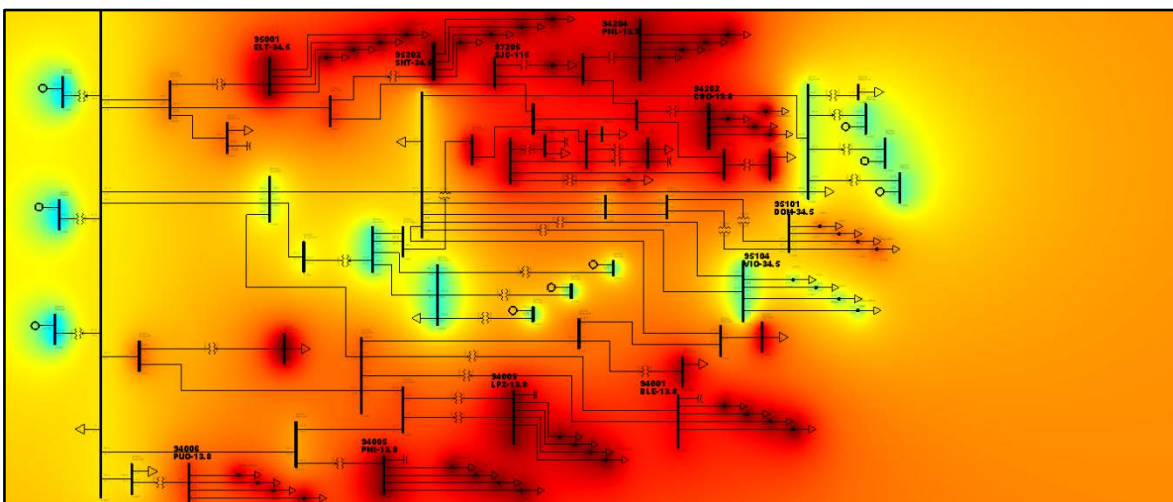


Figura 5-14 Año de estudio 2011 (Perfiles de voltaje en los buses).

Se continúa con la problemática de bajo voltaje que extiende a los buses aguas arriba de las subestaciones de distribución debido al consumo excesivo de reactivos que los bancos de capacitores no pueden suministrar.

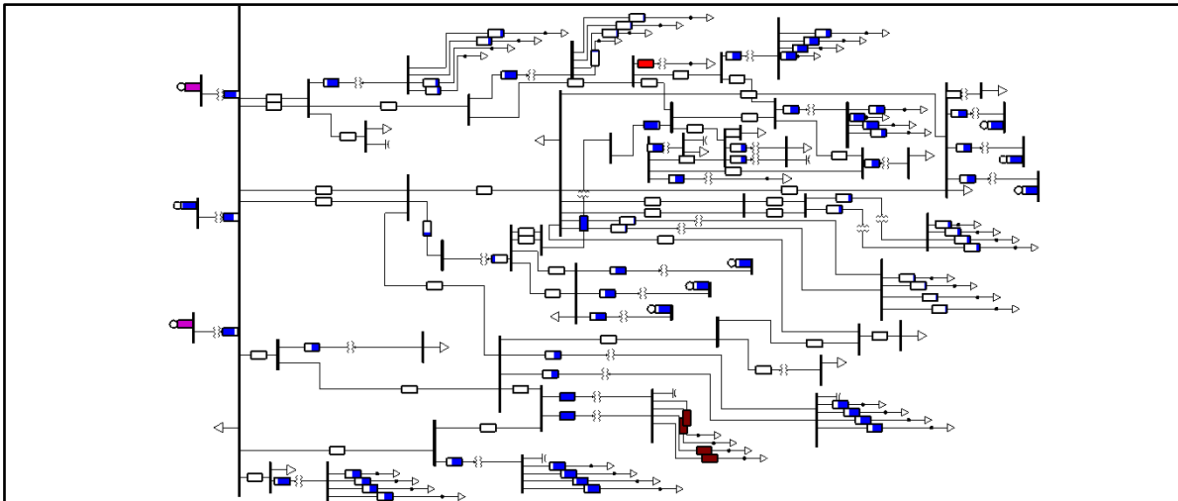


Figura 5-15 Año de estudio 2011 (Cargabilidad de los alimentadores).

Se observa que adicionalmente al problema de cargabilidad en los alimentadores primarios. También se produce un problema de cargabilidad en el transformador de una subestación de distribución en 13.8 kV.

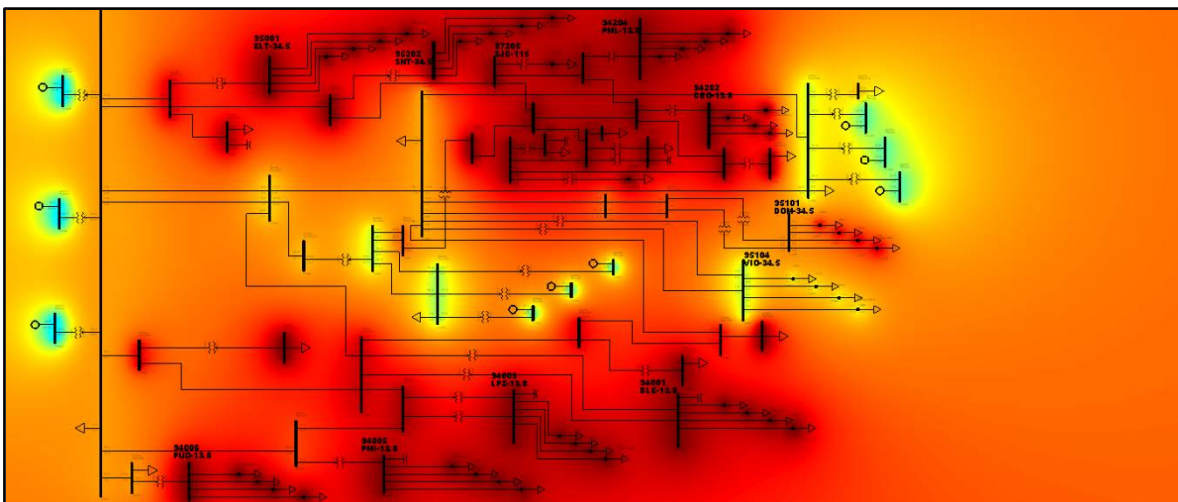


Figura 5-16 Año de estudio 2012 (Perfiles de voltaje en los buses).

Finalmente el problema de bajo voltaje se extiende al sistema de transmisión. Resultando imposible la operación de los sistemas de distribución debido al consumo excesivo de reactivos en sistema, exhibiendo la falta de bancos de capacitores en las subestaciones de distribución.

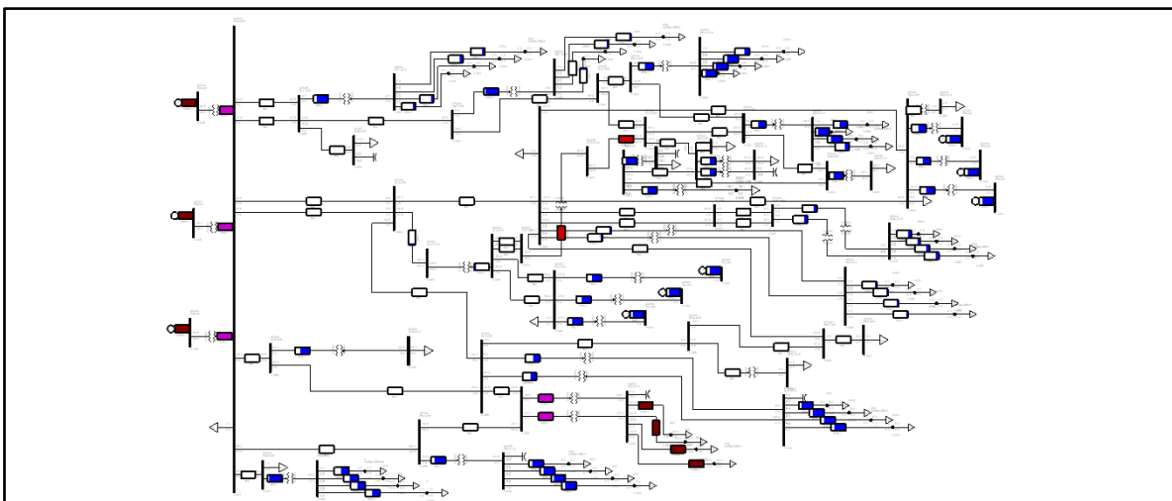


Figura 5-17 Año de estudio 2012 (Cargabilidad de los alimentadores).

Como era de esperarse el problema de cargabilidad se intensifica con el crecimiento de la carga alcanzando elementos y equipos del sistema de transmisión. Se observa que se llega al límite de la capacidad de generación a gran escala, lo cual, indica obviamente que es necesario incrementar la generación o inyectarle energía al sistema desde otra perspectiva.

5.4.3 Asignación y consideración de costos.

La lista típica de generadores distribuidos incluye turbinas de viento, micro turbinas de gas, celdas fotovoltaicas, celdas de combustibles y plantas mini hidráulicas. El costo de inversión de tales generadores distribuidos se asume como 0.5 M\$/MVA y un costo de operación que alcanza los \$50/MWh. Para la expansión de la subestación de distribución el costo por transformador es de 0.25 M\$. El costo de la adición de un alimentador es de 0.15 M\$/km. El factor de potencia del sistema y la tasa de descuento son tomados como 0.95 y 12.5% respectivamente. Basado en un precio de mercado eléctrico de 70\$/MWh el cual es considerado para la compra de potencia en los picos de demanda por las compañías distribuidoras a través de la red principal [2]. El costo para los bancos de capacitores con instalación y transporte en las subestaciones es de 1.3M\$/MVA aproximadamente [24].

5.4.4 Solución al problema de planificación.

El resolver un problema de planificación implica comparar alternativas de solución seleccionando la mejor desde el punto de vista de minimización de costos y que a la vez proporcione un desempeño óptimo del sistema. Por lo tanto, los costos totales de dos alternativas de planificación son comparados en la expansión del sistema de distribución con y sin generación distribuida para evaluar la factibilidad de implementación de tales unidades distribuidas contra la opción tradicional de planificación. A partir de la figura 5-18 hasta la figura 5-21 se desarrolla la alternativa tradicional sin GD para la solución al problema de expansión de los sistemas de distribución a nivel subestación en los niveles de 13.8 y 34.5 kV a partir del año 2009. Posteriormente se resuelve el problema de planificación de la expansión considerando la alternativa de planificación que incorpora GD a través de la aplicación de FOP.

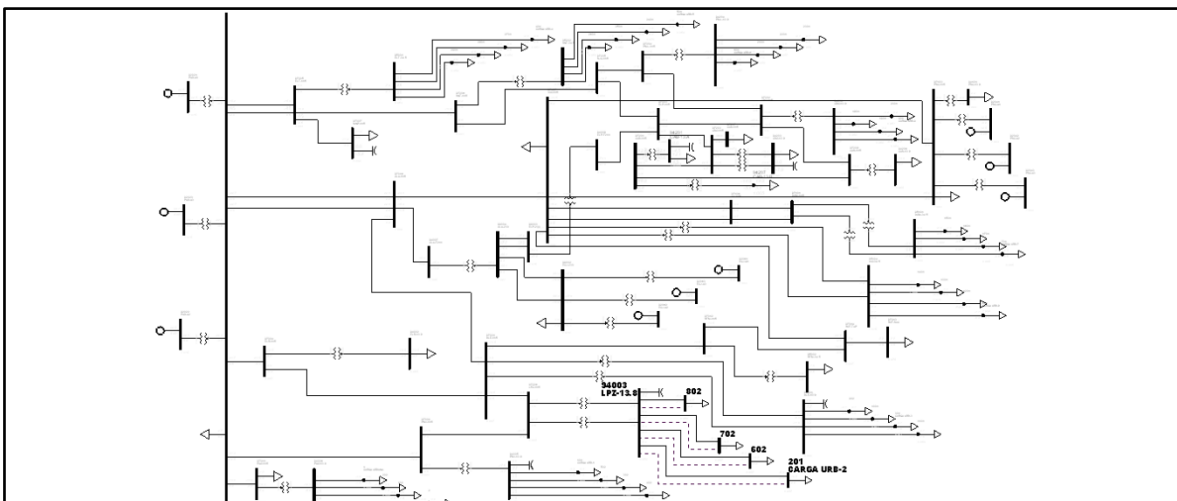


Figura 5-18 Solución 2009 sin GD.

Tabla 5-3 Elementos incorporados al sistema de distribución 2009.

Alimentador	Subestación (Bus)	Al Bus	Longitud [km]
2/0	LPZ-13.8kV (94003)	201	5
2/0	LPZ-13.8kV (94003)	602	6
2/0	LPZ-13.8kV (94003)	702	6
2/0	LPZ-13.8kV (94003)	802	6

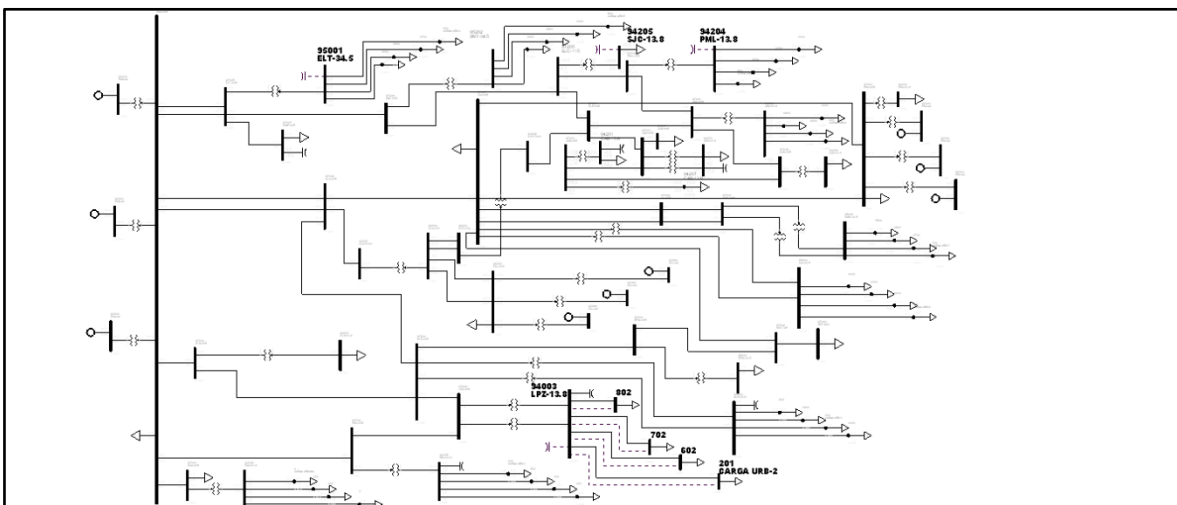


Figura 5-19 Solución 2010 sin GD.

Tabla 5-4 Elementos incorporados al sistema de distribución 2010.

Banco de capacitores	Subestación (Bus)	Capacidad [MVAR]		
		Tamaño 1	Tamaño 2	Tamaño 3
		3	6	9
1	LPZ-13.8kV (94003)	x		
1	PML-13.8kV (94204)	x		
1	ELT-34.5kV (95001)	x		
1	SJC-13.8kV (94205)		x	

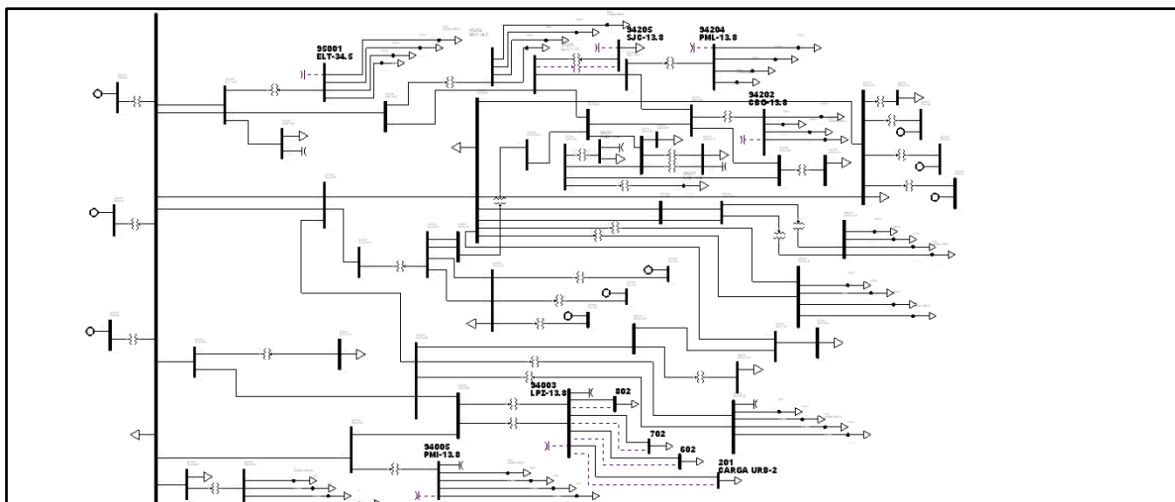


Figura 5-20 Solución 2011 sin GD.

Tabla 5-5 Elementos incorporados al sistema de distribución 2011-1.

Banco de capacitores	Subestación (Bus)	Capacidad [MVAR]		
		Tamaño 1	Tamaño 2	Tamaño 3
		3	6	9
1	PMI-13.8kV (94005)	x		
1	CBO-13.8kV (94202)	x		

Tabla 5-6 Elementos incorporados al sistema de distribución 2011-2.

Transformador	Subestación (Bus)	Capacidad [MVA]		
		Tamaño 1	Tamaño 2	Tamaño 3
		10	20	40
1	SJC-13.8kV (94205)	x		

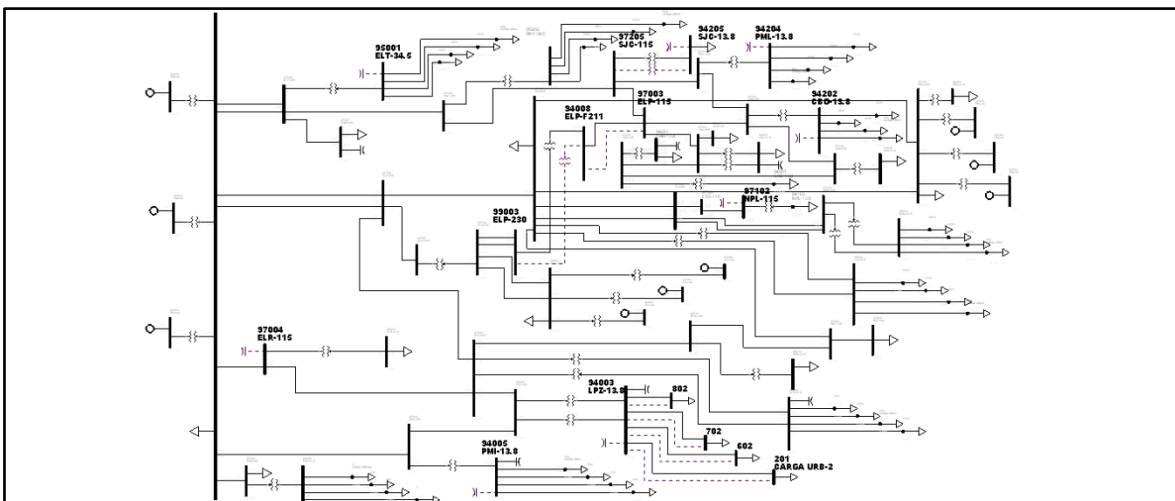


Figura 5-21 Solución 2012 sin GD.

Tabla 5-7 Elementos incorporados al sistema de distribución 2012-1.

Banco de capacitores	Subestación (Bus)	Capacidad del banco		
		[MVAR]		
		Tamaño 1	Tamaño 2	Tamaño 3
		3	6	9
1	ELR-115kV (97004)	x		
1	NPL-115kV (97102)	x		
1	SJC-13.8kV (94205)		x	

Tabla 5-8 Elementos incorporados al sistema de distribución 2012-2.

Transformador	Subestación (Bus)	Capacidad		
		[MVA]		
		Tamaño 1	Tamaño 2	Tamaño 3
		10	20	40
1	ELP-115kV (97003)		x	

Tabla 5-9 Elementos incorporados al sistema de distribución 2012-3.

Alimentador	Subestación (Bus)	Al Bus	Longitud [km]
477 KCM	ELP-115kV (97003)	94008	16

A continuación se crítica la confiabilidad del sistema como resultado de la alternativa de planificación de la expansión sin GD a través de las figuras 5-22 y 5-23.

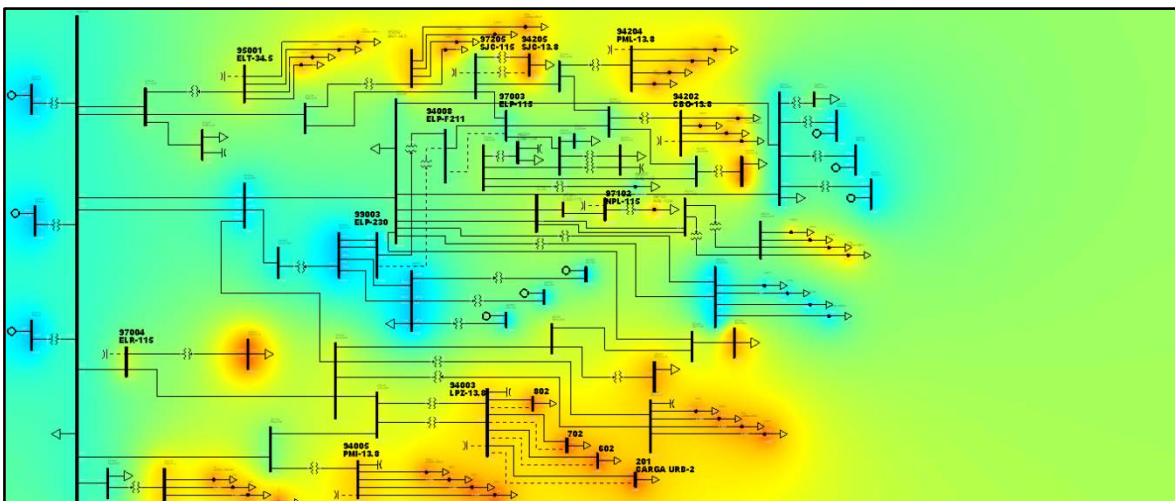


Figura 5-22 Solución 2012 sin GD (Perfiles de voltaje en los buses).

En esta imagen se puede apreciar de acuerdo al sombreado que los perfiles de voltaje están dentro de los límites operativos, los cuales permiten el buen desempeño del sistema.

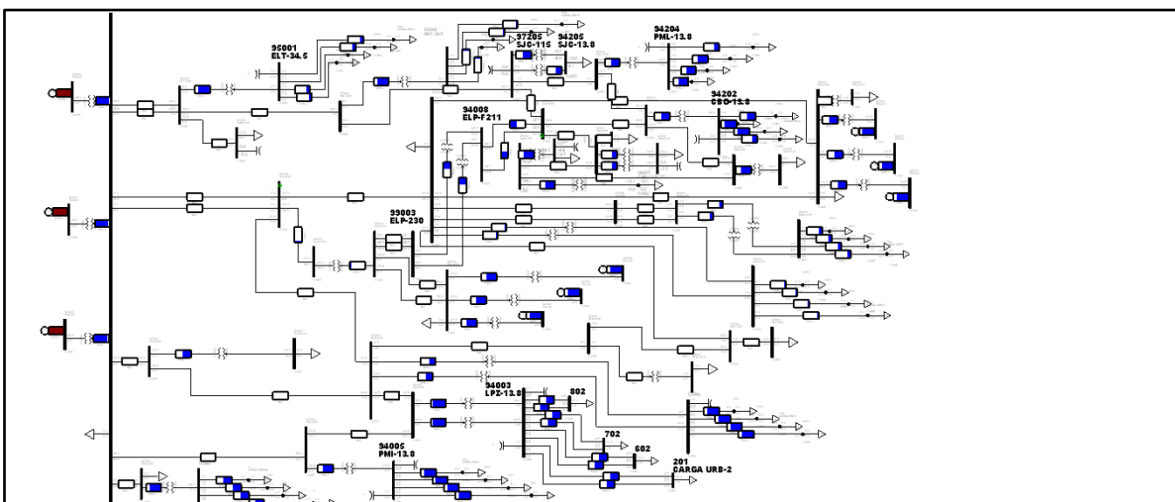


Figura 5-23 Solución 2012 sin GD (Cargabilidad de los alimentadores).

Observe que se ha mitigado el problema de cargabilidad en los equipos y alimentadores permitiendo que el sistema opere dentro de los límites térmicos operativos.

A continuación se presenta de forma detallada la aplicación de la alternativa de planificación de la expansión que incorpora GD en sus soluciones a través del uso de la herramienta de flujos óptimos de potencia. Al final se hará una comparativa entre alternativas de planificación, seleccionando la mejor de ellas en base al mínimo costo y criterios de confiabilidad.

El análisis desarrollado contempla tres diferentes resultados que ofrece la alternativa de planificación de la expansión con incorporación de GD. La figura 5-24 muestra la inyección óptima de potencia proporcionada por el generador distribuido conectado en la subestación de distribución LPZ-13.8kV (94003) para 50 posibles soluciones óptimas. En la figura 5-25 se compara la minimización de las pérdidas de potencia con las pérdidas del sistema antes de aplicar la solución óptima y la figura 5-26 analiza el costo de las pérdidas para cada caso. En todos los resultados se resalta el mejor escenario de solución óptima.

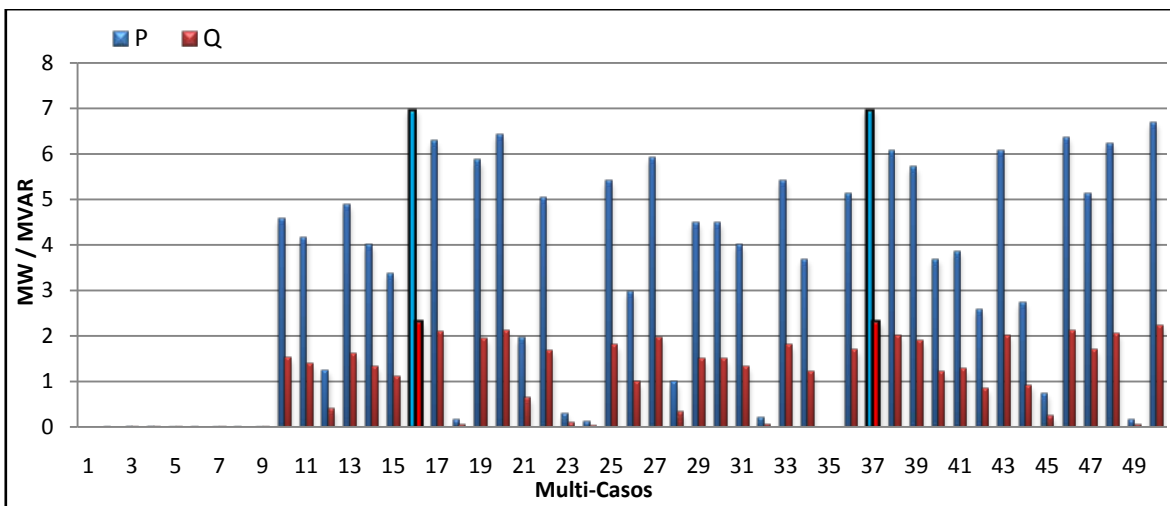


Figura 5-24 Solución 2009 con GD. Aportación de potencia activa y reactiva para 50 casos.

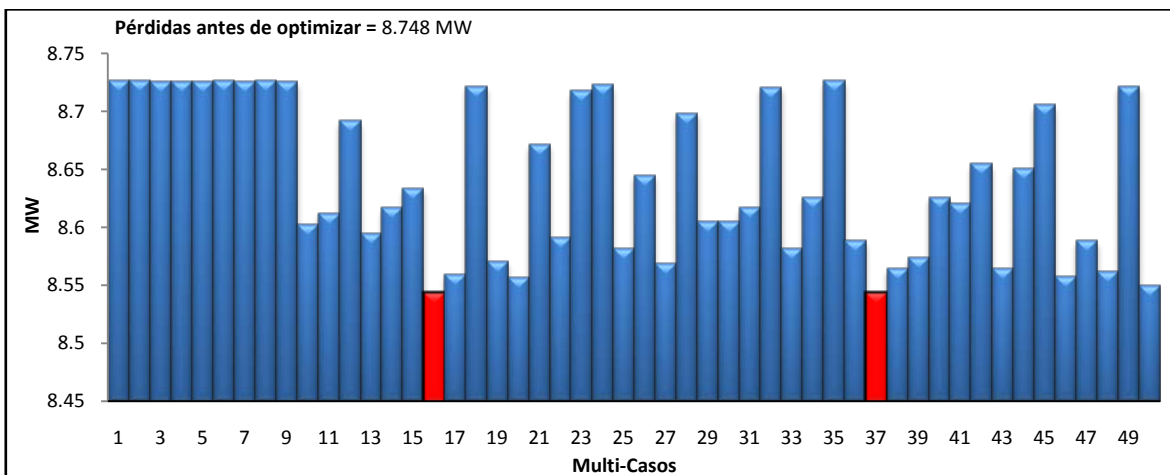


Figura 5-25 Solución 2009 con GD. Minimización de pérdidas para 50 casos de optimización.

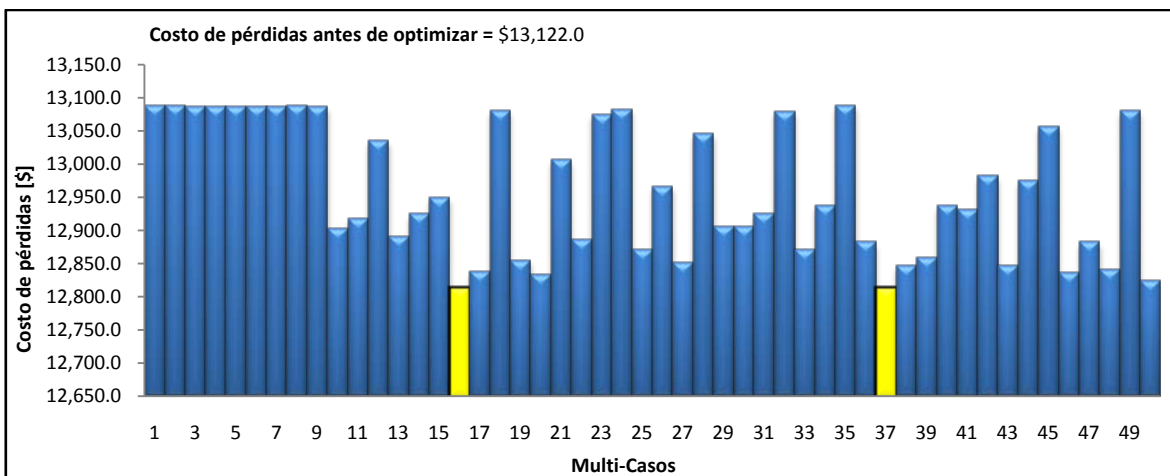


Figura 5-26 Solución 2009 con GD. Costo de pérdidas para 50 de optimización.

Tabla 5-10 Elementos incorporados al sistema de distribución 2009 con GD.

Unidades de GD	Subestación (Bus)	Capacidad [MVA]
1	LPZ-13.8kV (94003)	10

En las figuras 5-27, 5-28 y 5-29 se muestran los resultados obtenidos por la alternativa de planificación que incorpora GD para la solución del año 2010. Cabe mencionar que se encuentra solución óptima a partir de alternativa de planificación de la expansión con GD del año 2009. Obteniéndose diferentes resultados en la solución del año 2010.

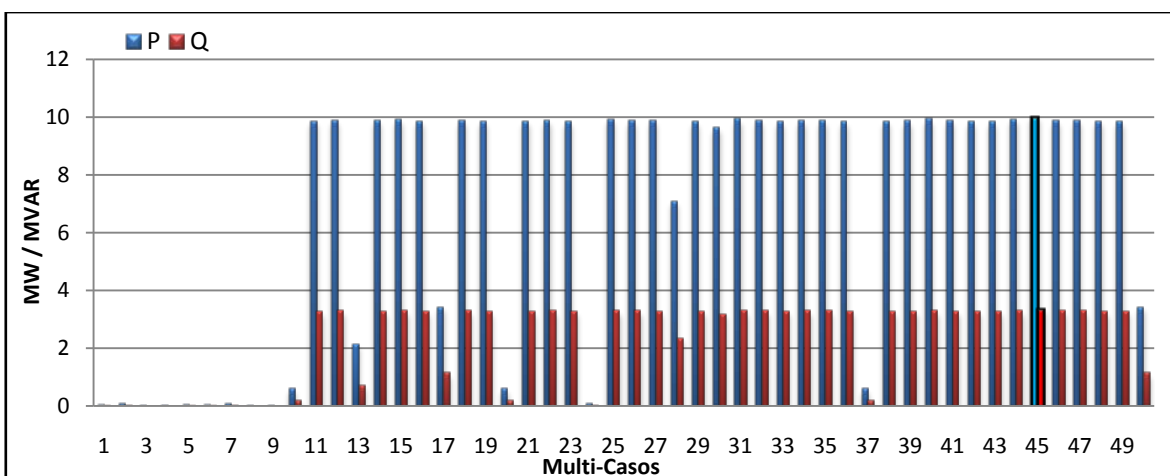


Figura 5-27 Solución 2010 con GD. Aportación de potencia activa y reactiva para 50 casos.

Observe que en la mayoría de los casos se alcanza la máxima capacidad de inyección de la unidad de generación distribuida.

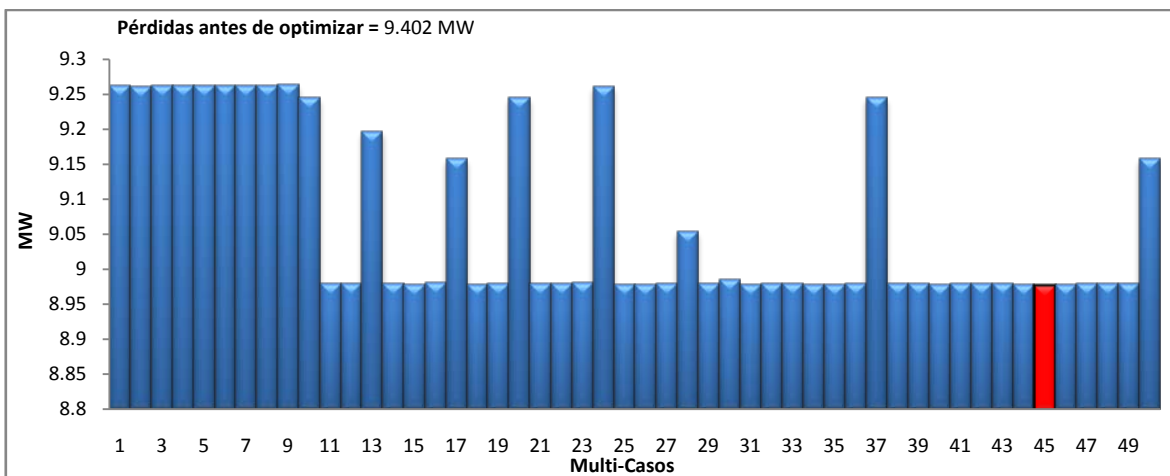


Figura 5-28 Solución 2010 con GD. Minimización de pérdidas para 50 casos de optimización.

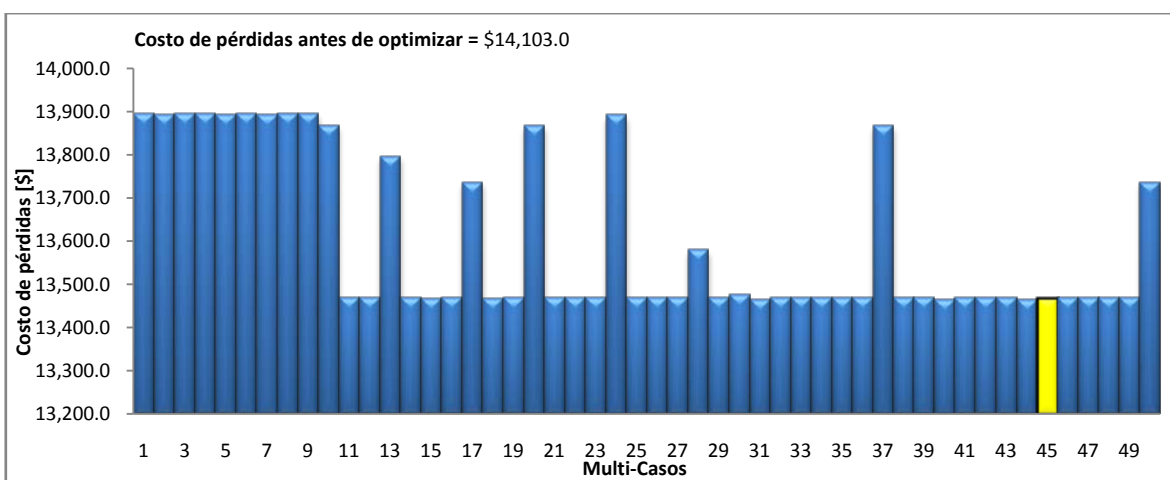


Figura 5-29 Solución 2010 con GD. Costo de pérdidas para 50 de optimización.

Se conserva la misma unidad de GD que se incorpora en la alternativa de solución utilizada en el 2009 que resuelve el problema de bajo voltaje y de cargabilidad de forma óptima para 50 escenarios posibles de solución. Nótese que en la mayoría de los casos de solución, la minimización de pérdidas y cuantificación de costos es muy similar ya que las necesidades del sistema obligan a la unidad distribuida a operar a su máxima capacidad para cumplir con requerimientos operativos que permiten el óptimo desempeño del sistema.

En las figuras 5-30, 5-31 y 5-32 se muestran los resultados obtenidos a partir de las alternativas de solución 2009 y 2010. Así mismo se encuentran soluciones óptimas donde la unidad de GD alcanza sus índices máximos de capacidad, con los cuales se obtiene un desempeño óptimo del sistema que opera dentro de sus límites operativos.

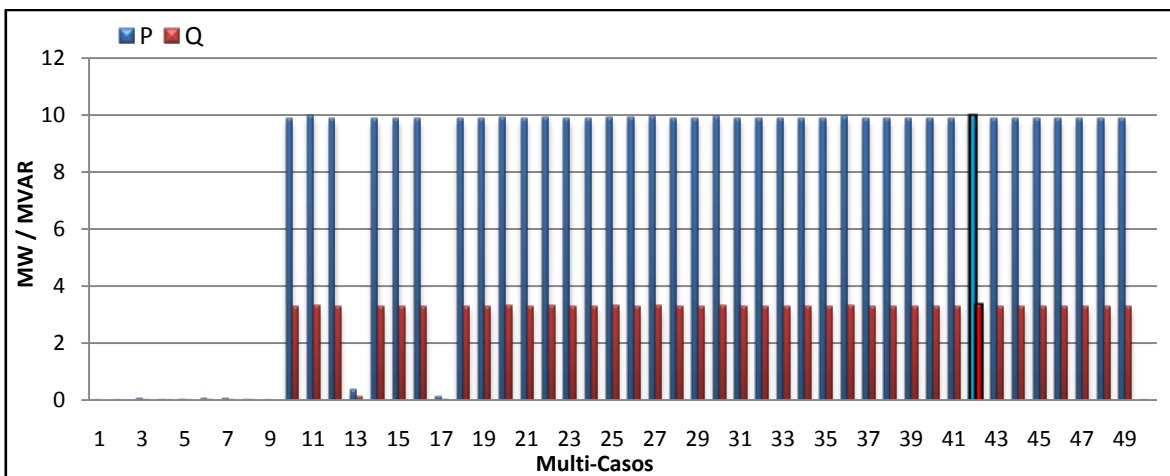


Figura 5-30 Solución 2011 con GD. Aportación de potencia activa y reactiva para 50 casos.

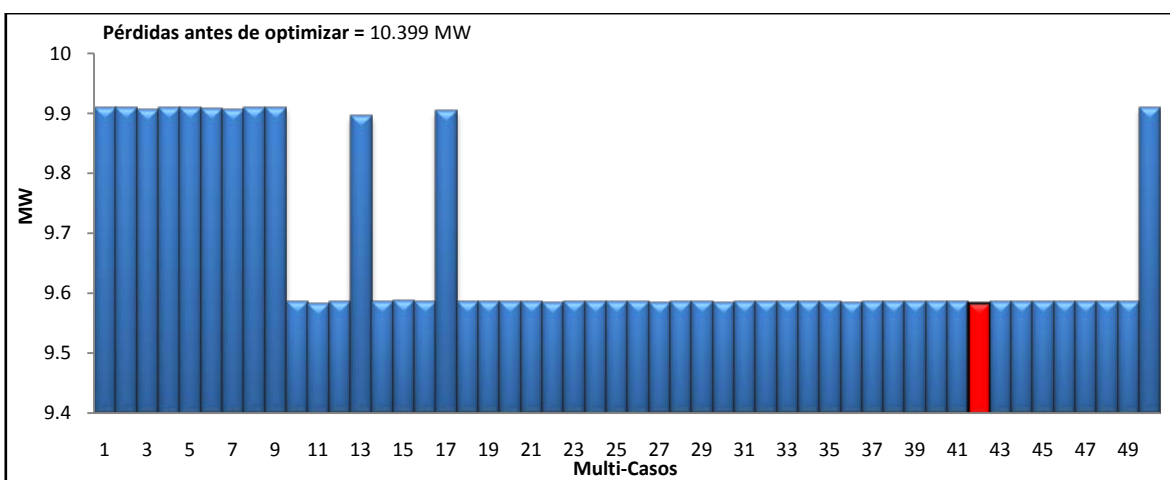


Figura 5-31 Solución 2011 con GD. Minimización de pérdidas para 50 casos de optimización.

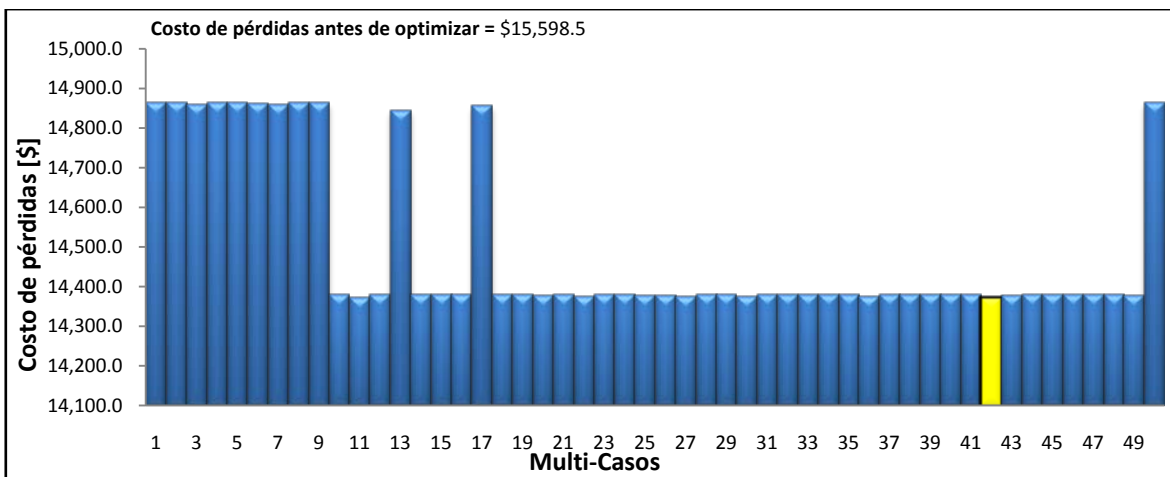


Figura 5-32 Solución 2011 con GD. Costo de pérdidas para 50 de optimización.

La aplicación de la alternativa de solución para los años 2009, 2010 y 2011 no encuentra solución óptima a la problemática generada por el crecimiento de la demanda en los diferentes centros de carga. El alto consumo de energía para el año 2012 genera problemas en diferentes puntos de la red, tales como, bajo voltaje en los buses debido al consumo excesivo de potencia reactiva y también se producen problemas de cargabilidad en alimentadores y equipos del sistema. La figura 5-33 muestra la inyección óptima de potencia proporcionada por dos unidades generadoras distribuidas, la primera está conectada en la subestación de distribución LPZ-13.8kV (94003) y la segunda es conectada en la subestación de distribución SJC-13.8kV (94205) para 50 posibles soluciones óptimas. En la figura 5-34 se compara la minimización de las pérdidas de potencia con las pérdidas del sistema antes de aplicar la solución óptima y la figura 5-35 analiza el costo de las pérdidas para cada caso. En todos los resultados se resalta el mejor escenario de solución óptima.

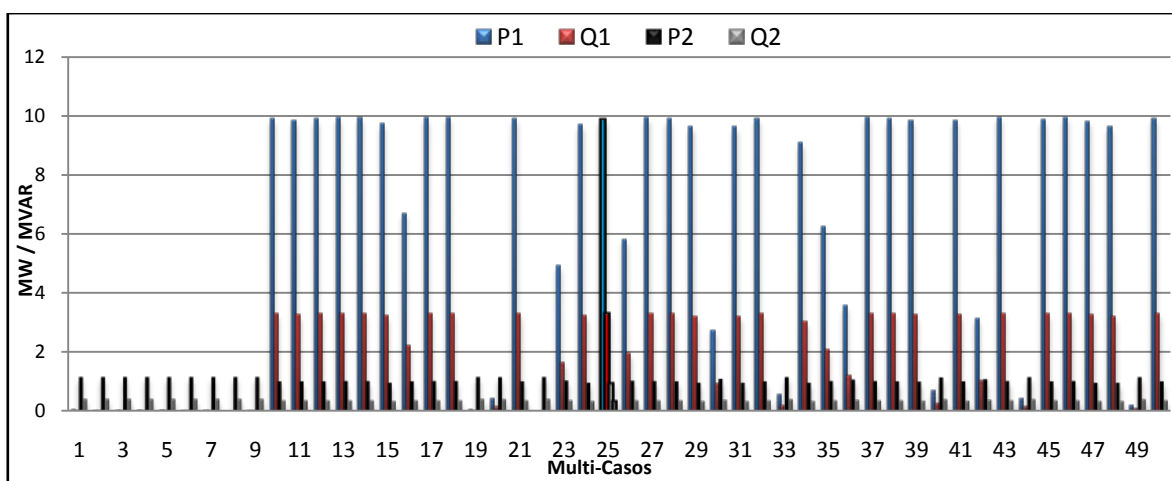


Figura 5-33 Solución 2012 con GD. Aportación de potencia activa y reactiva para 50 casos.

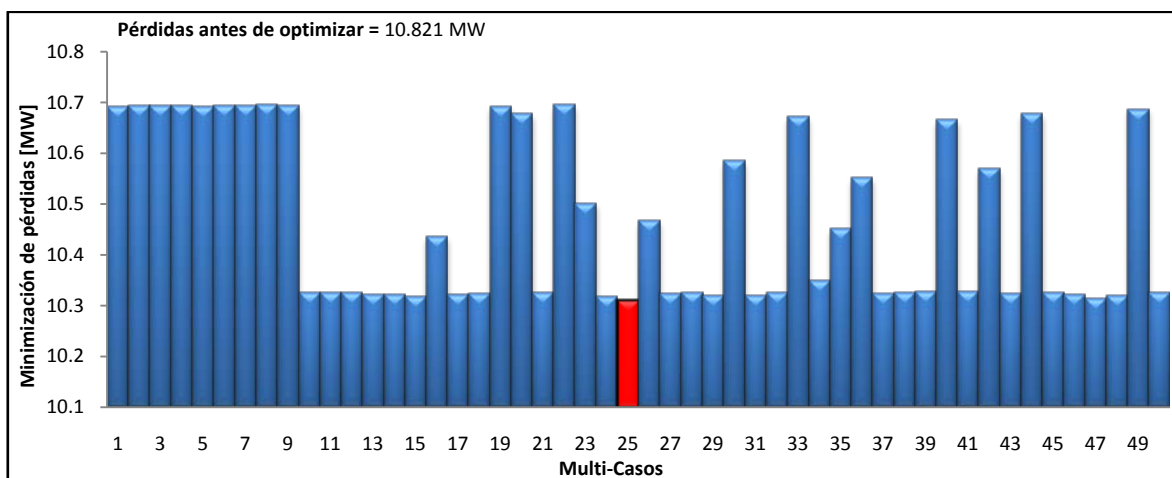


Figura 5-34 Solución 2012 con GD. Minimización de pérdidas para 50 casos de optimización.

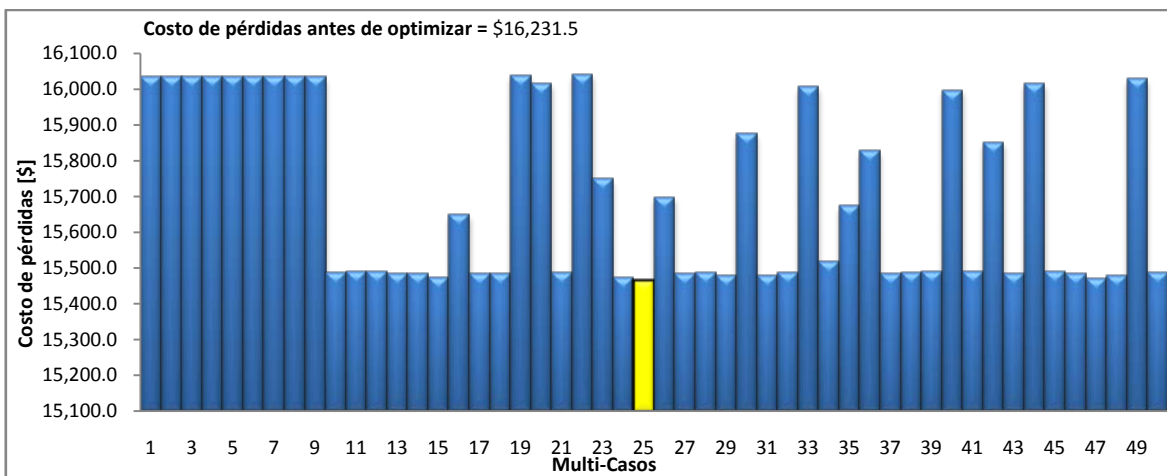


Figura 5-35 Solución 2012 con GD. Costo de pérdidas para 50 casos de optimización.

La tabla 5-10 Muestra el número de unidades de GD incorporadas en la solución del 2012.

Tabla 5-11 Elementos incorporados al sistema de distribución 2012 con GD.

Unidades de GD	Subestación (Bus)	Capacidad [MVA]
1	LPZ-13.8kV (94003)	10
1	SJC-13.8kV (94205)	10

Finalmente, en la tabla 5-3 se muestran los resultados obtenidos de las alternativas de planificación de la expansión con y sin generación distribuida.

Tabla 5-12 Comparación de resultados entre alternativas de planificación de la expansión.

Conceptos	Alternativa sin incorporar GD	Alternativa incorporando GD
Costo de expansión de la subestación [M\$]	0.5	0.0
Costo de alimentadores de distribución [M\$]	6.45	0.0
Costo de bancos de capacitores [M\$]	4.6	0.0
Costo de pérdidas [M\$]	0.229	0.216
Costo de inversión de la GD [M\$]	0.0	4.98
Costo de operación y mantenimiento de la GD [M\$]	0.0	6.1
Costo Total de la Expansión [M\$]	11.779	11.296
Demanda total del sistema [MVA]	138.27	128.68
Pérdidas de potencia del sistema [MW]	10.821	10.3

Como resultado de la comparación entre alternativas se observa que la alternativa que incorpora GD ofrece un ahorro de M\$ 0.483 (Cuatrocientos ochenta y tres mil dólares). Cabe mencionar que en México la compañía distribuidora es la misma que genera y transmite la energía, lo que quiere decir que la distribución no compra la energía a la transmisión. Que de lo contrario la GD sería aun más competente en cuanto a costos se refiere. También se aprecia que la alternativa con GD minimiza las pérdidas de potencia del sistema eléctrico hasta en un 4.81 %.

CAPÍTULO

6



CONCLUSIONES

6.1 CONCLUSIONES GENERALES

En primera instancia, el trabajo de tesis propone un procedimiento que permite evaluar la capacidad que tiene el sistema para incorporar la máxima inyección de generación distribuida descrito en el capítulo 5, el cual hace uso de la paquetería de flujos óptimos de potencia a través del software comercial PSS®E.

En este trabajo también se discute el problema de selección de alternativas de planificación de la expansión de las redes de subtransmisión, en donde se analizan los costos de expansión y la confiabilidad del sistema a partir de los resultados obtenidos por las diferentes soluciones que ofrecen las alternativas de planificación. Básicamente se analizan dos alternativas de planificación, la primera consiste en la aplicación de flujos convencionales de potencia y la adición de elementos en sitios puntuales y de esta forma satisfacer las necesidades de la red eléctrica. Este procedimiento también se conoce como método tradicional de planificación de la expansión. La segunda alternativa de planificación consiste en la incorporación de GD en las soluciones a través de la aplicación de flujos óptimos de potencia.



Como resultado del desarrollo de este trabajo, se confirman algunos resultados obtenidos de los artículos consultados y otros aspectos como resultado de la investigación, los cuales son los siguientes:

Es importante determinar la capacidad del sistema para incorporar GD en los diferentes niveles de tensión de los sistemas de distribución, ya que conocer con precisión cuánta energía se puede inyectar al sistema sin que este se vea amenazado por problemas operativos de sobre-voltaje o bajo-voltaje o por problemas de cargabilidad en los conductores y equipos. En este trabajo se determina que a un sistema eléctrico se le pueden adaptar puntos de GD desarrollando interfaces para la aplicación de programas comerciales, tales como el PSS®E. Esta información es gran utilidad para el planificador de redes de subtransmisión, debido a que puede disponer de forma eficaz de los elementos existentes en la red para lograr un desempeño óptimo del sistema de eléctrico de potencia. De hecho esta información es útil en la misma planificación de la GD que se pretenda incorporar a corto o largo plazo según sea la capacidad y tecnología de los generadores distribuidos.

En el estudio de planeación de redes de subtransmisión con incorporación de GD desarrollado en este trabajo, se analizaron diferentes casos para evaluar los costos de inversión, costos de expansión, costos de inyección de energía, costo de las pérdidas y la minimización de pérdidas. Se analizaron opciones de inyección en distintos puntos de la red para evaluar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios del crecimiento de la demanda como se mostró en el capítulo 5. Los resultados obtenidos del estudio de planificación permiten al planificador de redes eléctricas seleccionar la mejor alternativa que le permita reducir costos en la compra de equipos y alimentadores, así como minimizar pérdidas de potencia, etc.

Como resultado de la comparación entre alternativas de planificación con y sin GD en este estudio, *se determinó que la alternativa que considera GD en las soluciones es un 4.1 % más económica que la alternativa que no considera GD y una disminución en las pérdidas de potencia activa en el sistema eléctrico del 4.81 %.*

6.2 LOGROS

Los resultados obtenidos en primera instancia durante el desarrollo del presente trabajo de investigación, se presentaron en la Vigésima-Cuarta Reunión de Verano de Potencia del IEEE, llevada a cabo en julio del 2011 en la ciudad de Acapulco Gro., con el tema “Impacto de Aerogeneradores sobre las Pérdidas y el Control de Voltaje en las Redes de Distribución”, donde se expone el impacto que tienen los pequeños parques eólicos operando como GD con las redes de distribución en cuanto a las pérdidas de potencia activa y el perfil de voltaje que se ve afectado por el flujo de la potencia reactiva del parque a la red y viceversa.

Se desarrolló una interface en código Python 2.5 adecuada para el control del flujo de datos entre el usuario y la base de datos del sistema, lo cual permite automatizar procesos de optimización y de escenarios de planificación incorporando GD. Esta interface también permite al usuario explotar las herramientas y utilidades de todos aquellos programas comerciales de gran aceptación que interactúen con este lenguaje de programación.



6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Existe una gran variedad de aspectos que pueden mejorarse en este trabajo, sin embargo se mencionan solo algunas, tales como, el uso de un software que incorpore modelos más aproximados sobre redes de distribución y generación distribuida.

Integrar las fuentes renovables de energía en las aproximaciones, tales como, la solar y la eólica. Ya que estas fuentes no convencionales presentan otra problemática.

Otro campo de mejora, es el de contemplar un estudio completo de costos involucrados en la planificación de la expansión y para la instalación de la GD, para que de esta forma se alcancen finas aproximaciones en el costo global de planificación.

Finalmente, se recomienda utilizar por separado programas especializados de optimización, tales como GAMS y LINGO, los cuales contienen los distintos solucionadores para resolver problemas de optimización, tales programas encuentran soluciones óptimas globales a problemas de planificación y así mismo se pueden validar los resultados obtenidos por uno y otro programa.



REFERENCIAS

- [1] Juan Pablo Urrutia Wess, Hugh Rudnick Van de Wyngard, “Planificación de la expansión de sistemas eléctricos vía descomposición de Benders”, *Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1995.*
- [2] Mohamed A. H. El-sayed, Ahmed A. Arram, “Dispersed Generation Impact on Distribution Network Planning”, *University of Trinidad and Tobago, Point Lisas Campus, Trinidad y Tobago, 2009.*
- [3] Roger C. Dugan, Thomas E. McDermot and Greg J. Ball “Planning for Distributed Generation”, *IEEE Industry Applications Magazine, March/April 2001.*
- [4] Gilberto Enríquez Harper, “Tecnologías de generación de energía eléctrica”, *Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., 2009.*
- [5] http://www.canacindraem.org.mx/boletines/20120116/docs/poise2011_2025%20web Pág.2-4
- [6] Abdulaziz U. M. Abdulaziz and Habib I. Alhabib “Power Networks Planning Using Mixed-Integer Programming”, *Electrical and Computer Engg. Dept., Faculty of Engineering King Abdulaziz University, Jeddah, Saudi Arabia, 2010.*
- [7] <http://www.powercor.com.au/docs/pdf/Electricity%20Networks/Powercor%20Network/Customer%20Guidelines%20for%20Sub%20Transmission%20Connected%20Embedded%20Generation%20no.11Apr.2011>
- [8] G.P. Harrison, A.R. Wallace, “Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation”, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 152, No. 1, January 2005.*
- [9] Fernando Guzmán Maldonado “Planeación estratégica aplicada en la Comisión Federal de Electricidad, Dirección de Operación, Subdirección de Transmisión, Transformación y Control”, *SEPI-ESIMEZ IPN, México, D.F., 2001.*
- [10] Dora Luz Galicia Mendoza “La generación Distribuida y su Impacto en la Planeación del Sistema Central de Luz y Fuerza”, *SEPI-ESIMEZ IPN México, D.F., 2003.*
- [11] Sergio Días Tello “Herramienta para la Planeación de la Expansión de la Transmisión en Ambientes Desregulados”, *SEPI-ESIMEZ IPN, México, D.F., 2006.*
- [12] Jorge Alberto Morales Vallejo “Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida”, *SEPI-ESIMEZ IPN, México, D.F., 2007.*
- [13] Turan Gönen, “Electric Power Distribution System Engineering”, *California State University, Sacramento, 1986.*
- [14] H. Lee Willis, “Power Distribution Planning Reference Book” *ABB Power T&D Company, Inc., Raleigh, North Carolina, 17/06/1997.*



- [15] Loi Lei Lai, Tze Fun Chan “Distributed Generation: Induction and Permanent Magnet Generators”, *City University, London, UK, Hong Kong Polytechnic University, China, 2007.*
- [16] Gilberto Enríquez Harper, “Las ventajas de la generación distribuida”, *XXI Reunión de Verano de Potencia de la IEEE Sección México, Acapulco, Gro. 2009.*
- [17] H. Lee Willis, Walter G. Scott, “Distributed Power Generation: Planning and Evaluation”, *ABB Power T&D Company, Inc., Raleigh, North Carolina, Advanced Distribution Technologies, Blaine, Washington, 2000.*
- [18] Felix a. Farret, M. Godoy Simões, “Integration of Alternative Sources of Energy”, *John Wiley & Sons, Inc., New Jersey, United States of America, 2006.*
- [19] Narayan S. Rau “Optimization Principles: Practical Applications to the Operation and Markets of the Electric Power Industry”, *IEEE Press, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 22/09/2003.*
- [20] Siemens PTI “PSS®E V.32.0: Program Operation Manual”, *Power Technologies International, Inc., 2009.*
- [21] Power Technologies Inc.: “PSS®E/OPF Manual” (*Power Technologies Inc., Schenectady, NY, December 1998.*)
- [22] Fred L. Drake Jr., Python Labs “Documenting Python” *18th April, 2007.*
- [23] Gilberto Enríquez Harper, “Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía”, *Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., 01/02/2007.*
- [24] Siemens “Lista de precios I IA / BT”, *México, D.F., mes de Abril del 2009.*
- [25] http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp *2011-2012*

APENDICE A PROGRAMA QUE EVALUA LA CAPACIDAD DEL SISTEMA PARA MAXIMIZAR LA INYECCIÓN DE ENERGÍA DESARROLLADO EN CÓDIGO PYTHON 2.5.

```
#PROGRAMA QUE EVALUA LA CAPACIDAD DEL PARA MAXIMIZAR LA INYECCION DE ENERGIA#  
#Y SOLUCIONA UN PROBLEMA DE PLANIFICACIÓN DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN  
#INCORPORANDO GD EN EL CORTO PLAZO A TRAVES DE LA APLICACION DE  
#FLUJOS OPTIMOS DE POTENCIA  
#####  
#PRIMERAMENTE SE IMPORTA LA HERRAMIENTA ALEATORIA import random QUE SE #  
#UTILIZA PARA INICIALIZAR EL VECTOR DE PUNTOS DE INICIO ALEATORIOS Y TAMBIEN#  
#SE IMPORTAN LOS ARCHIVOS QUE CONTIENEN LOS DATOS DEL SISTEMA Y LA  
#FORMULACIÓN DE LOS FLUJOS OPTIMOS JUNTO CON SUS CONSIDERACIONES PARA SER #  
#LEIDAS POR EL PSS/E
```

```
import random  
psspy.case(r""F:\bcs2008_BASE CON GD.sav""")  
psspy.ropf(r""F:\bcs2008_BASE CON GD.rop""")  
  
max_iter=10  
casos=9  
x=[1,1,1,1,1,1,1,1,1]  
  
#DESPUES DE QUE EL PSS/E HA LEIDO LOS ARCHIVOS CON EXTENSIÓN ".sav y .rop" #  
#SE PREPARA UN ARCHIVO DE SALIDA QUE ALMACENARA LOS RESULTADOS GENERADOS POR#  
#LAS SOLUCIONES ENCONTRADAS PARA CADA CASO A PARTIR DE UN REPORTE DE SALIDA #  
  
salida=open("valores.dat", "w")  
salida.write("%s %8.3f \n" % ('PERDIDAS DE P(MW) ANTES DE  
OPTIMIZAR=', PERD_0[1][0][0]))  
salida.write("%s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s\n"  
"%s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s %s\n"  
for i in range(0,casos,1):  
B=i+1  
print 'caso', B  
maximo=11  
cargas_neg=10  
  
#A CONTINUACION SE REALIZA EL PROCESO ITERATIVO PARA ENCONTRAR SOLUCIONES EN#  
#UN ESPACIO DE SOLUCIONES DE 0 A 1 EN PASOS ALEATORIOS DECIMALES  
#  
  
for j in range(0,cargas_neg,1):  
A=x[j]*random.random()  
x[j]=A  
print x  
psspy.minimize_load_adjustments(1)  
psspy.minimize_p_losses(1)  
psspy.produce_opf_log_file(1,r""DETAIL""")  
psspy.set_opf_report_subsystem(3,1)  
psspy.report_output(1,"",[0,0])  
f=open('reporte_salida.dat','r+')  
k=0;  
for line in f.readlines():  
k=k+1;  
CONV=0  
F='-----'  
MP='-----'  
C=0  
if line.find('Optimal Solution Found') == 0:  
print 'ENCENTRO SOLUCION OPTIMA'  
else:  
print 'LEE LINEA:', k  
f.close()  
  
#SE TERMINA DE HACER LA PRIMERA PARTE DEL PROCESO ITERATIVO ALMACENANDO LOS #  
#RESULTADOS GENERADOS EN UN FICHERO DE DATOS DE SALIDA
```

[illegible]

APÉNDICE B RESULTADOS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD PARA INCORPORAR LA MÁXIMA INYECCIÓN DE ENERGÍA.

Category	Sub-category	Item 1	Item 2	Item 3	Item 4	Item 5	Item 6	Item 7	Item 8	Item 9	Item 10	Item 11	Item 12	Item 13	Item 14	Item 15	Item 16	Item 17	Item 18	Item 19	Item 20	Item 21	Item 22	Item 23	Item 24	Item 25	Item 26	Item 27	Item 28	Item 29	Item 30	Item 31	Item 32	Item 33	Item 34	Item 35	Item 36	Item 37	Item 38	Item 39	Item 40	Item 41	Item 42	Item 43	Item 44	Item 45	Item 46	Item 47	Item 48	Item 49	Item 50	Item 51	Item 52	Item 53	Item 54	Item 55	Item 56	Item 57	Item 58	Item 59	Item 60	Item 61	Item 62	Item 63	Item 64	Item 65	Item 66	Item 67	Item 68	Item 69	Item 70	Item 71	Item 72	Item 73	Item 74	Item 75	Item 76	Item 77	Item 78	Item 79	Item 80	Item 81	Item 82	Item 83	Item 84	Item 85	Item 86	Item 87	Item 88	Item 89	Item 90	Item 91	Item 92	Item 93	Item 94	Item 95	Item 96	Item 97	Item 98	Item 99	Item 100	Item 101	Item 102	Item 103	Item 104	Item 105	Item 106	Item 107	Item 108	Item 109	Item 110	Item 111	Item 112	Item 113	Item 114	Item 115	Item 116	Item 117	Item 118	Item 119	Item 120	Item 121	Item 122	Item 123	Item 124	Item 125	Item 126	Item 127	Item 128	Item 129	Item 130	Item 131	Item 132	Item 133	Item 134	Item 135	Item 136	Item 137	Item 138	Item 139	Item 140	Item 141	Item 142	Item 143	Item 144	Item 145	Item 146	Item 147	Item 148	Item 149	Item 150	Item 151	Item 152	Item 153	Item 154	Item 155	Item 156	Item 157	Item 158	Item 159	Item 160	Item 161	Item 162	Item 163	Item 164	Item 165	Item 166	Item 167	Item 168	Item 169	Item 170	Item 171	Item 172	Item 173	Item 174	Item 175	Item 176	Item 177	Item 178	Item 179	Item 180	Item 181	Item 182	Item 183	Item 184	Item 185	Item 186	Item 187	Item 188	Item 189	Item 190	Item 191	Item 192	Item 193	Item 194	Item 195	Item 196	Item 197	Item 198	Item 199	Item 200	Item 201	Item 202	Item 203	Item 204	Item 205	Item 206	Item 207	Item 208	Item 209	Item 210	Item 211	Item 212	Item 213	Item 214	Item 215	Item 216	Item 217	Item 218	Item 219	Item 220	Item 221	Item 222	Item 223	Item 224	Item 225	Item 226	Item 227	Item 228	Item 229	Item 230	Item 231	Item 232	Item 233	Item 234	Item 235	Item 236	Item 237	Item 238	Item 239	Item 240	Item 241	Item 242	Item 243	Item 244	Item 245	Item 246	Item 247	Item 248	Item 249	Item 250	Item 251	Item 252	Item 253	Item 254	Item 255	Item 256	Item 257	Item 258	Item 259	Item 260	Item 261	Item 262	Item 263	Item 264	Item 265	Item 266	Item 267	Item 268	Item 269	Item 270	Item 271	Item 272	Item 273	Item 274	Item 275	Item 276	Item 277	Item 278	Item 279	Item 280	Item 281	Item 282	Item 283	Item 284	Item 285	Item 286	Item 287	Item 288	Item 289	Item 290	Item 291	Item 292	Item 293	Item 294	Item 295	Item 296	Item 297	Item 298	Item 299	Item 300	Item 301	Item 302	Item 303	Item 304	Item 305	Item 306	Item 307	Item 308	Item 309	Item 310	Item 311	Item 312	Item 313	Item 314	Item 315	Item 316	Item 317	Item 318	Item 319	Item 320	Item 321	Item 322	Item 323	Item 324	Item 325	Item 326	Item 327	Item 328	Item 329	Item 330	Item 331	Item 332	Item 333	Item 334	Item 335	Item 336	Item 337	Item 338	Item 339	Item 340	Item 341	Item 342	Item 343	Item 344	Item 345	Item 346	Item 347	Item 348	Item 349	Item 350	Item 351	Item 352	Item 353	Item 354	Item 355	Item 356	Item 357	Item 358	Item 359	Item 360	Item 361	Item 362	Item 363	Item 364	Item 365	Item 366	Item 367	Item 368	Item 369	Item 370	Item 371	Item 372	Item 373	Item 374	Item 375	Item 376	Item 377	Item 378	Item 379	Item 380	Item 381	Item 382	Item 383	Item 384	Item 385	Item 386	Item 387	Item 388	Item 389	Item 390	Item 391	Item 392	Item 393	Item 394	Item 395	Item 396	Item 397	Item 398	Item 399	Item 400	Item 401	Item 402	Item 403	Item 404	Item 405	Item 406	Item 407	Item 408	Item 409	Item 410	Item 411	Item 412	Item 413	Item 414	Item 415	Item 416	Item 417	Item 418	Item 419
----------	--------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------



APÉNDICE C

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SOLUCIÓN 2009 CON GD.

PERDIDAS DE P (MW) ANTES DE OPTIMIZAR=		8.748						
CASO	x[0]	P94003	Q94003	CONV	F.O.T.C	Perdidas	F.O.M.P	\$/kw
1	0.03	0.00	0.00	1	0.0000	8.727	0.0873	13088.85
2	0.19	0.01	0.00	1	0.0000	8.727	0.0873	13088.70
3	0.70	0.03	0.01	1	-0.0001	8.726	0.0873	13087.80
4	0.86	0.03	0.01	1	-0.0002	8.726	0.0872	13087.50
5	0.58	0.02	0.01	1	-0.0001	8.726	0.0873	13087.95
6	0.37	0.01	0.00	1	-0.0000	8.727	0.0873	13088.40
7	0.50	0.02	0.01	1	-0.0001	8.726	0.0873	13088.10
8	0.15	0.01	0.00	1	0.0000	8.727	0.0873	13088.70
9	0.56	0.02	0.01	1	-0.0001	8.726	0.0873	13088.10
10	66.00	4.58	1.53	1	-0.0457	8.603	0.0860	12903.90
11	61.00	4.18	1.39	1	-0.0417	8.613	0.0861	12919.20
12	23.00	1.25	0.42	1	-0.0124	8.692	0.0869	13036.50
13	70.00	4.89	1.63	1	-0.0488	8.595	0.0859	12891.90
14	59.00	4.02	1.34	1	-0.0401	8.617	0.0862	12925.35
15	51.00	3.38	1.12	1	-0.0336	8.634	0.0863	12950.55
16	99.00	6.96	2.32	1	-0.0695	8.544	0.0854	12815.10
17	89.00	6.30	2.10	1	-0.0628	8.560	0.0856	12839.40
18	4.00	0.17	0.06	1	-0.0016	8.722	0.0872	13081.80
19	83.00	5.87	1.95	1	-0.0586	8.571	0.0857	12855.15
20	91.00	6.43	2.14	1	-0.0642	8.557	0.0856	12834.30
21	33.00	1.96	0.65	1	-0.0195	8.672	0.0867	13007.25
22	72.00	5.05	1.68	1	-0.0503	8.591	0.0859	12886.05
23	7.00	0.31	0.10	1	-0.0030	8.718	0.0872	13075.80
24	3.00	0.13	0.04	1	-0.0011	8.723	0.0872	13083.60
25	77.00	5.43	1.81	1	-0.0541	8.582	0.0858	12871.65
26	46.00	2.98	0.99	1	-0.0296	8.645	0.0864	12966.45
27	84.00	5.94	1.98	1	-0.0593	8.569	0.0857	12852.45
28	19.00	0.99	0.33	1	-0.0097	8.699	0.0870	13047.30
29	65.00	4.50	1.50	1	-0.0449	8.605	0.0860	12906.90
30	65.00	4.50	1.50	1	-0.0449	8.605	0.0860	12906.90
31	59.00	4.02	1.34	1	-0.0401	8.617	0.0862	12925.35
32	5.00	0.22	0.07	1	-0.0020	8.721	0.0872	13079.85
33	77.00	5.43	1.81	1	-0.0541	8.582	0.0858	12871.65
34	55.00	3.70	1.23	1	-0.0369	8.626	0.0863	12937.95
35	0.00	0.00	0.00	1	0.0000	8.727	0.0873	13088.85
36	73.00	5.13	1.71	1	-0.0511	8.589	0.0859	12883.05
37	99.00	6.96	2.32	1	-0.0695	8.544	0.0854	12815.10
38	86.00	6.09	2.03	1	-0.0607	8.565	0.0856	12847.20
39	81.00	5.72	1.91	1	-0.0571	8.574	0.0857	12860.55
40	55.00	3.70	1.23	1	-0.0369	8.626	0.0863	12937.95
41	57.00	3.86	1.29	1	-0.0385	8.621	0.0862	12931.65
42	41.00	2.58	0.86	1	-0.0256	8.655	0.0865	12982.35
43	86.00	6.09	2.03	1	-0.0607	8.565	0.0856	12847.20
44	43.00	2.74	0.91	1	-0.0272	8.651	0.0865	12976.05
45	15.00	0.74	0.25	1	-0.0073	8.706	0.0871	13057.50
46	90.00	6.37	2.12	1	-0.0635	8.558	0.0856	12836.85
47	73.00	5.13	1.71	1	-0.0511	8.589	0.0859	12883.05
48	88.00	6.23	2.07	1	-0.0621	8.562	0.0856	12841.95
49	4.00	0.17	0.06	1	-0.0016	8.722	0.0872	13081.80
50	95.00	6.70	2.23	1	-0.0669	8.550	0.0855	12824.55



APÉNDICE D

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SOLUCIÓN 2010 CON GD.

PERDIDAS DE P (MW)		ANTES DE OPTIMIZAR=			9.402			
CASO	x[0]	P94003	Q94003	CONV	F.O.T.C	Perdidas	F.O.M.P	\$/kw
1	0.70	0.07	0.02	1	-0.0005	9.263	0.0926	13894.95
2	0.60	0.05	0.02	1	-0.0004	9.264	0.0926	13895.40
3	0.52	0.05	0.02	1	-0.0003	9.264	0.0926	13895.85
4	0.16	0.01	0.00	1	-0.0000	9.265	0.0926	13897.35
5	0.64	0.06	0.02	1	-0.0004	9.263	0.0926	13895.25
6	0.28	0.02	0.01	1	-0.0001	9.265	0.0926	13896.90
7	0.66	0.06	0.02	1	-0.0005	9.263	0.0926	13895.10
8	0.69	0.06	0.02	1	-0.0005	9.263	0.0926	13894.95
9	0.32	0.03	0.01	1	-0.0001	9.264	0.0926	13896.75
10	55.00	9.87	3.29	1	-0.0986	8.980	0.0898	13469.85
11	72.00	9.90	3.30	1	-0.0988	8.980	0.0898	13469.55
12	41.00	9.86	3.28	1	-0.0984	8.980	0.0898	13470.00
13	39.00	9.86	3.28	1	-0.0984	8.980	0.0898	13470.60
14	19.00	9.86	3.28	1	-0.0985	8.981	0.0898	13471.20
15	82.00	9.91	3.30	1	-0.0990	8.979	0.0898	13468.80
16	31.00	9.94	3.31	1	-0.0992	8.979	0.0898	13468.50
17	15.00	9.98	3.32	1	-0.0997	8.979	0.0898	13465.05
18	30.00	9.93	3.31	1	-0.0991	8.979	0.0898	13468.80
19	34.00	9.96	3.32	1	-0.0995	8.978	0.0898	13467.45
20	62.00	9.88	3.29	1	-0.0987	8.980	0.0898	13469.85
21	96.00	9.94	3.31	1	-0.0993	8.978	0.0898	13467.60
22	16.00	9.99	3.33	1	-0.0998	8.977	0.0898	13466.10
23	74.00	9.90	3.30	1	-0.0989	8.980	0.0898	13469.40
24	95.00	9.94	3.31	1	-0.0992	8.979	0.0898	13467.75
25	63.00	9.88	3.29	1	-0.0987	8.980	0.0898	13469.85
26	67.00	9.89	3.29	1	-0.0988	8.980	0.0898	13469.70
27	84.00	9.92	3.30	1	-0.0990	8.979	0.0898	13468.65
28	36.00	9.99	3.33	1	-0.0998	8.978	0.0898	13465.80
29	51.00	9.87	3.29	1	-0.0985	8.980	0.0898	13469.70
30	69.00	9.89	3.29	1	-0.0988	8.980	0.0898	13469.55
31	87.00	9.92	3.30	1	-0.0991	8.979	0.0898	13468.50
32	99.00	9.95	3.31	1	-0.0993	8.978	0.0898	13467.30
33	66.00	9.89	3.29	1	-0.0987	8.980	0.0898	13469.70
34	49.00	9.87	3.29	1	-0.0985	8.980	0.0898	13469.70
35	76.00	9.90	3.30	1	-0.0989	8.980	0.0898	13469.25
36	35.00	8.76	2.92	1	-0.0874	9.011	0.0901	13512.90
37	3.00	0.39	0.13	1	-0.0038	9.253	0.0925	13879.20
38	89.00	9.93	3.31	1	-0.0991	8.979	0.0898	13468.35
39	32.00	9.94	3.31	1	-0.0993	8.979	0.0898	13468.20
40	85.00	9.92	3.30	1	-0.0990	8.979	0.0898	13468.65
41	44.00	9.86	3.28	1	-0.0985	8.980	0.0898	13469.70
42	65.00	9.89	3.29	1	-0.0987	8.980	0.0898	13469.70
43	18.00	9.86	3.28	1	-0.0984	8.981	0.0898	13471.20
44	93.00	9.93	3.31	1	-0.0992	8.979	0.0898	13467.90
45	98.00	9.94	3.31	1	-0.0993	8.978	0.0898	13467.30
46	34.00	9.96	3.32	1	-0.0995	8.978	0.0898	13467.45
47	76.00	9.90	3.30	1	-0.0989	8.980	0.0898	13469.25
48	32.00	9.94	3.31	1	-0.0993	8.979	0.0898	13468.20
49	13.00	6.07	2.02	1	-0.0606	9.083	0.0908	13622.85
50	86.00	9.92	3.30	1	-0.0991	8.979	0.0898	13468.50



APÉNDICE E

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SOLUCIÓN 2011 CON GD.

PERDIDAS DE P (MW) ANTES DE OPTIMIZAR= 10.399								
CASO	x[0]	P94003	Q94003	CONV	F.O.T.C	Perdidas	F.O.M.P	\$/kw
1	0.10	0.01	0.00	1	0.0000	9.911	0.0991	14865.45
2	0.02	0.01	0.00	1	0.0000	9.911	0.0991	14865.45
3	0.73	0.09	0.03	1	-0.0007	9.908	0.0991	14861.25
4	0.26	0.03	0.01	1	-0.0001	9.910	0.0991	14864.55
5	0.38	0.04	0.01	1	-0.0002	9.910	0.0991	14863.80
6	0.60	0.07	0.02	1	-0.0005	9.909	0.0991	14862.15
7	0.74	0.09	0.03	1	-0.0007	9.908	0.0991	14861.10
8	0.16	0.02	0.01	1	-0.0000	9.911	0.0991	14865.15
9	0.02	0.01	0.00	1	0.0000	9.911	0.0991	14865.45
10	24.00	9.87	3.29	1	-0.0986	9.587	0.0959	14381.10
11	68.00	9.99	3.33	1	-0.0998	9.583	0.0958	14373.45
12	34.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.65
13	2.00	0.39	0.13	1	-0.0038	9.897	0.0990	14844.60
14	34.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.65
15	69.00	9.87	3.29	1	-0.0986	9.588	0.0959	14381.10
16	71.00	9.88	3.29	1	-0.0986	9.587	0.0959	14380.65
17	1.00	0.13	0.04	1	-0.0012	9.906	0.0991	14858.70
18	99.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.20
19	86.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.35
20	54.00	9.93	3.31	1	-0.0991	9.586	0.0959	14378.70
21	12.00	9.90	3.30	1	-0.0988	9.587	0.0959	14379.90
22	16.00	9.95	3.31	1	-0.0994	9.585	0.0959	14377.65
23	95.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.20
24	49.00	9.91	3.30	1	-0.0990	9.586	0.0959	14379.45
25	57.00	9.94	3.31	1	-0.0992	9.586	0.0959	14378.25
26	53.00	9.92	3.30	1	-0.0991	9.586	0.0959	14378.85
27	65.00	9.97	3.32	1	-0.0996	9.585	0.0958	14376.75
28	43.00	9.90	3.30	1	-0.0988	9.587	0.0959	14380.05
29	25.00	9.87	3.29	1	-0.0986	9.587	0.0959	14381.10
30	7.00	9.97	3.32	1	-0.0995	9.585	0.0958	14376.75
31	44.00	9.90	3.30	1	-0.0988	9.587	0.0959	14379.90
32	97.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.20
33	46.00	9.90	3.30	1	-0.0989	9.587	0.0959	14379.75
34	87.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.20
35	84.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.35
36	7.00	9.97	3.32	1	-0.0995	9.585	0.0958	14376.75
37	97.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.20
38	95.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.20
39	35.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.65
40	41.00	9.89	3.29	1	-0.0988	9.587	0.0959	14380.20
41	9.00	9.89	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.50
42	68.00	9.99	3.33	1	-0.0998	9.583	0.0958	14373.45
43	19.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.586	0.0959	14378.25
44	38.00	9.89	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.35
45	85.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.35
46	95.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.20
47	86.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.35
48	34.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.587	0.0959	14380.65
49	19.00	9.88	3.29	1	-0.0987	9.586	0.0959	14378.25
50	0.00	0.01	0.00	1	0.0000	9.911	0.0991	14865.45



APÉNDICE F

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SOLUCIÓN 2012 CON GD.

PERDIDAS DE P(MW) ANTES DE OPTIMIZAR= 10.821											
CASO	x[0]	x[1]	P94003	Q94003	P94205	Q94205	CONV	F.O.T.C	Perdidas	F.O.M.P	\$/kw
1	0.89	1.00	0.05	0.02	1.13	0.38	1	-0.0115	10.694	0.1069	16035.00
2	0.48	1.00	0.02	0.01	1.13	0.38	1	-0.0113	10.695	0.1069	16035.00
3	0.60	1.00	0.03	0.01	1.13	0.38	1	-0.0113	10.695	0.1069	16035.00
4	0.75	1.00	0.04	0.01	1.13	0.38	1	-0.0114	10.695	0.1069	16035.00
5	0.79	1.00	0.04	0.01	1.13	0.38	1	-0.0114	10.694	0.1069	16035.00
6	0.40	1.00	0.02	0.01	1.13	0.38	1	-0.0112	10.695	0.1069	16035.00
7	0.64	1.00	0.03	0.01	1.13	0.38	1	-0.0114	10.695	0.1069	16035.00
8	0.06	1.00	0.00	0.00	1.13	0.38	1	-0.0111	10.696	0.1069	16035.00
9	0.46	1.00	0.02	0.01	1.13	0.38	1	-0.0113	10.695	0.1069	16035.00
10	51.00	1.00	9.93	3.31	0.98	0.33	1	-0.1088	10.326	0.1033	15487.80
11	36.00	1.00	9.88	3.29	0.98	0.33	1	-0.1083	10.327	0.1033	15491.10
12	44.00	1.00	9.91	3.30	0.98	0.33	1	-0.1086	10.326	0.1033	15489.30
13	80.00	1.00	9.98	3.32	0.99	0.33	1	-0.1095	10.323	0.1032	15484.35
14	80.00	1.00	9.98	3.32	0.99	0.33	1	-0.1095	10.323	0.1032	15484.35
15	83.00	1.00	9.76	3.25	0.93	0.31	1	-0.1067	10.318	0.1032	15475.95
16	23.00	1.00	6.70	2.23	0.98	0.33	1	-0.0766	10.436	0.1043	15651.60
17	75.00	1.00	9.98	3.32	0.99	0.33	1	-0.1095	10.323	0.1032	15484.65
18	63.00	1.00	9.96	3.32	0.99	0.33	1	-0.1092	10.324	0.1032	15485.85
19	1.00	1.00	0.05	0.02	1.13	0.38	1	-0.0116	10.694	0.1069	16039.35
20	5.00	1.00	0.41	0.14	1.12	0.37	1	-0.0150	10.679	0.1068	16017.60
21	51.00	1.00	9.93	3.31	0.98	0.33	1	-0.1088	10.326	0.1033	15487.80
22	0.00	1.00	0.00	0.00	1.13	0.38	1	-0.0111	10.696	0.1069	16042.35
23	19.00	1.00	4.94	1.65	1.01	0.34	1	-0.0593	10.502	0.1050	15750.90
24	91.00	1.00	9.73	3.24	0.93	0.31	1	-0.1063	10.318	0.1032	15476.25
25	98.00	1.00	9.90	3.30	0.92	0.31	1	-0.1079	10.311	0.1031	15465.60
26	21.00	1.00	5.83	1.94	1.00	0.33	1	-0.0680	10.468	0.1047	15700.35
27	61.00	1.00	9.95	3.31	0.99	0.33	1	-0.1091	10.324	0.1032	15486.15
28	45.00	1.00	9.91	3.30	0.98	0.33	1	-0.1086	10.326	0.1033	15489.15
29	86.00	1.00	9.65	3.21	0.93	0.31	1	-0.1056	10.321	0.1032	15480.90
30	14.00	1.00	2.75	0.91	1.06	0.35	1	-0.0378	10.586	0.1059	15877.50
31	89.00	1.00	9.67	3.22	0.93	0.31	1	-0.1057	10.321	0.1032	15479.85
32	47.00	1.00	9.92	3.30	0.98	0.33	1	-0.1087	10.326	0.1033	15488.70
33	6.00	1.00	0.55	0.18	1.12	0.37	1	-0.0164	10.674	0.1067	16009.05
34	29.00	1.00	9.10	3.03	0.93	0.31	1	-0.1001	10.350	0.1035	15521.25
35	22.00	1.00	6.27	2.09	0.99	0.33	1	-0.0723	10.452	0.1045	15675.75
36	16.00	1.00	3.59	1.20	1.04	0.35	1	-0.0461	10.553	0.1055	15828.30
37	68.00	1.00	9.97	3.32	0.99	0.33	1	-0.1093	10.324	0.1032	15485.25
38	45.00	1.00	9.91	3.30	0.98	0.33	1	-0.1086	10.326	0.1033	15489.15
39	34.00	1.00	9.87	3.29	0.97	0.32	1	-0.1082	10.328	0.1033	15491.55
40	7.00	1.00	0.71	0.24	1.11	0.37	1	-0.0180	10.667	0.1067	15999.15
41	35.00	1.00	9.88	3.29	0.98	0.32	1	-0.1083	10.328	0.1033	15491.25
42	15.00	1.00	3.16	1.05	1.05	0.35	1	-0.0419	10.570	0.1057	15853.35
43	68.00	1.00	9.97	3.32	0.99	0.33	1	-0.1093	10.324	0.1032	15485.25
44	5.00	1.00	0.41	0.14	1.12	0.37	1	-0.0150	10.679	0.1068	16017.60
45	41.00	1.00	9.90	3.30	0.98	0.33	1	-0.1085	10.327	0.1033	15489.90
46	73.00	1.00	9.97	3.32	0.99	0.33	1	-0.1094	10.323	0.1032	15484.80
47	82.00	1.00	9.83	3.27	0.93	0.31	1	-0.1073	10.316	0.1032	15472.80
48	89.00	1.00	9.67	3.22	0.93	0.31	1	-0.1057	10.321	0.1032	15479.85
49	3.00	1.00	0.20	0.07	1.12	0.37	1	-0.0130	10.688	0.1069	16030.50
50	47.00	1.00	9.92	3.30	0.98	0.33	1	-0.1087	10.326	0.1033	15488.70

ESTADO DEL SISTEMA-AÑO DE ESTUDIO 2009

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR-PSS®E										TUE, MAY 15 2012		21:03				
SIN. 80U, CEL,250, ORI,190, OCC,140, EFPEC,150MW										FOLSE 199		RATING				
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTICO NACIONAL										DEMANDA MAX		SET A				
										I		% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES				
BUS	502	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9592PU	-9.72	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE	
TO LOAD-PO			4.4	1.4	4.6	13.237KV			MW	MVAR	9 BCS			1		
TO 94005 PMI-13.8	13.800	1	-4.4	-1.4	4.6	68			0.03	0.03	9 BCS			911 LA PAZ		
BUS	601	CARGA URB-6	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9569PU	-11.10	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE
TO LOAD-PO			3.8	1.3	4.0	13.205KV			MW	MVAR	9 BCS			912 V. CONS		
TO 94204 PML-13.8	13.800	1	-3.8	-1.3	4.0	59			0.03	0.03	9 BCS			913 SN. LUC		
BUS	602	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9403PU	-11.38	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE	
TO LOAD-PO			10.7	2.2	10.9	12.977KV			MW	MVAR	9 BCS			1		
TO 94003 LPZ-13.8	13.800	1	-10.7	-2.2	10.9	105			0.29	0.27	9 BCS			911 LA PAZ		
BUS	701	CARGA URB-7	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9858PU	0.67	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE
TO LOAD-PO			2.4	0.6	2.4	34.019KV			MW	MVAR	9 BCS			912 V. CONS		
TO 95101 DOM-34.5	34.500	1	-2.4	-0.6	2.4	22			0.03	0.02	9 BCS			912 V. CONS		
BUS	702	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9403PU	-11.38	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE	
TO LOAD-PO			10.7	2.2	10.9	12.977KV			MW	MVAR	9 BCS			1		
TO 94003 LPZ-13.8	13.800	1	-10.7	-2.2	10.9	105			0.29	0.27	9 BCS			911 LA PAZ		
BUS	801	CARGA URB-8	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	% 1.0091PU	2.97	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE
TO LOAD-PO			1.1	0.4	1.1	34.813KV			MW	MVAR	9 BCS			912 V. CONS		
TO 95104 VIO-34.5	34.500	1	-1.1	-0.4	1.1	10			0.01	0.00	9 BCS			912 V. CONS		
BUS	802	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9453PU	-11.20	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE	
TO LOAD-PO			10.7	2.2	10.9	13.046KV			MW	MVAR	9 BCS			1		
TO 94003 LPZ-13.8	13.800	1	-10.7	-2.2	10.9	105			0.24	0.22	9 BCS			911 LA PAZ		
BUS	901	CARGA URB-9	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9635PU	-10.76	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE
TO LOAD-PO			2.1	0.7	2.3	13.296KV			MW	MVAR	9 BCS			913 SN. LUC		
TO 94202 CBO-13.8	13.800	1	-2.1	-0.7	2.3	33			0.01	0.01	9 BCS			913 SN. LUC		
BUS	902	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9719PU	-7.57	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE	
TO LOAD-PO			4.1	1.0	4.3	13.412KV			MW	MVAR	9 BCS			1		
TO 94001 BLE-13.8	13.800	1	-4.1	-1.0	4.3	63			0.03	0.03	9 BCS			911 LA PAZ		
BUS	1001	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9706PU	-7.63	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE	
TO LOAD-PO			4.1	1.0	4.3	13.386KV			MW	MVAR	9 BCS			1		
TO 94001 BLE-13.8	13.800	1	-4.1	-1.0	4.3	63			0.03	0.03	9 BCS			911 LA PAZ		
BUS	1101	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9681PU	-7.69	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	---	X X---	ZONE	
TO LOAD-PO			4.1	1.0	4.3	13.360KV			MW	MVAR	9 BCS			1		
TO 94001 BLE-13.8	13.800	1	-4.1	-1.0	4.3	63			0.04	0.04	9 BCS			911 LA PAZ		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR - PSS®E										TUE, MAY 15 2012		21:03		
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										POISE 159		RATINGS		
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										DEMANDA MAX		I % FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES		
SIN.	RED	CTO	CH	250	DEI	150	OC	140	RECU	150MW	MVA	LOSSES	AREA	ZONE
BUS	2301	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9599PV	-11.03	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
TO LOAD-PO				2.1	0.7	2.3	13.247KV							
TO 94204 PML-13.8	13.800	1	-2.1	-0.7	2.3	34			0.01	0.01	9	BSCS	913	SN. LUC
BUS	2401	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9696PV	-11.75	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
TO LOAD-PO				1.0	0.2	1.1	33.450KV							
TO 95202 SMT-34.5	34.500	1	-1.0	-0.2	1.1	10			0.00	0.00	9	BSCS	913	SN. LUC
BUS	2501	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9690PV	-11.77	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
TO LOAD-PO				1.0	0.2	1.1	33.432KV							
TO 95202 SMT-34.5	34.500	1	-1.0	-0.2	1.1	10			0.01	0.00	9	BSCS	913	SN. LUC
BUS	2601	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9685PV	-11.79	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
TO LOAD-PO				1.0	0.2	1.1	33.413KV							
TO 95202 SMT-34.5	34.500	1	-1.0	-0.2	1.1	10			0.01	0.00	9	BSCS	913	SN. LUC
BUS	2701	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9536PV	-9.85	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
TO LOAD-PO				2.0	0.6	2.0	32.898KV							
TO 95001 ELT-34.5	34.500	1	-2.0	-0.6	2.0	19			0.02	0.01	9	BSCS	911	LA PAZ
BUS	2801	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9524PV	-9.87	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
TO LOAD-PO				2.0	0.6	2.0	32.859KV							
TO 95001 ELT-34.5	34.500	1	-2.0	-0.6	2.0	19			0.02	0.02	9	BSCS	911	LA PAZ
BUS	2901	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9513PV	-9.90	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
TO LOAD-PO				2.0	0.6	2.0	32.820KV							
TO 95001 ELT-34.5	34.500	1	-2.0	-0.6	2.0	19			0.02	0.02	9	BSCS	911	LA PAZ
BUS	92021 PUD-U1	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.1050PV	0.00	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
FROM GENERATION				22.7	6.1R	23.5	56.14.007KV							
TO 97010 PUD-115	115.00	1	22.7	6.1	23.5	47.1.0000UN			0.06	1.26	9	BSCS	911	LA PAZ
BUS	92022 PUD-U2	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.1050PV	0.00	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
FROM GENERATION				22.7	6.1R	23.5	56.14.007KV							
TO 97010 PUD-115	115.00	1	22.7	6.1	23.5	47.1.0000UN			0.06	1.26	9	BSCS	911	LA PAZ
BUS	92023 PUD-U3	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.1050PV	0.00	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
FROM GENERATION				22.0	5.0R	23.0	55.14.007KV							
TO 97010 PUD-115	115.00	1	22.3	6.0	23.0	46.1.0000UN			0.06	1.24	9	BSCS	911	LA PAZ
BUS	92041 PGC-U1	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0036PV	12.71	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
FROM GENERATION				32.5	-0.01R	32.5	80.13.805KV							
TO 97010 PGC-115	115.00	1	32.5	-0.1	32.5	65.1.0000UN			0.12	2.16	9	BSCS	912	V. CONS
BUS	92042 PGC-U2	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0036PV	12.71	X----	LOSSES	---	X	----	ZONE
FROM GENERATION				32.5	-0.1R	32.5	80.13.805KV							
TO 91001 PGC-AUX	0.4800	1	0.0	0.0	0.0	1.0000LK			0.00	0.00	9	BSCS	912	V. CONS
TO 97010 PGC-115	115.00	1	32.5	-0.1	32.5	65.1.0000UN			0.12	2.16	9	BSCS	912	V. CONS

[illegible]

		MVA	FOR TRANSFORMERS						
ATING	#	%	FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES						
LET A									
.87	X--	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE		
		MM	MMV	9 BCS			913 SN.	LUC	
		0.02	1.07	9 BCS			913 SN.	LUC	
		0.03	1.65	9 BCS			913 SN.	LUC	
		0.07	0.39	9 BCS			913 SN.	LUC	
.61	X--	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE		
		MM	MMV	9 BCS			913 SN.	LUC	
		0.02	1.06	9 BCS			913 SN.	LUC	
		0.00	0.01	9 BCS			913 SN.	LUC	
		0.03	0.11	9 BCS			913 SN.	LUC	
.32	X--	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE		
		MM	MMV	9 BCS			914 LORETO		
		0.02	0.26	9 BCS			914 LORETO		
		0.00	0.00	9 BCS			914 LORETO		
		0.14	0.49	9 BCS			912 V. CONS		
.09	X--	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE		
		MM	MMV	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.17	3.33	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.17	3.33	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.17	3.33	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.14	1.16	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.14	1.16	9 BCS			911 LA PAZ		
.42	X--	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE		
		MM	MMV	9 BCS			913 SN.	LUC	
		0.00	6.54	9 BCS			913 SN.	LUC	
		0.26	2.16	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.26	2.16	9 BCS			911 LA PAZ		
.09	X--	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE		
		MM	MMV	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.00	1.52	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.14	1.16	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.26	2.16	9 BCS			911 LA PAZ		
		0.26	2.16	9 BCS			913 SN.	LUC	
		0.26	2.16	9 BCS			913 SN.	LUC	

ESTADO DEL SISTEMA-AÑO DE ESTUDIO 2010

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR - PSS®E										TUE, MAY 15 2012		21:09						
REF: C61:250, G61:150, C62:140, E62:150M										POISE 159		RATING						
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										DEMANDA MAX		SET A						
										MVA FOR TRANSFORMERS		% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES						
BUS	1	CARGA URBAN13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9675PU	-8.64	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1	
TO LOAD-PO				3.3	1.6	3.6	13.352KV			MW	MVAR	9	BCS			911	LA PAZ	
TO 94006 PUD-13.8	13.800	1	-3.3	-1.6	3.6	53			0.02	0.02	0.02	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	2		CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9657PU	-8.67	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1	
TO LOAD-PO				3.3	1.6	3.6			MW	MVAR	9	BCS				911	LA PAZ	
TO 94006 PUD-13.8	13.800	1	-3.3	-1.6	3.6	54			0.03	0.03	0.03	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	101	CARGA URB-1	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9488PU	-11.33	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO				4.6	1.5	4.9	13.093KV			MW	MVAR	9	BCS			911	LA PAZ	
TO 94005 PMI-13.8	13.800	1	-4.6	-1.5	4.9	74			0.04	0.04	0.04	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	102		CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9675PU	-8.64	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1	
TO LOAD-PO				3.3	1.6	3.6			MW	MVAR	9	BCS				911	LA PAZ	
TO 94006 PUD-13.8	13.800	1	-3.3	-1.6	3.6	53			0.02	0.02	0.02	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	201	CARGA URB-2	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9278PU	-13.20	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO				11.4	2.3	11.6	12.803KV			MW	MVAR	9	BCS			911	LA PAZ	
TO 94001 LPZ-13.8	13.800	1	-11.4	-2.3	11.6	114			0.34	0.31	0.31	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	202		CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9693PU	-8.61	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1	
TO LOAD-PO				3.3	1.6	3.6			MW	MVAR	9	BCS				911	LA PAZ	
TO 94006 PUD-13.8	13.800	1	-3.3	-1.6	3.6	53			0.02	0.02	0.02	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	301	CARGA URB-3	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9609PU	-9.13	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO				4.4	1.1	4.6	13.260KV			MW	MVAR	9	BCS			911	LA PAZ	
TO 94001 BLE-13.8	13.800	1	-4.4	-1.1	4.6	68			0.04	0.04	0.04	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	302		13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9441PU	-11.46	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO				4.6	1.5	4.9	13.029KV			MW	MVAR	9	BCS			911	LA PAZ	
TO 94005 PMI-13.8	13.800	1	-4.6	-1.5	4.9	74			0.06	0.05	0.05	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	401	CARGA URB-4	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9409PU	-11.63	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO				2.1	0.6	2.2	32.461KV			MW	MVAR	9	BCS			911	LA PAZ	
TO 95001 ELT-34.5	34.500	1	-2.1	-0.6	2.2	21			0.02	0.02	0.02	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	402		13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9441PU	-11.46	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO				4.6	1.5	4.9	13.029KV			MW	MVAR	9	BCS			911	LA PAZ	
TO 94005 PMI-13.8	13.800	1	-4.6	-1.5	4.9	74			0.06	0.05	0.05	9	BCS			911	LA PAZ	
BUS	501	CARGA URB-5	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9861PU	-14.04	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO				1.1	0.2	1.1	32.985KV			MW	MVAR	9	BCS			913	SN. LUC	
TO 95202 SNT-34.5	34.500	1	-1.1	-0.2	1.1	11			0.01	0.01	0.01	9	BCS			913	SN. LUC	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E										TUE, MAY 15 2012		21:09						
SET: CEL:250, GFI:190, OCC:140, EPRCD:150MW										POISE 159		RATING						
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										DEMANDA MAX		SET A						
										MVA FOR TRANSFORMERS		I % FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES						
BUS	502	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9488PU	-11.33	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--	
TO LOAD-PO							13.093KV			MW	MVAR	9 BCS				1		
TO 94005 FMI-13.8	13.800	1	-4.6	-1.5	4.9	74				0.04	0.04	9 BCS				911 LA PAZ		
BUS	601	CARGA URB-6	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9420PU	-13.59	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--
TO LOAD-PO							12.999KV			MW	MVAR	9 BCS				912 V. CONS		
TO 94004 PML-13.8	13.800	1	4.0	1.4	4.2					0.04	0.03	9 BCS				913 SM. LUC		
BUS	602	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9278PU	-13.20	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--	
TO LOAD-PO							12.803KV			MW	MVAR	9 BCS				1		
TO 94003 LPZ-13.8	13.800	1	-11.4	-2.3	11.6	114				0.34	0.31	9 BCS				911 LA PAZ		
BUS	701	CARGA URB-7	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9782PU	-1.26	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--
TO LOAD-PO							13.748KV			MW	MVAR	9 BCS				912 V. CONS		
TO 95101 DOM-34.5	34.500	1	-2.5	0.6	2.6					0.03	0.03	9 BCS				912 V. CONS		
BUS	702	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9278PU	-13.20	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--	
TO LOAD-PO							12.803KV			MW	MVAR	9 BCS				1		
TO 94003 LPZ-13.8	13.800	1	-11.4	-2.3	11.6	114				0.34	0.31	9 BCS				911 LA PAZ		
BUS	801	CARGA URB-8	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	%	1.0036PU	1.22	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--
TO LOAD-PO							34.625KV			MW	MVAR	9 BCS				912 V. CONS		
TO 95104 VIO-34.5	34.500	1	-1.1	-0.4	1.2	11				0.01	0.01	9 BCS				912 V. CONS		
BUS	802	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9332PU	-13.00	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--	
TO LOAD-PO							12.878KV			MW	MVAR	9 BCS				1		
TO 94003 LPZ-13.8	13.800	1	-11.4	-2.3	11.6	113				0.28	0.26	9 BCS				911 LA PAZ		
BUS	901	CARGA URB-9	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9492PU	-13.24	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--
TO LOAD-PO							13.099KV			MW	MVAR	9 BCS				913 SM. LUC		
TO 94202 CBO-13.8	13.800	1	-2.3	-0.8	2.4	36				0.01	0.01	9 BCS				913 SM. LUC		
BUS	902	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9629PU	-9.07	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--	
TO LOAD-PO							13.288KV			MW	MVAR	9 BCS				1		
TO 94001 BLE-13.8	13.800	1	-4.4	-1.1	4.6	68				0.03	0.03	9 BCS				911 LA PAZ		
BUS	1001	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9609PU	-9.13	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--	
TO LOAD-PO							13.260KV			MW	MVAR	9 BCS				1		
TO 94005 BLE-13.8	13.800	1	-4.4	-1.1	4.6	68				0.04	0.04	9 BCS				911 LA PAZ		
BUS	1101	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9588PU	-9.20	X---	LOSSES	---	X X---	AREA	----	X X---	ZONE	--	
TO LOAD-PO							13.231KV			MW	MVAR	9 BCS				1		
TO 94001 BLE-13.8	13.800	1	-4.4	-1.1	4.6	68				0.05	0.05	9 BCS				911 LA PAZ		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR - PSS®E										TUE, MAY 15 2012		21:09				
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										POISE 199		RATING				
DEMANDA MAX										MVA FOR TRANSFORMERS		I I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES				
BUS	1201	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0049PU	34.669KV	1.25	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			1.1	0.4	1.2											
TO 95104 VIO-34.5		34.500	1	-1.1	-0.4	1.2	11			0.01	0.00	9	B	C	S	912 V. CONS
BUS	1301	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0043PU	34.647KV	1.24	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			1.1	0.4	1.2											
TO 95104 VIO-34.5		34.500	1	-1.1	-0.4	1.2	11			0.01	0.00	9	B	C	S	912 V. CONS
BUS	1401	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0036PU	34.625KV	1.22	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			1.1	0.4	1.2											
TO 95104 VIO-34.5		34.500	1	-1.1	-0.4	1.2	11			0.01	0.01	9	B	C	S	912 V. CONS
BUS	1501	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0810PU	33.845KV	-1.19	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			2.5	0.6	2.6											
TO 95101 DOM-34.5		34.500	1	-2.5	-0.6	2.6	24			0.03	0.02	9	B	C	S	912 V. CONS
BUS	1601	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0796PU	33.796KV	-1.22	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			2.5	0.6	2.6											
TO 95101 DOM-34.5		34.500	1	-2.5	-0.6	2.6	24			0.03	0.02	9	B	C	S	912 V. CONS
BUS	1701	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0782PU	33.748KV	-1.26	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			2.5	0.6	2.6											
TO 95101 DOM-34.5		34.500	1	-2.5	-0.6	2.6	24			0.03	0.03	9	B	C	S	912 V. CONS
BUS	1801	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0470PU	13.069KV	-13.29	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			4.5	1.5	4.7											
TO 94202 CBO-13.8		13.800	1	-4.5	-1.5	4.7	71			0.04	0.03	9	B	C	S	913 SN. LUC
BUS	1901	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0448PU	13.038KV	-13.35	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			4.5	1.5	4.7											
TO 94202 CBO-13.8		13.800	1	-4.5	-1.5	4.7	71			0.04	0.04	9	B	C	S	913 SN. LUC
BUS	2001	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0458PU	13.052KV	-13.33	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			3.4	1.1	3.6											
TO 94202 CBO-13.8		13.800	1	-3.4	-1.1	3.6	54			0.03	0.03	9	B	C	S	913 SN. LUC
BUS	2101	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0440PU	13.027KV	-13.53	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			4.0	1.4	4.2											
TO 94204 PML-13.8		13.800	1	-4.0	-1.4	4.2	64			0.03	0.03	9	B	C	S	913 SN. LUC
BUS	2201	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	1.0420PU	12.999KV	-13.59	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			4.0	1.4	4.2											
TO 94204 PML-13.8		13.800	1	-4.0	-1.4	4.2	64			0.04	0.03	9	B	C	S	913 SN. LUC

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR - PSS®E										TUE, MAY 15 2012 21:09	
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										RATING SET A	
SIN.	RED	CH#	250	DEI	150	OCCT	140	REPCO	150MW	POISE 159	MVA FOR TRANSFORMERS
											I % FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
BUS	2301			13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9452PU	-13.50	X-----
	TO LOAD-PO					2.3	0.8	2.4	13.044KV		LOSSES ---X X-----
	TO 94204 PML-13.8	13.800	1	-2.3	-0.8	2.4	36			0.01	0.01 9 BCS
											913 SN. LUC
BUS	2401			34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9571PU	-13.99	X-----
	TO LOAD-PO					1.1	0.2	1.1	33.026KV		LOSSES ---X X-----
	TO 95202 SMT-34.5	34.500	1	-1.1	-0.2	1.1	11			0.01	0.00 9 BCS
											913 SN. LUC
BUS	2501			34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9567PU	-14.01	X-----
	TO LOAD-PO					1.1	0.2	1.1	33.005KV		LOSSES ---X X-----
	TO 95202 SMT-34.5	34.500	1	-1.1	-0.2	1.1	11			0.01	0.00 9 BCS
											913 SN. LUC
BUS	2601			34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9561PU	-14.03	X-----
	TO LOAD-PO					1.1	0.2	1.1	32.986KV		LOSSES ---X X-----
	TO 95202 SMT-34.5	34.500	1	-1.1	-0.2	1.1	11			0.01	0.00 9 BCS
											913 SN. LUC
BUS	2701			34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9422PU	-11.57	X-----
	TO LOAD-PO					2.1	0.6	2.2	32.505KV		LOSSES ---X X-----
	TO 95001 ELT-34.5	34.500	1	-2.1	-0.6	2.2	21			0.02	0.02 9 BCS
											911 LA PAZ
BUS	2801			34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9409PU	-11.60	X-----
	TO LOAD-PO					2.1	0.6	2.2	32.463KV		LOSSES ---X X-----
	TO 95001 ELT-34.5	34.500	1	-2.1	-0.6	2.2	21			0.02	0.02 9 BCS
											911 LA PAZ
BUS	2901			34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9397PU	-11.63	X-----
	TO LOAD-PO					2.1	0.6	2.2	32.420KV		LOSSES ---X X-----
	TO 95001 ELT-34.5	34.500	1	-2.1	-0.6	2.2	21			0.03	0.02 9 BCS
											911 LA PAZ
BUS	92021 PUD-U1			13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.1050PU	0.00	X-----
	FROM GENERATION					30.0	8.3R	31.1	75.14.007KV		LOSSES ---X X-----
	TO 97010 PUD-115	115.00	1			30.0	8.3	31.1	62.1.0000UN		0.11
											911 LA PAZ
BUS	92022 PUD-U2			13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.1050PU	0.00	X-----
	FROM GENERATION					30.0	8.3R	31.1	75.14.007KV		LOSSES ---X X-----
	TO 97010 PUD-115	115.00	1			30.0	8.3	31.1	62.1.0000UN		0.11
											911 LA PAZ
BUS	92023 PUD-U3			13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.1050PU	0.00	X-----
	FROM GENERATION					29.7	8.1R	30.5	73.14.007KV		LOSSES ---X X-----
	TO 97010 PUD-115	115.00	1			29.4	8.1	30.5	61.1.0000UN		0.10
											911 LA PAZ
BUS	92014 PSC-U1			13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.10036PU	11.01	X-----
	FROM GENERATION					32.5	0.8R	32.5	80.13.850KV		LOSSES ---X X-----
	TO 97010 PSC-115	115.00	1			32.5	0.8	32.5	65.1.0000UN		0.12
											912 V. CONS
BUS	92042 PSC-U2			13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.10036PU	11.01	X-----
	FROM GENERATION					32.5	0.8R	32.5	80.13.850KV		LOSSES ---X X-----
	TO 91001 PSC-AUX	0.4800	1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0000LK		0.00
	TO 97010 PSC-115	115.00	1	32.5	0.8	32.5	65	1.0000UN		0.12	2.16
											912 V. CONS
											912 V. CONS

RTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR -PSSW-										TUE, MAY 15 2012		21:09												
SIN. BCU1: ECU1:250, GRI1:100, OCC1:140, ERRO1:150MW										POSS1:199		RATING												
RED TLOCAL DEL SISTEMA ELECTRONICO NACIONAL										DEMANDA MAX		SET A I % FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES												
BUS 92043 PSC-U3										13.800	CKT	MVAR	MVA	1.0036PU	11.01	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----	
FROM GENERATION										32.5		0.8R	32.5	80	13.850KV					9 BCS		912 V.	CONS	
TO 97103 PSC-115										115.0	3	32.5	0.8	32.5	65	1.0000UN		0.12	2.36	9 BCS		912 V.	CONS	
BUS 92061 ECUJ-U1										13.800	CKT	MVAR	MVA	1.0036PU	4.46	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----	
FROM GENERATION										38.0		-5.1R	38.3	89	13.850KV					9 BCS		911 LA	PAZ	
TO 99002 ECU-230										230.0	1	38.0	-5.1	38.3	77	1.0000UN		0.16	3.28	9 BCS		911 LA	PAZ	
BUS 92062 ECUJ-U2										13.800	CKT	MVAR	MVA	1.0036PU	4.46	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----	
FROM GENERATION										38.0		-5.1R	38.3	89	13.850KV					9 BCS		911 LA	PAZ	
TO 99002 ECUJ-230										230.0	2	38.0	-5.1	38.3	77	1.0000UN		0.16	3.28	9 BCS		911 LA	PAZ	
BUS 92063 ECUJ-U3										13.800	CKT	MVAR	MVA	1.0036PU	4.46	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----	
FROM GENERATION										38.0		-5.1R	38.3	89	13.850KV					9 BCS		911 LA	PAZ	
TO 99002 ECUJ-230										230.0	3	38.0	-5.1	38.3	77	1.0000UN		0.16	3.28	9 BCS		911 LA	PAZ	
BUS 92071 CCB-U1										13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0053PU	-6.32	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----
FROM GENERATION										20.0		7.7R	20.5	86	13.873KV					9 BCS		913 SN.	LUC	
TO 97207 CCB-115										115.0	1	20.0	8.0	21.5	43	1.0000UN		0.02	1.10	9 BCS		913 SN.	LUC	
BUS 92072 CCB-U2										13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0150PU	-4.52	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----
FROM GENERATION										20.0		7.7R	21.4	86	14.007KV					9 BCS		913 SN.	LUC	
TO 97207 CCB-115										115.0	2	20.0	7.7	21.4	71	1.0000UN		0.04	0.78	9 BCS		913 SN.	LUC	
BUS 93001 PSC-AUX										0.4800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0036PU	11.01	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----
FROM GENERATION										0.0		0.0	0.0	0.0	1.0000UN					9 BCS		912 V.	CONS	
TO 92042 PSC-U2										13.800	1	0.0	0.0	0.0	1.0000UN		0.00	0.00	9 BCS		912 V.	CONS		
BUS 94001 BLE-13.8										13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.07910PU	-8.80	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----
TO SHUNT										0.0		-2.8	2.8		13.395KV					9 BCS		911 LA	PAZ	
TO 301 CARGA URB-3										13.800	1	4.5	1.1	4.6	6.8		0.04	0.04	9 BCS		911 LA	PAZ		
TO 9002										13.800	1	4.4	6.8		1.03	0.03	9 BCS		911 LA	PAZ				
TO 1001										13.800	1	4.5	1.1	4.6	6.8		0.04	0.04	9 BCS		1			
TO 1004										13.800	1	4.5	1.1	4.6	6.8		0.05	0.05	9 BCS		1			
TO 97001 BLE-115										115.0	1	-12.6	-1.4	12.6	42	1.0000LK		0.01	0.68	9 BCS		911 LA	PAZ	
TO 97006 LPZ-115										115.0	2	-5.2	-0.4	5.3	42	1.0000UN		0.01	0.28	9 BCS		911 LA	PAZ	
BUS 94002 ELR-13.8										13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.09533PU	-9.35	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----
TO LOAD-PQ										15.5	5.1	16.3		13.184KV					9 BCS		911 LA	PAZ		
TO 97004 ELR-115										115.0	1	-15.5	-5.1	16.3	54	1.0000LK		0.02	1.16	9 BCS		911 LA	PAZ	
BUS 94003 LPZ-13.8										13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.09592PU	-12.06	X--	LOSSES	--X X----	AREA	----	X X----	ZONE	----
TO SHUNT										0.0		-5.5	5.5		13.237KV					9 BCS		911 LA	PAZ	
TO 201 CARGA URB-2										13.800	1	11.7	2.6	12.0	114		0.34	0.31	9 BCS		911 LA	PAZ		
TO 602										13.800	1	11.7	2.6	12.0	114		0.34	0.31	9 BCS		911 LA	PAZ		
TO 702										13.800	1	11.7	2.6	12.0	114		0.34	0.31	9 BCS		1			
TO 1102										13.800	1	11.7	2.6	12.0	114		0.34	0.29	9 BCS		1			
TO 97006 LPZ-115										115.0	1	-23.3	-2.5	23.4	78	1.0000UN		0.05	2.45	9 BCS		911 LA	PAZ	
TO 97006 LPZ-115										115.0	2	-23.5	-2.5	23.7	79	1.0000UN		0.05	2.48	9 BCS		911 LA	PAZ	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®--										TUE, MAY 15 2012		21:09						
SIN. EDP. CEL:250, ORI:150, OCC:140, EPD:150MW										POISE 159		RATING						
RED TOL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										DEMANDA MAX		SET A						
										MVA		FOR TRANSFORMERS						
										I %		NON-TRANSFORMER BRANCHES						
BUS	94005	FMI-13.8	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9579PU	13.219KV	-11.08	X---	LOSSES	--X X---	AREA	9 BCS	-----X X---	ZONE -	911 LA PAZ
TO SHUNT						0.0	-2.8	2.8										
TO	101	CARGA URB-1	13.800	1		4.7	1.6	4.9	7.94			0.04	0.04	9 BCS			911 LA PAZ	
TO	302		13.800	1		4.7	1.6	5.0	7.94			0.06	0.05	9 BCS			911 LA PAZ	
TO	402		13.800	1		4.7	1.6	5.0	7.94			0.06	0.04	9 BCS			911 LA PAZ	
TO	502		13.800	1		4.7	1.6	4.9	7.94			0.10	0.04	9 BCS			911 LA PAZ	
TO	97009	FMI-115	115.00	1		-18.8	-3.6	19.1	64.1	0.0000UN		2.01	2.01	9 BCS			911 LA PAZ	
BUS	94006	FUO-13.8	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9762PU	13.472KV	-8.48	X---	LOSSES	--X X---	AREA	9 BCS	-----X X---	ZONE -	911 LA PAZ
TO	1	CARGA URBANA1	13.800	1		3.3	1.6	3.6	5.93			0.02	0.02	9 BCS			911 LA PAZ	
TO	2		13.800	1		3.3	1.6	3.7	5.94			0.03	0.03	9 BCS			911 LA PAZ	
TO	102		13.800	1		3.3	1.6	3.6	5.93			0.02	0.02	9 BCS			911 LA PAZ	
TO	202		13.800	1		3.3	1.6	3.6	5.93			0.02	0.02	9 BCS			911 LA PAZ	
TO	97011	FUO-115	115.00	1		-13.1	-6.4	14.6	7.3	0.0000UN		1.34	1.34	9 BCS			911 LA PAZ	
BUS	94007	GLA-P211		CKT	NW	MVAR	MVA	1.0001PU		-3.36	X---	LOSSES	--X X---	AREA	9 BCS	-----X X---	ZONE -	911 LA PAZ
TO	97016	GLA-115	115.00	1		29.5	-14.1	32.7	33.3	KV		0.00	-0.22	9 BCS			911 LA PAZ	
TO	99004	GLA-230	230.00	1		-29.5	-14.1	32.7	33.3	0.0000UN		0.00	1.15	9 BCS			911 LA PAZ	
BUS	94008	ELP-P211		CKT	NW	MVAR	MVA	0.9778PU		-10.18	X---	LOSSES	--X X---	AREA	9 BCS	-----X X---	ZONE -	913 SN. LUC
TO	97003	ELP-115	115.00	1		79.9	-23.0	83.2	85	KV		0.00	-1.61	9 BCS			913 SN. LUC	
TO	99003	ELP-230	230.00	1		-79.9	-23.0	83.2	83	0.0000UN		0.00	7.78	9 BCS			913 SN. LUC	
BUS	94101	PSC-13.8	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9911PU	13.677KV	5.67	X---	LOSSES	--X X---	AREA	9 BCS	-----X X---	ZONE -	912 V. CONS
TO LOAD-P						2.3	0.9	2.5										
TO	97103	PSC-115	115.00	1		-2.3	-0.9	2.5	1.0000UN			0.00	0.06	9 BCS			912 V. CONS	
BUS	94103	NPL-13.8	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9582PU	13.224KV	-2.95	X---	LOSSES	--X X---	AREA	9 BCS	-----X X---	ZONE -	914 LORETO
TO	97102	NPL-115	115.00	1		-5.2	-1.7	5.4	18.1	0.0000LK		0.00	0.13	9 BCS			914 LORETO	
BUS	94201	CAB-13.8	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9871PU	13.622KV	-14.48	X---	LOSSES	--X X---	AREA	9 BCS	-----X X---	ZONE -	913 SN. LUC
TO LOAD-P						12.9	4.9	13.8										
TO SHUNT						0.0	-4.4	4.4										
TO	97201	CAB-115	115.00	1		-12.9	-0.5	12.9	65	1.0000UN		0.05	1.04	9 BCS			913 SN. LUC	
BUS	94202	CBO-13.8	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9559PU	13.192KV	-13.05	X---	LOSSES	--X X---	AREA	9 BCS	-----X X---	ZONE -	913 SN. LUC
TO	901	CARGA URB-9	13.800	1		2.3	0.8	2.4	3.6			0.01	0.01	9 BCS			913 SN. LUC	
TO	1801		13.800	1		4.5	1.6	4.8	7.71			0.04	0.03	9 BCS			913 SN. LUC	
TO	1901		13.800	1		4.5	1.6	4.8	7.71			0.04	0.04	9 BCS			913 SN. LUC	
TO	2001		13.800	1		3.5	1.2	3.6	5.4			0.03	0.03	9 BCS			913 SN. LUC	
TO	97202	CBO-115	115.00	1		-14.8	-5.1	15.6	52	1.0000UN		0.02	1.07	9 BCS			913 SN. LUC	

84

ESTADO DEL SISTEMA-AÑO DE ESTUDIO 2011

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR -PSS®										FRI, MAY 11 2012 18:22					
BUS: CRI:250, CRI:150, CRI:140, RPTING:150MW										RATING 199					
RED TROCAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL										DEMANDA MAX					
										MVA FOR TRANSFORMERS					
										I % FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES					
BUS	1	CARGA URBAN13-8.000	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9551PU 13.180KV	-10.15	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -	
TO LOAD-PO				3.5	1.7	3.9				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 94006 PUD-13.8		13.800	1	-3.5	-1.7	3.9	58		0.03	0.03	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	2		CKT	MW	MVAR	MVA	0.9532PU KV	-10.18	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -	
TO LOAD-PO				3.5	1.7	3.9				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 94006 PUD-13.8		13.800	1	-3.5	-1.7	3.9	58		0.04	0.03	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	101	CARGA URB-1	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9346PU 12.898KV	-13.14	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -
TO LOAD-PO				5.0	1.6	5.2				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 94005 PMI-13.8		13.800	1	-5.0	-1.6	5.2	80		0.04	0.04	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	102		CKT	MW	MVAR	MVA	0.9551PU KV	-10.15	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -	
TO LOAD-PO				3.5	1.7	3.9				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 94006 PUD-13.8		13.800	1	-3.5	-1.7	3.9	58		0.03	0.03	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	201	CARGA URB-2	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9111PU 12.573KV	-15.28	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -
TO LOAD-PO				12.2	2.5	12.4				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 94003 LPZ-13.8		13.800	1	-12.2	-2.5	12.4	124		0.40	0.37	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	202		CKT	MW	MVAR	MVA	0.9570PU KV	-10.11	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -	
TO LOAD-PO				3.5	1.7	3.9				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 94006 PUD-13.8		13.800	1	-3.5	-1.7	3.9	58		0.02	0.02	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	301	CARGA URB-3	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9483PU 13.087KV	-10.82	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -
TO LOAD-PO				4.7	1.2	4.9				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 94001 BLE-13.8		13.800	1	-4.7	-1.2	4.9	73		0.05	0.04	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	302		13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9296PU 12.828KV	-13.28	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -
TO LOAD-PO				5.0	1.6	5.2				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 94005 PMI-13.8		13.800	1	-5.0	-1.6	5.2	80		0.07	0.06	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	401	CARGA URB-4	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9240PU 31.879KV	-13.58	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -
TO LOAD-PO				2.2	0.6	2.3				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 95001 ELT-34.5		34.500	1	-2.2	-0.6	2.3	23		0.03	0.02	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	402		13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9296PU 12.828KV	-13.28	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -
TO LOAD-PO				5.0	1.6	5.2				MW	MVAR	9 BCS	911 LA PAZ		
TO 94005 PMI-13.8		13.800	1	-5.0	-1.6	5.2	80		0.07	0.06	9 BCS	911 LA PAZ			
BUS	501	CARGA URB-5	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9351PU 32.261KV	-16.66	X---	LOSSES	--X X----	AREA	-----X X----	ZONE -
TO LOAD-PO				1.2	0.2	1.2				MW	MVAR	9 BCS	913 SN. LUC		
TO 95202 SNT-34.5		34.500	1	-1.2	-0.2	1.2	12		0.01	0.01	9 BCS	913 SN. LUC			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR - PSS®E										FRI, MAY 11 2012 18:22							
RED TROPICAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										POISE 1590MW RATING 1590MW							
SIN.	RED	TO LOAD-PO	TO LOAD-PO	TO LOAD-PO	TO LOAD-PO	TO LOAD-PO	TO LOAD-PO	TO LOAD-PO	TO LOAD-PO	MVA FOR TRANSFORMERS	I % FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES						
BUS 502	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9346PU	12.898KV	-13.14	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 94005 FMI-13.8	13.800	1	5.0	1.6	5.2				0.04	0.04	9	BSCS		911	LA PAZ	
				-5.0	-1.6	5.2	80										
BUS 601	CARGA URB-6	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9157PU	-16.48	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 94204 PML-13.8	13.800	1	4.3	1.5	4.5				0.04	0.04	9	BSCS		912	V. CONS	
				-4.3	-1.5	4.5	71										
BUS 602	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9111PU	12.573KV	-15.28	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 94003 LPZ-13.8	13.800	1	12.2	2.5	12.4				0.40	0.37	9	BSCS		911	LA PAZ	
				-12.2	-2.5	12.4	124										
BUS 701	CARGA URB-7	34.500	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9687PU	-3.38	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 95101 DOM-34.5	34.500	1	2.7	0.7	2.8				0.04	0.03	9	BSCS		912	V. CONS	
				-2.7	-0.7	2.8	26										
BUS 702	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9111PU	12.573KV	-15.28	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 94003 LPZ-13.8	13.800	1	12.2	2.5	12.4				0.40	0.37	9	BSCS		911	LA PAZ	
				-12.2	-2.5	12.4	124										
BUS 801	CARGA URB-8	34.500	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9965PU	-0.69	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 95104 VTO-34.5	34.500	1	1.2	0.4	1.3				0.01	0.01	9	BSCS		912	V. CONS	
				-1.2	-0.4	1.3	12										
BUS 802	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9170PU	12.655KV	-15.06	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 94003 LPZ-13.8	13.800	1	12.2	2.5	12.4				0.33	0.30	9	BSCS		911	LA PAZ	
				-12.2	-2.5	12.4	123										
BUS 901	CARGA URB-9	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9235PU	-16.11	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 94202 CBO-13.8	13.800	1	2.4	0.8	2.6				0.02	0.02	9	BSCS		913	SN. LUC	
				-2.4	-0.8	2.6	40										
BUS 902	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9505PU	13.117KV	-10.75	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 94001 BLE-13.8	13.800	1	4.7	1.2	4.9				0.04	0.03	9	BSCS		911	LA PAZ	
				-4.7	-1.2	4.9	73										
BUS 1001	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9483PU	13.087KV	-10.82	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 94001 BLE-13.8	13.800	1	4.7	1.2	4.9				0.05	0.04	9	BSCS		911	LA PAZ	
				-4.7	-1.2	4.9	73										
BUS 1101	13.800	CKT	NW	MVAR	MVA	0.9461PU	13.056KV	-10.90	X---	LOSSES	---	X	AREA	-----	X	ZONE	1
TO LOAD-PO	TO 94001 BLE-13.8	13.800	1	4.7	1.2	4.9				0.06	0.05	9	BSCS		911	LA PAZ	
				-4.7	-1.2	4.9	73										

RTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR - PSS®E										PRI, MAY 11 2012		18:22				
BUS: CREI250, CREI350, OCC140, HEPSC150MW										POISE 119		RATING				
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										DEMANDA MAX		SET A I % FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES				
BUS	1201	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9979PU	34.428KV	-0.67	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			1.2	0.4	1.3					MW	MVAR	9 BCS				
TO 95104 VTO-34.5		34.500	1	-1.2	-0.4	1.3	12			0.01	0.01	9 BCS			912 V. CONS	
BUS	1301	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9972PU	34.404KV	-0.68	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			1.2	0.4	1.3					MW	MVAR	9 BCS				
TO 95104 VTO-34.5		34.500	1	-1.2	-0.4	1.3	12			0.01	0.01	9 BCS			912 V. CONS	
BUS	1401	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9965PU	34.380KV	-0.69	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			1.2	0.4	1.3					MW	MVAR	9 BCS				
TO 95104 VTO-34.5		34.500	1	-1.2	-0.4	1.3	12			0.01	0.01	9 BCS			912 V. CONS	
BUS	1501	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9717PU	33.525KV	-3.31	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			2.7	0.7	2.8					MW	MVAR	9 BCS				
TO 95101 DOM-34.5		34.500	1	-2.7	-0.7	2.8	26			0.03	0.02	9 BCS			912 V. CONS	
BUS	1601	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9702PU	33.473KV	-3.35	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			2.7	0.7	2.8					MW	MVAR	9 BCS				
TO 95101 DOM-34.5		34.500	1	-2.7	-0.7	2.8	26			0.04	0.03	9 BCS			912 V. CONS	
BUS	1701	34.500 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9687PU	33.421KV	-3.38	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			2.7	0.7	2.8					MW	MVAR	9 BCS				
TO 95101 DOM-34.5		34.500	1	-2.7	-0.7	2.8	26			0.04	0.03	9 BCS			912 V. CONS	
BUS	1801	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9211PU	12.712KV	-16.17	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			4.8	1.6	5.0					MW	MVAR	9 BCS				
TO 94202 CBO-13.8		13.800	1	-4.8	-1.6	5.0	78			0.04	0.04	9 BCS			913 SN. LUC	
BUS	1901	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9187PU	12.678KV	-16.24	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			4.8	1.6	5.0					MW	MVAR	9 BCS				
TO 94202 CBO-13.8		13.800	1	-4.8	-1.6	5.0	78			0.05	0.05	9 BCS			913 SN. LUC	
BUS	2001	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9198PU	12.693KV	-16.21	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			3.7	1.2	3.9					MW	MVAR	9 BCS				
TO 94202 CBO-13.8		13.800	1	-3.7	-1.2	3.9	60			0.04	0.04	9 BCS			913 SN. LUC	
BUS	2101	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9179PU	12.667KV	-16.41	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			4.3	1.5	4.5					MW	MVAR	9 BCS				
TO 94204 PML-13.8		13.800	1	-4.3	-1.5	4.5	71			0.03	0.03	9 BCS			913 SN. LUC	
BUS	2201	13.800 CKT	MW	MVAR	MVA	0.9157PU	12.636KV	-16.48	X---	LOSSES	--X X---	AREA	----	X X---	ZONE	1
TO LOAD-PO			4.3	1.5	4.5					MW	MVAR	9 BCS				
TO 94204 PML-13.8		13.800	1	-4.3	-1.5	4.5	71			0.04	0.04	9 BCS			913 SN. LUC	

SIN.	PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR - PSS®E EXT. CEL/250, DR1=190, OCC/140, ESTD=0.150SEC	FRI, MAY 11 2012	18:22
RED TROPICAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	DEMANDA MAX	POISE 159	RATING SET A
		MVA	% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
BUS 2301	13.800 CKT MW	MVAR MVA % 0.9193PU 12.686KV	-16.38 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO LOAD-P0			
TO 94204 PML-13.8	13.800 1	-2.4 -0.8 2.6 40	0.02 0.02 9 BCS 911 SN. LUC
BUS 2401	34.500 CKT MW	MVAR MVA % 0.9364PU 32.306KV	-16.61 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO LOAD-P0			
TO 95202 SMT-34.5	34.500 1	-1.2 -0.2 1.2 12	0.01 0.00 9 BCS 911 SN. LUC
BUS 2501	34.500 CKT MW	MVAR MVA % 0.9358PU 32.284KV	-16.63 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO LOAD-P0			
TO 95202 SMT-34.5	34.500 1	-1.2 -0.2 1.2 12	0.01 0.01 9 BCS 911 SN. LAZ
BUS 2601	34.500 CKT MW	MVAR MVA % 0.9351PU 32.262KV	-16.65 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO LOAD-P0			
TO 95202 SMT-34.5	34.500 1	-1.2 -0.2 1.2 12	0.01 0.01 9 BCS 911 SN. LUC
BUS 2701	34.500 CKT MW	MVAR MVA % 0.9254PU 31.927KV	-13.54 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO LOAD-P0			
TO 95001 ELT-34.5	34.500 1	-2.2 0.6 2.3 23	0.03 0.02 9 BCS 911 LA PAZ
BUS 2801	34.500 CKT MW	MVAR MVA % 0.9241PU 31.881KV	-13.57 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO LOAD-P0			
TO 95001 ELT-34.5	34.500 1	-2.2 -0.6 2.3 23	0.03 0.02 9 BCS 911 LA PAZ
BUS 2901	34.500 CKT MW	MVAR MVA % 0.9227PU 31.835KV	-13.60 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO LOAD-P0			
TO 95001 ELT-34.5	34.500 1	-2.2 0.6 2.3 23	0.03 0.02 9 BCS 911 LA PAZ
BUS 92021 FUD-U1 FROM GENERATION	13.800 CKT MW	MVAR MVA % 0.1050PU 0.007KV	0.00 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO 97010 FUD-115	115.00 1	37.9 11.7 39.7 79 1.0000UN	0.17 3.62 9 BCS 911 LA PAZ
BUS 92022 FUD-U2 FROM GENERATION	13.800 CKT MW	MVAR MVA % 0.1050PU 0.007KV	0.00 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO 97010 FUD-115	115.00 1	37.9 11.7 39.7 79 1.0000UN	0.17 3.62 9 BCS 911 LA PAZ
BUS 92023 FUD-U3 FROM GENERATION	13.800 CKT MW	MVAR MVA % 0.1050PU 0.007KV	0.00 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO 97010 FUD-115	115.00 1	37.9 11.7 39.7 79 1.0000UN	0.17 3.62 9 BCS 911 LA PAZ
BUS 92041 PSC-U1 FROM GENERATION	13.800 CKT MW	MVAR MVA % 0.10036PU 0.1850KV	9.15 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO 97103 PSC-115	115.00 1	32.5 2.1R 32.6 65 1.0000UN	0.12 2.37 9 BCS 912 V. CONS
BUS 92042 PSC-U2 FROM GENERATION	13.800 CKT MW	MVAR MVA % 0.10036PU 0.1850KV	9.15 X--- LOSSES ---X X--- AREA ---X X--- ZONE - 1
TO 97103 PSC-AUX	0.4800 1	0.0 0.0 0.0 1.0000LK	0.00 0.00 9 BCS 912 V. CONS
TO 97103 PSC-115	115.00 1	32.5 2.1 32.6 65 1.0000UN	0.12 2.37 9 BCS 912 V. CONS

RTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR - PSP®										PRI, MAY 11 2012 18:22			
SIN. F501 CBL-250, GRI-150, OCC-140, REPO-150MW					POISE 199		RATING		MVA FOR TRANSFORMERS				
RED TCOL DEL SISTEMA ELECTRICITIO NACIONAL					DEMANDA MAX		SET A		I F FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES				
BUS 92043 PSC-U3	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0036PU	9.15	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
FROM GENERATION	32.5	2.1R	32.6	80	13.850KV				MW	MVAR	9 BC8	912 V. CONS	
TO 97103 PSC-115	115.0	3	32.5	2.1	32.6	65.1 0.0000UN			0.12	2.37	9 BC8	912 V. CONS	
BUS 92061 ECJ-U1	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0036PU	2.88	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
FROM GENERATION	38.0	-2.1R	38.1	88	13.850KV				MW	MVAR	9 BC8	912 LA PAZ	
TO 99002 ECJ-230	230.0	1	38.0	-2.1	38.1	76.1 0.0000UN			0.16	3.24	9 BC8	911 LA PAZ	
BUS 92062 ECJ-U2	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0036PU	2.88	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
FROM GENERATION	38.0	-2.1R	38.1	88	13.850KV				MW	MVAR	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 99002 ECJ-230	230.0	2	38.0	-2.1	38.1	76.1 0.0000UN			0.16	3.24	9 BC8	911 LA PAZ	
BUS 92063 ECJ-U3	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0036PU	2.88	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
FROM GENERATION	38.0	-2.1R	38.1	88	13.850KV				MW	MVAR	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 99002 ECJ-230	230.0	3	38.0	-2.1	38.1	76.1 0.0000UN			0.16	3.24	9 BC8	911 LA PAZ	
BUS 92071 CCB-U1	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9824PU	-8.63	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
FROM GENERATION	20.0	8.0H	20.5	86	13.558KV				MW	MVAR	9 BC8	913 SW. LUC	
TO 92707 CCB-115	115.0	1	20.0	8.0	21.5	43.1 0.0000UN			0.02	1.15	9 BC8	913 SW. LUC	
BUS 92072 CCB-U2	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9936PU	-6.75	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
FROM GENERATION	20.0	8.0H	21.5	86	13.712KV				MW	MVAR	9 BC8	913 SW. LUC	
TO 92707 CCB-115	115.0	2	20.0	8.0	21.5	72.1 0.0000UN			0.04	1.88	9 BC8	913 SW. LUC	
BUS 93001 PSC-AUX	0.4800	CKT	MW	MVAR	MVA	1.0036PU	9.15	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
FROM GENERATION	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0000UN			MW	MVAR	9 BC8	912 V. CONS	
TO 92042 PSC-U2	13.800	1	0.0	0.0	0.0	0.0000UN			0.00	0.00	9 BC8	912 V. CONS	
BUS 94001 ELR-13.8	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9593PU	-10.46	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
TO SHUNT	0.0	-2.8	2.8		13.238KV				MW	MVAR	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 301 CARGA USB-3	13.800	1	4.8	1.2	4.9	7.3			0.05	0.04	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 902	13.800	1	4.8	1.2	4.9	7.3			0.04	0.03	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 1001	13.800	1	4.8	1.2	4.9	7.3			0.05	0.04	9 BC8	1	
TO 1101	13.800	1	4.8	1.2	4.9	7.3			0.06	0.05	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 97001 ELR-115	115.0	1	-13.4	-1.6	13.5	45.1 0.0001LK			0.02	0.80	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 97001 ELR-115	115.0	2	-5.6	-0.5	5.6	45.1 0.0000UN			0.02	0.33	9 BC8	911 LA PAZ	
BUS 94002 ELR-13.8	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9433PU	-11.03	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
TO LOAD-P0	16.5	5.4	17.4		13.017KV				MW	MVAR	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 97004 ELR-115	115.0	1	-16.5	-5.4	17.4	58.1 0.0001LK			0.03	1.36	9 BC8	911 LA PAZ	
BUS 94003 LPZ-13.8	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	0.9453PU	-14.01	X--	LOSSES	--X X--	AREA	--X X--	ZONE
TO SHUNT	0.0	-5.4	5.4		13.045KV				MW	MVAR	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 201 CARGA USB-2	13.800	1	12.6	2.8	12.9	124			0.40	0.37	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 602	13.800	1	12.6	2.8	12.9	124			0.40	0.37	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 702	13.800	1	12.6	2.8	12.9	124			0.40	0.37	9 BC8	1	
TO 802	13.800	1	12.6	2.8	12.9	123			0.33	0.30	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 902	115.0	1	-15.0	-3.0	25.4	84.1 0.0001LK			0.06	0.90	9 BC8	911 LA PAZ	
TO 97006 LPZ-115	115.0	2	-25.2	-3.0	25.4	85.1 0.0000UN			0.06	2.93	9 BC8	911 LA PAZ	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR -PSSW-										PRI, MAY 11 2012 18:22	
SIN. CEL 150, GFI 100, OCC 440, EFED=150MM										RATING	
RED TROQUEL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										DEMANDA MAX	
BUS 94005 FMI-13.8 13.800 CKT MW MVAR MVA										SET A I % FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES	
TO SHUNT	0.0	-2.7	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TO 101 CARGA URB-1	13.800	1	5.0	1.7	5.3	80	0.04	0.04	9 BCS	911 LA PAZ	
TO 302	13.800	1	5.0	1.7	5.3	80	0.07	0.06	8 BCS		1
TO 102	13.800	1	5.0	1.7	5.3	80	0.07	0.06	8 BCS		1
TO 502	13.800	1	5.0	1.7	5.3	80	0.04	0.04	8 BCS		1
TO 97009 FMI-115	115.00	1	-20.1	-4.1	20.5	68	1.0000UN	0.12	2.18	9 BCS	911 LA PAZ
BUS 94006 PUD-13.8 13.800 CKT MW MVAR MVA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TO 1 CARGA URBANAL	13.800	1	3.5	1.7	3.9	58	0.03	0.03	9 BCS	911 LA PAZ	
TO 101	13.800	1	3.5	1.7	3.9	58	0.03	0.04	9 BCS	911 LA PAZ	
TO 102	13.800	1	3.5	1.7	3.9	58	0.03	0.03	9 BCS		1
TO 202	13.800	1	3.5	1.7	3.9	58	0.02	0.02	8 BCS		1
TO 97009 PUD-115	115.00	1	-14.0	-6.9	14.6	78	1.0000UN	0.17	0.37	9 BCS	911 LA PAZ
BUS 94007 OLA-P211 CKT MW MVAR MVA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TO 97016 OLA-115	115.00	1	23.4	13.9	27.2	27	0.00	-0.16	8 BCS	911 LA PAZ	
TO 99004 OLA-210	210.00	1	-23.4	-13.9	27.2	27	1.0000UN	0.00	0.81	9 BCS	911 LA PAZ
BUS 94008 ELP-P211 CKT MW MVAR MVA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TO 97001 ELP-115	115.00	1	85.7	28.1	90.2	94	0.00	-1.86	8 BCS	913 SN. LUC	
TO 99003 ELP-210	210.00	1	-85.7	-28.1	90.2	90	1.0000UN	0.00	0.60	9 BCS	913 SN. LUC
BUS 94101 PSC-13.8 13.800 CKT MW MVAR MVA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TO LOAD-PO	115.00	1	2.5	1.0	2.7	0.0000UN	0.00	0.06	9 BCS	912 V. CONS	
TO 97103 PSC-115	115.00	1	-2.4	-1.0	2.7	1.0000UN	0.00	0.06	9 BCS	912 V. CONS	
BUS 94103 NPL-13.8 13.800 CKT MW MVAR MVA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TO LOAD-PO	115.00	1	5.5	1.8	5.8	0.0000UN	0.00	0.15	9 BCS	914 LORETO	
TO 97102 NPL-115	115.00	1	-5.5	-1.8	5.8	19	1.0000UN	0.00	0.15	9 BCS	914 LORETO
BUS 94201 CAB-13.8 13.800 CKT MW MVAR MVA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TO LOAD-PO	115.00	1	13.8	5.2	14.7	0.0000UN	0.06	1.27	9 BCS	913 SN. LUC	
TO SHUNT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TO 97201 CAB-115	115.00	1	-13.8	-5.2	14.7	69	1.0000UN	0.06	1.27	9 BCS	913 SN. LUC
BUS 94202 CBO-13.8 13.800 CKT MW MVAR MVA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TO 901 CARGA URB-9	13.800	1	2.5	0.8	2.6	40	0.02	0.02	9 BCS	913 SN. LUC	
TO 1801	13.800	1	4.8	1.7	5.1	78	0.04	0.04	9 BCS	913 SN. LUC	
TO 9901	13.800	1	4.8	1.7	5.1	78	0.04	0.05	9 BCS		1
TO 2001	13.800	1	3.7	1.3	3.9	60	0.04	0.04	9 BCS		1
TO 97202 CBO-115	115.00	1	-15.8	-5.4	16.7	56	1.0000UN	0.03	1.29	9 BCS	913 SN. LUC

86

APÉNDICE J

ESTADO DEL SISTEMA-AÑO DE ESTUDIO 2012

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E															TUE, MAY 15 2012 21:11														
SIN. BQU: CEL250, ORI190, OCC140, EPBCO150MM POISE 199															RATING SET A														
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL															MWVA FOR TRANSFORMERS														
DEMANDA MAX															% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES														
BUS 1															11.84 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
1 CARGA URBANA13.800 CKT															MW MVAR MVA \$ 0.9396PU 12.966KV 9 BCS 911 LA PAZ														
TO LOAD-PO															3.7 1.8 4.1 1.8 4.1 63 0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 94006 PUI-13.8 13.800 1															-3.7 -1.8 4.1 63 0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 2															11.88 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
2															11.88 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															0.04 0.04 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 94006 PUI-13.8 13.800 1															-3.7 -1.8 4.1 63 0.04 0.04 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 101															15.21 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
101 CARGA URB-1 13.800 CKT															MW MVAR MVA \$ 0.9170PU 12.654KV 9 BCS 911 LA PAZ														
TO LOAD-PO															5.3 1.7 5.6 5.3 1.7 87 0.05 0.05 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 94005 PMI-13.8 13.800 1															-5.3 -1.7 5.6 87 0.05 0.05 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 102															11.84 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
102															11.84 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 94006 PUI-13.8 13.800 1															-3.7 -1.8 4.1 63 0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 201															17.65 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
201 CARGA URB-2 13.800 CKT															MW MVAR MVA \$ 0.8904PU 12.287KV 9 BCS 911 LA PAZ														
TO LOAD-PO															13.0 2.6 13.3 13.0 2.6 133 0.47 0.44 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 94003 LPZ-13.8 13.800 1															-13.0 -2.6 13.3 135 0.47 0.44 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 202															11.81 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
202															11.81 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															3.7 1.8 4.1 3.7 1.8 4.1 63 0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 94006 PUI-13.8 13.800 1															-3.7 -1.8 4.1 63 0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 301															12.73 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
301 CARGA URB-3 13.800 CKT															MW MVAR MVA \$ 0.9326PU 12.869KV 9 BCS 911 LA PAZ														
TO LOAD-PO															5.0 1.3 5.2 5.0 1.3 80 0.06 0.05 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 94001 BLE-13.8 13.800 1															-5.0 -1.3 5.2 80 0.06 0.05 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 302															15.36 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
302															15.36 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															5.3 1.7 5.6 5.3 1.7 88 0.08 0.07 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 94005 PMI-13.8 13.800 1															-5.3 -1.7 5.6 88 0.08 0.07 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 401															15.84 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
401 CARGA URB-4 34.500 CKT															MW MVAR MVA \$ 0.9025PU 31.138KV 9 BCS 911 LA PAZ														
TO LOAD-PO															2.4 0.7 2.5 2.4 0.7 25 0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 95001 ELT-34.5 34.500 1															-2.4 -0.7 2.5 25 0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 402															15.36 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
402															15.36 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															5.3 1.7 5.6 5.3 1.7 88 0.08 0.07														
TO 94005 PMI-13.8 13.800 1															-5.3 -1.7 5.6 88 0.08 0.07 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 501															19.72 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
501 CARGA URB-5 34.500 CKT															MW MVAR MVA \$ 0.9076PU 31.312KV 9 BCS 913 SN. LUC														
TO LOAD-PO															1.3 0.2 1.3 1.3 0.2 13 0.01 0.01 9 BCS 913 SN. LUC														
TO 95202 SNT-34.5 34.500 1															-1.3 -0.2 1.3 13 0.01 0.01 9 BCS 913 SN. LUC														

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E															TUE, MAY 15 2012 21:11														
SIN. BQU: CEL250, ORI190, OCC140, EPBCO150MM POISE 199															RATING SET A														
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL															MWVA FOR TRANSFORMERS														
DEMANDA MAX															% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES														
BUS 2301															19.76 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
2301															19.76 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															2.6 0.9 2.7 2.6 0.9 27 0.02 0.02 9 BCS 913 SN. LUC														
TO 94204 PMI-13.8 13.800 1															-2.6 -0.9 2.7 44 0.02 0.02 9 BCS 913 SN. LUC														
BUS 2401															19.66 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
2401															19.66 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															1.3 0.2 1.3 1.3 0.2 13 0.01 0.01 9 BCS 913 SN. LUC														
TO 95202 SNT-34.5 34.500 1															-1.3 -0.2 1.3 13 0.01 0.01 9 BCS 913 SN. LUC														
BUS 2501															19.69 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
2501															19.69 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															1.3 0.2 1.3 1.3 0.2 13 0.01 0.01 9 BCS 913 SN. LUC														
TO 95202 SNT-34.5 34.500 1															-1.3 -0.2 1.3 13 0.01 0.01 9 BCS 913 SN. LUC														
BUS 2601															19.71 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
2601															19.71 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															1.3 0.2 1.3 1.3 0.2 13 0.01 0.01 9 BCS 913 SN. LUC														
TO 95202 SNT-34.5 34.500 1															-1.3 -0.2 1.3 13 0.01 0.01 9 BCS 913 SN. LUC														
BUS 2701															15.79 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
2701															15.79 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															2.4 0.7 2.5 2.4 0.7 25 0.03 0.02 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 95001 ELT-34.5 34.500 1															-2.4 -0.7 2.5 25 0.03 0.02 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 2801															15.83 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
2801															15.83 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															2.4 0.7 2.5 2.4 0.7 25 0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 95001 ELT-34.5 34.500 1															-2.4 -0.7 2.5 25 0.03 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 2901															15.86 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
2901															15.86 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
TO LOAD-PO															2.4 0.7 2.5 2.4 0.7 25 0.04 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 95001 ELT-34.5 34.500 1															-2.4 -0.7 2.5 25 0.04 0.03 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 92021															0.00 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92021 PUD-U FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0150PU 46.5 16.4H 49.3 118 14.007KV 46.5 16.4 49.3 99 1.00000L 0.27 5.59 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 92022															0.00 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92022 PUD-U FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0150PU 45.7 16.2H 48.5 116 14.007KV 45.7 16.2 48.5 97 1.00000L 0.26 5.50 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 92041															7.08 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92041 PSC-U FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0036PU 32.5 3.7R 32.7 81 13.850KV 32.5 3.7 32.7 65 1.00000L 0.12 2.39 9 BCS 912 V. CONS														
BUS 92042															7.08 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92042 PSC-U FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0036PU 32.5 3.7R 32.7 81 13.850KV 32.5 3.7 32.7 65 1.00000L 0.12 2.39 9 BCS 912 V. CONS														
BUS 92043															0.00 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92043 PSC-AUX FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0000L 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.00 0.00 9 BCS 913 SN. LUC														
BUS 92044															0.00 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92044 PSC-AUX FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0000L 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.00 0.00 9 BCS 913 SN. LUC														

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E															TUE, MAY 15 2012 21:11														
SIN. BQU: CEL250, ORI190, OCC140, EPBCO150MM POISE 199															RATING SET A														
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL															MWVA FOR TRANSFORMERS														
DEMANDA MAX															% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES														
BUS 92043															7.08 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92043 PSC-U FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0036PU 32.5 3.7R 32.7 81 13.850KV 32.5 3.7 32.7 65 1.00000L 0.12 2.39 9 BCS 912 V. CONS														
BUS 92041															1.14 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92041 RCJ-U FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0036PU 38.0 1.9R 38.0 88 13.850KV 38.0 1.9 38.0 76 1.00000L 0.16 3.23 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 92042															1.14 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92042 RCJ-U2 FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0036PU 38.0 1.9R 38.0 88 13.850KV 38.0 1.9 38.0 76 1.00000L 0.16 3.23 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 92043															1.14 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92043 RCJ-U3 FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0036PU 38.0 1.9R 38.0 88 13.850KV 38.0 1.9 38.0 76 1.00000L 0.16 3.23 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 92071															11.23 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92071 CCB-U1 FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 0.9523PU 20.0 8.0H 21.5 86 13.141KV 20.0 8.0 21.5 43 1.00000L 0.02 1.23 9 BCS 913 SN. LUC														
BUS 92072															9.24 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92072 CCB-U2 FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 0.9637PU 20.0 8.0H 21.5 86 13.298KV 20.0 8.0 21.5 72 1.00000L 0.04 2.00 9 BCS 913 SN. LUC														
BUS 93001															7.08 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
93001 PSC-AUX FROM GENERATION															MW MVAR MVA \$ 1.0036PU 0.480 0.0 0.4817KV 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.00 0.00 9 BCS 912 V. CONS														
BUS 92042															12.33 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
92042 PSC-UB 13.800 1															0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.00 0.00 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 94006															11.84 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
94006 PUI-13.8 13.800 CKT															MW MVAR MVA \$ 0.9445PU 13.034KV 9 BCS 911 LA PAZ														
TO SHUNT															0.0 -2.7 2.7 0.0 0.0 0.0 0.06 0.05 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 301 CARGA URB-3 13.800 1															5.1 1.3 5.3 80 0.04 0.04 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 902															13.800 1 5.1 1.3 5.3 80 0.06 0.05 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 1001															13.800 1 5.1 1.3 5.3 80 0.07 0.06 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 1101															13.800 1 5.1 1.3 5.3 80 0.07 0.06 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 97001 BLE-115 115.00 1															14.5 48 1.0000L 14.5 48 1.0000L 0.02 0.39 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 97001 BLE-115 115.00 2															-6.0 -0.6 6.0 48 1.00000L 0.02 0.39 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 94002															12.93 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
94002 ELR-13.8 13.800 CKT															MW MVAR MVA \$ 0.9281PU 12.808KV 9 BCS 911 LA PAZ														
TO LOAD-PO															17.7 5.8 18.6 17.7 5.8 18.6 62 1.00000L 0.03 1.61 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 97004 ELR-115 115.00 1															-17.7 -5.8 18.6 62 1.00000L 0.03 1.61 9 BCS 911 LA PAZ														
BUS 94003															16.25 X--- LOSSES ---X X--- AREA ----X X--- ZONE -														
94003 LPZ-13.8 13.800 CKT															MW MVAR MVA \$ 0.9278PU 12.803KV 9 BCS 911 LA PAZ														
TO SHUNT															0.0 -5.2 5.2 0.0 0.0 0.0 0.47 0.44 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 201 CARGA URB-2 13.800 1															13.5 3.1 13.8 135 0.47 0.44 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 602															13.800 1 13.5 3.1 13.8 135 0.47 0.44 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 702															13.800 1 13.5 3.1 13.8 135 0.47 0.44 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 802															13.800 1 13.4 3.0 13.7 134 0.39 0.36 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 97006 LPZ-115 115.00 1															-26.7 -3.5 27.3 91 1.00000L 0.07 3.47 9 BCS 911 LA PAZ														
TO 97006 LPZ-115 115.00 2															-27.0 -3.6 27.3 91 1.00000L 0.07 3.51 9 BCS 911 LA PAZ														

ESTADO DEL SISTEMA-AÑO DE ESTUDIO 2012

RTU ELECTRICAL POWER SYSTEM SIMULATOR - PSE®										TUE, MAY 15 2012 21:11							
BQI: CLK/250, ORI/190, OCC/140, REPCO/150MM POISE 199										MVA FOR TRANSFORMERS							
RED TACDOL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										SET A I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES							
DEMANDA MAX																	
BUS	94203	CSO-13.8	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9189PU	-18.28	X--	LOSSES	-X X-- X----	AREA	9 BCS	913	SN. LUC
									12.661K								
	TO LOAD-	CSO-13.8			29.4	1.0	31.1										
	TO SHUNT				0.0	-6.8	6.8										
	TO 97203	CSO-115	115.00	1	-16.9	-2.1	16.9	42	1.0000UN	0.00	1.02	9	BSCS				
	TO 94204	CSO-115	115.00	2	-12.6	-1.3	12.7	42	1.0000UN	0.02	0.76	9	BSCS				
BUS	94204	PMU-13.8	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.8935PU	-19.52	X--	LOSSES	-X X-- X----	AREA	9 BCS	913	SN. LUC
									12.331K								
	601 CARGA URB-6	13.800	1	4.6	1.6	4.9	79										
	TO 2101	13.800	1	4.6	1.6	4.9	78										
	TO 2201	13.800	1	4.6	1.6	4.9	79										
	TO 2301	13.800	1	4.6	1.6	4.9	78										
	TO 94204	PMU-115	115.00	1	-16.5	-5.7	17.5	58	1.0000UN	0.03	1.53	9	BSCS				
BUS	94205	SJC-13.8	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.8614PU	-27.84	X--	LOSSES	-X X-- X----	AREA	9 BCS	913	SN. LUC
									11.888K								
	TO LOAD-	SJC-13.8			19.2	4.1	19.7										
	TO 97205	SJC-115	115.00	1	-19.2	-4.1	19.7	98	1.0000UN	0.26	5.01	9	BSCS				
BUS	94206	CSA-13.8	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.8907PU	-20.09	X--	LOSSES	-X X-- X----	AREA	9 BCS	913	SN. LUC
									12.292K								
	TO LOAD-	CSA-13.8			18.1	6.2	19.2										
	TO 97208	CSA-115	115.00	1	-18.1	-6.2	19.2	64	1.0000UN	0.04	1.85	9	BSCS				
BUS	94207	CAB-13.8	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9239PU	-21.10	X--	LOSSES	-X X-- X----	AREA	9 BCS	913	SN. LUC
									12.750K								
	TO LOAD-	CAB-13.8			18.1	6.2	19.2										
	TO 97201	CAB-115	115.00	1	-18.1	-6.2	19.2	64	1.0000UN	0.04	2.17	9	BSCS				
BUS	94301	LTO-13.8	13.800	CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9462PU	-9.22	X--	LOSSES	-X X-- X----	AREA	9 BCS	914	LORETO
									13.056K								
	TO LOAD-	LTO-13.8			7.1	1.8	7.3										
	TO 97301	LTO-115	115.00	1	-7.1	-1.8	7.3	36	1.0000UN	0.02	0.41	9	BSCS				
BUS	95001	ELT-34.5	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9197PU	-15.49	X--	LOSSES	-X X-- X----	AREA	9 BCS	911	LA PAZ
									31.638K								
	401 CARGA URB-4	34.500	1	2.4	0.7	2.5	25										
	TO 2901	34.500	1	2.4	0.7	2.5	25										
	TO 4801	34.500	1	2.4	0.7	2.5	25										
	TO 2901	34.500	1	2.4	0.7	2.5	25										
	TO 95002	ELT-115	115.00	2	-9.1	-2.9	9.1	81	1.0000LK	0.06	0.65	16	BSCS				
BUS	95002	RPM-34.5	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9397PU	-9.20	X--	LOSSES	-X X-- X----	AREA	9 BCS	911	LA PAZ
									32.418K								
	TO LOAD-	RPM-34.5			1.2	0.7	1.4										
	TO 97012	RPM-115	115.00	1	-1.2	-0.7	1.4		1.0000UN	0.00	0.03	9	BSCS				
BUS	95101	DOM-34.5	34.500	CKT	MW	MVAR	MVA	%	0.9751PU	-5.32	X--	LOSSES	-X X-- X----	AREA	9 BCS	912	V. CONS
									33.640K								
	TO 701	CAPIA URB-7	34.500	1	2.9	0.8	3.0	28									
	TO 3401	34.500	1	2.9	0.8	3.0	28										
	TO 1601	34.500	1	2.9	0.8	3.0	28										
	TO 1701	34.500	1	2.9	0.8	3.0	28										
	TO 97101	DOM-115	115.00	2	-4.0	-1.2	4.0	25	1.0000UN	0.05	0.04	9	BSCS				
	TO 97101	DOM-115	115.00	2	-6.8	-1.8	7.0	23	1.0000UN	0.01	0.26	9	BSCS				

[illegible][illegible][illegible]

PTI INTERLOCK POWER SYSTEM SIMULATOR -PSS-#										TUE, MAY 15 2012 21:11	
SIN.	RED	TRC	CEL	250	OR1	190	COL40	EPREC	150MW	POISE	199
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL										DEMANDA MAX	
										RATING	SET A
										1	FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
BUS	97107	V10-115		115.00	CKT	MW	MVAR	MVA	112.668V	-1.78	X---LOSSES---X X---AREA---X X---ZONE---
										0.00	0.05 9 BCBS 912 V. CONS
		TO LOAD-PO				1.4	0.5	1.5			
		TO 95104 V10-34.5	34.500	1	2.6	1.3	3.0	15.0	975.851K	0.00	0.05 9 BCBS 912 V. CONS
		TO 95104 V10-34.5	34.500	2	2.6	1.3	3.0	15.0	975.851K	0.00	0.05 9 BCBS 912 V. CONS
		TO 97101 RSC-TAP	115.00	1	20.3	-2.8	20.5			0.50	1.73 9 BCBS 911 LA PAZ
		TO 97015 OSA-115	115.00	1	2.15	-2.3	2.8			0.15	2.33 9 BCBS 911 LA PAZ
		TO 97101 PSC-115	115.00	1	-43.8	0.8	43.9			0.68	3.61 9 BCBS 912 V. CONS
		TO 97101 PSC-115	115.00	2	-43.8	0.8	43.9			0.68	3.61 9 BCBS 912 V. CONS
		TO 91066 VII-115	115.00	1	19.4	0.8	20.0			0.13	4.45 9 BCBS 912 V. CONS
		TO 91066 VII-115	115.00	2	23.6	3.8	23.9			0.15	3.54 9 BCBS 912 V. CONS
BUS	92101	CAB-115		115.00	CKT	MW	MVAR	MVA	10.9231PU	-1.58	X---LOSSES---X X---AREA---X X---ZONE---
										0.00	0.05 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 94201 CAB-13.A	13.800	1	14.8	3.3	15.2	76	0.9416K	0.08	1.58 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 94201 CAB-13.B	13.800	1	18.2	8.4	20.0	67	0.9565LK	0.04	2.17 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 92103 CSO-115	115.00	1	-23.5	-11.3	26.0			0.04	2.00 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97206 CAS-115	115.00	1	-9.5	-4.0	9.5			0.01	0.03 9 BCBS 911 SN. LUC
BUS	92102	CBO-115		115.00	CKT	MW	MVAR	MVA	10.9286PU	-14.62	X---LOSSES---X X---AREA---X X---ZONE---
										0.00	0.05 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 94203 CBO-13.8	13.800	1	16.9	7.4	18.5	62	1.0000LK	0.03	1.44 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97003 ELP-115	115.00	1	-57.2	-21.9	61.3			0.08	0.58 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 94204 PMG-115	115.00	1	12.6	6.3	14.1			0.03	0.11 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97208 CAS-115	115.00	1	27.7	8.2	28.9			0.07	0.26 9 BCBS 911 SN. LUC
BUS	92103	CSO-115		115.00	CKT	MW	MVAR	MVA	10.9273PU	-14.89	X---LOSSES---X X---AREA---X X---ZONE---
										0.00	0.05 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 94203 CSO-13.8	13.800	1	16.8	3.1	17.7	43	1.0000LK	0.00	0.02 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 94203 CSO-13.8	13.800	2	12.6	2.1	12.8	43	1.0000LK	0.02	0.76 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97003 ELP-115	115.00	1	-15.4	-4.5	16.1			0.04	0.19 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97201 CAB-115	115.00	1	23.5	11.2	23.5			0.00	0.01 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97207 CCB-115	115.00	1	-37.5	-11.9	39.3			0.08	0.45 9 BCBS 911 SN. LUC
BUS	92104	PMG-115		115.00	CKT	MW	MVAR	MVA	10.9235PU	-14.96	X---LOSSES---X X---AREA---X X---ZONE---
										0.00	0.05 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 94204 PMG-13.8	13.800	1	16.6	7.2	18.1	60	1.0000LK	0.03	1.53 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 92103 CSO-115	115.00	1	-12.5	-6.7	14.2			0.03	0.01 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97205 SJC-115	115.00	1	-4.0	-0.5	4.1			0.00	0.01 9 BCBS 911 SN. LUC
BUS	92105	SJC-115		115.00	CKT	MW	MVAR	MVA	10.9242PU	-14.84	X---LOSSES---X X---AREA---X X---ZONE---
										0.00	0.05 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 94205 SJC-13.8	13.800	1	19.5	9.1	21.5	108	980.04K	0.26	5.01 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 95201 SJC-34.5	34.500	1	11.3	3.1	11.8	39	980.00LK	0.02	0.79 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97003 ELP-115	115.00	1	-19.1	-1.2	21.2			0.08	0.22 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97204 PMG-115	115.00	1	4.0	0.1	4.0			0.00	0.01 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97206 SMT-115	115.00	1	-15.8	-1.1	15.8			0.26	0.55 9 BCBS 911 SN. LUC
BUS	92106	SMT-115		115.00	CKT	MW	MVAR	MVA	10.9404PU	-12.91	X---LOSSES---X X---AREA---X X---ZONE---
										0.00	0.05 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 95205 SMT-34.5	34.500	1	5.1	1.4	5.3	85	1.0000LK	0.02	0.62 9 BCBS 911 SN. LUC
		TO 97003 ELP-115	115.00	1	-21.2	-1.2	21.2			0.36	1.28 9 BCBS 911 LA PAZ
		TO 97205 SJC-115	115.00	1	16.0	0.6	16.6			0.00	0.05 9 BCBS 911 SN. LUC

RTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR - PSS®E										TUE, MAY 15 2012 21:11						
SIN. RTU: CEL:250, ORI:190, OCC:140, EPECO:150MW POISE 199										RATING						
RED TROCAL DEL SISTEMA ELECTRO NACIONAL										SET A						
DEMANDA MAX										MVA FOR TRANSFORMERS						
										# 1 FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES						
BUS	97207	CCB-115	115.00 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9324PA	-14.30	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----	X X---	ZONE	
							107.23KV			MW	MVAR	9 BCBS			913 SN. LUC	
TO LOAD-PO																
	TO 92071	CCB-UI		13.800	1	-20.0	-6.8	21.5			0.62	1.23	9 BCBS		913 SN. LUC	
	TO 92072	CCB-UI		13.800	2	-20.0	-6.7	20.8	69.10000LK		0.04	2.00	9 BCBS		913 SN. LUC	
	TO 92020	CSD-115		115.00	1	37.6	12.0	39.5			0.08	0.45	9 BCBS		913 SN. LUC	
BUS	97208	CAS-115	115.00 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9239PP	-15.08	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----	X X---	ZONE	
							106.25KV			MW	MVAR	9 BCBS			913 SN. LUC	
	TO 94206	CAS-13.8		13.800	1	18.1	8.1	19.9	66.10000LK		0.04	1.85	9 BCBS		914 LORETO	
	TO 97201	CAB-115		115.00	1	9.5	0.1	9.5			0.01	0.03	9 BCBS		913 SN. LUC	
	TO 97202	CBO-115		115.00	1	-27.7	-8.2	28.8			0.07	0.26	9 BCBS		913 SN. LUC	
BUS	97301	LTO-115	115.00 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9448SR	-6.16	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----	X X---	ZONE	
							108.66KV			MW	MVAR	9 BCBS			914 LORETO	
	TO 94301	LTO-13.8		13.800	1	7.1	2.2	7.4	37.09804LK		0.02	0.41	9 BCBS		914 LORETO	
	TO 97102	NPL-115		115.00	1	5.9	1.9	6.2			0.00	0.01	9 BCBS		914 LORETO	
	TO 97006	VII-115		115.00	1	-13.0	-4.1	13.6			0.22	0.78	9 BCBS		912 V. CONS	
BUS	99004	ELCJ-230	230.00 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9988SR	-3.74	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----	X X---	ZONE	
							229.73KV			MW	MVAR	9 BCBS			911 LA PAZ	
TO LOAD-PO																
	TO 92061	ECJ-UI		13.800	1	-37.8	1.4	37.9	76.10000LK		0.16	3.23	9 BCBS		911 LA PAZ	
	TO 92062	ECJ-UI		13.800	2	-37.8	1.4	37.9	76.10000LK		0.16	3.23	9 BCBS		911 LA PAZ	
	TO 92063	ECJ-UI		13.800	3	-37.8	1.4	37.9	76.10000LK		0.16	3.23	9 BCBS		911 LA PAZ	
	TO 99004	OLA-230		230.00	1	54.9	-2.7	55.0			0.14	1.14	9 BCBS		911 LA PAZ	
	TO 99004	OLA-230		230.00	2	54.9	-2.7	55.0			0.14	1.14	9 BCBS		911 LA PAZ	
BUS	99003	ELP-230	230.00 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9701PI	-9.23	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----	X X---	ZONE	
							223.13KV			MW	MVAR	9 BCBS			913 SN. LUC	
	TO 94008	ELP-F211		230.00	1	91.9	46.6	103.0	103.10000LK		0.00	12.12	9 BCBS		913 SN. LUC	
	TO 99004	OLA-230		230.00	1	-45.9	-23.3	51.5			0.45	3.73	9 BCBS		911 LA PAZ	
	TO 99004	OLA-230		230.00	2	-45.9	-23.3	51.5			0.45	3.73	9 BCBS		911 LA PAZ	
BUS	99004	OLA-230	230.00 CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9962PP	-4.93	X---	LOSSES	---X X---	AREA	----	X X---	ZONE	
							229.12KV			MW	MVAR	9 BCBS			911 LA PAZ	
	TO 94007	OLA-F211		230.00	1	16.8	14.0	21.9	22.10000LK		0.00	0.52	9 BCBS		911 LA PAZ	
	TO 99002	ECJ-230		230.00	1	-54.8	-3.6	54.9			0.14	1.14	9 BCBS		911 LA PAZ	
	TO 99003	ELP-230		230.00	2	-54.8	-3.6	54.9			0.14	1.14	9 BCBS		911 LA PAZ	
	TO 99001	ELP-230		230.00	1	46.4	-3.4	46.5			0.45	3.73	9 BCBS		913 SN. LUC	
	TO 99001	ELP-230		230.00	2	46.4	-3.4	46.5			0.45	3.73	9 BCBS		913 SN. LUC	