

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO EN LA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DEL USO DE LA POTENCIA REACTIVA EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO MEDIANTE LA PROGRAMACIÓN
NO LINEAL”.**

AUTOR:

DIEGO ALEJANDRO CHÁVEZ SAAVEDRA

DIRECTOR:

ING. SANTIAGO RAÚL ESPINOSA GUALOTUÑA

Quito, Mayo del 2014

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Diego Alejandro Chávez Saavedra autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 05 de Mayo del 2014

Diego Alejandro Chávez Saavedra

CC: 171706088-1

AUTOR

CERTIFICADO:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento de la “Optimización del uso de la potencia reactiva en el sistema eléctrico ecuatoriano mediante la programación no lineal” realizada por el Sr. Diego Alejandro Chávez Saavedra, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 05 de Mayo del 2014

Ing. Santiago Raúl Espinosa Gualotuña
DIRECTOR

DEDICATORIA.

Patricio Fabián Chávez Molina

Myriam del Carmen Saavedra Velastegui

Teresa Guadalupe Chávez Molina

Este proyecto es dedicado

Con mucho amor a mis padres.

AGRADECIMIENTO.

Santiago Raúl Espinosa Gualotuña

Jaime Patricio Oñate Chávez

*Gracias a la Universidad Politécnica Salesiana,
Y a todos sus profesionales que me impartieron sus
Conocimientos y consejos para poder ser
Un buen profesional.*

CONTENIDO:

CAPÍTULO I	1
SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	1
1.1 Situación Actual.....	1
1.1.1 El sector eléctrico ecuatoriano.....	1
1.1.1.1 Generadores	2
1.1.1.2 Sistema de Transmisión	3
1.1.2 Parámetros técnicos del sistema	3
1.1.3 Crecimiento de la demanda máxima del Sistema	5
1.1.4 Producción neta de Energía	5
1.1.5 Demanda de Potencia	6
1.1.6 Diagnóstico del Sistema de Transmisión.....	6
1.1.7 Perfiles De Voltaje	7
1.1.8 Cargabilidad de líneas de Transmisión y Subestaciones.....	8
1.2 Despacho económico de unidades de generación.....	10
1.2.1 El problema del despacho económico	10
1.2.2 Reglamento del despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado	11
1.3 Crecimiento de la demanda eléctrica en el Ecuador.....	12
1.3.1 Comportamiento evolutivo de la demanda eléctrica en el Ecuador	12
1.3.2 Demanda de Energía	13
1.3.3 Tendencia de la demanda de energía	14
1.3.4 Distribución de la demanda de energía.....	15
1.4 Plan de expansión	16
1.4.1 Criterios y metodología utilizados en el plan de expansión del Sistema Nacional de Trasmisión.....	16
1.4.2 Componentes del Sistema Nacional de Trasmisión	17
1.4.3 Proyectos de expansión en ejecución	19
1.4.4 Proyectos requeridos para el sistema de 500 kV	26
CAPÍTULO II.....	27
FLUJO DE POTENCIA.....	27
2.1 Principios básicos del análisis y cálculo de flujos de potencia	27
2.2 Flujo Óptimo de Potencia	28
2.3 Horizontes de planeamiento eléctrico de la operación a Corto Plazo	28
2.4 Modelación del Flujo de potencia óptimo	28
2.5 Métodos para la optimización de sistemas no lineales	29

2.5.1	Introducción	29
2.5.2	Métodos para la programación lineal	29
2.5.3	Condiciones necesarias de optimización	31
2.5.4	Métodos para la programación no lineal.....	34
2.5.5	Métodos computacionales para programación no lineal	36
CAPÍTULO III.....		38
FORMULACIÓN DEL MODELO PARA EL DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA		38
1.1	Método de solución del FOP.....	38
3.1	Formulación del modelo para resolver el despacho de reactivos.....	43
3.2	Restricciones aplicables	47
3.3	Ejemplos de aplicación	49
3.3.1	Resultados del flujo óptimo de potencia GAMS	50
3.3.2	Resultados del flujo de potencia en DIGSILENT.....	51
3.3.3	Comparación de resultados entre GAMS y DIGSILENT	52
CAPÍTULO IV		55
TÍTULO: ANÁLISIS DE RESULTADOS		55
4.1	Descripción de los casos de estudio	55
4.1.1	Optimización de la potencia reactiva (CASO 1).....	56
4.1.2	Optimización del costo de generación (CASO 2).....	56
4.1.3	Estudio de sensibilidad (CASO 3).....	57
4.2	Aplicación de la optimización de la potencia reactiva en el sistema eléctrico ecuatoriano	57
4.2.1	Análisis de resultados demanda alta	57
4.2.1.1	Potencia activa generada demanda alta	57
4.2.1.2	Potencia reactiva generada demanda alta	59
4.2.1.3	Niveles de tensión barras de 230kV y 138kV demanda alta.....	61
4.2.2	Análisis de resultados demanda media	63
4.2.2.1	Potencia activa generada demanda media	63
4.2.2.2	Potencia Reactiva generada demanda media	64
4.2.2.3	Niveles de tensión barras de 230kV y 138kV demanda media	66
4.2.3	Análisis de resultados demanda baja	68
4.2.3.1	Potencia activa generada demanda baja.....	68
4.2.3.2	Potencia reactiva generada demanda baja	69
4.2.3.3	Niveles de tensión barras de 230kV y 138kV.....	71
4.3	Estudio de sensibilidad	73

4.3.1	Análisis de resultados (CASO 3).....	73
4.3.1.1	Análisis de sensibilidad potencia activa demanda alta	73
4.3.1.2	Análisis de sensibilidad potencia reactiva demanda alta	74
4.3.1.3	Análisis de sensibilidad de los niveles de tensión barras de 230kV y 138kV	76
4.4	Análisis económico.....	78
	Conclusiones	81
	Recomendaciones	82
	Referencias	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Zonas Operativas Del Sistema Nacional De Transmisión.....	3
Figura 2. Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el SNI periodo 2000-2010.....	4
Figura 3. Evolución de la demanda máxima en bornes de generación, período 2000-2010.....	5
Figura 4. Demanda máxima de potencia en bornes de generación (MW).....	6
Figura 5. Perfiles De Voltaje En El Anillo De Transmisión 230 kV.....	8
Figura 6. Cargabilidad Elementos SNT – Líneas y Transformadores 230 kV.....	8
Figura 7. Cargabilidad Elementos SNT – Líneas y Transformadores 138kV parte I.....	9
Figura 8. Cargabilidad Elementos SNT – Líneas y Transformadores 138kV parte II.....	9
Figura 9. Evolución del consumo de Energía Eléctrica Del Sistema Nacional Interconectado (SNI). 12	
Figura 10. Tasa de crecimiento anual del consumo de Energía Eléctrica.	13
Figura 11. Demanda histórica anual de energía eléctrica (GWh).	14
Figura 12. Tasa de crecimiento anual del consumo de energía eléctrica.....	15
Figura 13. Distribución de la demanda de energía.	16
Figura 14. Circuito de CA con FEM E_g y una impedancia de carga Z_L	27
Figura 15. Notación para la potencia a) activa b) reactiva en una típica barra (i) para los estudios de flujos de potencia.	39
Figura 16. Voltajes nodales de la barras GAMS caso base.	51
Figura 17. Voltajes nodales DIGSILENT caso base.....	52
Figura 18. Voltajes nodales GAMS y DIGSILENT caso base.....	53
Figura 19. Potencia activa generada caso base.	53
Figura 20. Potencia reactiva generada caso base.	54
Figura 21. Pérdidas de potencia caso base caso base.	54
Figura 22. Potencia Activa generada en las centrales más relevantes para el sistema demanda alta.58	
Figura 23. Potencia activa generada en el sistema, demanda alta.	58
Figura 24. Q. Reactiva generada de las céntrales más relevantes para el sistema demanda alta.	59
Figura 25. Potencia reactiva generada en el sistema, demanda alta.	60
Figura 26. Porcentaje de pérdidas de reactivos, demanda alta.	60
Figura 27. Voltajes barras 230kV demanda alta.	61
Figura 28. Voltajes barras 138kV demanda alta.	62
Figura 29. P. Activa generadas en las centrales más relevantes para el sistema demanda media.....	63
Figura 30. Potencia activa generada en el sistema, demanda media.....	64
Figura 31. Q. Reactiva generada de las céntrales más relevantes para el sistema demanda media. ..	64
Figura 32. Potencia reactiva generada en el sistema, demanda media.....	65
Figura 33. Porcentaje de pérdidas de reactivos, demanda alta.	65
Figura 34. Voltajes barras 230kV demanda media.....	66
Figura 35. Voltajes barras 138kV demanda media.....	67
Figura 36. P. Activa generadas en las centrales más relevantes para el sistema demanda baja.	68
Figura 37. Potencia activa generada en el sistema, demanda baja.	69
Figura 38. Q. Reactiva generada de las céntrales más relevantes para el sistema, demanda baja.....	69
Figura 39. Potencia reactiva generada en el sistema, demanda baja.	70
Figura 40. Porcentaje de pérdidas de reactivos, demanda baja.	70
Figura 41. Voltajes barras 230kV demanda baja.	71
Figura 42. Voltajes barras 138kV demanda baja.	72
Figura 43. Estudio de sensibilidad unidades más relevantes despacho de potencia activa.	73
Figura 44. Estudio de sensibilidad potencia activa generada en el sistema.....	74
Figura 45. Estudio de sensibilidad unidades más relevantes despacho de potencia reactiva.	75
Figura 46. Estudio de sensibilidad potencia reactiva generada en el sistema.....	75
Figura 47. Porcentaje de pérdidas de reactivos estudio de sensibilidad demanda alta.	76

<i>Figura 48. Estudio de sensibilidad de los voltajes en las barras de 230kV</i>	76
<i>Figura 49. Estudio de sensibilidad de los voltajes en las barras de 138kV</i>	77
<i>Figura 50. Costos de generación demanda alta.</i>	78
<i>Figura 51. Costos del estudio de sensibilidad demanda alta.</i>	79
<i>Figura 52. Costos de generación demanda media.</i>	79
<i>Figura 53. Costos de generación demanda baja.</i>	80

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Centrales de Generación del Sistema Nacional periodo 2000-2011.</i>	2
<i>Tabla 2. Potencia efectiva y total a Diciembre 2010.</i>	4
<i>Tabla 3. Producción neta total de energía en el SNI (GWh).</i>	5
<i>Tabla 4. Bandas De Variación De Voltaje.</i>	7
<i>Tabla 5. Demanda histórica anual de energía (GWh).</i>	13
<i>Tabla 6. tasas de variación anual del PIB.</i>	14
<i>Tabla 7 líneas de transmisión del SNT (km).</i>	17
<i>Tabla 8. Subestaciones de Transformación.</i>	18
<i>Tabla 9 compensación capacitiva instalada en el SNT.</i>	19
<i>Tabla 10 compensación inductiva instalada en el SNT.</i>	19
<i>Tabla 11. Proyecto de expansión Milagro Las Esclusas 230kV.</i>	20
<i>Tabla 12. Proyectos En Marcha Zona Norte – Mandato Constituyente No. 15.</i>	21
<i>Tabla 13. Proyectos En Marcha Zona Noroccidental– Mandato Constituyente No. 15.</i>	23
<i>Tabla 14. Proyectos En Marcha Zona Sur – Mandato Constituyente No. 15.</i>	24
<i>Tabla 15. Proyectos En Marcha Zona Suroccidental – Mandato Constituyente No. 15.</i>	25
<i>Tabla 16. Proyectos En Marcha Global SNT – Mandato Constituyente No. 15.</i>	25
<i>Tabla 17 proyectos de expansión del SNT asociados al sistema de 500 kV.</i>	26
<i>Tabla 18 Resumen del problema de flujos de potencia.</i>	43
<i>Tabla 19 Características de las barras (nodos), caso base.</i>	49
<i>Tabla 20 Características de las líneas, caso base.</i>	50
<i>Tabla 21 Características de los generadores, caso base.</i>	50
<i>Tabla 22 Voltajes nodales de las barras GAMS, caso base.</i>	50
<i>Tabla 23 Potencia activa y reactiva generada, caso base.</i>	51
<i>Tabla 24 Voltajes nodales de las barras DIGSILENT, caso base.</i>	51
<i>Tabla 25 Resumen del problema de flujos de potencia.</i>	52
<i>Tabla 26 Resumen del problema de flujos de potencia.</i>	52
<i>Tabla 27 Resumen del problema de flujos de potencia.</i>	53
<i>Tabla 28 Pérdidas de potencia porcentualmente GAMS, DIGSILENT caso base.</i>	54

ÍNDICE DE ANEXOS

<i>ANEXOS 1. Caso base de prueba 10 barras.</i>	87
<i>ANEXOS 2. Datos tomados del despacho programado del CENACE.</i>	88
<i>ANEXOS 3. Demanda, del día Sábado, 16 de febrero de 2013, CENACE</i>	90
<i>ANEXOS 4. Costos variables de producción</i>	91
<i>ANEXOS 5. Manual de uso del programa de optimización.</i>	94

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Admitancia: Facilidad para el paso de corrientes, inverso de la impedancia $Y = (1/Z)$.

Capacitor: Dispositivo que almacena carga eléctrica y está formado (en su forma más sencilla) por dos placas metálicas separadas por una lámina no conductora o dieléctrico.

Conductancia eléctrica (G): La conductancia está directamente relacionada con la facilidad que ofrece un material cualquiera al paso de la corriente eléctrica, la conductancia es lo opuesto a la resistencia.

Conductor: Cualquier material que ofrezca mínima resistencia al paso de una corriente eléctrica, los conductores más comunes son el cobre o el aluminio.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

Demanda eléctrica: Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en megawatts (MW) o kilowatts (kW)

Flujo óptimo de potencia (FOP): es la denominación que se le da a la solución de estado estacionario de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red, obteniendo así los voltajes, ángulos y potencias generadas del sistema.

SNT: Sistema Nacional de Trasmisión.

SNI: Sistema Nacional de Interconectado.

Susceptancia (B): Es la parte imaginaria de la admitancia.

Resumen

Optimización del uso de la potencia reactiva en el sistema eléctrico ecuatoriano mediante la programación no lineal.

En los últimos años principalmente debido a diversos factores como el incremento del consumo de energía eléctrica en áreas de carga han llevado a que el sistema eléctrico trabaje más cerca de sus límites, produciéndose así variaciones significativas de los flujos de potencia reactiva en las líneas de transmisión, constituyendo una de las causas asociadas a la inestabilidad del sistema eléctrico de potencia [1].

El recurso insuficiente o mala asignación de la potencia reactiva en una red eléctrica conlleva a caídas de voltaje en los centros de carga, limita la verdadera capacidad de transferencia en los sistemas de transmisión, llevando a problemas de inestabilidad de tensión y riesgos de colapsos de voltaje [2]. Países como Japón, Francia, Canadá y Estados Unidos han reportado casos de colapso de voltaje con pérdidas millonarias [3]. Para evitar estos casos, los operadores del sistema e investigadores están buscando métodos que pueden mejorar la programación óptima del recurso de potencia reactiva considerando la minimización de pérdidas de potencia en las líneas de transmisión y las restricciones asociadas a la operación del sistema.

El presente proyecto de investigación buscará, minimizar las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, obteniendo como resultado la potencia reactiva que aportará cada elemento del sistema eléctrico con el fin de lograr una operación confiable, segura y óptima, para el efecto se usará un software llamado “General Algebraic Modeling System – GAMS”, el cual resolverá el problema de optimización.

GAMS es un sistema de modelamiento de alto nivel para la programación matemática y optimización, se compone de un compilador de lenguaje y estado integrados de alto desempeño [4]. GAMS está diseñado para aplicaciones complejas y de gran escala de modelación, permitiendo construir grandes modelos que pueden adaptarse rápidamente a nuevas situaciones.

Abstract

Optimizing the use of reactive power in the Ecuadorian electricity system by nonlinear programming.

In recent years mainly due to factors such as increased consumption of electricity in cargo areas have led to the electric system to work closer to their limits, producing significant changes in reactive power flows in transmission lines constitute one of the causes associated with the instability of the power system [1].

Insufficient or poor resource allocation of the reactive power in a power grid leads to voltage drops in the load centers, limiting the ability to transfer real transmission systems, leading to problems of voltage instability and voltage collapse risk [2]. Countries like Japan, France, Canada and the USA have reported cases of voltage collapse with millions losses [3]. To avoid these cases, system operators and researchers are looking for methods that can improve the optimal scheduling of reactive power resources considering minimizing power losses in the transmission lines and the constraints associated with the operation of the system.

This research project will seek to minimize power losses in transmission lines, resulting reactive power contributed by each element of the power system in order to achieve a reliable, safe and optimal operation, the effect is to use a software called "General Algebraic Modeling System-GAMS" which solve the optimization problem.

GAMS modeling system is a high-level mathematical programming and optimization, consists of a language compiler and integrated high performance status [4]. GAMS is designed for complex and large-scale modeling applications, allowing to build large models that can quickly adapt to new situations.

CAPÍTULO I

SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

1.1 Situación Actual

1.1.1 El sector eléctrico ecuatoriano

Con la entrada en vigencia de la Constitución de la República del Ecuador, expedida en el 2008, el sector eléctrico ecuatoriano, sufrió cambios en las normativas jurídicas que estuvieron vigentes en ese momento, incidiendo de esta manera en el funcionamiento técnico comercial del sistema eléctrico [5].

El Mandato Constituyente No.15, expedido el 23 de julio de 2008, publicado en el Registro Oficial No. 393, el 31 de julio de 2008, estableció acciones inmediatas y determinó nuevos lineamientos para el sector eléctrico ecuatoriano, basados fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- a) Tarifa única a aplicarse al usuario final, por parte de las empresas eléctricas de distribución.
- b) Eliminación del concepto de costos marginales para la determinación del costo del segmento de generación.
- c) Financiamiento de los planes de inversión en generación, transmisión y distribución, a través del Presupuesto General del Estado.
- d) Reconocimiento mensual, por parte del Estado, de las diferencias entre los costos de generación, transmisión y distribución y la tarifa única para el consumidor final.
- e) Financiamiento del Programa de energización rural y electrificación urbana marginal - FERUM, a través del Presupuesto General del Estado.

El Mandato No. 15, adicionalmente dispuso que las empresas de generación, distribución y transmisión, en las que el Estado Ecuatoriano tenga participación mayoritaria den de baja y/o eliminen todas las cuentas por cobrar y pagar de los rubros correspondientes a la compra y venta de energía [5].

1.1.1.1 Componentes del Sistema de Potencia

El sistema de potencia se encuentra conformado por generadores, subestaciones eléctricas, líneas de transmisión, líneas de distribución, bancos capacitivos, empresas

de distribución, etc. En este contexto, a continuación se muestran los elementos eléctricos más relevantes del Sistema Nacional de Trasmisión.

1.1.1.1 Generadores

En la Tabla siguiente se muestra la potencia efectiva en la etapa de generación del SNI, misma que corresponde al período 2000 a 2011, y cuyo valor asciende a 2.265 MW incluyendo las interconexiones y generación arrendada [5].

Central o Interconexión	Año de Ingreso	Tipo	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Victoria II	2000	Térmica	Nafta-Diésel	105,0	102,0
El Carmen	2000	Hidroeléctrica	NA	8,4	8,2
Eco Luz	2002	Hidroeléctrica	NA	2,3	2,1
Machala Power	2002	Térmica	Gas natural	140,0	133,7
Interconexión Colombia 230 kV Fase I	2003	Interconexión	NA	250,0	250,0
Power Barge I	2003	Térmica	Fuel oil	30,0	27,5
San Carlos	2004	Térmica	Bagazo de Caña	28,0	22,4
Ecudos	2005	Térmica	Bagazo de Caña	16,8	16,8
Hidroabanico Fase I	2005	Hidroeléctrica	NA	15,0	15,0
Interconexión Perú	2005	Interconexión	NA	100,0	100,0
Calope Enermax	2006	Hidroeléctrica	NA	17,2	17,2
Sibimbe	2006	Hidroeléctrica	NA	16,0	14,5
Termoguayas	2006	Térmica	Fuel oil	150,0	105,0
Generoca	2006	Térmica	Residuo	37,6	34,3
Guangopolo	2006	Térmica	Residuo	1,9	1,4
La Esperanza	2006	Hidroeléctrica	NA	6,0	6,0
Ecoelectric	2007	Térmica	Bagazo de Caña	33,5	33,0
Poza Honda	2007	Hidroeléctrica	NA	3,0	3,0
Hidroabanico Fase II	2007	Hidroeléctrica	NA	23,0	23,0
San Francisco	2007	Hidroeléctrica	NA	230,0	212,0
Interconexión Colombia 230 kV Fase II	2008	Interconexión	NA	250,0	250,0
Lafarge-Selva Alegre	2008	Térmica	Residuo	16,6	14,1
Miraflores TG1	2009	Térmica	Diesel 2	22,8	20,7
Pacuales II (Fase I)	2009	Térmica	Diésel 2	22,8	20,7
Power Barge II	2009	Térmica	Fuel oil	50,0	42,0
Pacuales II (Fase II)	2010	Térmica	Diésel 2	114,0	103,3
Quevedo (arrendada EI)	2010	Térmica	Diesel 2	130,0	130,0
Santa Elena (arrendada APR)	2010	Térmica	Diésel 2	75,0	75,0
Mazar	2010	Hidroeléctrica	NA	160,0	160,0
Manta II	2011	Térmica	Fuel oil	20,4	20,4
Santa Elena II	2011	Térmica	Fuel oil	90,1	90,1
Quevedo II	2011	Térmica	Fuel oil	100,0	100,0
	Total			2265,0	2153,0

Tabla 1. Centrales de Generación del Sistema Nacional periodo 2000-2011¹.

¹A.Esteban and V.Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.

1.1.1.2 Sistema de Transmisión

Para un diagnóstico de las condiciones de operatividad del Sistema Nacional de Trasmisión (SNT), las instalaciones de trasmisión se han agrupado conforme a las zonas operativas observando para el efecto la configuración topológica del sistema de trasmisión a fines de 2011 [5].

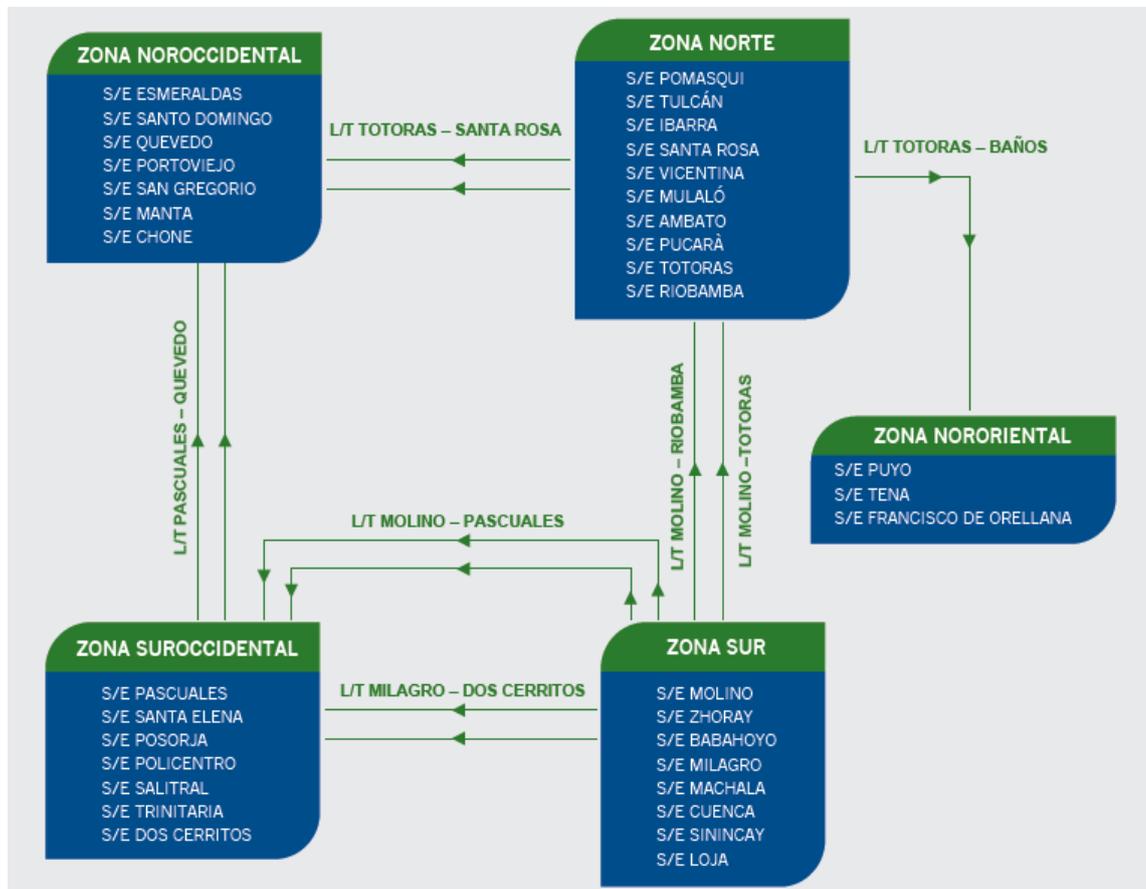


Figura 1. Zonas Operativas Del Sistema Nacional De Transmisión².

1.1.2 Parámetros técnicos del sistema

Los siguientes indicadores muestran el comportamiento del sector eléctrico ecuatoriano y la evolución que han tenido dichos parámetros en las etapas de generación, trasmisión y distribución de energía eléctrica.

La tabla siguiente muestra que el porcentaje de participación de la actividad de generación en el SNI tiene un valor del 88,28% (4.203,53 MW), mientras que los sistemas no incorporados fueron del 11,72% (557,87 MW). A nivel nacional, el aporte de la energía termoeléctrica fue del 51,46% (2.450,38 MW), de la

²A.Esteban and V.Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.

hidroeléctrica el 46,52% (2.215,19 MW), en tanto que el 2,01% (95,82 MW) correspondió a energía renovable no convencional [5].

Sistema	Tipo de Central	Potencia Nominal(MW)	Potencia Efectiva(MW)
SNI	Hidráulica	2238,3	2211,54
	Térmica MCI	625,48	558,09
	Térmica Turbogas	976,74	897,5
	Térmica Turbovapor	446	443
	Térmica Turbovapor*	101,3	93,4
Total SNI		4387,82	4203,53
No Incorporado	Eólica	2,4	2,4
	Fotovoltaica	0,02	0,02
	Hidráulica	4,11	3,65
	Térmica MCI	634,08	464,4
	Térmica Turbogas	102,25	76,4
	Térmica Turbovapor	12	11
Total Np Incorporado		754,86	557,87
Total general		5142,68	4761,39
*Corresponde a la generación con Biomasa(Bagazo de Caña)			

Tabla 2. Potencia efectiva y total a Diciembre 2010³.

En el Figura (2), se muestra la evolución de la capacidad de potencia efectiva de generación en el SNI, de lo cual se observa un incremento de la potencia efectiva hidráulica en un 30,2% y la térmica en 34,8% [5]. Se destaca también el hecho de que la generación térmica en el año 2010 representa el 47,4% de la potencia efectiva del SNI.

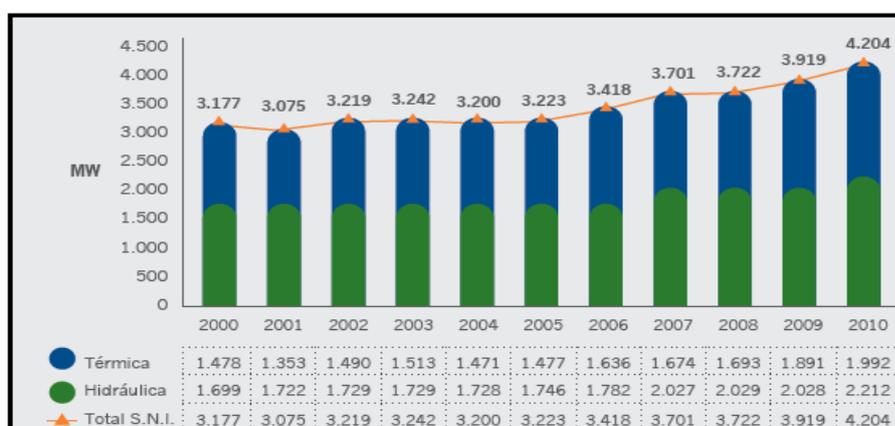


Figura 2. Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el SNI periodo 2000-2010⁴.

³⁻⁴ A. Esteban and V. Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.

1.1.3 Crecimiento de la demanda máxima del Sistema

La demanda máxima del sistema se presenta en el mes de diciembre de cada año, debido al uso intensivo de la energía en este mes [5]. En el año 2010 la demanda máxima de potencia en bornes de generación (sin considerar los sistemas No Incorporados) fue de 2.879,2 MW y ocurrió el martes 9 de diciembre a las 19:00, con un incremento de 11,15 MW (4,03%) respecto al año 2009.

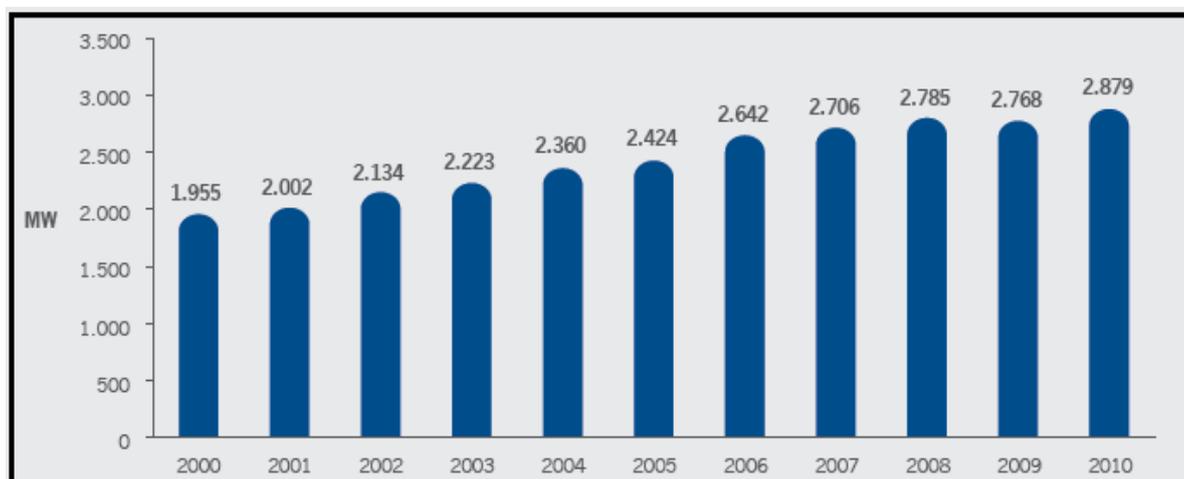


Figura 3. Evolución de la demanda máxima en bornes de generación, período 2000-2010⁵.

1.1.4 Producción neta de Energía

En el año 2012 el país alcanzó una producción neta de energía de 19.303,67GWh, de la cual: 12.047,71GWh fue de energía hidráulica, 6.864,57GWh de energía térmica, 155,65GWh de energía no convencional, 233,57GWh de energía importada desde Colombia y 2,17GWh de energía importada desde Perú [6].

Tabla de la producción neta de energía de Sistema nacional Interconectado (SNI).

	Anual (GWh)
GENERAIÓN HIDRÁULICA	12047,71
GENERAIÓN TÉRMICA	6864,57
GENERACIÓN NO CONVENCIONAL	155,65
IMPORTACIÓN COLOMBIA	233,57
IMPORTACIÓN PERÚ	2,17
TOTALES	19303,67

Tabla 3.Producción neta total de energía en el SNI (GWh)⁶.

⁵⁻⁶ M. Nieto, "Informe Anual 2012," CENACE, QUITO, 2012.

1.1.5 Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia en el año 2012 en los bornes de generación alcanzó los 3.206,73 MW y se registró el miércoles 19 de diciembre a las 19:30, con un incremento del 5,94% con relación a la demanda máxima presentada en el 2011 [6]. La tendencia mensual de la demanda máxima de potencia en bornes de generación consta en la (Figura 4).

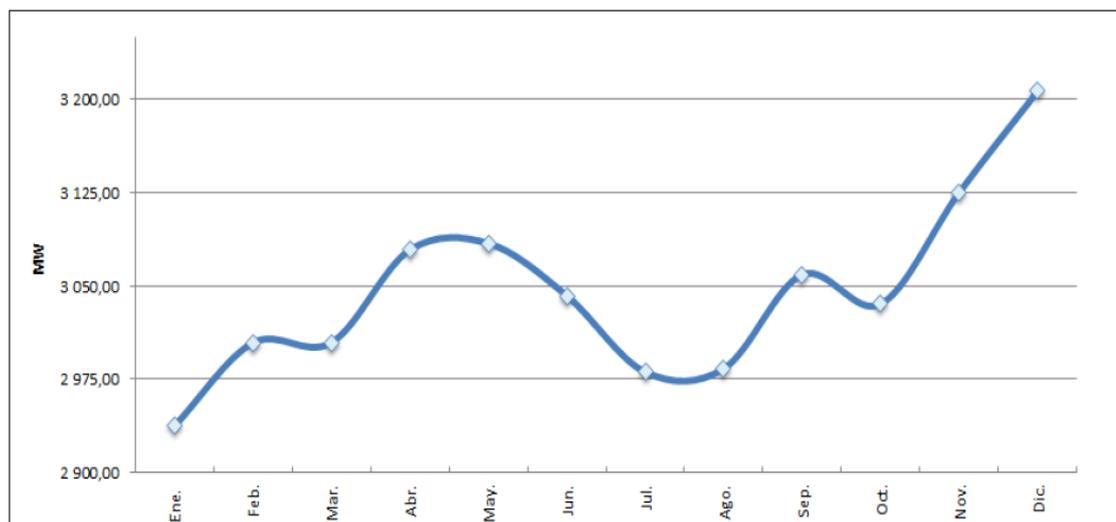


Figura 4. Demanda máxima de potencia en bornes de generación (MW)⁷.

El sostenido incremento de la demanda de potencia no solamente implica la creación de nuevos centros generación, sino además se debe fortalecer la transmisión, con el objetivo de mejorar las condiciones de suministro de energía eléctrica a los centros de distribución cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la normativa vigente.

1.1.6 Diagnóstico del Sistema de Transmisión

El intensivo despacho de generación hidroeléctrica, usando principalmente las centrales de cadenas Mazar – Paute y Agoyán – San Francisco, presenta un gran volumen de transferencia por los corredores de transmisión a nivel de 230 kV (Molinos – Zhoray – Milagros – Dos Cerritos – Pascuales), lo que implica que ante contingencias simples o dobles se pueda vulnerar con mayor facilidad el sistema eléctrico ecuatoriano, exponiéndolo a un potencial colapso parcial o total.

⁷ M. Nieto, "Informe Anual 2012," CENACE, QUITO, 2012.

Por ello, el Centro Nacional de Control Energía (CENACE) y Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) con su unidad de negocios TRANSELECTRIC, han realizado los estudios y análisis correspondientes con los cuales han procedido a implementar esquemas de protección del sistema [5]. Debido a que la operación del Sistema Nacional Interconectado es frágil ante la ocurrencia de varias fallas críticas, particularmente a nivel de la red de 230 kV, en condiciones de alta hidrología, como es el caso de la salida de la línea Totoras –Santa Rosa 230kV, el sistema puede ser propenso a la ocurrencia de fallos, produciendo así pérdida de estabilidad y colapso del Sistema, tal como sucedió el 15 de enero de 2009, que ocasionó la pérdida del 70% del servicio eléctrico a nivel nacional.

Al momento, en otros puntos de la infraestructura del Sistema Nacional de Transmisión, se reflejan restricciones operativas en las instalaciones de transmisión, asociadas especialmente con la operación del sistema en demanda máxima, acarreando consecuencias tales como: bajos perfiles de voltaje a nivel de 138 kV y 69 kV; y, cargabilidad superior al 80% en ciertos transformadores, debido al sostenido incremento de la demanda de potencia [5].

1.1.7 Perfiles De Voltaje

De acuerdo a lo dispuesto en la Regulación CONELEC No.004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”, expedidas por el Consejo Nacional de Electricidad, las variaciones de voltajes permitidos en las barras del SNT son:

230 kV		138 kV		69 kV	
Límite mínimo	Límite máximo	Límite mínimo	Límite máximo	Límite mínimo	Límite máximo
0,95 p.u	1,07 p.u	0,93 p.u	1,05 p.u	0,97 p.u	1,03 p.u
218,5 kV	246,1 kV	128,3 kV	144,9 kV	66,9 kV	71,1 kV

Tabla 4. Bandas De Variación De Voltaje⁸.

En la siguiente figura se muestra la operación en condiciones normales de demanda máxima del anillo de 230 kV del SNI, de acuerdo con la información estadística registrada por el Energy Management System (EMS) [7].

⁸ CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 10 02 2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].

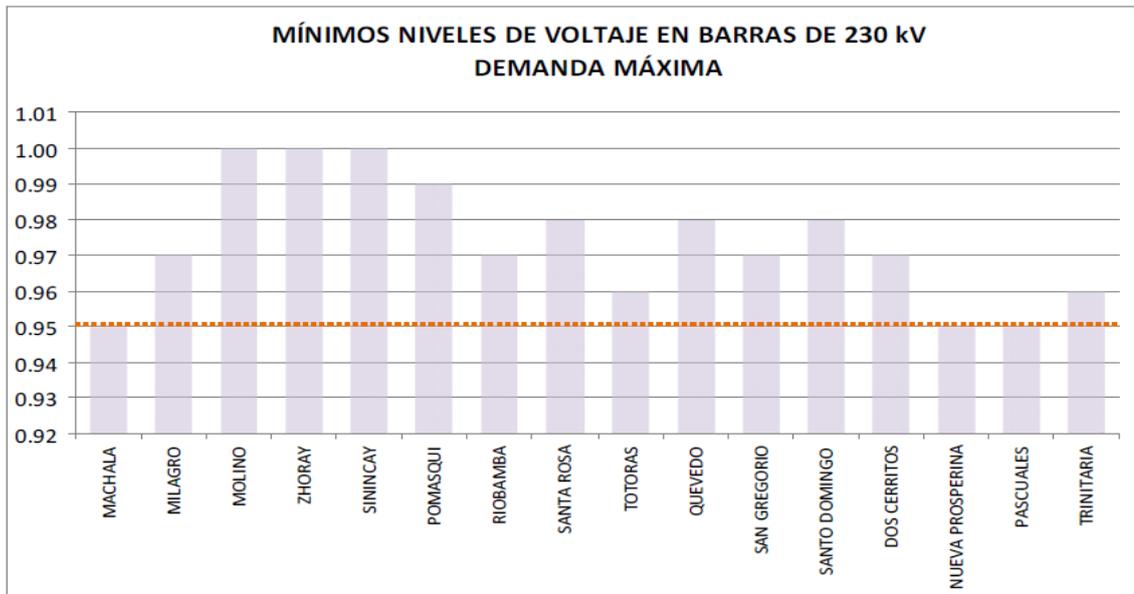


Figura 5. Perfiles De Voltaje En El Anillo De Transmisión 230 kV⁹.

Es importante señalar que, operativamente es indispensable mantener un adecuado perfil de voltaje en el anillo troncal de transmisión de 230 kV, dentro de la banda +7%/-5%, para mejorar las condiciones de seguridad del SNI [7].

1.1.8 Cargabilidad de líneas de Transmisión y Subestaciones

Los niveles de cargabilidad máxima de los elementos del SNT, con respecto a su capacidad nominal, registrados para condiciones normales de operación, se presentan en las siguientes figuras:

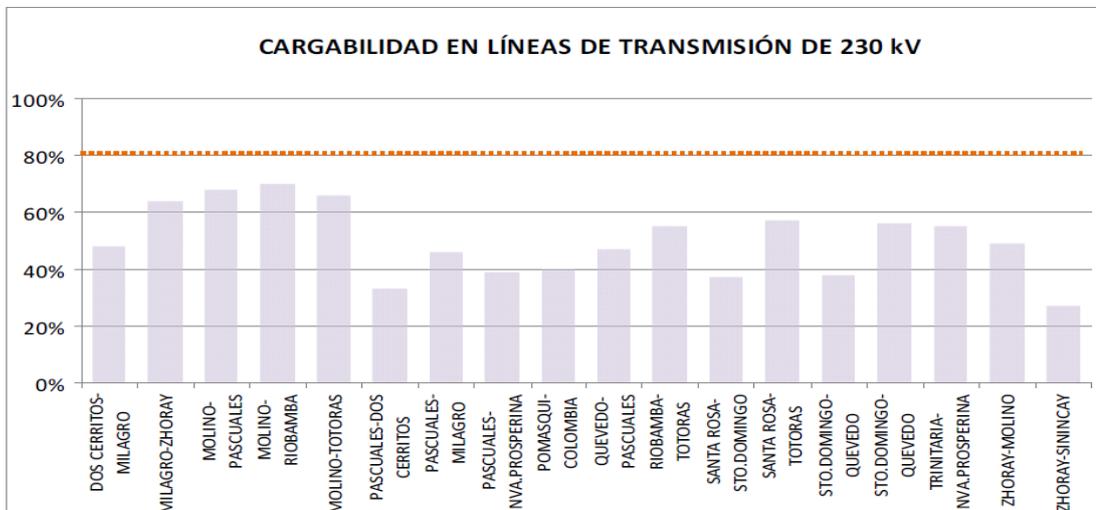


Figura 6. Cargabilidad Elementos SNT – Líneas y Transformadores 230 kV¹⁰.

⁹⁻¹⁰ CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021,"10/02/2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].

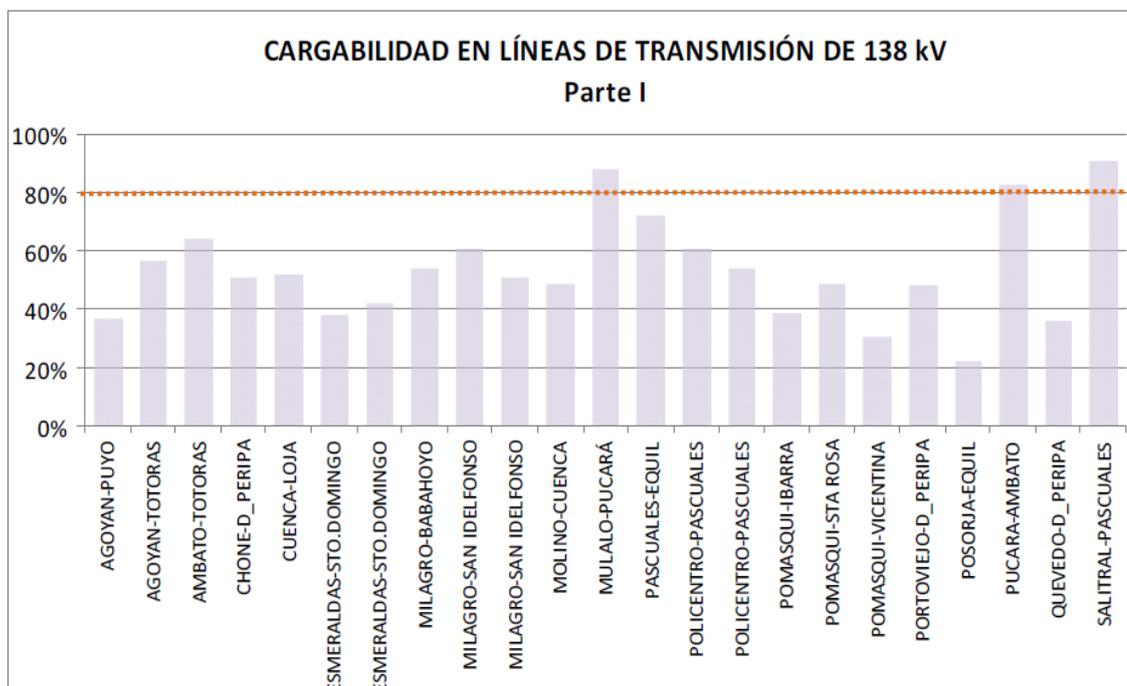


Figura 7. Cargabilidad Elementos SNT – Líneas y Transformadores 138kV parte I¹¹.

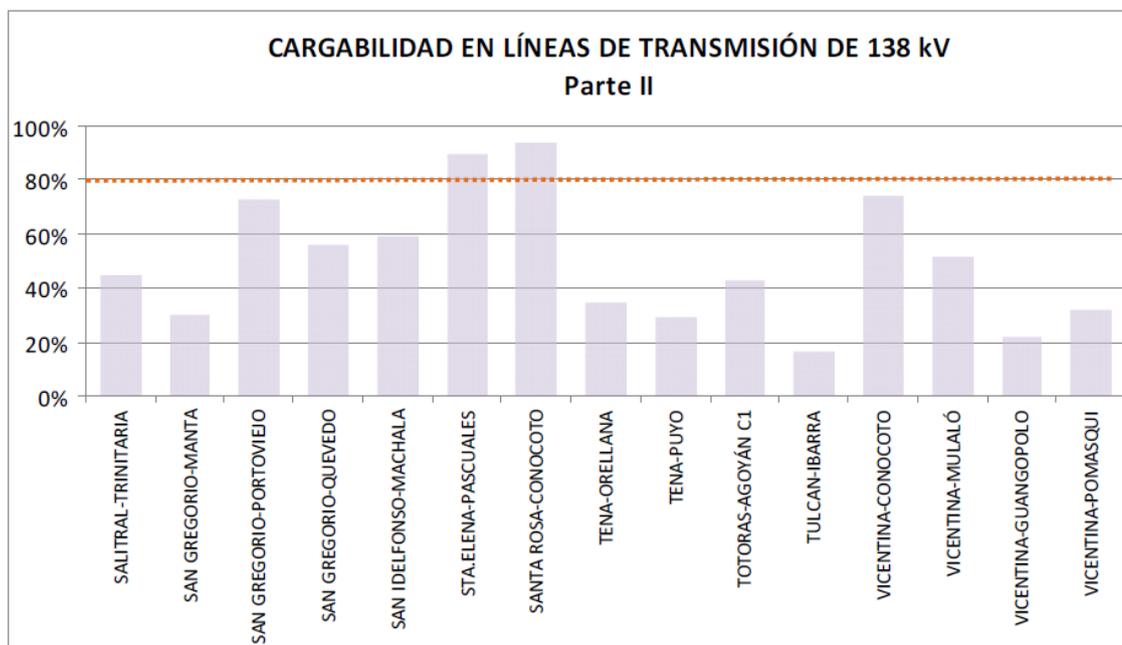


Figura 8. Cargabilidad Elementos SNT – Líneas y Transformadores 138kV parte II

La cargabilidad de las líneas de 230kV no excede el 70% de su cargabilidad total, lo que no ocurre con las líneas Mulalo – Pucará, Pucará – Ambato, Salitral – Pascuales, Sta. Elena – Pascuales, Santa Rosa – Conocoto de 138kV, llegan a tener una

¹¹ CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 10/02/2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].

cargabilidad superior al 80% con respecto a su cargabilidad total. Estos parámetros sirven como referencia para estudio del crecimiento y expansión de determinadas líneas de transmisión en el SNI

1.2 Despacho económico de unidades de generación

El despacho económico es la asignación específica de potencia de carga a las unidades de generación para lograr el abastecimiento de la demanda bajo condiciones económicas factibles y en condiciones de confiabilidad y seguridad, atendiendo en todo momento las variaciones de la oferta y la demanda [8].

1.2.1 El problema del despacho económico

El problema del despacho económico es asignar la potencia de salida específica de cada unidad generadora, de tal forma que cumpla con la función objetivo, observando en todo momento el abastecimiento de una determinada demanda, por lo que se requiere optimizar los recursos energéticos de tal manera que cada una de las unidades que se encuentran operando en el sistema garanticen el suministro, manteniendo niveles de calidad y seguridad.

Para lograr un despacho económico se debe contemplar diferentes aspectos como son: el tiempo mínimo de operación, tiempo máximo de operación, costos de combustibles, costos de arranque, salidas programadas de mantenimiento, entre otros. Esto conlleva a una formulación matemática compleja por el alto número de variables, convirtiéndose en un sistema matemático de tipo combinatorio de alta dimensionalidad.

En el despacho económico, es necesario el análisis de la distribución económica en la salida y entrada a operación de las plantas energéticas, considerando para ello el tipo de generadores y demás factores que intervienen en la generación, para ello es necesario un control coordinado de la salida de potencia de las plantas, ya que la carga total de potencia varía a lo largo del día, por ello se divide la generación en alta, media y baja [9]. De esta manera se asegura el balance generación-carga logrando la estabilidad del sistema durante el período de análisis.

1.2.2 Reglamento del despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado

El artículo._8 del Reglamento del Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, trata sobre los lineamientos que debe cumplir el CENACE para la programación del despacho económico, el mismo que dispone:

“Artículo 8.- El CENACE, mediante un modelo aprobado por el CONELEC, calculará el despacho económico horario de los recursos de generación sujetos a despacho central y las transferencias de energía por interconexiones internacionales, de tal forma que se atienda la demanda horaria y se minimicen los costos de operación, considerando:

- a) La predicción de demanda horaria;*
- b) Los Costos Variables de las Unidades de Generación;*
- c) Las restricciones técnicas que se impongan sobre todo el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades en la operación;*
- d) El programa de mantenimiento de las unidades de generación sujetas a despacho central;*
- e) Las proyecciones de importación y exportación de electricidad a través de las interconexiones internacionales;*
- f) El margen de reserva de generación de acuerdo a los criterios de confiabilidad y calidad de servicio establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación; y,*
- g) Otros aspectos particulares a indicarse en los Procedimientos de Despacho y Operación.*

En lo que se refiere al literal c), el CENACE deberá asegurar que la solución técnica adoptada para levantar la restricción es la más económica, desde el punto de vista de minimizar el costo total de operación del sistema [10].

El CENACE comunicará diariamente el despacho horario a los Generadores sujetos al despacho central, supervisará y controlará su cumplimiento. La información estará disponible para todos los Agentes MEM.

El Despacho Horario será modificado durante la ejecución del mismo con el fin de tener en cuenta las condiciones de operación y los recursos del Sistema.”¹²

¹² Cambio de la frase del inciso final del artículo 8, mediante Decreto Ejecutivo No. 1665, publicado en el Registro Oficial.

Por parte, el artículo 53 del Capítulo VIII “De la Generación De Energía Eléctrica” contenido en el Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico contempla lo siguiente:

“Art. 53.- Programas de generación.- Las compañías generadoras deberán cumplir con los programas de generación de corto plazo que establezca el CENACE para atender la demanda al mínimo costo horario de producción [8]. No obstante, en casos de contingencia o situaciones imprevistas, como sardas forzadas de servicios totales o parciales de unidades de generación, el CENACE ordenara la entrada de servicio de las unidades que correspondan, según su disponibilidad y el despacho económico de generación. La operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales de energía se sujetarán a las regulaciones específicas dictadas por el CONELEC.”

1.3 Crecimiento de la demanda eléctrica en el Ecuador

1.3.1 Comportamiento evolutivo de la demanda eléctrica en el Ecuador

Durante la última década se ha podido observar un aumento de la demanda de energía y potencia en el sistema eléctrico ecuatoriano, registrando una tasa de crecimiento anual media 6,3% en el periodo 2001-2010, siendo la mayor tasa de crecimiento en el año 2006 con un 8,1% y la menor en el 2001 con un 3,7%, como se puede observar en los Figuras (9) y Figura (10) [5].

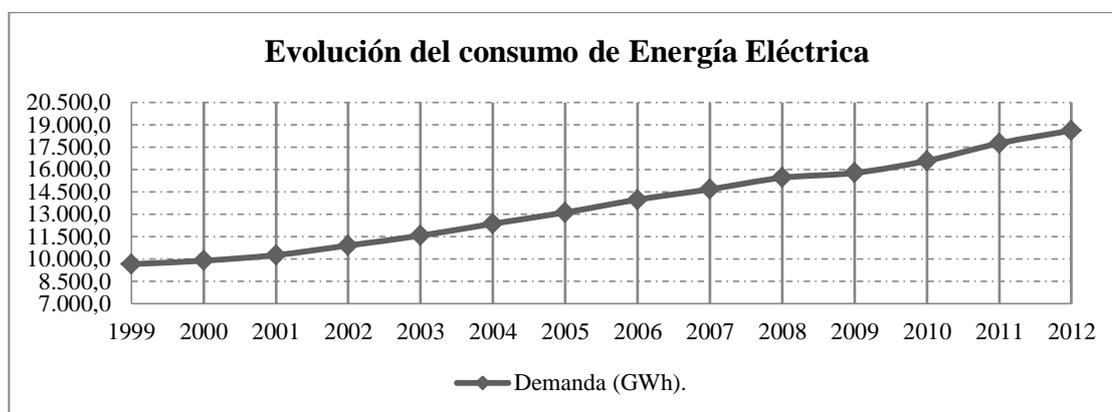


Figura 9. Evolución del consumo de Energía Eléctrica Del Sistema Nacional Interconectado (SNI)¹³.

¹³ A. Esteban and V. Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.

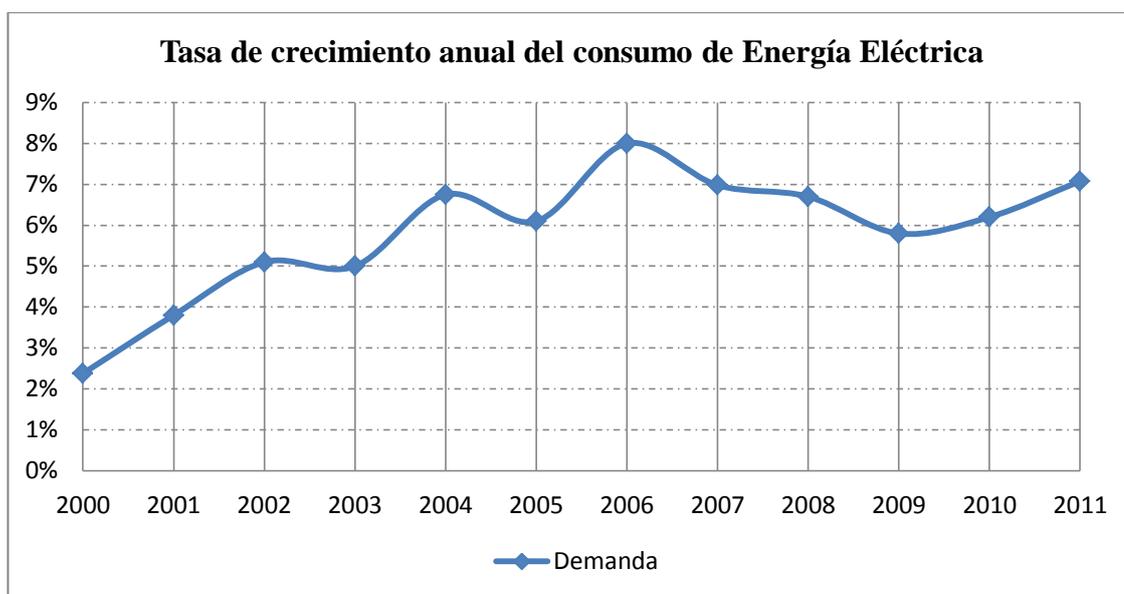


Figura 10. Tasa de crecimiento anual del consumo de Energía Eléctrica¹⁴.

1.3.2 Demanda de Energía

Durante el 2012, la demanda de energía de las Empresas Distribuidoras y Consumos Propios, incluyendo las exportaciones a Colombia y Perú, fue de 18.605,91 GWh, con un incremento del 4,84% con relación al 2011 que se muestra en la Figura (11) [6]. La Tabla (5), refleja la tendencia del crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Ecuador.

Año	Demanda (GWh).
2000	9881,51
2001	10256,97
2002	10900,02
2003	11560,91
2004	12360,23
2005	13111,23
2006	13973,99
2007	14665,86
2008	15439,31
2009	15763,08
2010	16574,72
2011	17747,8
2012	18605,91

Tabla 5. Demanda histórica anual de energía (GWh)¹⁵.

¹⁴ A. Esteban and V. Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012

¹⁵ M. Nieto, "Informe Anual 2012," CENACE, QUITO, 2012.

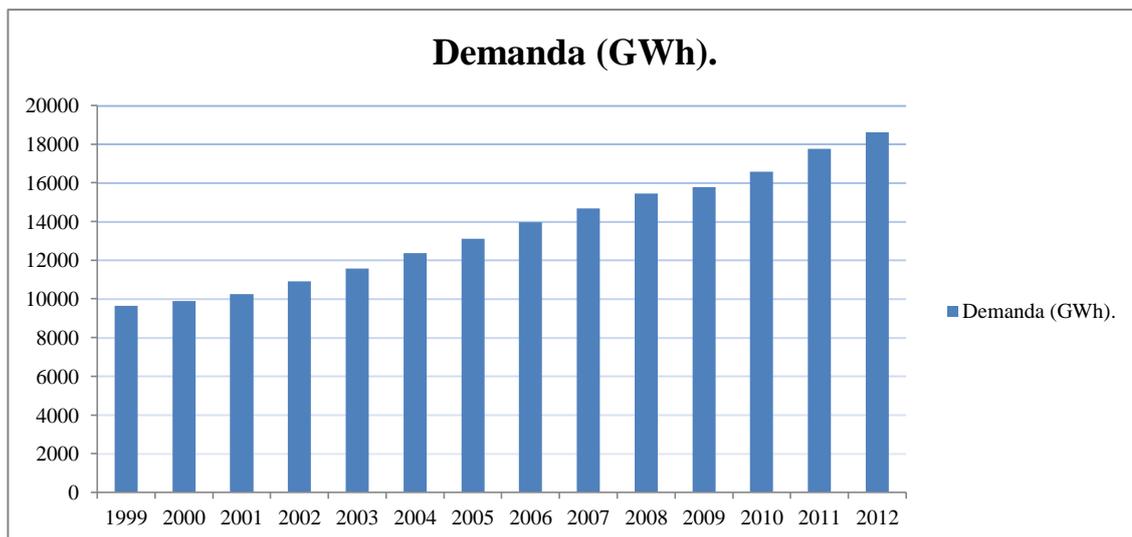


Figura 11. Demanda histórica anual de energía eléctrica (GWh)¹⁶.

1.3.3 Tendencia de la demanda de energía

El crecimiento económico del país tiene una estrecha relación con el consumo de energía eléctrica, constituyendo una buena aproximación para cuantificar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de un país [5]. En este sentido la evolución de los indicadores macro- económicos nacionales, publicados por el Banco Central, advierten un crecimiento anual del Producto Interno Bruto (PIB) como se observa:

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Porcentaje %	4,15	4,76	3,43	3,27	8,82	5,74	4,75	2,04	7,24	0,36	3,58	7,78

Tabla 6. tasas de variación anual del PIB¹⁷.

¹⁶ CONELEC, "CONELEC REGLAMENTO DE DESPACHO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO," 07/02/2013. [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=192.

¹⁷ A. Esteban and V. Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.

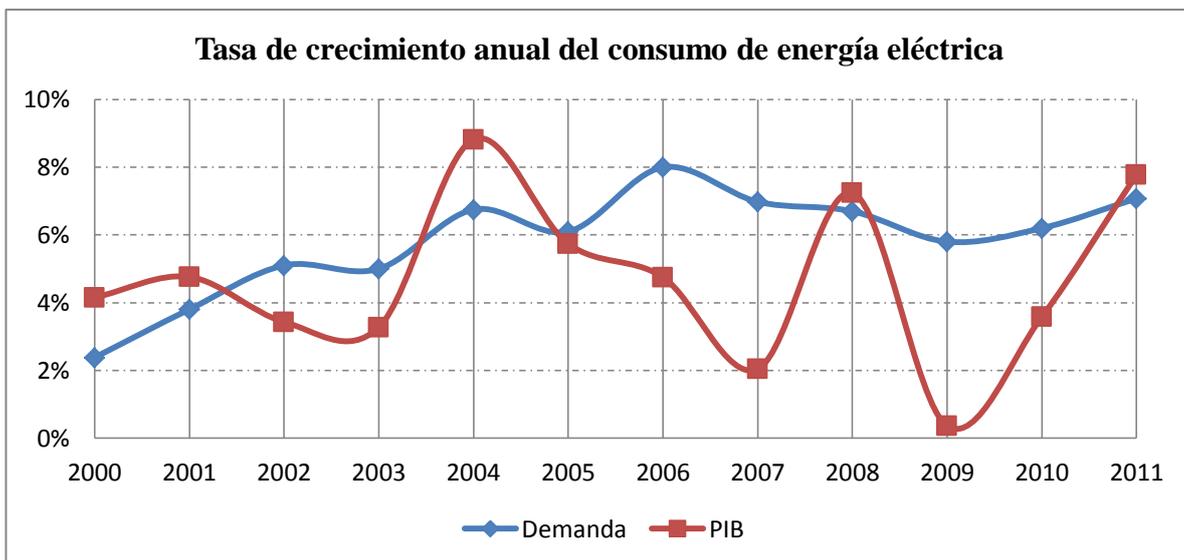


Figura 12. Tasa de crecimiento anual del consumo de energía eléctrica¹⁸

1.3.4 Distribución de la demanda de energía

En la siguiente Figuras se observa la distribución de la demanda de energía porcentual en el Ecuador. Mostrándose que por parte de la E.E. Pública de Guayaquil con un 26.57% y la E.E Quito con un 20.60% conforman aproximadamente un 50% de la demanda total del país [6]. Esto se debe al crecimiento desigual de la industria, y población en las diferentes regiones.

¹⁸ A. Esteban and V. Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.

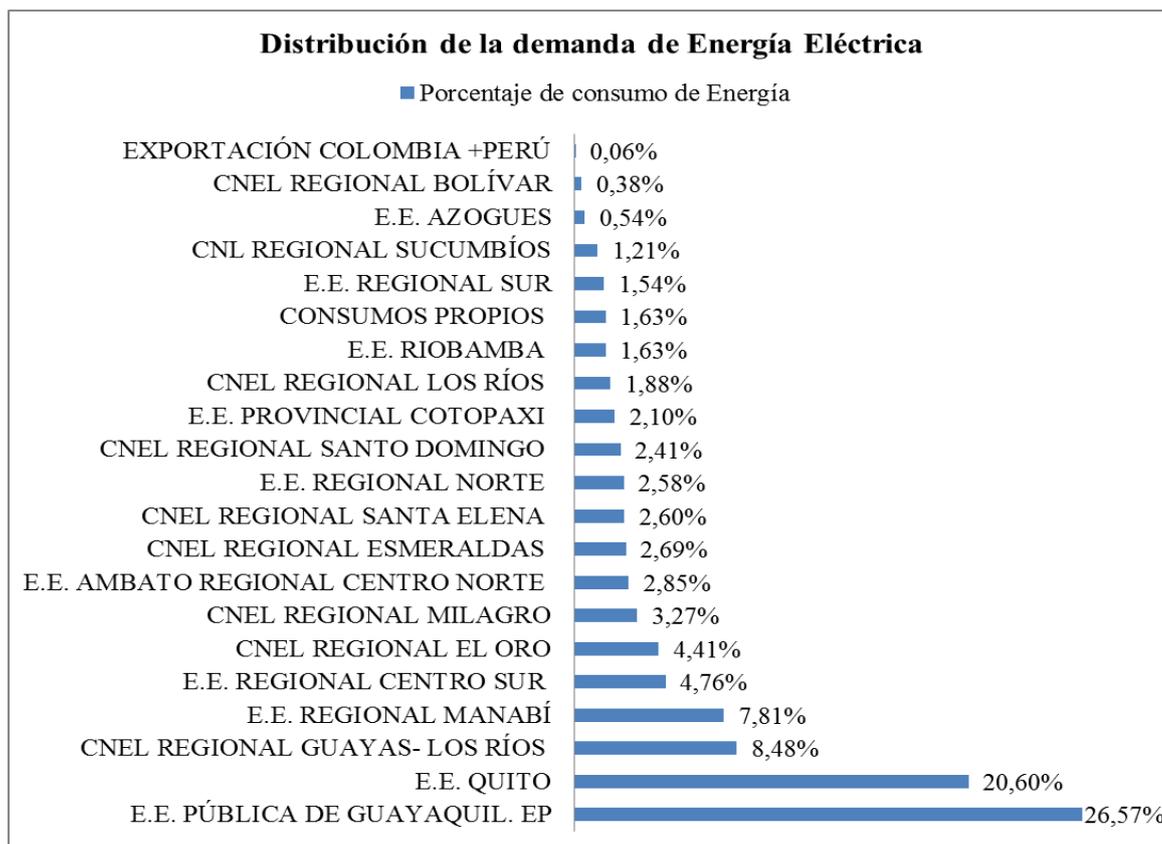


Figura 13. Distribución de la demanda de energía¹⁹.

1.4 Plan de expansión

1.4.1 Criterios y metodología utilizados en el plan de expansión del Sistema Nacional de Trasmisión

El plan de expansión del sistema nacional de trasmisión debe determinar el crecimiento de la red de trasmisión para atender los requerimientos de la demanda y permitir la incorporación de los proyectos de generación del sistema para un periodo de diez años cumpliendo con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía [7] [11].

La creación del plan de expansión comprende todos los cambios en la estructura del sistema, se la realiza analizando diferentes alternativas de equipamiento que sean técnicamente realizables y económicamente viables, previo a un estudio de evolución de la demanda esperada en el tiempo para condiciones de demanda alta, media y baja [11].

¹⁹ M. Nieto, "Informe Anual 2012," CENACE, QUITO, 2012.

1.4.2 Componentes del Sistema Nacional de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) a diciembre de 2011 se encuentre conformado por los siguientes componentes [7]:

a. Líneas de transmisión

En el siguiente cuadro se indica los kilómetros de líneas de alta tensión instaladas en el SNT:

Nivel de Voltaje	Doble Circuito en Kilómetros	Simple Circuito en kilómetros
230 kV	1,285	556
138 kV	625	1,093

Tabla 7 líneas de transmisión del SNT (km)²⁰.

Las líneas de transmisión se encuentran de la siguiente manera:

- Un anillo troncal a 230 kV con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de: Paute, Zhoray, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba; vinculando, la central hidroeléctrica Paute, con los dos grandes centros de consumo que son: Guayaquil y Quito [7].
- Una línea de 230 kV, doble circuito, entre: Paute, Pascuales, Nueva Prosperina y Trinitaria (Guayaquil), permitente un despacho de la generación disponible de las centrales hidroeléctricas de Paute y Mazar [7].
- Líneas radiales de 138kV, que se derivan del anillo troncal de transmisión de 230kV y permiten enlazar los centros de generación de energía con los de consumo [7].
- Para atender los requerimientos adicionales de energía de las empresas eléctricas Sur y Centro Sur, se ha dispuesto de dos líneas de transmisión, Loja – Cumbaratza de 54,1 km y Cuenca – Limón de 60,8 km, cuyo voltaje de diseño es de 138 kV, pero operan energizadas a nivel de 69 kV integrándose de manera temporal al régimen de subtransmisión de cada una de las empresas eléctricas, respectivamente.

²⁰ CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 10 02 2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].

- Se ha implementado proyectos de interconexión con los países vecinos de Colombia y Perú, considerados de seguridad de abastecimiento de energía eléctrica para el país, así:
 - En el año 2003, ingresó en operación la Interconexión con Colombia, a través de la construcción de una línea de transmisión de 212 km de longitud a 230 kV, en doble circuito Pomasqui – Frontera (137,2 km), en lado colombiano Frontera -Jamondino en Pasto, permitiendo la transferencia de hasta 250 MW [7].
 - En el año 2008 ingresó en operación una segunda línea de interconexión de doble circuito, permitiendo una transferencia total de hasta 500 MW [7]. La oferta de energía colombiana permitió en el mercado eléctrico ecuatoriano la reducción del precio marginal de la energía, desplazando la operación de generación térmica poco eficiente y de alto costo.
- En el año 2004, ingresó en operación la Interconexión con el Perú, con la construcción de una línea de transmisión de 107 km de longitud a 230 kV Machala – Frontera Ecuador-Perú (55 km) y el tramo Frontera Subestación Zorritos en Perú. Se instalaron estructuras para doble circuito, realizándose el montaje inicial de un circuito, lo que permite una transferencia de hasta 100 MW, con una operación radial de los dos sistemas nacionales [7].

b. Subestaciones de transformación

En la Tabla posterior presenta el número de subestaciones pertenecientes al SNT en función de sus niveles de voltajes de transformación [5].

Nivel de Transformación	No. de Subestaciones
230/138/69	15
138/69	20
Seccionamiento 138kV	1
Seccionamiento 138/69kV	1
Subestación Móvil 138/69kV	1
Subestación Móvil 69/13,8kV	1
Total	39

Tabla 8. Subestaciones de Transformación²¹.

²¹A. Esteban and V. Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.

c. Compensación capacitiva e inductiva

Para mantener los parámetros de voltaje en las barras del SNT de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente en las diferentes condiciones de demanda se ha implementado compensaciones capacitivas e inductivas.

Respecto a la compensación capacitiva instalada en el SNT es de 306 MVA distribuida como se indica a continuación [5]. Mientras que para la compensación inductiva instalada es de 100MVA Tabla (10).

Subestaciones	Niveles de Tensión [kV]	No. Bancos	Capacidad Unitaria[MVAr]	Capacidad Total[MVAr]
Pascuales	138	2	30	60
Pascuales	69	2	12	24
Santa Rosa	138	3	27	81
Santa Elena	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12
Policentro	13,8	2	6	12
Machala	13,8	2	6	12
Milagros	13,8	1	18	18
Tulcán	13,8	1	3	3
Ibarra	13,8	2	6	12
Portoviejo	69	3	12	36
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Caraguay	69	1	12	12
Total		22	168	306

Tabla 9 compensación capacitiva instalada en el SNT²².

Subestación	Nivel de Tensión[kV]	No.Bancos	Capacidad Unitaria[MVAr]	Capacidad Total[MVAr]
Pascuales	13,8	2	10	20
Molino	13,8	2	10	20
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Quevedo	13,8	1	10	10
Santo Domingo	13,8	1	10	10
Totoras	13,8	1	10	10
Riobamba	13,8	1	10	10
Total		10	70	100

Tabla 10 compensación inductiva instalada en el SNT²³.

1.4.3 Proyectos de expansión en ejecución

Entre los principales proyectos en expansión se encuentran los siguientes:

1. Proyecto de transmisión Milagro-Las Esclusas 230 kV financiado con el Mandato No. 9

²²⁻²³A. Esteban and V. Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.

En la Tabla (11), se muestra el proyecto de expansión en ejecución y la descripción del objetivo de la obra con la fecha estimada de ingreso en operación en el SNT, que se ejecuta con recursos provenientes del Mandato Constituyente No 9 [7].

PROYECTO	OBJETIVO	INGRESO EN OPERACIÓN
Sistema de Transmisión Milagro - Las Esclusas 230kV	Evacuar en las mejores condiciones técnicas y económicas la generación de las centrales Mazar, Gas Machala y Minas San Francisco, hacia el principal centro de carga del país (Guayaquil), garantizando la operación segura del S.N.I.	Septiembre 2012

Tabla 11. Proyecto de expansión Milagro Las Esclusas 230kV²⁴.

Resumen del proyecto de Transmisión Milagro-Las Esclusas 230 kV

La ejecución de este proyecto comprende las obras de:

- Subestación Las Esclusas, 230/138 kV, 225 MVA.
- Línea de transmisión Milagro – Las Esclusas, 230 kV, 54 km, doble circuito, dos conductores por fase, calibre 750 ACAR.
- Subestación Milagro, ampliación de dos bahías de línea de 230 kV.

2. Proyectos financiados en aplicación de lo dispuesto en el Mandato No.15

En las Tablas (12 a 16), se presentan los proyectos de expansión que se encuentran en ejecución en el SNT, incluyen el objetivo de la obra y la fecha estimada de ingreso en operación.

²⁴ CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 10 02 2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].

PROYECTO	OBJETIVO	INGRESO EN OPERACIÓN
S/E Pomasqui, instalación reactor 25 MVAR 230 kV	Controlar los perfiles de voltaje en la zona norte del SNI, en casos de bajos intercambios de potencia con el sistema colombiano	Enero 2012
Sistema de Transmisión Santa Rosa - Pomasqui II, 230 kV	Incrementar los niveles de confiabilidad para la zona norte del SNI y de la EE Quito; y, de los intercambios de energía con el sistema colombiano.	Julio 2013
S/E Ambato, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las provincias: Cotopaxi y Tungurahua.	Marzo 2013
S/E Mulaló, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la provincia del Cotopaxi.	Marzo 2013
S/E El Inga, 230/138 kV	Entregar un nuevo punto de alimentación desde el SNT a la E.E. Quito, para abastecer los requerimientos del nuevo Aeropuerto de Quito y los de la zona nor-oriental de la provincia de Pichincha, así como, permitir la conexión al S.N.I. de las futuras centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair y Quijos.	Junio 2013

Tabla 12. Proyectos En Marcha Zona Norte – Mandato Constituyente No. 15²⁵

Subestación Pomasqui, instalación de un reactor de 25 MVAR 230 kV

Este proyecto es una parte de la segunda interconexión entre Pomasqui y Jamondino entre Ecuador y Colombia para una mejor operatividad de la interconexión, especialmente en horas mínimas de demanda, considerando la instalación de un reactor de 25MVAR en la subestación Pomasqui a niveles de 230 kV [7].

Sistema de Transmisión Santa Rosa – Pomasqui II, 230 kV

Este proyecto es asociado a la segunda interconexión con Colombia a nivel de 230kV, para ello se construirá la línea de trasmisión Santa Rosa – Pomasqui II a 230kV con una extensión de 67km, en haz del conductor 2x750 ACAR [7].

Subestación Ambato, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV

Debido al crecimiento de la demanda de energía en las Empresas Eléctricas Ambato y Cotopaxi y en vista que el transformador de la subestación Ambato de 138/69 kV 33/44 MVA, cuenta con más de 35 años de operación, se requiere ampliar la capacidad de transformación de la subestación Ambato para ello se ha previsto la instalación de un nuevo transformador 138/69 kV de 45/60/75 MVA de capacidad, con sus respectivas bahías de alta y baja tensión [7].

²⁵ CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 10 02 2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].

Subestación Mulaló, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV

Por el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área de concesión de la Empresa Eléctrica Cotopaxi, se ha programado la entrada en operación de un segundo autotransformador trifásico de 40/53/66 MVA, 138/69 kV, con OLTC y con las correspondientes bahías de alta y baja tensión en esta subestación, actualmente la subestación Mulaló cuenta con una sola bahía de 69 kV [7].

Subestación El Inga 230/138 kV

De acuerdo a los estudios realizados por la Empresa Eléctrica Quito, en el cual establece que el sistema de subtransmisión de esta empresa distribuidora se encuentra saturado a nivel de 46 y 23 kV, se ha previsto la construcción de un nuevo sistema a nivel 138 kV, con la finalidad de descargar al sistema de subtransmisión actual y cubrir el crecimiento de la demanda de la distribuidora [7]. Para lo cual se construirá una subestación de 230/138 kV, 180/240/300 MVA de capacidad de transformación en el sector de El Inga, que se alimentará seccionando la línea de 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II, y cubrirá la demanda del Nuevo Aeropuerto y de las subestaciones Tababela, El Quinche, Baeza y Alangasí de la EEQ, ubicadas en ese sector. Además, la subestación El Inga permitirá la conexión al SNI del proyecto de generación Quijos de 50 MW de capacidad.

Esta subestación permitirá desarrollar un nuevo sistema de transmisión hacia Sucumbíos a nivel de 230 kV, para mejorar las condiciones de suministro de electricidad en la zona nororiental del país, operando inicialmente la línea de 500 kV Coca Codo Sinclair – El Inga energizada a 230 kV [7].

PROYECTO	OBJETIVO	INGRESO EN OPERACIÓN
S/E Quinindé 138/69 kV	Garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de la zona de Quinindé, incluyendo carga actualmente autoabastecida del sector agro-industrial de la referida zona.	Junio 2013
S/E Chone, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	Garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de la zona norte de la provincia de Manabí	Marzo 2013
S/E Santo Domingo, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	Atender el crecimiento de la demanda de la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas	Marzo 2013
S/E Santo Domingo, ampliación capacidad de transformación 230/138 kV	Garantizar el suministro de energía de las zonas de Santo Domingo y Esmeraldas, eliminando sobrecargas en caso de indisponibilidad de la Central Térmica Esmeraldas.	Diciembre 2012
Sistema de Transmisión Quevedo - Portoviejo (San Gregorio) 138/69 kV.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona de Manta mejorando las condiciones de servicio.	Junio 2012

Tabla 13. Proyectos En Marcha Zona Noroccidental– Mandato Constituyente No. 15²⁶.

Subestación Quinindé 138/69 kV

Por el desarrollo agro- industrial de la zona de Quinindé y la saturación de los alimentadores de 69kV, de la subestación Esmeraldas, se hace necesario contar con un nuevo punto de entrega de energía para esta zona. Para ello se construirá una nueva subestación que permitirá descargar los transformadores de 138/69 kV de la subestación Esmeraldas [7].

Subestación Chone, ampliación de capacidad de transformación 138/69 kV

El crecimiento de la demanda de energía de la zona norte de la provincia de Manabí ha hecho necesaria la ampliación de la capacidad de transformación de la subestación Chone, mediante la instalación de un autotransformador trifásico, 60/80/100 MVA, 138/69 kV, con un ULTC, para el remplazo del actual transformador de 60 MVA el cual será reubicado en la nueva subestación Quinindé que está en construcción por CELEC EP -TRANSELECTRIC [7].

²⁶ CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 10 02 2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].

Subestación Santo Domingo ampliación de capacidad de transformación 138/69kV

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica de corporación nacional de electrificación (CNEL) Región Santo Domingo, ha llevado a la crear el plan de ampliación de la subestación Santo Domingo que comprende la instalación de un autotransformador trifásico de 100/134/167 MVA, 138/69 kV, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión [7].

PROYECTO	OBJETIVO	INGRESO EN OPERACIÓN
Ampliación S/E Cuenca 69 kV, 1 bahía de línea (EE Azogues)	Cubrir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área de concesión de la E. E. Azogues.	Diciembre 2014
S/E Babahoyo, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	Garantizar el suministro de energía eléctrica al área de concesión de CNEL - LOS RIOS, eliminando restricciones operativas por la actual configuración de la subestación.	Diciembre 2012
Sistema de Transmisión Milagro - Machala 230 kV	Garantizar el suministro de energía eléctrica a la provincia de El Oro; e incorporar al S.N.I. la producción de centrales de generación previstas desarrollarse en la zona.	Agosto 2012
Sistema de Transmisión Cuenca - Loja 138 kV	Garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica actual y futura de las zonas de Loja y Cumbaratza.	Marzo 2013
Sistema de Transmisión Loja - Cumbaratza 138 kV	Atender el crecimiento de la demanda de la provincia Zamora Chinchipe (sectores Zamora, Nambija, El Pangui, Gualaquiza, etc.)	Junio 2013
Sistema de Transmisión Plan de Milagro - Macas 138 kV	Disminuir las pérdidas de potencia y energía en la zona.	Diciembre 2012

Tabla 14. Proyectos En Marcha Zona Sur – Mandato Constituyente No. 15²⁷.

Ampliación subestación Cuenca 69 kV, 1 bahía de línea (E.E. Azogues)

Con la finalidad de dotar de un punto de conexión a la Empresa Eléctrica Azogues S.A. desde las instalaciones del SNT, se tiene previsto la implementación de una bahía de línea de 69 kV en la subestación Cuenca [7].

Sistema de transmisión Cuenca – Loja 138 kV

Actualmente, para mejorar los perfiles de voltaje en la subestación Loja se cuenta con la operación de un banco de capacitores de 12 MVar a nivel de 69 kV; constituyendo una solución parcial. Para mejorar la calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en esta zona, está en proceso el montaje del segundo

²⁷ CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 10 02 2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].

circuito Cuenca-Loja de 138 kV y 135 km y la ampliación de las respectivas bahías de línea de 138 kV en las subestaciones Cuenca y Loja [7].

Sistema de transmisión Loja - Cumbaratza 138 kV

De acuerdo al estudio del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur, se observa que la línea Loja-Cumbaratza de 138 kV de propiedad de CELEC EP - TRANSELECTRIC, requiere cambiar su operación ya que actualmente su transmisión se la realiza a 69 kV para mejorar la calidad del servicio se expandirá la transmisión a 138 kV.

PROYECTO	OBJETIVO	INGRESO EN OPERACIÓN
Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Santa Elena, 138 kV	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	Julio 2013
S/E Dos Cerritos, compensación capacitiva a nivel de 69 kV	Mejorar los perfiles de voltaje en la zona.	Julio 2012

Tabla 15. Proyectos En Marcha Zona Suroccidental – Mandato Constituyente No. 15²⁸.

Sistema de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena 138 kV

Para la expansión del sistema de transmisión hacia Santa Elena se construirá una línea de transmisión desde una subestación de seccionamiento ubicada cerca al embalse de Chongón de CEDEGE, donde se deriva la línea Pascuales – Posorja hacia Electroquil. Permitiendo dar mayor calidad y confiabilidad al sistema [7].

PROYECTO	OBJETIVO	INGRESO EN OPERACIÓN
Bahías de emergencia, a 230 kV, 138 kV y 69 kV	Garantizar la operación de las instalaciones del SNT en caso de emergencia y permitir la conexión temporal de nueva generación y/o demanda al sistema.	Diciembre 2012
Reserva de Subestaciones (Subestación Móvil 138/69 kV)	Asegurar la continuidad en el suministro del servicio de energía eléctrica del país, en caso de mantenimiento o falla de un transformador de 138/69 kV.	Abril 2013

Tabla 16. Proyectos En Marcha Global SNT – Mandato Constituyente No. 15²⁹.

²⁸ -²⁹ CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 10 02 2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].

Subestación Móvil 138/69 kV

Al momento está en proceso la adquisición de una subestación de 60/80 MVA, 138/69 kV, la misma que servirá para atender emergencias en los transformadores del SNT con esta relación de transformación, o incluso en caso de mantenimiento de equipos de transformación, para empresas distribuidoras que cuentan con un solo punto de alimentación desde el SNI [7].

1.4.4 Proyectos requeridos para el sistema de 500 kV

En la Tabla (17), se muestra en forma de resumen el equipamiento que el SNT requiere para viabilizar la incorporación del sistema de transmisión de 500 kV.

Item	PROYECTO	Entrada en operación
VIII	SISTEMA DE TRASMISION DE 500kV	
1	Sistemas de trasmisión CC Sinclair- El Inga-Daule	1 er.trim.2015
	L/T El Inga-CCSinclair,500kV,125km 2 circuitos Independientes,4x1100 ACAR	4to.trim.2014
	L/T El Inga-S/E Central,500kV,120km,1 circuito, 4x750 ACAR.(se energiza a230kV)	4to.trim.2014
	L/T S/E Central-S/E Daule,500kV,180 km,1 circuito, 4x750 ACAR.(Se energiza a 230kV)	1er.trim.2015
	L/T S/E Daule-Punto seccionamiento SNT, 230kV, 10km, 3 tramos doble circuito, 1200 ACAR.	1er.trim.2015
	S/E El Inga, 500/230k, 3x600MVA	1er.trim.2015
	S/E Coca Codo Sinclair,500/230kV, 735MVA	1er.trim.2015
	S/E Daule 230kV	1er.trim.2015
	S/E Central 230kV	4to.trim.2014

Tabla 17 proyectos de expansión del SNT asociados al sistema de 500 kV³⁰.

³⁰A. Esteban and V. Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.

CAPÍTULO II

FLUJO DE POTENCIA

2.1 Principios básicos del análisis y cálculo de flujos de potencia

El estudio de flujos de potencia es de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que se obtiene principalmente del estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje de cada barra y la potencia real y reactiva que fluye en cada línea manteniendo un balance entre la potencia generada y demandada para cada una de las barras, considerando para su efecto las pérdidas en las líneas de transmisión [12].

Esta sección establece la notación que se empleará a lo largo de la tesis e introducción al cálculo del flujo de potencia, las expresiones por unidad para el voltaje, la corriente, la impedancia y la potencia.

La mayor parte del desarrollo teórico del presente trabajo está relacionada con la representación fasorial de voltaje y corriente sinusoidal, y se usaran las letras mayúsculas V e I (con sus respectivos subíndices) respectivamente. La magnitud de los fasores se representan de la siguiente forma $|I|$ e $|V|$ de la misma manera la magnitud de la impedancia Z y la admitancia Y . Cuando se especifique un voltaje generado (fuerza electromotriz, fem), se usa frecuentemente la letra E en lugar de V para enfatizar el hecho de que se está utilizando fem en lugar de una diferencia de potencial entre dos puntos, los detalles se los puede observar en la Figuras siguiente [13].

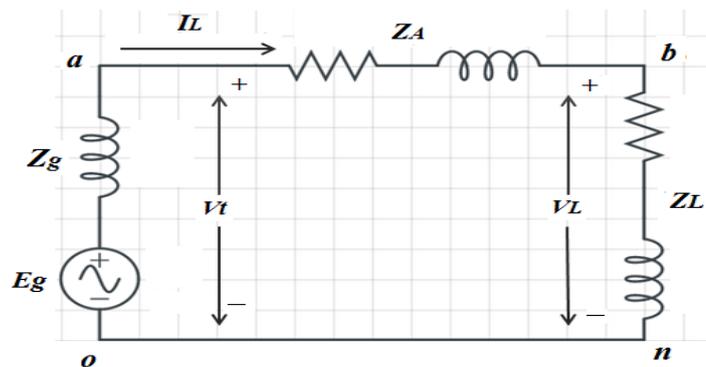


Figura 14. Circuito de CA con FEM E_g y una impedancia de carga Z_L ³¹

³¹ G. John and W. Stevenson, "Soluciones de flujos de potencia," in Análisis de Sistemas de Potencia, Carolina, McGraw-Hill/Interamericana de México, S.A., 1996, pp. 309-352.

2.2 Flujo Óptimo de Potencia

El problema del flujo óptimo de potencia fue por primera vez formulado en la década de 1960, como una extensión del despacho económico de carga, con el objetivo de determinar las variables óptimas de control, teniendo en cuenta las restricciones aplicables al sistema [14].

El flujo óptimo de potencia es un término genérico que describe una amplia gama de clases de problemas, en los cuales se busca optimizar una función específica, sujeta a restricciones como; balances de potencia activa y reactiva para cada una de las barras del sistema, en función de los voltajes y ángulos nodales [15]. Convirtiéndose el estudio del flujo óptimo de potencia en una activa área de investigación que con la ayuda de la informática evoluciona para mejorar la planificación de las operaciones eléctricas [14].

2.3 Horizontes de planeamiento eléctrico de la operación a Corto Plazo

El objetivo de la planeación a corto plazo, es proyectar la operación eléctrica del sistema para un horizonte de un día por períodos de demanda Punta, Media y Base [16]. El objetivo será suplir la demanda con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

Mediante análisis de flujos de potencia se deberán observar los siguientes resultados:

- Estrategias para control de voltaje.
- Recomendar ajustes por razones eléctricas al despacho económico horario.
- Análisis de mantenimientos de equipos de generación y transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI).
- Estrategias para regulación de voltaje.

2.4 Modelación del Flujo de potencia óptimo

El modelamiento óptimo del flujo de potencia, consiste en identificar la función objetivo a maximizar o minimizar, posteriormente se analiza las posibles decisiones a tomar. Esto conlleva a encontrar las variables de decisión del problema, normalmente estas variables son de carácter cuantitativo, mismas que servirán para analizar las decisiones admisibles, en base a las restricciones aplicables al problema.

La modelación del flujo óptimo de potencia requiere identificar cuatro componentes básicos:

- a) Función a ser optimizada (minimizar o maximizar).
- b) El conjunto de datos, que intervienen en la optimización.
- c) Las variables involucradas en el problema, normalmente son de carácter cuantitativo con sus respectivas acotaciones (dominio admisible que puede tomar).
- d) Restricciones del problema, estas restricciones definen el espacio o región de soluciones admisibles en la optimización.

2.5 Métodos para la optimización de sistemas no lineales

2.5.1 Introducción

Una de las modalidades de la programación matemática es la denominada programación lineal. La programación lineal es una técnica matemática que se remonta a Joseph Fourier, de quien nace el método de eliminación de Fourier-Motzkin. La programación lineal se plantea como un modelo matemático desarrollado durante la Segunda Guerra Mundial para planificar los gastos y los retornos, a fin de reducir los costos al ejército y aumentar las pérdidas del enemigo [17]. Se mantuvo en secreto hasta 1947.

La programación lineal consiste en una serie de métodos y procedimientos que permiten resolver problemas de optimización, se caracteriza por que todos los parámetros que intervienen son lineales [18].

2.5.2 Métodos para la programación lineal

Método Simplex

El método simplex es un algoritmo interactivo, que necesita de un punto de partida que es la llamada solución factible básicamente inicial (punto extremo inicial), este punto se desplaza sistemáticamente de un punto factible a otro, hasta que se alcanza el punto óptimo [19].

Procedimiento del Método Simplex

Construcción de la primera tabla: En la primera columna de la tabla aparecerá la base, en la segunda el coeficiente de la función objetivo de cada variable que aparece en la base (se llamara columna Cb), en la tercera el término independiente de cada restricción (P0), y a partir de ésta columna aparecerán en cada una de las variables de la función objetivo (Pi). Para tener una visión más clara de la tabla, se incluirá una fila en la que se pondrá cada uno de los nombres de las columnas. Sobre ésta tabla se incluirá dos nuevas filas: una que será la que liderará la tabla donde aparecerán las constantes de los coeficientes de la función objetivo, y otra que será la última fila, donde tomará valor la función objetivo. La tabla final tendrá tantas filas como restricciones.

Tabla								
		C0	C1	C2	Cn-k	Cn
Base	Cb	P0	P1	P2	Pn-k	Pn
Pi1	Ci1	bi1	a11	a12	a1n-k	a1n
Pi2	Ci2	bi2	a21	a22	a2n-k	a2n
....
Pim	Cim	Bim	am1	am2	amn-k	amn
Z		Z0	Z1	Z2	Zn-k	Zn

Siendo $Z_j = \Sigma(C_b \cdot P_j) - C_j$ y los $C_j = 0$ para todo j comprendido entre 0 y $n-k$ (variables de decisión, holgura y exceso), y $C_j = -1$ para todo j comprendido entre $n-k$ y n (variables artificiales).

- Los valores de la fila Z se obtienen de la siguiente forma: El valor Z0 será el de sustituir Cim en la función objetivo (y cero si no aparece en la base). El resto de columnas se obtiene restando a este valor el del coeficiente que aparece en la primera fila de la tabla.

Se observará al realizar el método Simplex, que en esta primera tabla, en la base estarán las variables de holgura.

- Condición de parada: Se comprobará si se debe dar una nueva iteración o no, en función de si en la fila Z aparece algún valor negativo. Si no aparece ninguno, es que hemos llegado a la solución óptima del problema.

- Elección de la variable que entra: Si no se ha dado la condición de parada, se debe seleccionar una variable para que entre en la base en la siguiente tabla. Para ello se fijan los valores estrictamente negativos de la fila Z, y el menor de ellos será el que de la variable entrante.

- Elección de la variable que sale: Una vez obtenida la variable entrante, se obtiene la variable que sale, sin más que seleccionar aquella fila cuyo cociente P_0/P_j sea el menor de los estrictamente positivos (teniendo en cuenta que sólo se hará cuando P_j sea mayor de 0). La intersección entre la columna entrante y la fila saliente determinará el elemento pivote.

- Actualización de la tabla: Las filas correspondientes a la función objetivo y a los títulos permanecerán inalterados en la nueva tabla. El resto deberá calcularse de dos formas diferentes:

- Si es la fila pivote cada nuevo elemento se calculará: $\text{Nuevo Elemento Fila Pivote} = \text{Elemento Fila Pivote actual} / \text{Pivote}$.
- Para el resto de elementos de filas se calculará: $\text{Nuevo Elemento Fila} = \text{Elemento Fila Pivote actual} - (\text{Elemento Columna Pivote en la fila actual} * \text{Nuevo Elemento Fila})$.

2.5.3 Condiciones necesarias de optimización

Pierre de Fermat (nacido en Francia, 17 de agosto de 1601), jurista y matemático francés, descubrió el cálculo diferencial antes que Newton y Leibniz, fue cofundador de la teoría de probabilidades junto a Blaise Pascal e independientemente de Descartes, descubrió el principio fundamental de la geometría analítica [20].

Uno de sus teoremas, concluye que los óptimos de los problemas irrestrictos son encontrados en los puntos estacionarios, donde la primera derivada o el gradiente de la función objetivo es cero. De forma más general, ellos pueden ser encontrados en los puntos críticos, donde la primera derivada o el gradiente de la función objetivo es cero o está indefinido, o en la frontera del conjunto de elección. Una ecuación (o conjunto de ecuaciones) indicando que la primera derivada es igual a cero en un óptimo interior se llama una condición de primer orden o un conjunto de condiciones de primer orden [21].

Los óptimos de los problemas con restricciones de desigualdad son en cambio encontrados mediante el método de los multiplicadores de Lagrange. Este método

computa un sistema de desigualdades llamado Condiciones de Karush–Kuhn–Tucker o condiciones de holguras complementarias, las cuales se usan entonces para calcular el óptimo.

1) Condición de diferenciabilidad

La propiedad de diferenciabilidad permite caracterizar los extremos locales (mínimos o máximos), proporcionando condiciones necesarias para la optimalidad de una solución. Se centrará la atención en la búsqueda de mínimos, ya que los máximos pueden ser obtenidos a partir de la relación:

$$\text{Maximizar}_{x \in S} f(x) = -\text{Minimizar}_{x \in S} -f(x)$$

$$\forall x \in \text{conjunto de puntos } S$$

Diferenciabilidad. Se dice que f es diferenciable en \mathbf{x} si las derivadas parciales $\partial f / \partial x_i$, $i = 1, \dots, n$, existen, y

$$\lim_{y \rightarrow x} \frac{f(y) - f(x) - \nabla f(x)^T (y - x)}{\|y - x\|} = 0$$

El gradiente de f en \mathbf{x} es el vector definido por

$$\nabla f(x) = \left(\frac{\partial f(x)}{\partial x_1}, \dots, \frac{\partial f(x)}{\partial x_n} \right)^T$$

Función continuamente diferenciable. Una función f se denomina continuamente diferenciable en \bar{x} si todas sus derivadas parciales son continuas en \bar{x} . En este caso la función también es diferenciable.

2) Condiciones de Karush-Kuhn-Tucker

En programación matemática, las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (también conocidas como las condiciones KKT o Kuhn-Tucker) son condiciones necesarias y suficientes para que la solución de un problema de programación matemática sea óptima. Es una generalización del método de los Multiplicadores de Lagrange.

3) Condiciones necesarias de primer orden

Supongamos que la función objetivo, por ejemplo, a minimizar, es $f: R^n \rightarrow R$ y las funciones de restricción son $g_i: R^n \rightarrow R$ y $h_j: R^n \rightarrow R$. Además, supongamos que son continuamente diferenciables en el punto x^* . Si x^* es un mínimo local, entonces existe constante $\lambda \geq 0$, $u_i \geq 0 (i = 1, \dots, m)$ y $v_j (j = 1, \dots, l)$ tales que:

$$\lambda + \sum_{i=1}^m u_i + \sum_{j=1}^l |v_j| > 0,$$

$$\lambda \nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^m u_i \nabla g_i(x^*) + \sum_{j=1}^l |v_j| \nabla h_j(x^*) = 0,$$

$$u_i g_i(x^*) = 0 \text{ para todo } i = 1, \dots, m.$$

Los vectores μ y λ se denominan multiplicadores de Kuhn–Tucker.

4) Condiciones de regularidad (o cualificación de las restricciones)

En la condición necesaria anterior, el multiplicador dual λ puede ser igual a cero. Este caso se denomina degenerado o anormal. La condición necesaria no tiene en cuenta las propiedades de la función sino la geometría de las restricciones.

Existen una serie de condiciones de regularidad que aseguran que la solución no es degenerada (es decir $\lambda \neq 0$). Estas incluyen:

- Cualificación de la restricción de independencia lineal (CRIL): los gradientes de las restricciones activas de desigualdad y los gradientes de las restricciones de igualdad son linealmente independientes en x^* .
- Cualificación de la restricción de Mangasarian-Fromowitz (CRMF): los gradientes de las restricciones activas de desigualdad y los gradientes de las restricciones de igualdad son linealmente independientes positivos en x^* .
- Cualificación de la restricción de rango constante (CRRC): para cada subconjunto de las restricciones activas de desigualdad y los gradientes de las restricciones de igualdad, el rango en el entorno de x^* es constante.

- Cualificación de la restricción de dependencia lineal constante positiva (DLCP): para cada subconjunto de restricciones activas de desigualdad y de gradientes de las restricciones de igualdad, si es linealmente dependiente positivo en x^* entonces es linealmente dependiente positivo en el entorno de x^* . ($\{v_1, \dots, v_n\}$ es linealmente dependiente positivo si existe $a_1 \geq 0, \dots, a_n \geq 0$ distintos de cero tal que $a_1 v_1 + \dots + a_n v_n = 0$).

Condición de Slater: para un problema únicamente con restricciones de desigualdad, existe un punto x tal que $g_i(x) < 0$ para todo $i = 1, \dots, m$

Puede verse que $CRIL \Rightarrow CRMF \Rightarrow DLCP$, $CRIL \Rightarrow CRRC \Rightarrow DLCP$, aunque $CRMF$ no es equivalente a $CRRC$. En la práctica, se prefiere cualificación de restricciones más débiles ya que proporcionan condiciones de optimalidad más fuertes.

2.5.4 Métodos para la programación no lineal

Programación no lineal (PNL) es el método de resolución de un sistema de igualdades y desigualdades, en las que varias de las restricciones o la función a optimizar no son lineales, sujetas a un conjunto de restricciones sobre un conjunto de variables reales desconocidas, con una función objetivo a maximizar (o minimizar).

Se debe tener en cuenta las siguientes observaciones para la elección de métodos de optimización:

- Si la función objetivo f es lineal y el espacio es un politopo (polígono multidimensional), el problema es de programación lineal y se puede resolver utilizando algunos de los conocidos algoritmos de programación lineal.
- Si la función objetivo es cóncava (problema de maximización), o convexa (problema de minimización) y el conjunto de restricciones es convexo, entonces se puede utilizar el método general de Optimización convexa.

Existe una variedad de métodos para resolver problemas no convexos. Uno de ellos consiste en utilizar formulaciones especiales de problemas de programación lineal. Otro método implica el uso de técnicas de Ramificación y Poda, cuando el problema se divide en subdivisiones a resolver mediante aproximaciones que forman un límite

inferior del coste total en cada subdivisión. Mediante subdivisiones sucesivas, se obtendrá una solución cuyo coste es igual o inferior que el mejor límite inferior obtenido por alguna de las soluciones aproximadas. Esta solución es óptima, aunque posiblemente no sea única.

Ejemplo; de optimización por medio de los multiplicadores de lagrange.

$$f(x, y) = xy$$

$$9x^2 + y^2 = 4$$

Gradientes de la función.

$$\nabla f = \langle y, x \rangle$$

$$\nabla g = \langle 18x, 2y \rangle$$

Igualando los gradientes.

$$\langle y, x \rangle = \lambda * \langle 18x, 2y \rangle$$

$$y = 18\lambda x$$

$$x = 2\lambda y$$

Restricción.

$$9x^2 + y^2 = 4$$

$$yx = 18\lambda x^2$$

$$yx = 2\lambda y^2$$

Al igualar.

$$2\lambda y^2 = 18\lambda x^2$$

$$y^2 = 9x^2$$

$$y = \pm 3x$$

Al remplazar en la restricción.

$$9x^2 + 9x^2 = 4$$

$$x = \pm \frac{\sqrt{2}}{3}$$

$$y^2 + y^2 = 4$$

$$y = \pm\sqrt{2}$$

Puntos críticos.

$$\left(\frac{\sqrt{2}}{3}, \sqrt{2}\right)$$

$$\left(-\frac{\sqrt{2}}{3}, -\sqrt{2}\right)$$

2.5.5 Métodos computacionales para programación no lineal

El solver a utilizar para la solución del problema de flujo de potencia a través del correspondiente software, será el solver denominado como BONMIN (Basic Open-source Nonlinear Mixed Integer Programming), cuya base es una programación no lineal entera mixta de código abierto, el código ha sido desarrollado como parte de una colaboración entre la Carnegie Mellon University y de Investigación de IBM, El líder COIN-OR proyecto para BONMIN es Pierre Bonami [22]. BONMIN puede manejar modelos de programación no lineal entera mixta cuya función debe ser dos veces continuamente diferenciable [23]. El enlace BONMIN en GAMS admite variables continuas, binarios y enteros, conjuntos ordenados especiales de ramificación de prioridades [23]. BONMIN implementa seis algoritmos diferentes para resolver MINLPs:

B-BB (por defecto): es un algoritmo rama y límite (branch-and-bound), basado en la solución de un programa no lineal continuo en cada de los nodo del árbol de búsqueda y la ramificación en variables enteras [24].

Un algoritmo **Branch and bound** consiste en una enumeración sistemática de todas las soluciones aspirantes, en donde los grandes subconjuntos de soluciones se descartan en masa , mediante el uso de límites superior e inferior estimados de la cantidad que se ha optimizado [25].

Un procedimiento de branch-and-bound requiere dos herramientas. La primera es una división de procedimiento que, dado un conjunto S de candidatos, devuelve dos o más pequeños conjuntos S_1, S_2, \dots cuya unión cubiertas S . Tenga en cuenta que el mínimo de $f(x)$ sobre S , es decir $\min\{v_1, v_2, \dots\}$, donde cada uno v_i es el

mínimo de $f(x)$ dentro S_i [25]. Este paso se llama ramificación, puesto que su aplicación recursiva define una estructura de árbol (el árbol de búsqueda) cuyos nodos son los subconjuntos de S .

B-OA: es un algoritmo de descomposición de aproximación exterior, basado en la solución de la iteración y la mejora de un programación entera mixta MIP (Mixed-Integer Programming) de relajación y de resolución de subproblemas PNL [25] [26].

B-QG: es una implementación del algoritmo rama y corte (branch-and-cut) de Grossmann, basado en aproximación exterior para la solución de un problema de programación lineal continua en cada nodo del árbol de búsqueda, la mejora de la programación lineal por aproximación externa, y la ramificación en variables enteras [27].

B-Hib: es un algoritmo basado en la rama y corte exterior, es un híbrido de B-BB y B-QG y se basa en la solución, ya sea un continuo no lineal o un programa lineal continua en cada nodo del árbol de búsqueda, la mejora de la programación lineal por aproximación externa, y la ramificación en variables enteras [28].

B-ECP: algoritmo rama y corte (branch-and-cut) aproximación exterior de un Kelley [29].

B-iFP: un algoritmo bomba viabilidad iterado [30].

CAPÍTULO III

FORMULACIÓN DEL MODELO PARA EL DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA

1.1 Método de solución del FOP

Para resolver un flujo de potencia se usa la admitancia propia y mutua que compone la matriz de admitancia de barra Y_{barra} o las impedancias de punto de operación y de transferencia que constituyen Z_{barra} .

El desarrollo del método contempla la determinación de la admitancia propia y mutua que compone la matriz de admitancia de barra, observando para el efecto la topología de la red. Las líneas de transmisión se representaran por equivalentes monofásicos nominales, los valores numéricos para la impedancia serie Z y la admitancia total de carga de línea Y son necesarios para cada línea de forma que la computadora pueda determinar todos los elementos de la matriz de admitancia de barra $N \times N$ un elemento como la admitancia tiene la forma de:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + j B_{ij} \quad (9.1)$$

Otros valores esenciales incluyen los valores nominales de los transformadores y sus impedancias, las capacidades de los capacitores en derivación.

El voltaje de una barra (i) típica se encuentra dado por:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j|V_i| \sin \delta_i \quad (9.2)$$

La corriente total que se inyecta en la red a través de una barra (i) en términos de los elementos Y_{in} de Y_{barra} está dada por la sumatoria de la impedancia de cada una de las barras por su respectivo voltaje como se aprecia en la siguiente formula [12].

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_{in} = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n, i \in N \quad (9.3)$$

El complejo conjugado de las potencias reales P_i y reactiva Q_i total que se inyecta a la barra (i) es;

$$P_i - jQ_i = V_i * \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n, i \in N \quad (9.4)$$

En las cuales se sustituyen las ecuaciones (9.1) y (9.2) para obtener.

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |V_i Y_{in} V_n| \angle(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i), i \in N \quad (9.5)$$

Al descomponer esta ecuación e igualar sus partes real y reactiva se obtiene;

$$P_i = \sum_{n=1}^N |V_i Y_{in} V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i), i \in N \quad (9.6)$$

$$jQ_i = - \sum_{n=1}^N |V_i Y_{in} V_n| \sen(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i), i \in N \quad (9.7)$$

Las ecuaciones (9.6) y (9.7) son la parte polar de la ecuación del flujo de potencia; ellas dan los valores calculados para la potencia real P_i y la potencia reactiva Q_i totales que entran a la red a través de una barra típica (i) [12].

Definición del error ΔP_i y ΔQ_i

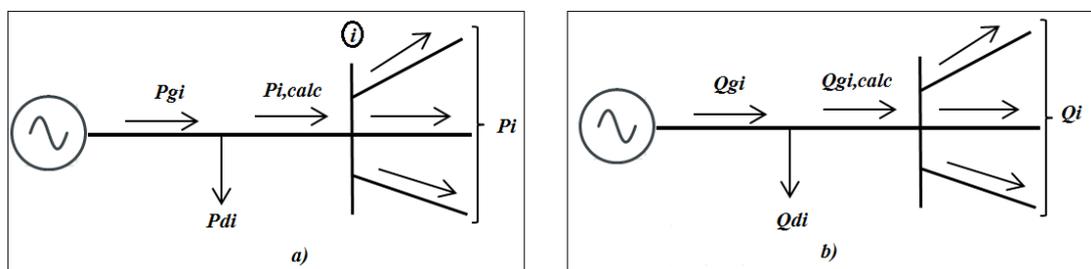


Figura 15. Notación para la potencia a) activa b) reactiva en una típica barra (i) para los estudios de flujos de potencia³².

Sea P_{gi} la potencia que se está generando en la barra (i) y P_{di} la potencia que demanda la carga, la diferencia entre las dos nos da como resultado la potencia programada total $P_{i,prog} = P_{gi} - P_{di}$ que está siendo inyectada dentro de la red en la barra (i), como se ilustra en la Figura (15) se nombra el valor de P_i como $P_{i,calc}$ y se llega a la

³² G. John and W. Stevenson, "Soluciones de flujos de potencia," in Análisis de Sistemas de Potencia , Carolina , McGraw-Hill/Interamericana de México,S.A, 1996, pp. 309-352.

definición del error ΔP_i como el valor programado total $P_{i,prog}$ menos el valor calculado $P_{i,calc}$.

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (9.8)$$

De la misma manera, para la potencia reactiva en la barra (i) se tiene;

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (9.9)$$

Como se puede observar en la Figura (15) los errores ocurren cuando los valores calculados de P_i y Q_i no coinciden con los valores programados [12]. Si los valores calculados $P_{i,calc}$ y $Q_{i,calc}$ igualan perfectamente a los valores programados $P_{i,prog}$ y $Q_{i,prog}$, se dice que los errores ΔP_i y ΔQ_i son cero en la barra (i) obteniendo las siguientes ecuación de balance de potencia.

$$g_i' = P_i - P_{i,prog} = P_i - (P_{gi} - P_{di}) = 0 \quad (9.10)$$

$$g_i'' = Q_i - Q_{i,prog} = Q_i - (Q_{gi} - Q_{di}) = 0 \quad (9.11)$$

Las funciones g_i' y g_i'' son utilizadas para escribir las ecuaciones en las cuales no intervienen los errores ΔP_i y ΔQ_i . Si la barra (i) no tiene generación o carga, los términos correspondientes son iguales a cero.

Cada barra de la red tiene dos ecuaciones referentes a los errores ΔP_i y ΔQ_i , el problema de flujos de potencia consiste en resolver las ecuaciones (9.6) y (9.7) para valores de los voltajes de barra desconocidos que originen que las ecuaciones (9.10) y (9.11) se satisfagan numéricamente en cada barra [12]. Para definir el error ΔP_i se necesita tener un valor programado $P_{i,prog}$ si no existe tal valor no se tiene requisitos para satisfacer la ecuación (9.10) de manera similar si no se especifica $Q_{i,prog}$ entonces no se tiene que satisfacer la ecuación (9.11).

Existen cuatro cantidades potencialmente desconocidas que se asocian con la barra (i), estas son P_i , Q_i , el ángulo de voltaje δ_i y la magnitud del voltaje $|V_i|$. A lo más hay dos ecuaciones como la ecuación (9.10) y (9.11) disponibles para cada barras (nodo) y así, se debe considerar como se puede reducir el número de cantidades desconocidas para que se tenga el mismo número de ecuaciones disponibles antes de empezar a resolver el problema de flujos de potencia [12].

Para el estudio del flujo de potencia se identifica tres tipos de barras en la red, en cada barra (i) se especificara dos de las cuatro cantidades siguientes P_i , Q_i , δ_i , y $|V_i|$ y se calculan las dos restantes.

Tipos de barras

1. *Barras de carga.* Es cada barra que no tiene generación, los valores de P_{gi} y Q_{gi} son cero y la potencia real P_{di} y la reactiva Q_{di} son potencias tomadas del sistema por la carga constituyendo una entrada negativa, sus valores son tomados de registros históricos, de la planeación de cargas o de las mediciones. En la práctica sólo se conoce la potencia real y la potencia reactiva se calcula mediante el factor de potencia 0.85 o mayor. Es frecuente que a una barra de carga (i) se la llame *barra P-Q* por que los valores programados $P_{i, prog} = -P_{di}$ y $Q_{i, prog} = -Q_{di}$ son conocidos y los errores ΔP_i y ΔQ_i pueden definirse. Entonces las ecuaciones (9.10) y (9.11) se incluyen explícitamente en la información del problema de flujos de potencia y las cantidades desconocidas que van a ser determinadas para la barra son δ_i , y $|V_i|$.
2. *Barra de voltaje controlado.* Puede ser cualquier barra del sistema en la que se mantenga constante la magnitud del voltaje [12]. En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de potencia activa por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud de su voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Por lo cual en cada barra (i) con generador se puede ajustar apropiadamente los valores de P_{ig} y $|V_i|$. Pudiendo definir el error ΔP_i , con la P_{di} también conocida, por medio de la ecuación (9.8). La potencia reactiva del generador Q_{gi} que se requiere para mantener el voltaje por anticipado $|V_i|$ no se puede conocer por anticipado y por tanto ΔQ_i no puede ser definido. Por lo cual en una barra (i) con generador el ángulo de voltaje δ_i , es la cantidad desconocida por ser determinada y la ecuación (9.10) para P_i es la ecuación disponible. Después de que se ha resuelto el problema de flujos de potencia, se puede calcular la Q_i por medio de la ecuación (9.7).

Por estas razones a una barra (i) de generación generalmente se la llama de voltaje controlado o barra PV, Algunas barras sin generador también pueden

controlar su voltaje, a tales barras también se las llama de voltaje controlado y la potencia real que generan es simplemente cero.

3. *Barra de compensación.* El ángulo de voltaje en la barra de compensación sirve como referencia para los ángulos de todos los demás voltajes de barra, el ángulo en particular que se asigne al voltaje de la barra de compensación no es de importancia porque las diferencias voltaje-ángulo determinan los valores calculados de P_i y Q_i de las ecuaciones (9.6) y (9.7). en la práctica común se asigna a $\delta_i = 0^0$. No se define errores para la barra de compensación, y así la magnitud del voltaje $|V_i|$ se especifica como la otra cantidad conocida junto con $\delta_i = 0^0$. Entonces no hay necesidad de incluir las ecuaciones (9.10) o la (9.11) para la barra de compensación.

La explicación por la cual no se programa P_i y Q_i en la barra de compensación. Es que se considera que en cada una de las N barras del sistema, se puede escribir una ecuación como la (9.10), al hacer que (i) varié de 1 a N [12]. Cuando se juntan las resultantes N ecuaciones se obtiene.

$$P_L = \sum_{i=1}^N P_i = \sum_{i=1}^N P_{gi} - \sum_{i=1}^N P_{di} \quad (9.12)$$

El termino P_L en la ecuación anterior representa las pérdidas activas totales I^2R en las líneas de transmisión y transformadores de la red. Para calcular las corrientes individuales en las diferentes líneas de transmisión se debe primero conocer la magnitud y el ángulo del voltaje en cada barra del sistema [12]. Por lo tanto, P_L es inicialmente desconocido y no es posible especificar previamente todas las cantidades en la sumatoria de la ecuación (9.12). Al formular el problema de flujos de potencia, se selecciona una barra, llamada barra de compensación, en la que P_g no está programada o especificada previamente. La diferencia (compensación) entre la P total especificada que va hacia el interior del sistema por todas las otras barras y la salida total de P , más las pérdidas I^2R , se asignan a la barra de compensación después de que se ha resuelto el problema de flujos de potencia. Por esta razón, se debe seleccionar una barra con generador como la de compensación. La diferencia entre la potencia reactiva total generada y la potencia reactiva demandada están dados por la siguiente expresión:

$$Q_L = \sum_{i=1}^N Q_i = \sum_{i=1}^N Q_{gi} - \sum_{i=1}^N Q_{di} \quad (9.13)$$

Esta ecuación se satisface sobre la base de una barra individual al cumplirse la ecuación (9.11) en cada barra (i) del sistema, durante el desarrollo de la solución del problema de flujos de potencia [12]. La Q_i individual se puede evaluar mediante la ecuación (9.7) después que se tenga disponible la solución de los flujos de potencia. Así, en la cantidad que se encuentra en el lado izquierdo de la ecuación (9.13) se tiene en cuenta la combinación de megavars asociados con la carga de la línea, los capacitores en paralelo y las reactancias instaladas en las barras, así como también, las llamadas pérdidas I^2X en las reactancias series de las líneas de transmisión.

Las magnitudes y ángulos de los voltajes de barras que no se programan en los datos de entrada del estudio de flujos de potencia se llaman variables de estado o variables dependientes, ya que su valor depende de las cantidades especificadas en todas las barras, las variables de dependientes describen el estado del sistema [12]. Por lo cual, el problema de flujos de potencia consiste en especificar o determinar los valores para todas las variables de estado, resolviendo un número igual de ecuaciones de flujo de potencia basándose en las especificaciones de los datos de entrada.

Tipo de barra	No. de barras	Cantidades especificadas	No. de ecuaciones disponible	No. de variables de estado $\delta_i, V_i $
Compensación: $i=1$	1	$\delta_1, V_1 $	0	0
Voltaje controlado ($i=2, \dots, N_g + 1$)	N_g	$P_i, V_i $	N_g	N_g
Carga ($i= N_g + 2, \dots, N$)	$N - N_g - 1$	P_i, Q_i	$2(N - N_g - 1)$	$2(N - N_g - 1)$
Totales	N	$2N$	$2N - N_g - 2$	$2N - N_g - 2$

Tabla 18 Resumen del problema de flujos de potencia.³³

3.1 Formulación del modelo para resolver el despacho de reactivos.

En la modelación del flujo óptimo de potencia se usara la admitancia propia y mutua que compone la matriz de admitancia de las Y_{barras} la admitancia de cada una de las barras está dada por:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \sen \theta_{ij} = G_{ij} + j B_{ij}$$

³³ G. John and W. Stevenson, "Soluciones de flujos de potencia," in Análisis de Sistemas de Potencia , Carolina , McGraw-Hill/Interamericana de México,S.A, 1996, pp. 309-352.

$$G_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$$

$$B_{ij} = \frac{X}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$$

Para el desarrollo de este programa se dividió la matriz de admitancia entre la admitancia propia y mutua de cada elemento.

Matriz de admitancia (Y_{ij}).

$$Y_{ij} = \begin{bmatrix} Y_{ij} & \cdots & Y_{ij} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{ij} & \cdots & Y_{ij} \end{bmatrix}$$

Matriz de admitancia mutua (Y_{in}).

$$Y_{in} = -Y_{in} \angle \theta_{in}$$

$$Y_{in} = \begin{bmatrix} 0 & -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & 0 & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & 0 & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} & 0 \end{bmatrix}$$

Matriz de admitancia propia (Y_{ii}).

$$Y_{ii} = -\sum_{j=1}^N -Y_{in} \angle \theta_{in}$$

$$Y_{ii} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_{ii} \end{bmatrix}$$

$$Y_{ij} = Y_{in} + Y_{ii}$$

$$Y_{ij} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & \ddots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \cdots & -Y_{in} & Y_{ii} \end{bmatrix}$$

El voltaje en la barra (i) viene dado por:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j |V_i| \sen \delta_i$$

La corriente total que se inyecta en la red a través de la barra (i) en términos de (Y_{in}) de (Y_{barra}) están dados por la sumatoria de:

$$\begin{bmatrix} I_{ij} & \cdots & I_{ij} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ I_{ij} & \cdots & I_{ij} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i Y_{ii} & -V_n Y_{in} & \cdots & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & \ddots & -V_n Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -V_n Y_{in} & \ddots & -V_n Y_{in} \\ -V_n Y_{in} & \cdots & -V_n Y_{in} & V_i Y_{ii} \end{bmatrix}$$

$$I_i = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 \cdots Y_{in}V_{in} = Y_{ii}V_i + \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n, i \in N \quad (9.14)$$

La potencia real P_i y la reactiva Q_i son las potencias netas que se inyectan a la barra (nodo i)

$$P_i - jQ_i = \begin{bmatrix} V_i V_i Y_{ii} & -V_i V_n Y_{in} & \cdots & -V_i V_n Y_{in} \\ -V_i V_n Y_{in} & \ddots & -V_i V_n Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -V_i V_n Y_{in} & \ddots & -V_i V_n Y_{in} \\ -V_i V_n Y_{in} & \cdots & -V_i V_n Y_{in} & V_i V_i Y_{ii} \end{bmatrix}$$

$$P_i - jQ_i = Y_{ii}V_i^2 + V_i * \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n, i \in N \quad (9.15)$$

Al igualar esta ecuación y separar las partes real e imaginaria se obtiene:

$$P_i - Q_i = |Y_{ii}V_i^2| \angle(\theta_{ii}) + \sum_{n=1}^N |V_i Y_{in} V_n| \angle(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i), i \in N$$

Parte Real:

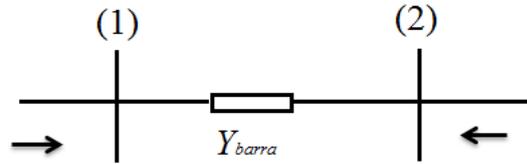
$$P_i = |V_i^2| G_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [G_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) - G_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)], i \in N \quad (9.16)$$

Parte Imaginaria

$$-jQ_i = j|V_i^2| B_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [j B_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) + j G_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)], i \in N \quad (9.17)$$

Función objetivo

Las pérdidas de potencia activa y reactiva vienen dadas por la diferencia de transmisión de potencias entre barras.



Potencias aparente del circuito.

Las pérdidas de potencia activa P_L y las pérdidas de potencia reactiva Q_L vienen dadas por las ecuaciones (9.12), (9.13) respectivamente.

$$P_L = \sum_{i=1}^N P_i = \sum_{i=1}^N P_{gi} - \sum_{i=1}^N P_{di} \quad (9.12)$$

$$Q_L = \sum_{i=1}^N Q_i = \sum_{i=1}^N Q_{gi} - \sum_{i=1}^N Q_{di} \quad (9.13)$$

Dónde:

P_L = Pérdidas de potencia activa del sistema.

Q_L = Pérdidas de potencia reactiva del sistema.

P_i = Pérdidas de potencia activa, de cada una de las barras.

Q_i = Pérdidas de potencia reactiva, de cada una de las barras.

P_{gi} = Potencia activa generada, en cada una de las barras.

Q_{gi} = Potencia reactiva generada, en cada una de las barras.

P_{di} = Potencia activa demandada, en cada una de las barras.

Q_{di} = Potencia reactiva demandada, en cada una de las barras.

Al asociar el costo variable de generación, respectivamente a cada generador se puede cambiar la función objetivo para minimizar los costos, para tal caso la ecuación vendría dada por:

$$Cost = \sum_{i=1}^N P_{gi} * Cost_i$$

Cost = Costo total del sistema.

P_{gi} = Potencia activa generada, en cada una de las barras.

$Cost_i$ = Costo variable asociado a cada generador.

3.2 Restricciones aplicables

Las restricciones aplicables al flujo óptimo de potencia se encuentran asociadas a los límites de operación de cada uno de los elementos del sistema eléctrico, manteniendo un balance de potencia activa y reactiva generada y demandada para cada una de las barras.

Restricción de balance de potencia activa

La potencia activa generada para cada una de las barras debe ser igual a la potencia consumida para cada una de ellas, para mantener así un balance de potencia activa, por lo tanto, la potencia activa generada (P_{gi}) debe ser igual a la suma de las potencias de carga (P_{car_i}) más la potencia neta inyectada (P_i) a cada una de las barras.

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [G_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) - G_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)], i \in N$$

$$P_{gi} - P_{car_i} - P_i = 0 \quad (9.20)$$

Dónde:

P_i = potencia activa neta que se inyecta en la barra i respecto las demás barras o nodos.

$|V_i, V_n|$ = módulos de tensión en el nodo i y el nodo n , respectivamente.

δ_i, δ_n = ángulo de la tensión en el nodo i y n , respectivamente.

G_{ii} = ii -ésimo elemento de la matriz propia de conductancia nodal.

B_{ii} = ii -ésimo elemento de la matriz propia de susceptancia nodal.

N = cantidad total de barras (nodos) del sistema.

G_{in} = in -ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal.

B_{in} = in -ésimo elemento de la matriz mutua de susceptancia nodal.

P_{gi} = potencia activa de generación en el nodo i .

P_{cari} = potencia activa de carga en el nodo i .

Restricción de balance de potencia reactiva

El balance de potencia reactiva, será la potencia reactiva neta que se inyecta directamente por generación (Q_{gi}), menos la potencia suministrada hacia la carga (Q_{cari}) en la condición de demanda analizada, menos los flujos de potencia reactiva por las líneas ($-jQ_i$) conectadas al nodo respectivo y las pérdidas en las mismas, más los capacitores existentes conectados en el nodo.

$$jQ_i = j|V_i|^2 B_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [j B_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) + j G_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)], i \in N$$

$$jQ_{gi} - jQ_{cari} - jQ_i = 0 \quad (9.21)$$

Dónde:

jQ_i = potencia activa neta que se inyecta en las barras (nodos) i respecto a las demás barras (nodos).

$|V_i, V_n|$ = módulos de tensión en el nodo i y el nodo n , respectivamente.

δ_i, δ_n = ángulo de la tensión en el nodo i y n , respectivamente.

G_{ii} = ii -ésimo elemento de la matriz propia de conductancia nodal.

B_{ii} = ii -ésimo elemento de la matriz propia de susceptancia nodal.

N = cantidad total de barras (nodos) del sistema.

G_{in} = in -ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal.

B_{in} = in -ésimo elemento de la matriz mutua de susceptancia nodal.

jQ_{gi} = potencia activa de generación en el nodo i .

jQ_{cari} = potencia activa de carga en el nodo i .

Restricciones de tensión

La restricción de tensión es basada en los rangos mínimos y máximos del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano que tiene como rangos de calidad de tensión entre 0.95 y 1.07 pu [7].

$$V_{\min i} \leq V_i \leq V_{\max i}; i = 1, \dots, N$$

Dónde:

$V_{\min i}$ = valor mínimo de voltaje.

$V_{\max i}$ = valor máximo de voltaje.

V_i = valor de voltaje en la barra (nodo) i .

$i = 1, \dots, N$ = número de barras (nodos).

Restricción de potencia reactiva en los generadores

Esta restricción es determinada por la capacidad máxima y mínima de reactivos que pueden entregar los generadores en el sistema dependiendo de su curva de capacidad. La información de la potencia reactiva mínima y máxima de los generadores es ingresada al programa desde un archivo Excel.

$$Q_{minj} < Q_j < Q_{maxj}$$

Dónde:

Q_{minj} = potencia reactiva mínima para el generador j .

Q_{maxj} = potencia reactiva máxima para el generador j .

j = índice de generadores.

3.3 Ejemplos de aplicación

El caso base de prueba evalúa el algoritmo de programación, basado en los datos eléctricos de 10 barras (ANEXO 1). El resultado esperado es que los voltajes de las barras se encuentren dentro del rango especificado de calidad de tensión siendo estos de: 0.95 a 1.05 (pu).

Características las barras (nodos)

Nodos	Num	Vnom(kV)	Vmin(kV)	Vini(kV)	Vmax(kV)	Dini	Pcar (MW)	Qcar(MVAr)	Bc	Shun(Mva)
n1	1	220	209	231,00	231,00	0,00	150,00	60,00	0,00	
n2	2	220	209	221,77	231,00	-2,94	50,00	10,00	0,00	
n3	3	220	209	224,96	231,00	-1,58	50,00	10,00	0,00	
n4	4	132	125,4	133,02	138,60	-3,68	50,00	10,00	0,00	
n5	5	132	125,4	134,86	138,60	-1,78	50,00	10,00	0,00	
n6	6	132	125,4	132,83	138,60	-5,01	100,00	30,00	0,00073	12,68
n7	7	132	125,4	138,60	138,60	-0,10	100,00	30,00	0,00	
n8	8	13,8	13,11	14,49	14,49	-0,10	0,00	0,00	0,00	
n9	9	13,8	13,11	14,49	14,49	-0,10	0,00	0,00	0,00	
n10	10	13,8	13,11	14,49	14,49	0,00	0,00	0,00	0,00	
Potencia demandada:							550	160		

Tabla 19 Características de las barras (nodos), caso base.

Autor

Características de las líneas

	Nini	Nfin	R(ohm)	X(ohm)	Bo
x1	1	2	0,03	0,05	
x2	1	3	0,03	0,05	
x3	4	6	0,07	0,1099	
x4	6	7	0,0599	0,1	
x5	5	7	0,07	0,1099	
x6	2	4	0	0,02	
x7	3	5	0	0,02	
x8	7	8	0,001938418	0,096473065	
x9	7	9	0,001938418	0,096473065	
x10	1	10	0,001938418	0,096473065	

Tabla 20 Características de las líneas, caso base.

Autor

Características de los generadores

	Ncon	Pgmax(MW)	Pgini(MW)	Pgmin(MW)	Qgmax(Mvar)	Qgini(Mvar)	Qgmin(Mvar)
g1	1	500	430,14	59	371,3	59,79	-257
g2	7	230	180	50	167,5	10	-166
g3	7	150	136	81	144	81,39	-90,14

Tabla 21 Características de los generadores, caso base.

Autor

3.3.1 Resultados del flujo óptimo de potencia GAMS

Voltajes nodales de las barras.

Voltajes nodos	GAMS (pu)
n1	1,050
n2	1,005
n3	1,023
n4	1,002
n5	1,022
n6	0,976
n7	1,050
n8	1,050
n9	1,050
n10	1,050

Tabla 22 Voltajes nodales de las barras GAMS, caso base.

Autor

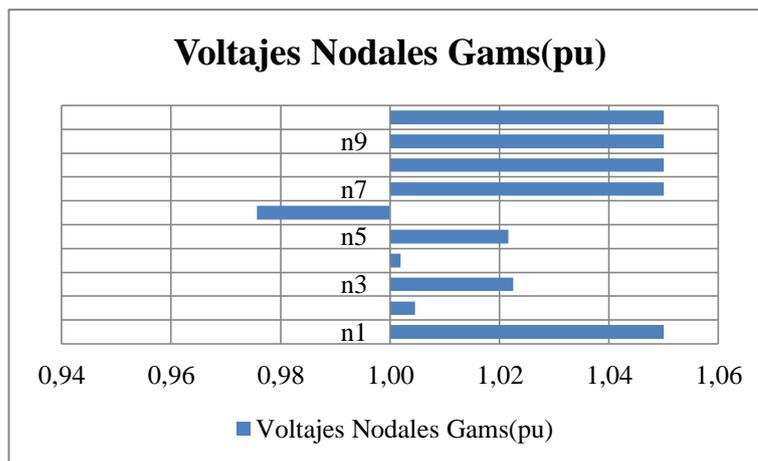


Figura 16. Voltajes nodales de la barras GAMS caso base.
Autor

Potencia activa P(g) y reactiva Q(g) generada

Generadores	GAMS P(g) MW	GAMS Q(g) MVar
Generador 1	332,22	106,66
Generador 2	116,54	2,83
Generador 3	112,57	57,43

Tabla 23 Potencia activa y reactiva generada, caso base.
Autor

3.3.2 Resultados del flujo de potencia en DIGSILENT

Voltajes nodales de las barras

Voltajes Nodales Digsilent(pu)	
n1	1,043
n2	1,001
n3	1,034
n4	0,977
n5	0,960
n6	0,952
n7	1,034
n8	1,000
n9	1,000
n10	1,000

Tabla 24 Voltajes nodales de las barras DIGSILENT, caso base.
Autor

Resultados del flujo de potencia en DIGSILENT

Voltajes nodales

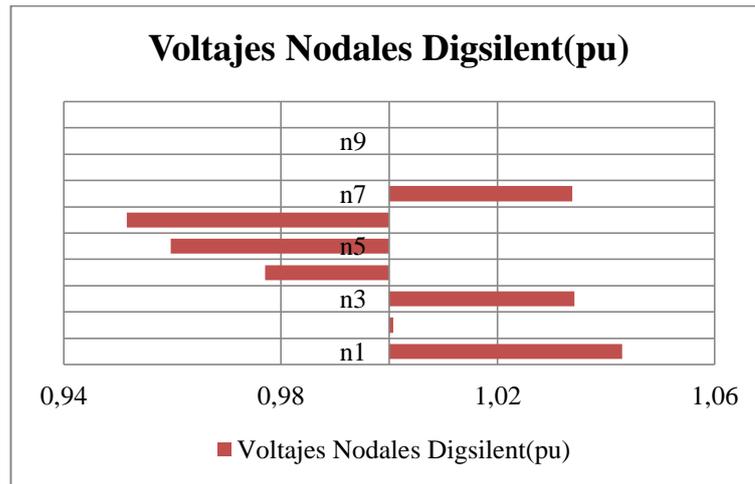


Figura 17. Voltajes nodales DIGSILENT caso base.
Autor

Potencia activa P(g) y reactiva Q(g) generada

Generadores	DIGSILENT P(g) MW	DIGSILENT Q(g) MVar
Generador 1	201,19	113,17
Generador 2	226,34	42,96
Generador 3	150,90	31,60

Tabla 25 Resumen del problema de flujos de potencia.
Autor

3.3.3 Comparación de resultados entre GAMS y DIGSILENT

Voltajes nodales de GAMS y DIGSILENT

Nodos	Voltajes Nodales Gams(pu)	Voltajes Nodales Digsilent(pu)
n1	1,050	1,043
n2	1,004	1,001
n3	1,023	1,034
n4	1,002	0,977
n5	1,022	0,960
n6	0,975	0,952
n7	1,050	1,034
n8	1,05	1,000
n9	1,05	1,000
n10	1,05	1,000

Tabla 26 Resumen del problema de flujos de potencia.
Autor

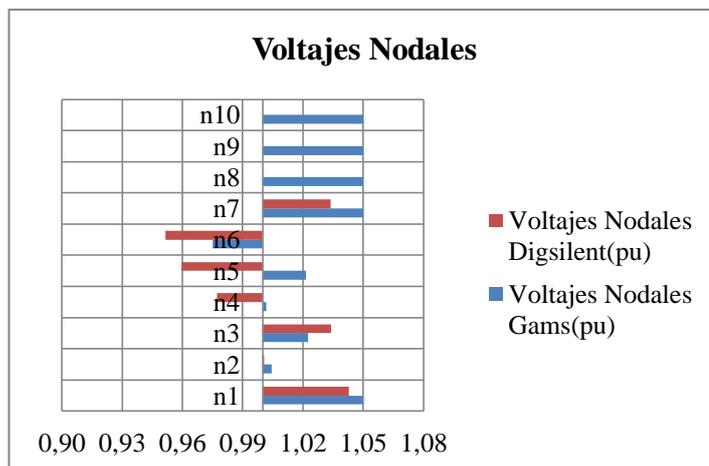


Figura 18. Voltajes nodales GAMS y DIGSILENT caso base
Autor

Los niveles de voltajes en la barra 6 de DIGSILENT se encuentran por debajo del nivel mínimo 0,95 (pu), con respecto a los niveles de voltajes de GAMS que se encuentra entre 0,95 y 1,05 (pu) siendo niveles de tensión aceptables.

Potencia activa P(g) y reactiva Q(g) generada de GAMS y DIGSILENT

Generadores		Gams P(g) MW	Digsilent P(g) MW	Gams Q(g) MVar	Digsilent Q(g) MVar
g1	Generador 1	332,22	201,19	106,66	113,17
g2	Generador 2	116,54	226,34	2,83	42,96
g3	Generador 3	112,57	150,90	57,43	31,60
Totales:		561,33	562,89	166,93	187,73
Perdidas de Potencia porcentuales:		2,06%	2,343%	12,25512%	25,25918%
Demanda P(MW):		550			
Demanda Q(Mvar):		160			
Bancos capacitivos:		12,68			

Tabla 27 Resumen del problema de flujos de potencia.
Autor

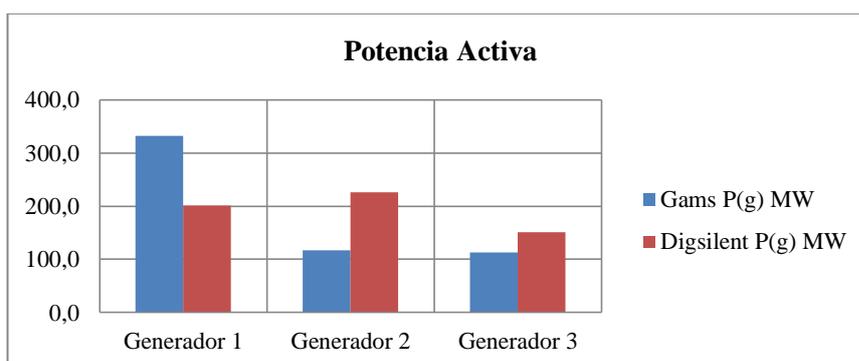


Figura 19. Potencia activa generada caso base.
Autor

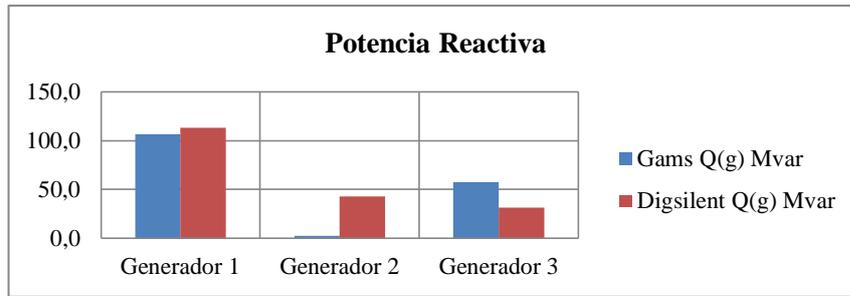


Figura 20. Potencia reactiva generada caso base.
Autor

Las pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema se presentan en el siguiente cuadro:

Perdidas de potencia porcentualmente			
GAMS P(g) %	DIGSILENT P(g) %	GAMS Q(g) %	DIGSILENT Q(g) %
2,06%	2,34%	12,26%	25,26%

Tabla 28 Pérdidas de potencia porcentualmente GAMS, DIGSILENT caso base.
Autor

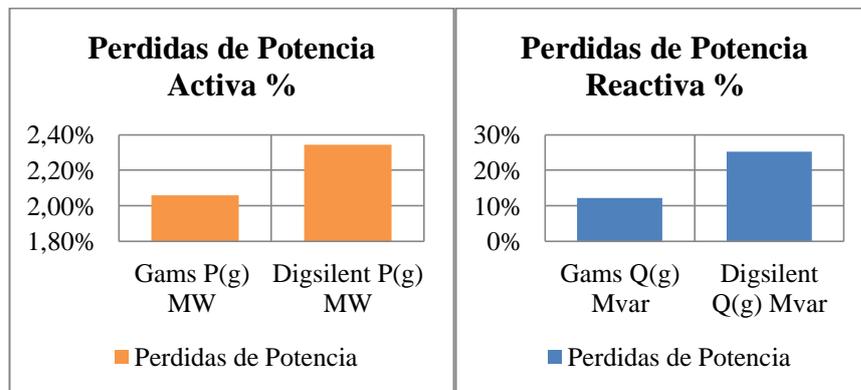


Figura 21. Perdidas de potencia caso base caso base.
Autor

CAPÍTULO IV

TÍTULO: ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Descripción de los casos de estudio

Modelación del SNI en DIGSILENT

Se ha considerado la modelación en DIGSILENT ya que es el software con que actualmente CENACE realiza estudios eléctricos.

Para la modelación del SNI en DIGSILENT se ha tenido en cuenta la extensión del mismo y su complejidad por lo cual se ha reducido el sistema, el criterio para su reducción ha sido subir las cargas y generadores a las barras de mayor voltaje en determinadas áreas (reducción simplificada).

La modelación refleja las barras más relevantes, una muestra de las barras con que consta el sistema son: Pomasquí, Santa Rosa, Quevedo, Pascuales, Zhoray, Molino, Totoras, Riobamba, Milagro, Dos Cerritos, entre otras totalizando 225 barras siendo un sistema robusto para su estudio, con respecto a las centrales se encuentran, Paute, Mazar, Daule Peripa, Agoyán, San Francisco, Machala Power, Trinitaria entre otras, sumando un total de 157 generadores, 104 líneas y 120 transformadores. La información del estudio ha sido tomada de la base de datos del CENACE, la misma que encuentra en GAMS y DIGSILENT.

Despacho programado realizado por CENACE

Para la asignación de potencias de los generadores y el abastecimiento de cada una de las demandas de estudio en DIGSILENT, se utilizará los resultados del despacho programado realizado por CENACE, del día sábado, 16 de febrero de 2013 (ANEXO 2), encontrándose éste efectuado en el período lluvioso que se presenta entre los meses de enero a junio; se ha escogido dicho despacho ya que permitirá analizar el comportamiento del sistema eléctrico, y la implicación de la potencia reactiva en las pérdidas del sistema, cuando existe una elevada cuota energética proveída por las centrales hidráulicas, este aspecto se vuelve aún más relevante ya que dichas centrales se encuentran físicamente lejanas de los centros de carga, lo cual en concepto produciría un mayor porcentaje de pérdidas en el SNI.

Con el fin de analizar la metodología planteada en el presente trabajo de investigación, los resultados obtenidos serán comparados con los despachos de DIGSILENT y CENACE respectivamente, para los casos de estudio propuestos, mismos que se describen en los siguientes numerales.

4.1.1 Optimización de la potencia reactiva (CASO 1)

En el caso 1 se pretende minimizar las pérdidas de potencia reactiva a través de la metodología planteada en GAMS para las demandas alta, media y baja, posteriormente se efectuará una comparación de resultados con DIGSILENT cuyos datos han sido tomados del despacho de CENACE del día 16 de febrero de 2013.

Considerando la reducción del sistema en DIGSILENT, la comparación de resultados se realizará sobre sus centrales más relevantes para el sistema y sus voltajes de barras de 230kV y 138kV, la función objetivo a minimizar es:

$$Q_L = \sum_{i=1}^N Q_i = \sum_{i=1}^N Q_{gi} - \sum_{i=1}^N Q_{di}$$

4.1.2 Optimización del costo de generación (CASO 2)

En el caso 2 se efectuará una minimización de costos del sistema de generación mediante GAMS, para las demandas alta, media y baja, frente a los costos resultantes del despacho del CENACE y DIGSILENT

Considerando la reducción del sistema en DIGSILENT, la comparación de resultados se realizará sobre las centrales más relevantes y sus voltajes de barras de 230kV y 138kV, la función objetivo a minimizar es:

$$Cost = \sum_{i=1}^N P_{gi} * Cost_i$$

Los costos variables de producción han sido los considerados por la dirección de planeamiento del CENACE correspondientes al periodo 1 al 31 de enero de 2014, (ANEXO 4), los cuales son reportados por los agentes generadores y validados por CENACE.

4.1.3 Estudio de sensibilidad (CASO 3)

Conociendo que la potencia suministrada por Colombia depende de la disponibilidad en el tiempo y los costos asociados a ella, se ha tomado como referencia esta variable para el estudio de sensibilidad en demanda alta, siendo esta una de las condiciones críticas en el despacho del sistema, para lo cual se ha visto disminuida la aportación de Colombia a la mitad, esta reducción se puede dar por una indisponibilidad en el tiempo.

La comparación de resultados se realizará sobre las centrales más relevantes para el sistema y sus voltajes de barras de 230kV y 138kV, la función objetivo se enfocaría a minimizar pérdidas de potencia reactiva.

4.2 Aplicación de la optimización de la potencia reactiva en el sistema eléctrico ecuatoriano

La optimización de la potencia reactiva en el sistema eléctrico ecuatoriano, es una extrapolación del caso base, propuesto y descrito en el capítulo 3, para las tres demandas las cuales son: demanda alta, media y baja del sistema.

4.2.1 Análisis de resultados demanda alta

4.2.1.1 Potencia activa generada demanda alta

Se observa en la Figura (22), que las cuotas energéticas de las centrales hidráulicas más relevantes son similares (Paute, Agoyán, San Francisco) para cada uno de los casos antes descritos, en el abastecimiento de la demanda alta, esto se debe a que son centrales base y su margen de variación es mínimo; respecto a las centrales térmicas como: Esmeraldas, Gonzalo Zevallos, Trinitaria, se puede observar una redistribución de valores de potencia activa frente a DIGSILENT y CENACE, para los casos 1 y 2 de GAMS.

Teniendo en particular la generación de Colombia que depende de la compra de energía externa y su disponibilidad en el tiempo.

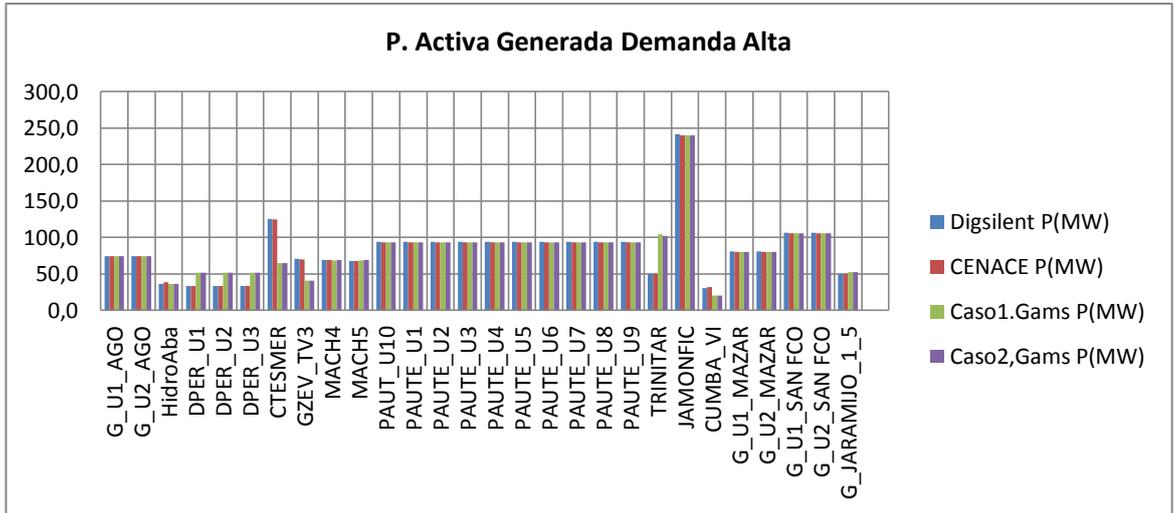


Figura 22. Potencia Activa generada en las centrales más relevantes para el sistema demanda alta.

Autor

Potencia activa global generada del sistema demanda alta

La demanda alta a ser abastecida asciende a 2689,60 MW, los resultados obtenidos del despacho de CENACE, DIGSILENT y GAMS se observan en la Figuras (23), teniendo en cuenta una disminución de potencia activa en los casos 1 y 2 de GAMS, las pérdidas porcentualmente del sistema son de: DIGSILENT (5.47%), CENACE (5.26%), caso1 (2.49%) y caso2 (2,30%).

Obsérvese la minimización de pérdidas en los casos 1 y 2 de GAMS.

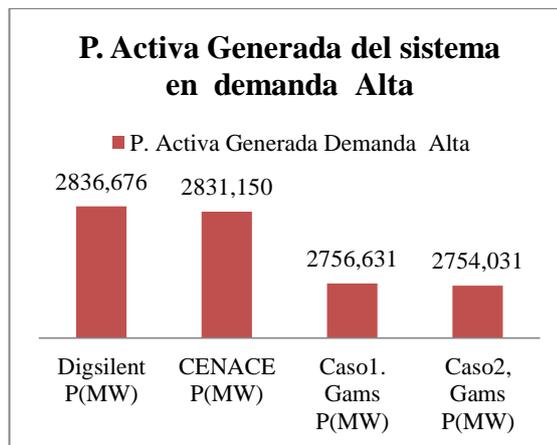


Figura 23. Potencia activa generada en el sistema, demanda alta.

Autor

4.2.1.2 Potencia reactiva generada demanda alta

Del despacho de potencia reactiva Figura (24), se observa un consumo de energía reactiva por parte de Colombia y la central térmica Esmeraldas, esto se debe a sobre voltajes en las zonas correspondientes.

Respecto a las demás centrales como: Paute, San Francisco, Machala, Daule Peripa, se observa una redistribución de generación de potencia reactiva respecto al despacho de DIGSILENT en los casos 1 y 2 de GAMS obtenidos por la optimización.

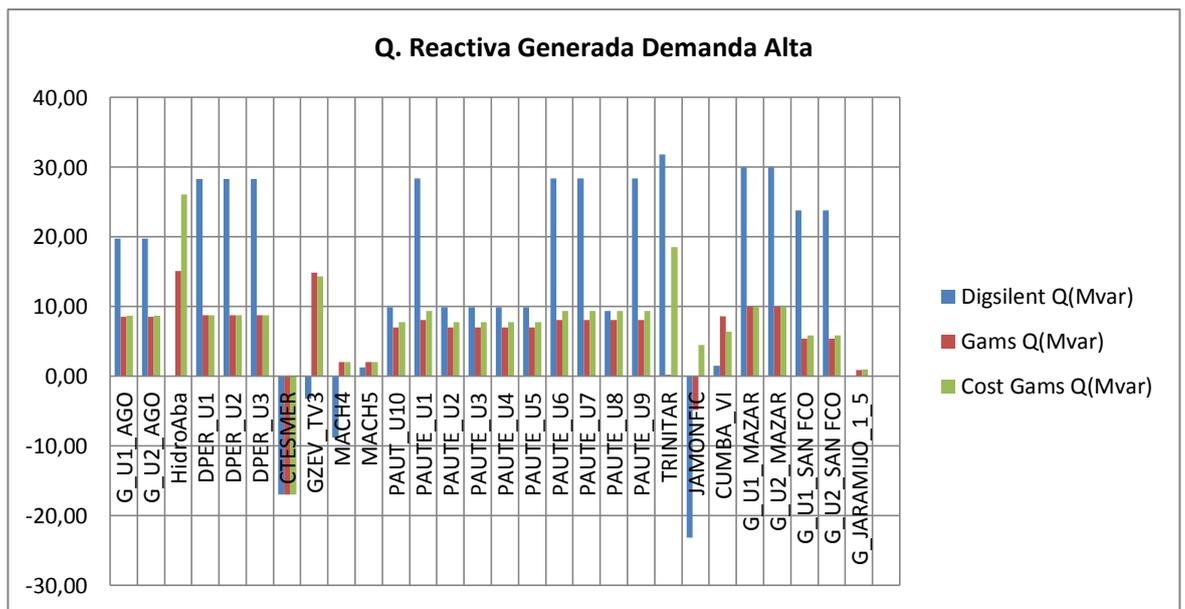


Figura 24.Q. Reactiva generada de las centrales más relevantes para el sistema demanda alta.
Autor

Potencia reactiva generada del sistema demanda alta

El valor de la demanda alta de consumo de reactivos del sistema es de 812.80 MVAR, los valores obtenidos del despacho efectuado por GAMS y DIGSILENT se pueden observar en la Figuras (25); adicional la potencia reactiva del sistema considera los bancos capacitivos cuyo valor asciende a 320 MVAR.

Obsérvese una disminución de la potencia reactiva en la optimización mediante GAMS respecto a DIGSILENT, teniendo un margen de pérdidas porcentuales de: DIGSILENT (3.651%), caso1 (2,172%), caso2 (2,70%) Figura (26), la variación de pérdidas entre el caso 1 y 2 de GAMS, son resultado de la optimización de la función objetivo, siendo estas menores a las del despacho de DIGSILENT.

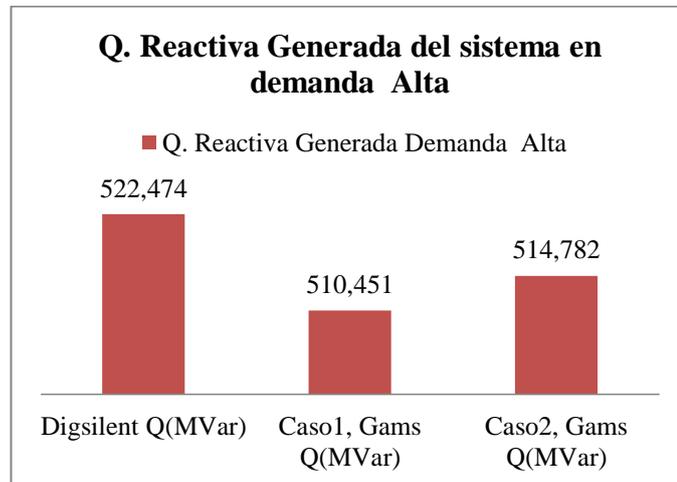


Figura 25. Potencia reactiva generada en el sistema, demanda alta.
Autor

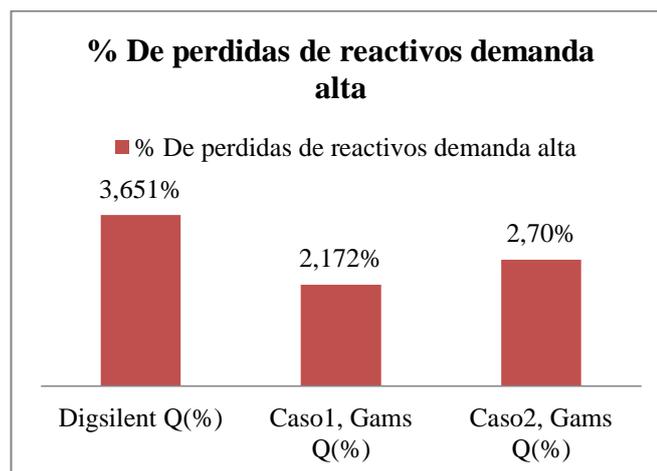


Figura 26. Porcentaje de pérdidas de reactivos, demanda alta.
Autor

4.2.1.3 Niveles de tensión barras de 230kV y 138kV demanda alta

Barras de 230kV

En la Figura (27), obsérvese una redistribución de los voltajes para los casos 1 y 2 optimizados por GAMS, lo cual aproxima a una mayor estabilidad de voltajes del sistema respecto a DIGSILENT, gracias a la minimización de pérdidas de potencia reactiva.

Los niveles de voltajes obtenidos en la optimización de GAMS se encuentran entre 1 y 1.05 (pu) con respecto a los de DIGSILENT de las barras de Mazar, Zhoray, San Gregorio, Molinos, que se encuentran en niveles de 1.07 (pu), observándose una distribución de voltajes.

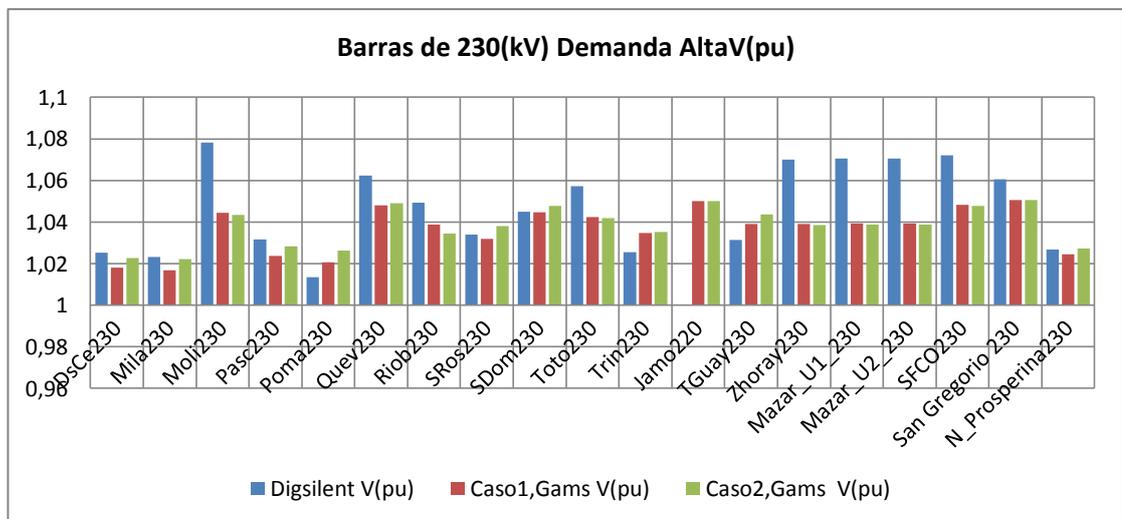


Figura 27. Voltajes barras 230kV demanda alta.
Autor

Barras de 138kV

Se puede observar en la Figura (28), un bajo voltaje por parte de DIGSILENT en las barras de Tulcán, Panamericana, Orellana, Loja y Tena, la redistribución de potencia reactiva en los casos 1 y 2 resultados de la aplicación del algoritmo en GAMS, produce valores de voltajes que permiten mejorar la estabilidad para el sistema respecto a los voltajes obtenidos por la simulación en DIGSILENT, por lo que ayuda a protegerlo eléctricamente de la variación de voltajes.

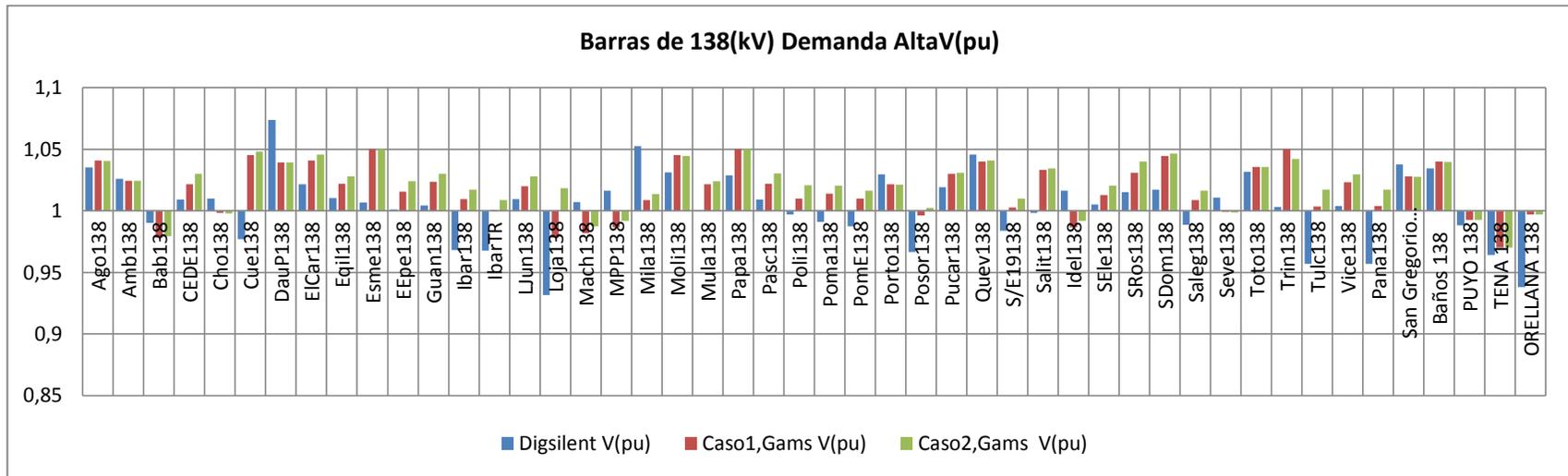


Figura 28.Voltajes barras 138kV demanda alta.

Autor

4.2.2 Análisis de resultados demanda media

4.2.2.1 Potencia activa generada demanda media

Después de haber realizado el despacho de generación para el abastecimiento de la demanda media para los casos 1 y 2 optimizados en GAMS, obsérvese la aportación de Colombia (Jamondino) siendo esta menor en comparación a la potencia suministrada por CENACE y DIGSILENT, esto se debe a la reasignación de la potencia activa en las demás centrales del sistema, como las centrales: Trinitaria (Trinitar) y Daule Peripa (Dper).

La distribución del despacho de potencia activa se muestra a continuación:

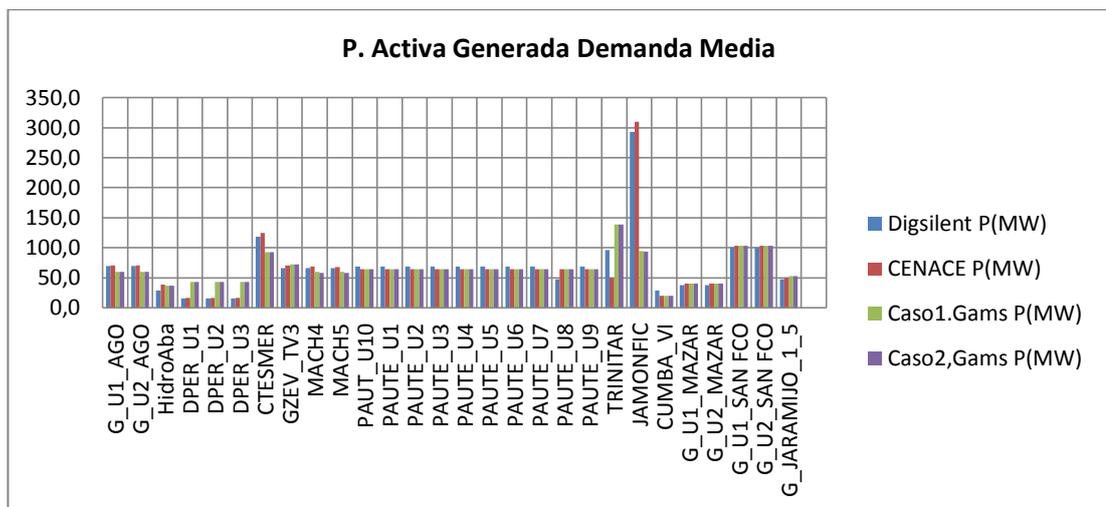


Figura 29. P. Activa generadas en las centrales más relevantes para el sistema demanda media.
Autor

Potencia activa global generada del sistema demanda media

Siendo la demanda media a abastecer de 2255,98 MW, los valores obtenidos por el despacho de potencia del CENACE, DIGSILENT y GAMS se observan en la Figura (30), de lo cual se comenta la existencia de una disminución de potencia activa en los casos 1 y 2 generados de la optimización de GAMS, las pérdidas porcentuales del sistema son de: DIGSILENT (6,08%), CENACE (5,263%), caso1 (1,658%), caso2 (1,656%).

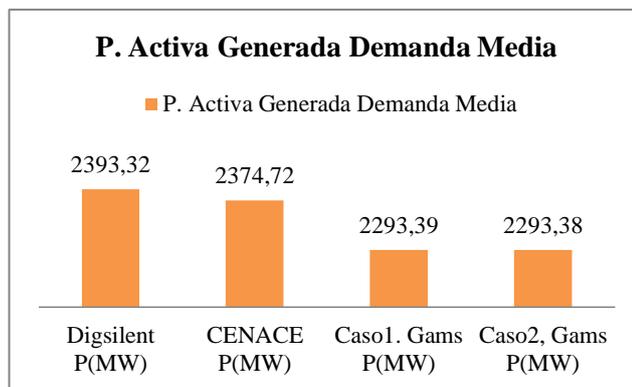


Figura 30. Potencia activa generada en el sistema, demanda media.
Autor

4.2.2.2 Potencia Reactiva generada demanda media

Los reactivos despachados por las unidades generadoras relevantes del sistema, en los casos 1 y 2 efectuadas por GAMS, son menores con respecto a los conseguidos en DIGSILENT, obteniéndose una redistribución de potencia reactiva en las centrales Daule Peripa, Paute, Mazar, San Francisco, Agoyán.

Con respecto a las centrales Hidroabánico, Esmeraldas (CTESMER), Gonzalo Zevallos (GZEV), Machala (MCHA) y Trinitaria entre otras, dan un mayor aporte de potencia reactiva al sistema a diferencia de DIGSILENT Figuras (31).

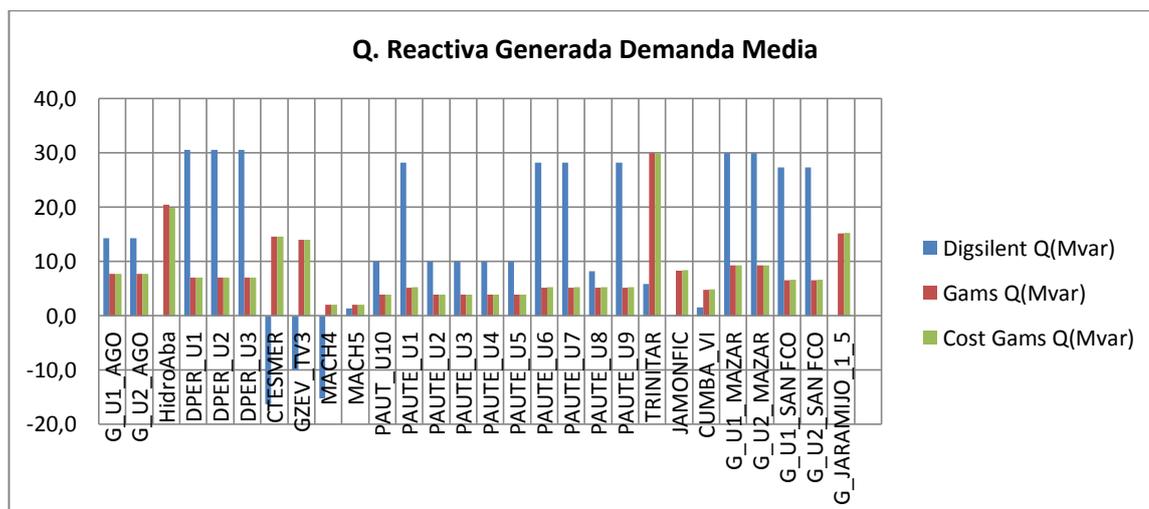


Figura 31. Q. Reactiva generada de las céntricas más relevantes para el sistema demanda media.
Autor

Potencia reactiva global generada del sistema demanda media

La demanda media es de 681,76 MVar, los valores generados por parte de la optimización de GAMS y de la simulación de DIGSILENT son los que se muestran en la Figura (32), adicional a la potencia reactiva total generada se toma en cuenta los bancos capacitivos que suman un valor de 221,51 MVar.

Obsérvese una disminución de potencia reactiva por parte de la optimización en GAMS respecto a DIGSILENT, obteniéndose un porcentaje de pérdidas de: DIGSILENT (6,927%), caso1 (1,357%), caso2 (1,481%) Figura (33), la diferencia de pérdidas entre el caso 1 y 2 se debe a la función objetivo considerada para cada caso.

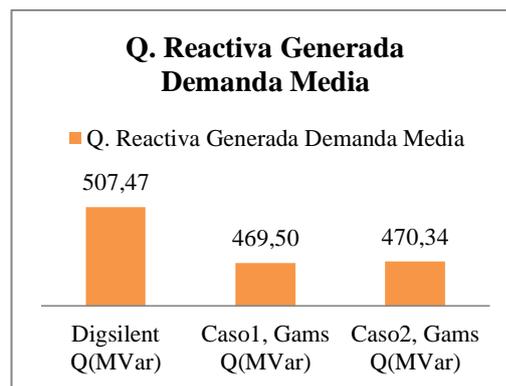


Figura 32. Potencia reactiva generada en el sistema, demanda media.
Autor

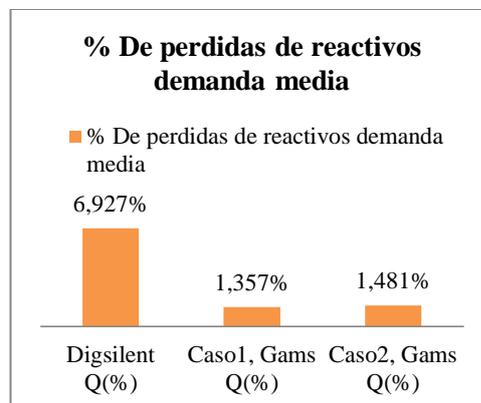


Figura 33. Porcentaje de pérdidas de reactivos, demanda alta.
Autor

4.2.2.3 Niveles de tensión barras de 230kV y 138kV demanda media

Barras de 230kV

En la Figura (34) se observa una redistribución en los voltajes, logrando que el sistema mantenga la estabilidad, con mayor relevancia en las barras de Molino, Quevedo, Totoras, Jamondino, Zhoray, Mazar U1, Mazar U2 y San Gregorio de 230kV con respecto a DIGSILENT, para los casos 1 y 2 de GAMS.

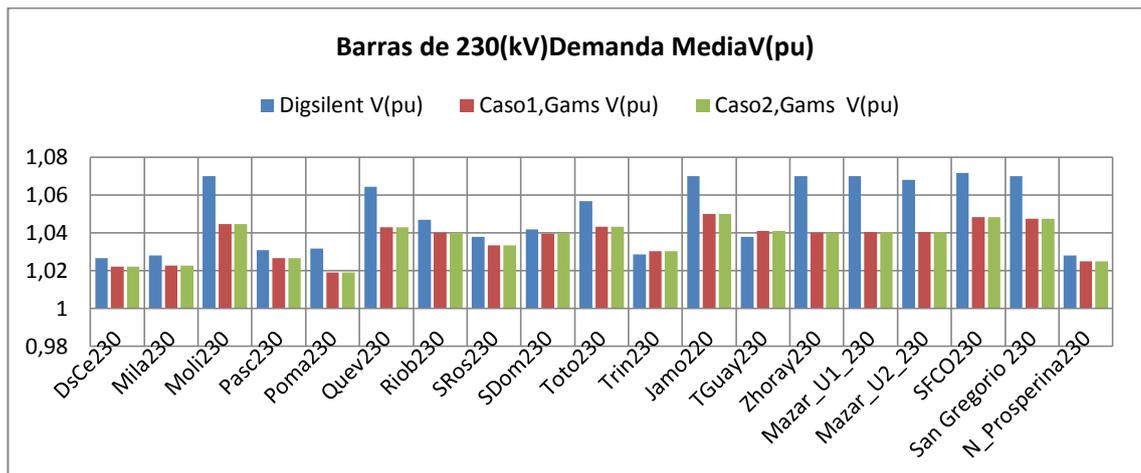


Figura 34. Voltajes barras 230kV demanda media.

Autor

Barras de 138kV

Realizado el despacho los niveles de voltajes en 138kV se ven afectados en los casos 1 y 2 optimizados por GAMS respecto a la simulación de DIGSILENT, se obtiene redistribución de voltajes en la mayoría de las barras, logrando mantener la estabilidad en el sistema.

Realizado el despacho, los niveles de voltajes en 138kV se ven afectados en los casos 1 y 2 optimizados por GAMS respecto a la simulación de DIGSILENT, se obtiene una redistribución de voltajes en la mayoría de las barras, aspecto que lograría mantener la estabilidad en el sistema, obsérvese una variación significativa en los niveles de voltaje de las barras de Posorja (Posorj), Loja y San Francisco logrando un nivel de voltaje superior al 1(pu) aspecto que se vuelve relevante ya que éstas se encuentran ubicadas en las periferias del SNI.

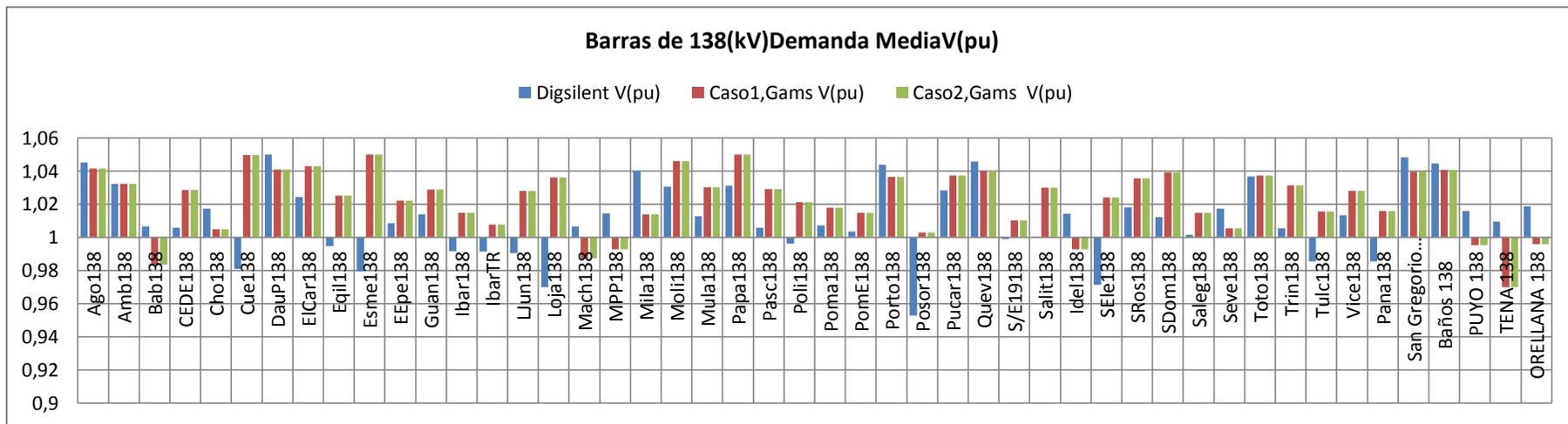


Figura 35. Voltajes barras 138kV demanda media.

Auto

4.2.3 Análisis de resultados demanda baja

4.2.3.1 Potencia activa generada demanda baja

Después de haber realizado el despacho para el abastecimiento de la demanda baja, se puede observar un variación de potencias en los casos optimizados por GAMS, frente a CENACE y DIGSILENT, teniendo una variación significativa en las centrales de Esmeraldas, Daule Peripa, Agoyán y Paute, Colombia (Jamondino).

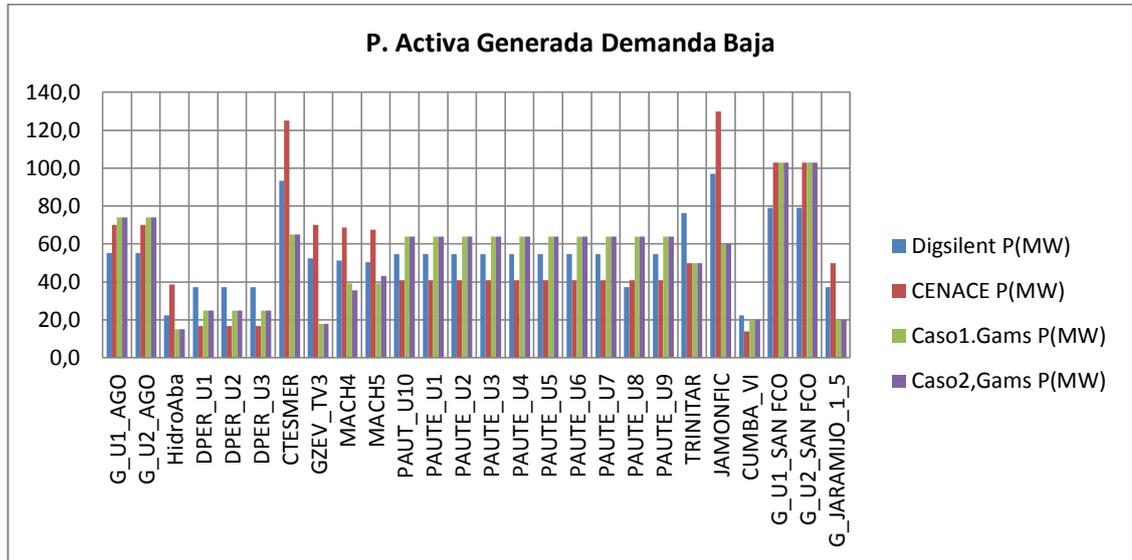


Figura 36. P. Activa generadas en las centrales más relevantes para el sistema demanda baja.
Autor

Potencia activa generada del sistema demanda baja

Siendo la demanda baja de 1717,72 MW los valores despachados por parte de CENACE, DIGSILENT y GAMS se pueden observar en la Figura (37).

Una vez realizado el despacho, la variación de pérdidas de potencia activa porcentuales son de: DIGSILENT (5,166%), CENACE (5,263%), caso1 (3,244%), caso 2 (3,244%), obsérvese una reducción de pérdidas de potencia activa en los casos estudiados de GAMS, llegando a estar por debajo de los niveles de DIGSILENT y CENACE.

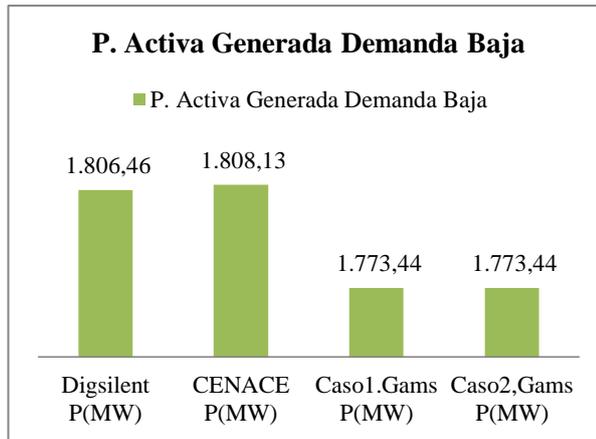


Figura 37. Potencia activa generada en el sistema, demanda baja.
Autor

4.2.3.2 Potencia reactiva generada demanda baja

El despacho de potencia reactiva se muestra en la Figura (38), refleja la variación de potencia reactiva en los casos 1 y 2 realizados por el algoritmo de GAMS comparados al despacho de DIGSILENT, obteniendo una mejor distribución de potencias reactivas en las centrales: Daule Peripa (DPER), Esmeraldas (CTESMER), Paute (PAUTE), además se observa un aporte de reactivos por parte de Colombia para el control de voltajes en el sector norte de Ecuador.

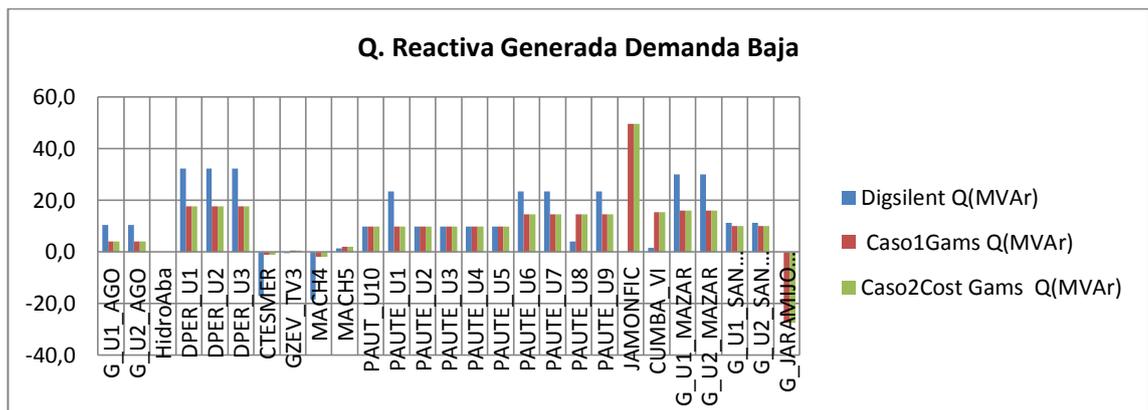


Figura 38. Q. Reactiva generada de las céntricas más relevantes para el sistema, demanda baja.
Autor

Potencia reactiva generada del sistema demanda baja

Siendo la demanda baja a abastecer de 535,93 MVar, los valores generados por parte de GAMS y DIGSILENT son los que se muestran en la Figura (39), teniendo una disminución en los casos 1 y 2, adicional a la potencia reactiva despachada deben incluirse la suma total de los bancos capacitivos que es de 75 MVar.

Los niveles de pérdidas porcentuales son: DIGSILENT (2,961%), caso 1 (1,66%), caso 2 (1,7%) Figura (40), viéndose una optimización de la entrega de potencia reactiva por parte de los casos en GAMS, valores que están por debajo de la potencia despachada por DIGSILENT.

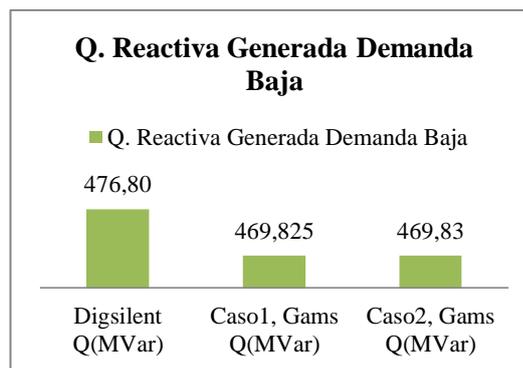


Figura 39. Potencia reactiva generada en el sistema, demanda baja.
Autor

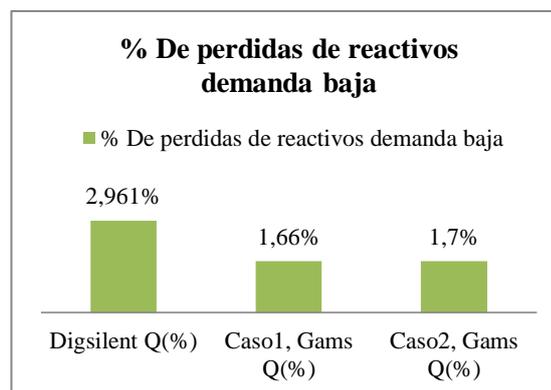


Figura 40. Porcentaje de pérdidas de reactivos, demanda baja.
Autor

4.2.3.3 Niveles de tensión barras de 230kV y 138kV

Barras de 230kV

Los valores de voltajes obtenidos en las barras de 230kV de los casos 1 y 2, se encuentran entre 1 y 1.05 (pu), viéndose una diferencia con los voltajes de DIGSILENT que se encuentran entre 1 y 1.07 (pu), teniendo como referencia a las barras de: Molino, Riobamba, Totoras, Jamondino, Zhoray, Mazar, San Francisco entre las más relevantes.

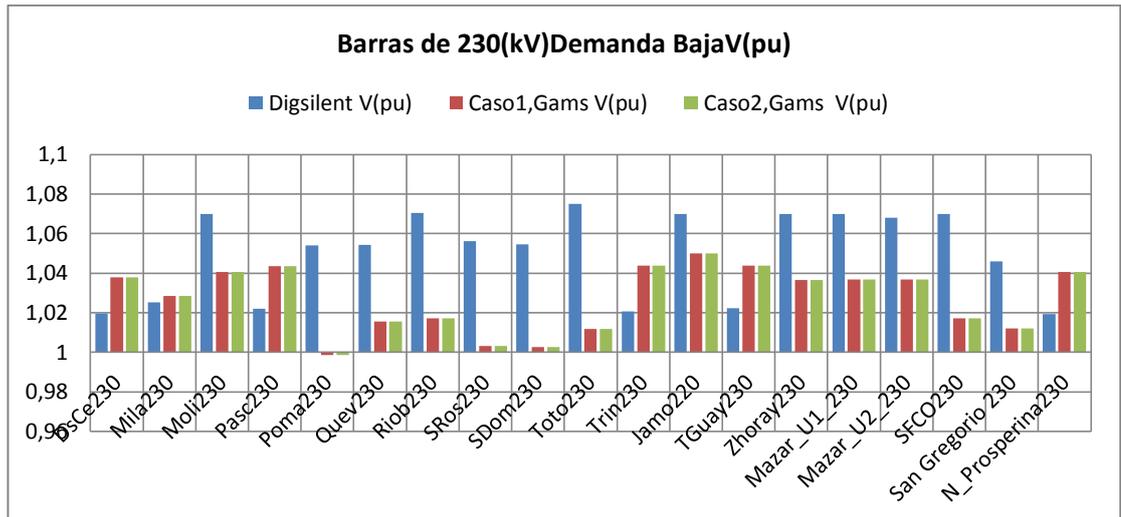


Figura 41. Voltajes barras 230kV demanda baja.
Autor

Barras de 138kV

Gracias a la distribución de potencia reactiva, con respecto a la simulación de DIGSILENT se puede observar una diferencia en los niveles de voltajes para mantener estabilidad en las barras. Presentando mayor relevancia las barras de Tena, Orellana, Puyo, Ambato, Loja, Milagros, Agoyán y Daule Peripa, entre otras, Figura (42).

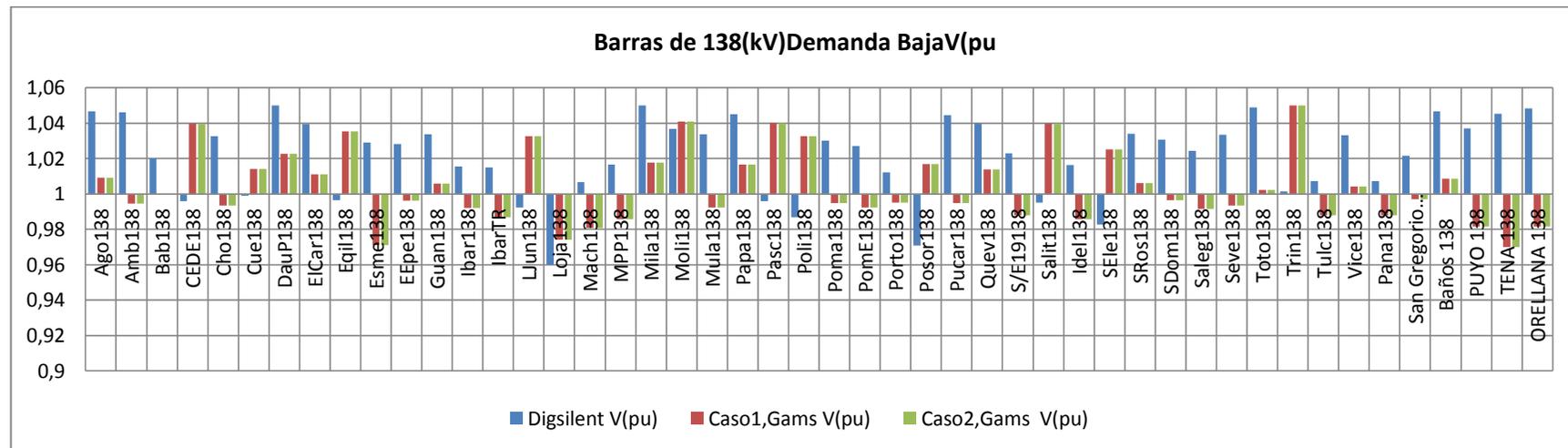


Figura 42. Voltajes barras 138kV demanda baja.

Autor

4.3 Estudio de sensibilidad

Se ha tomado como referencia la potencia suministrada por parte de Colombia para el estudio de sensibilidad y la afectación del SNI en demanda alta, para lo cual se redujo el suministro de potencia activa a la mitad.

4.3.1 Análisis de resultados (CASO 3)

4.3.1.1 Análisis de sensibilidad potencia activa demanda alta

Después de haber realizado el despacho, considerando la reducción a la mitad de potencia suministrada por Colombia Figura (43), respecto a DIGSILENT se observa que la central Esmeraldas (CTESMER) da un mayor aporte de potencia al sistema, en cuanto a los casos 3 y 2 de GAMS se observa una variación significativa en las centrales Daule Peripa y Trinitaria, mientras que en el resto de centrales existe similitud de potencias generadas.

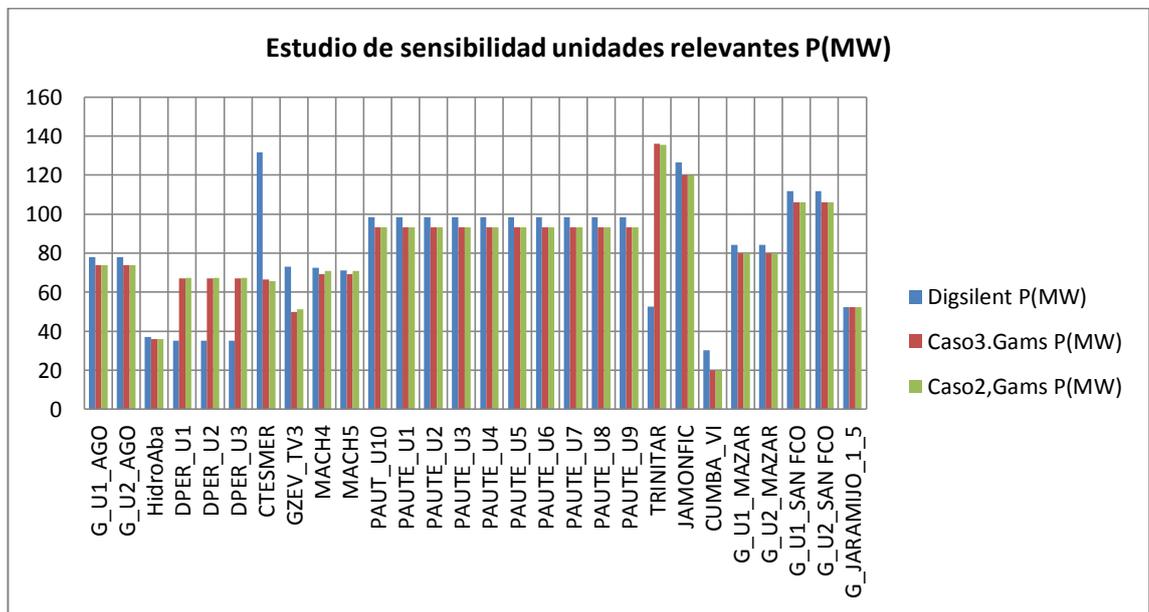


Figura 43. Estudio de sensibilidad unidades más relevantes despacho de potencia activa.
Autor

Potencia activa generada del sistema (CASO3) demanda alta

Siendo la demanda alta de 2255,98 MW los valores generados por parte de GAMS y DIGSILENT se observan en la Figuras (44), teniendo en cuenta la disminución de potencia activa generada por parte de Colombia.

Obsérvese una disminución de la potencia generada en los casos 3 y 2 de GAMS debido a la optimización de potencia activa y reactiva en el sistema llegando a estar en niveles inferiores a los de DIGSILENT.

Las pérdidas de potencia para el sistema respectivamente son de: DIGSILENT (5,507%), caso 3 (2,399%) y caso 2 (2,297%).

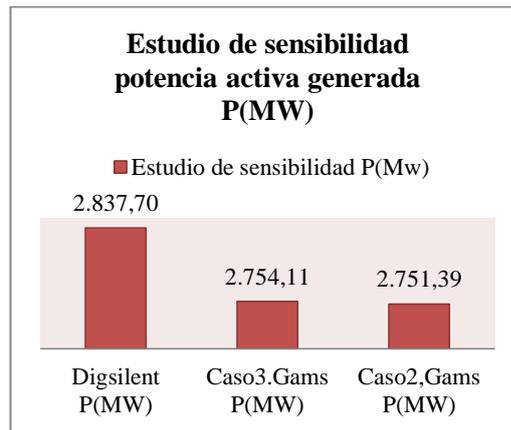


Figura 44. Estudio de sensibilidad potencia activa generada en el sistema.
Autor

4.3.1.2 Análisis de sensibilidad potencia reactiva demanda alta

En el estudio de sensibilidad se puede observar una reasignación de potencia reactiva considerable entre DIGSILENT y GAMS para cada generador Figura (45), esto se debe al re despacho de potencia en el sistema y la afectación de Colombia al suministro de potencia.

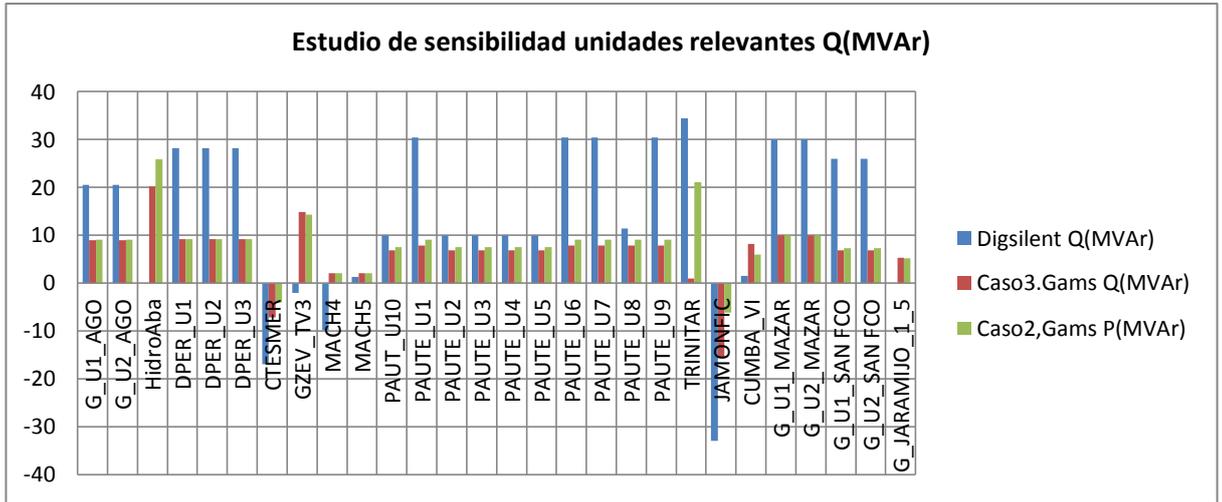


Figura 45. Estudio de sensibilidad unidades más relevantes despacho de potencia reactiva.
Autor

Potencia reactiva generada del sistema (CASO 3)

Debido a la reducción de potencia activa suministrada por Colombia, se ve afectado el despacho de reactivos en los casos de GAMS y DIGSILENT.

Obsérvese que la demanda alta es de 812.80 MVAr y los bancos capacitivos del sistema suman 320 MVAr, las pérdidas porcentuales son: DIGSILENT (4,769%), caso3 (1,573%), caso2 (2,077%) Figura (47), obteniéndose una disminución de potencia reactiva en los casos 3 y 2 de GAMS.

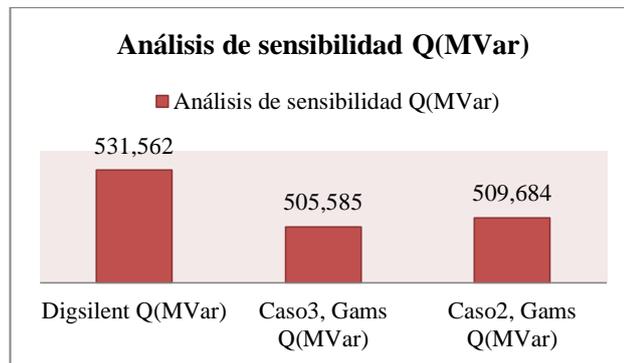


Figura 46. Estudio de sensibilidad potencia reactiva generada en el sistema.
Autor

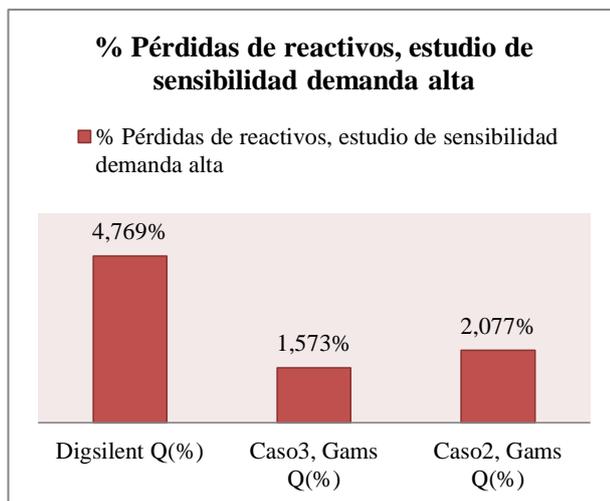


Figura 47. Porcentaje de pérdidas de reactivos estudio de sensibilidad demanda alta.
Autor

4.3.1.3 Análisis de sensibilidad de los niveles de tensión barras de 230kV y 138kV

Barras de 230kV

La afectación de Colombia en los niveles de voltajes de 230kV, se ve reflejada en la figura (48), observándose altos voltajes en DIGSILENT para las barras de Molinos, Quevedo, Zhoray, Mazar, San Francisco, mientras que para los casos 3 y 2 de GAMS se observa una estabilidad de voltajes en las mayoría de las barras.

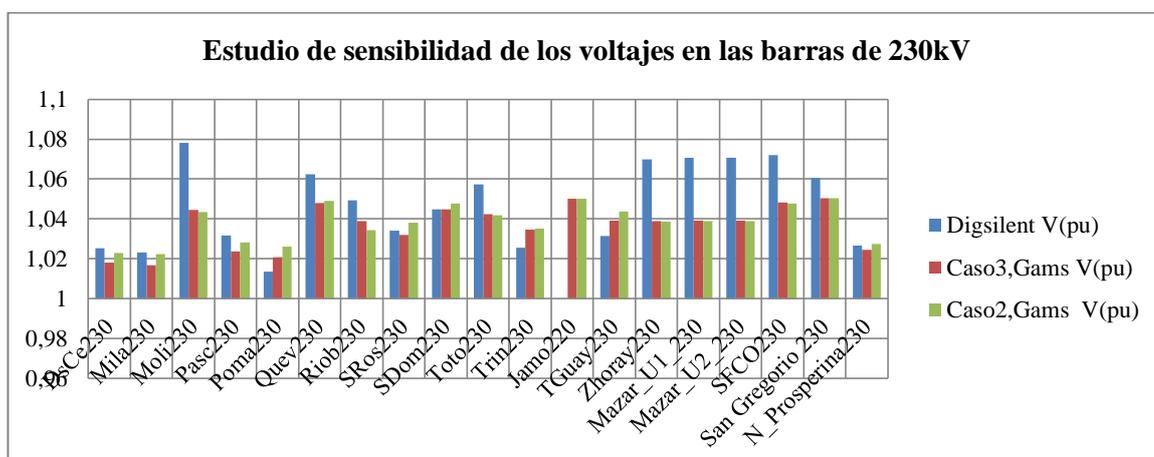


Figura 48. Estudio de sensibilidad de los voltajes en las barras de 230kV
Autor

Barras 138kV

Una vez realizado el despacho se obtuvo los niveles de voltajes de las barras de 138kV para DIGSILENT y GAMS, viéndose una mejor distribución de voltajes en los casos 3 y 2 de GAMS para las barras Daule Peripa, Ibarra, Loja, Milagros, Quevedo, Orellana entre las más relevantes.

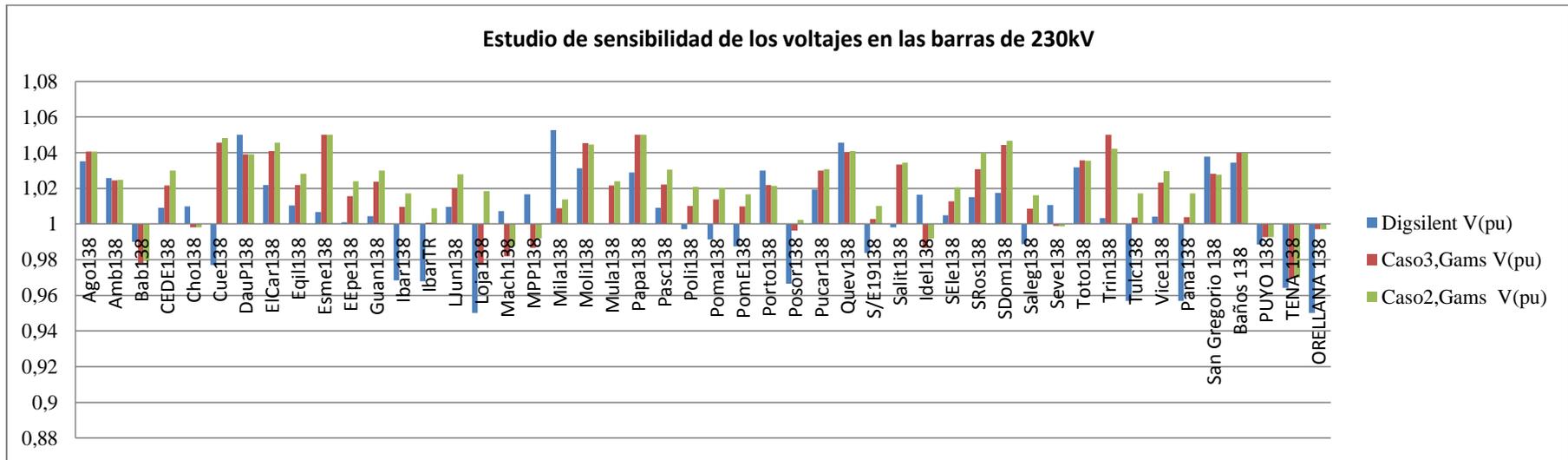


Figura 49. Estudio de sensibilidad de los voltajes en las barras de 138kV
Autor

4.4 Análisis económico

Para el análisis económico se ha tomado en cuenta el costo variable de producción para cada unidad del sistema, obtenidos de la dirección de planeamiento del CENACE del 1 al 31 de enero de 2014, (ANEXO 4), de esta forma se asignó a cada generador su costo variable de producción, teniendo como referencia las unidades base y la variación de las unidades térmicas en demanda alta.

La diferencia de costos existente entre DIGSILENT y CENACE se debe a la reducción del sistema por cuestión de estudio.

Costos de generación del sistema en demanda Alta

En la Figura (50), se observa una reducción costos para los casos 1 y 2 de GAMS, cada uno con su función objetivo de minimizar pérdidas de reactivos y reducir costos de generación respectivamente.

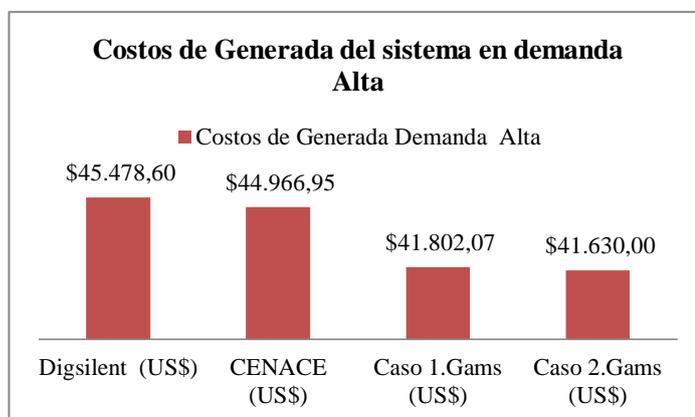


Figura 50. Costos de generación demanda alta.
Autor

Los costos del estudio de sensibilidad (CASO 3) se ven afectados por la variación de potencia activa suministrada por Colombia en este caso específico de estudio, mostrando de esta manera una disminución considerable de los costos en la Figura (51).



Figura 51. Costos del estudio de sensibilidad demanda alta.
Autor

Costos de generación del sistema en demanda Media

La Figura (52), muestra la minimización de costos de GAMS frente a CENACE y DIGSILENT en los casos de estudio 1 y 2, debido a la reasignación de potencias activas en el sistema para demanda media, teniendo mayor disminución en el caso 2.

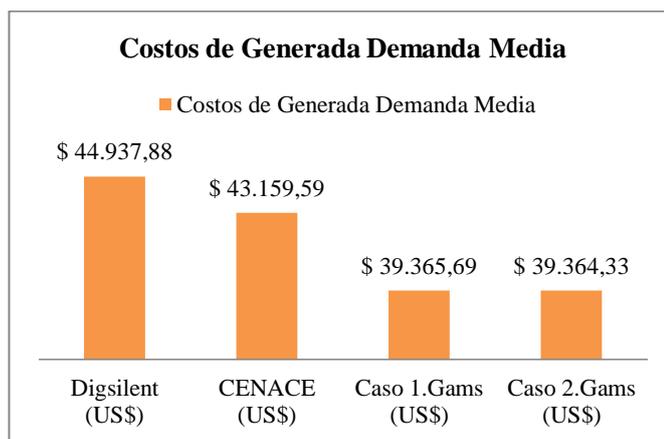


Figura 52. Costos de generación demanda media.
Autor

Costos de generación del sistema en demanda Baja

En demanda baja se puede apreciar un comportamiento similar a los casos anteriormente descritos.

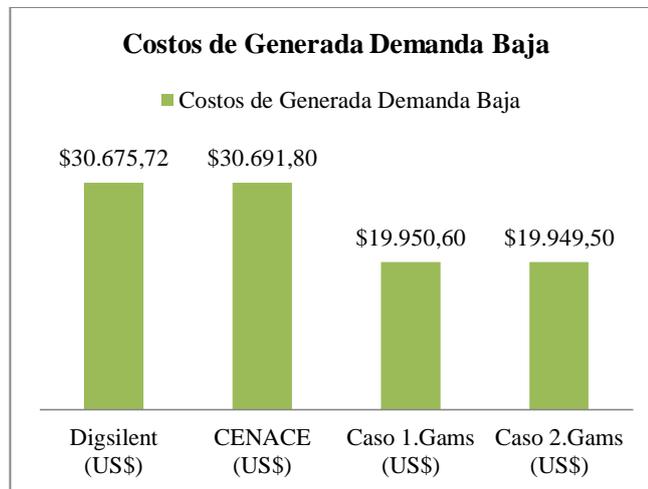


Figura 53. Costos de generación demanda baja.
Autor

Conclusiones

- La metodología utilizada para la optimización del despacho de reactivos en el corto plazo (24 horas), fue desarrollada satisfactoriamente considerando para ello la minimización de las pérdidas sujeto a las restricciones del sistema como son: los balances de potencia activa y reactiva, los voltajes nodales y las restricciones inherentes de cada una de las máquinas del parque generador.
- La minimización de las pérdidas de potencia reactiva obtenidas en los casos 1, 2 y 3, permitió mantener los niveles de voltajes en perfiles aceptables para el sistema, según lo establecido en los procedimientos del despacho y operación expedidos por el CONELEC, teniendo como premisa satisfacer los criterios de una operación segura para las demandas alta, media y baja.
- La potencia reactiva despachada por cada uno de los generadores, bajo el algoritmo propuesto, permitió realizar una reasignación de dicha potencia, lo cual produjo una disminución de pérdidas en los casos de análisis, manteniendo así la estabilidad de voltajes en las barras de 230kV, en parámetros aceptables para el sistema de 0,95 a 1,05 (pu).
- Comparando los casos de estudio de GAMS y los costos asociados para el abastecimiento de la demanda, se observa una disminución en el caso 2, ya que dicho caso tiene como función objetivo la disminución de costos, sin embargo el caso 1 cuya función objetivo es la minimización de pérdidas, obtuvo costos relativamente similares al caso 2, razón por la cual se puede concluir que cualquiera de los dos algoritmos, tanto para minimización de costos como para minimización de pérdidas, conllevan a una solución factible y económica del despacho a corto plazo.
- Al minimizar el aporte de Colombia, se produjo una redistribución de la potencia activa y reactiva de cada uno de los generadores con el fin de cubrir la demanda alta, como resultado de esta sensibilidad se puede concluir que la energía que deja de entregar Colombia debe ser satisfecha por otras centrales, razón por la cual se reasigna considerablemente la potencia activa de las unidades de generación hidráulica y la potencia reactiva de las generadoras térmicas, dicha modificación permite mantener las pérdidas en valores inferiores al 2,077% y los voltajes en parámetros aceptables.

Recomendaciones

- La utilización del FOP (flujo óptimo de potencia) en el presente estudio cubre los requerimientos de las pérdidas del sistema y el análisis de capacidad de transporte de la red, pese a que la metodología planteada considera las restricciones generales del sistema, para estudios posteriores se podría tomar en cuenta otros parámetros como son la cargabilidad de las líneas, y demás restricciones relacionadas al despacho de generación.
- Para la ejecución del algoritmo propuesto o para el incremento de restricciones adicionales al sistema, es recomendable conocer el programa desarrollado, para lo cual se sugiere revisar el manual del (ANEXO 5), el mismo que indica el correcto funcionamiento del software y el código fuente para la optimización.
- Es necesario analizar los aspectos técnicos relevantes para mejorar niveles de voltaje en el sistema, uno de esos tópicos puede ser la inclusión de capacitores en determinadas barras, para el efecto se recomienda plantear como un tema de investigación adicional la ubicación óptima de capacitores en el SNI, para lo cual se puede utilizar como base el presente estudio de investigación.
- Para la modelación acertada del SNI se debe tener en cuenta su complejidad y su extensión, así como también la susceptancia de las líneas y los aspectos relacionados a la curva de capacidad de los generadores.

Referencias

- [1] CENACE, "Biblioteca CENACE," 29 1 2013. [Online]. Available: <http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/192/1/rte06-11.pdf>. [Accessed 29 01 2013].
- [2] B. Venkatesh, G. Sadasivam and M. Abdullah Khan, "A New Optimal Reactive Power Scheduling Method for Loss Minimization and Voltage Stability Margin Maximization Using Successive Multi-Objective Fuzzy LP Technique," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 15, no. 2, pp. 844-851, MAY 2000.
- [3] A. Venkataramana, L. Ping and B. Srinivasu, "AN OPTIMAL REACTIVE POWER PLANNING STRATEGY AGAINST VOLTAGE COLLAPSE," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 02, pp. 906-917, May 1994.
- [4] Corporation GAMS Development., "GAMS," 10 Diciembre 2012. [Online]. Available: <http://www.gams.com/>. [Accessed 10 Diciembre 2012].
- [5] A. Esteban and V. Francisco, "PLAN MAESTRO DE ELCTRIFICACIÓN 2012-2021 CONELEC," Quito, 2012.
- [6] M. Nieto, "Informe Anual 2012," CENACE, QUITO, 2012.
- [7] CONELEC CELEC CENACE, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021," 10 02 2013. [Online]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Accessed 10 02 2013].
- [8] CONELEC , "CONELEC REGLAMENTO GENERAL DE LA LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO," 07 02 2013. [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=219. [Accessed 07 02 2013].
- [9] G. John and W. Stevenson, "Operación económica de sistemas de potencia," in *Análisis de Sistemas de Potencia* , Carolina, McGraw-Hill/Interamericana de México,S.A, 1996, pp. 498-499.
- [10] CONELEC, "CONELEC REGLAMENTO DE DESPACHO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO," 07 02 2013. [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=192. [Accessed 07 02 2013].
- [11] V. H. Hinojosa, "Planificación de la expansión del sistema de transmisión utilizando algoritmos evolutivos," in *Departamento de Ingeniería Eléctrica CELEC EP.*, Quito, 08 – 12 de febrero de 2010.
- [12] G. John and W. Stevenson, "Soluciones de flujos de potencia," in *Análisis de Sistemas de Potencia* , Carolina , McGraw-Hill/Interamericana de México,S.A, 1996, pp. 309-352.
- [13] G. John and W. Stevenson, "Conceptos básicos," in *Análisis de Sistemas de Potencia* , Carolina , McGraw-Hill/Interamericana de México, S.A, 1996, pp. 1-35.
- [14] B. Mary, P. Richard and C. Anya, "Optimal Power Flow and Formulations," *Energy*

Regulatory, vol. 1, no. 1, pp. 1-36, Dec 2012.

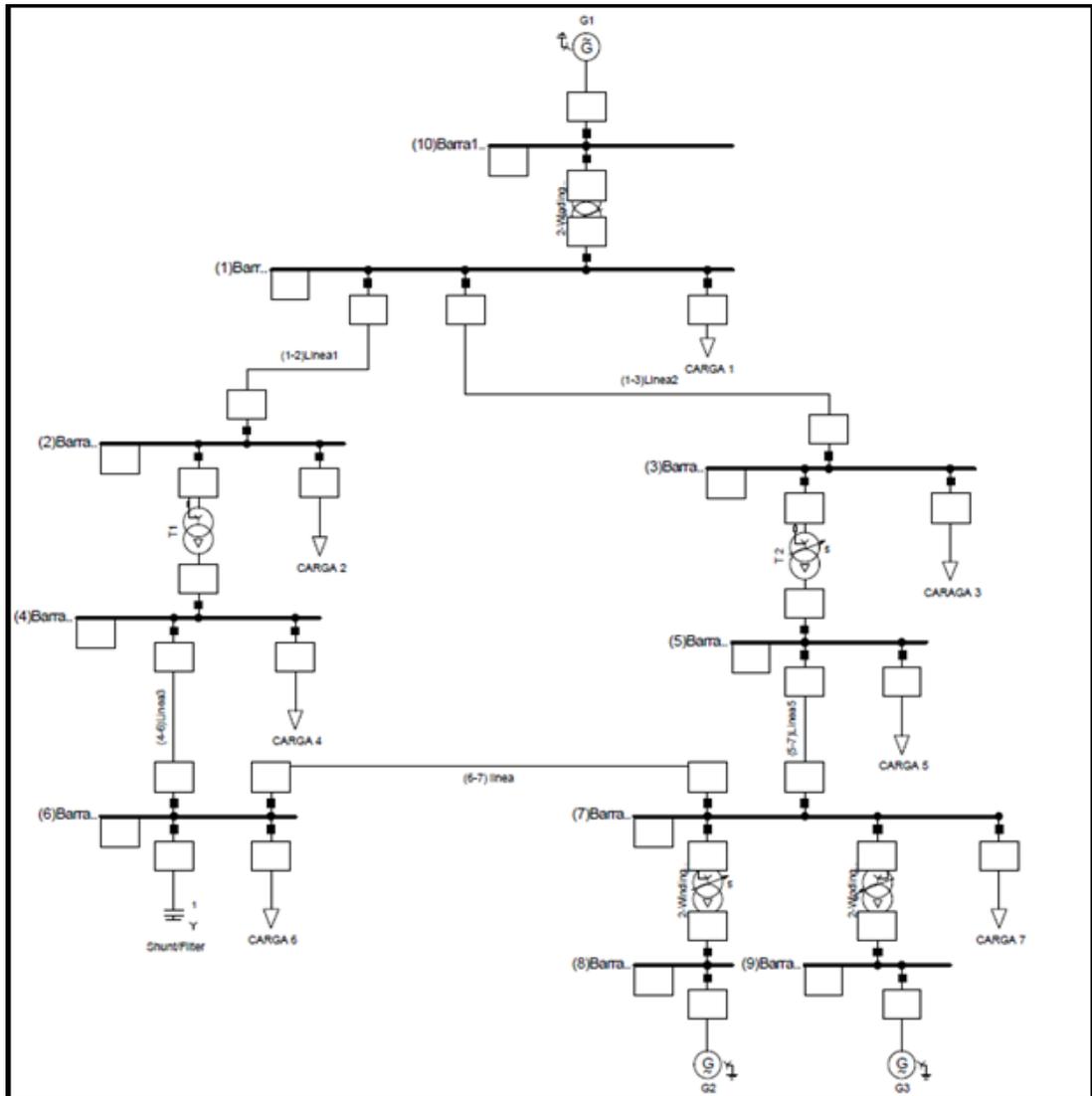
- [15] W. Xiaofang, Z. Sotirios, N. Chika, J. Jeremy y N. Prawat, «Parallel solution of Newton's power flow equations,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, n° 422-431, pp. 1-10, 2006.
- [16] T. Corporation., «Transelectric,» 12 Diciembre 2012. [En línea]. Available: http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/. [Último acceso: 2 Enero 2013].
- [17] Wikipedia, «Wikipedia,» Commons Atribución, 11 06 2013. [En línea]. Available: <http://es.wikipedia.org/wiki/Programaci>. [Último acceso: 11 06 2013].
- [18] R. Garrido, "La programación lineal," in *Programación lineal: metodología y problemas*, Mexico, Tebar, 1993, pp. 7-19.
- [19] R. Garrido, "Algoritmo del simplex," in *Programación lineal: metodología y problemas*, Mexico, Tebar, 1993, pp. 31-45.
- [20] Wikipedia, "wikipedia," 01 09 2013. [Online]. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Pierre_de_Fermat. [Accessed 01 09 2013].
- [21] Wikipedia, "Wikipedia," 11 06 2013. [Online]. Available: <http://es.wikipedia.org/wiki/Optimizacion>. [Accessed 11 06 2013].
- [22] GAMS, "Gams," 17 05 2001. [Online]. Available: <http://www.gams.com/dd/docs/solvers/bonmin.pdf>. [Accessed 15 01 2014].
- [23] P. Bonami, "COmputational INfrastructure for," COIN-OR, 22 01 2012. [Online]. Available: <http://www.coin-or.org/Bonmin/>. [Accessed 19 01 2014].
- [24] G. Omprakash and A. Ravindran, "Branch and Bound Experiments in Convex Nonlinear Integer Programming," *Management Science*, vol. 31, no. 12, pp. 1533-1546, 1985.
- [25] C. C. A.-S. License, "Wikipedia," Creative Commons Attribution-ShareAlike License, 30 12 2013. [Online]. [Accessed 20 01 2014].
- [26] A. Marco, "An outer-approximation algorithm for a class of mixed-integer nonlinear programs," *Mathematical Programming*, vol. 36, no. 3, pp. 307-339, 1986.
- [27] R. Fletcher, «Solving mixed integer nonlinear programs by outer approximation,» *Mathematical*, vol. 66, n° 1-3, pp. 327-349, 1994.
- [28] I. Quesada and E. Grossmann, "An LP/NLP based branch and bound algorithm for convex MINLP optimization problems," *Computers & Chemical Engineering*, vol. 16, no. 10-11, pp. 937-947, 1992.
- [29] B. Pierre, W. Andreas, B. Lorenz, R. C. Andrew, C. Gerard and G. E, "An algorithmic framework for convex mixed integer nonlinear programs," *Discrete Optimization*, vol. 5, no. 2, pp. 186-204, 2008.
- [30] A. Kumar, L. Sven and L. Jeff, "FilMINT: An Outer Approximation-Based Solver for Convex Mixed-Integer Nonlinear Programs," *INFORMS Journal On Computing*, vol.

22, no. 4, pp. 555-567, 2010.

- [31] B. Pierre, C. Gérard, L. Andrea and M. François, "A Feasibility Pump for mixed integer nonlinear programs," *Mathematical Programming*, vol. 119, no. 2, pp. 331-352, 2009.

ANEXOS

ANEXOS 1. Caso base de prueba 10 barras.



Fuente: Autor, Diagrama caso base.

ANEXOS 2. Datos tomados del despacho programado del CENACE.

Sábado, 16 de febrero de 2013.

	Central	D.Alta (MW) 18-19 hora	D.Media (MW) 11-12 hora	D.Baja (MW) 06-07 hora	Unidad	CVP (US\$/kWh)
g1	AGOYH	74,00	70,00	70,00	G_U1_AGO	
g2		74,00	70,00	70,00	G_U2_AGO	
g3	PENIH0A	2,00	2,00	2,00	G_Peninsu	
g6	SIBIH(Sibimbe)	14,20	14,20	14,20	SIBIH(Sibimbe)	
g12	SAUCH0A	19,00	17,50	16,00	Saucay 1	
g13	HABAH	38,50	38,50	38,50	HidroAba	
g14	SAYMH0A	14,00	11,00	11,00	Saymir 1	
g15	MLANH	33,33	16,67	16,67	DPER_U1	
g16		33,33	16,67	16,67	DPER_U2	
g17		33,33	16,67	16,67	DPER_U3	
g21	EQI3TTG04	23,00	-	-	EQUIL_U4	0,09
g30	PROPTMC01	3,30	-	-	PROPTMC01	0,08
g31	ESMETVA01	124,99	124,99	124,99	CTESMER	0,04
g33	GZEVTV02	26,00	26,00	26,00	GZEV_TV2	0,04
g34	GZEVTV03	70,00	70,00	70,00	GZEV_TV3	0,05
g35	GUANTMC01	5,00	5,00	5,00	GUANG_U1	0,07
g37	GUANTMC03	5,00	5,00	5,00	GUANG_U3	0,06
g38	GUANTMC04	5,00	5,00	5,00	GUANG_U4	0,06
g48	CATATMC06	2,50	-	-	CATAM_U6	0,09
g49	CATATMC07	2,50	-	-	CATAM_U7	0,08
g52	TGMATTG01	68,80	68,80	68,80	MACH4	0,04
g53	TGMATTG02	67,60	67,60	67,60	MACH5	0,04
g54	TGM2TTG02	20,00	20,00	20,00	CAMBIO3	0,04
g58	MAN2TMC01	15,00	15,00	-	MANTA	0,04
g59	PAUTH	93,31	63,94	40,93	PAUT_U10	
g60		93,31	63,94	40,93	PAUTE_U1	
g61		93,31	63,94	40,93	PAUTE_U2	
g62		93,31	63,94	40,93	PAUTE_U3	
g63		93,31	63,94	40,93	PAUTE_U4	
g64		93,31	63,94	40,93	PAUTE_U5	
g65		93,31	63,94	40,93	PAUTE_U6	
g66		93,31	63,94	40,93	PAUTE_U7	
g67		93,31	63,94	40,93	PAUTE_U8	
g68		93,31	63,94	40,93	PAUTE_U9	
g69	ILL1H0A	3,00	3,00	3,00	ILLU I	
g70	ILL2H0A	4,00	4,00	4,00	ILLU II	
g72	PAPAH0A	2,50	2,50	2,50	PAPALLAC	
g75	PUCAH	17,50	17,50	17,50	PUCAR_U1	
g76		17,50	17,50	17,50	PUCAR_U2	
g77	CALOH	16,00	16,00	16,00	CALOPE	
g78	RBLAH0A	2,00	2,00	2,00	G_RIO_HID	

Fuente: CENACE, despacho de generación Sábado, 16 de febrero de 2013

g80	SEL3TMC01	11,30	-	-	EMEPE_SE1	0,04
g81	SEL3TMC03	11,30	11,30	11,30	EMEPE_SE10	0,04
g82	SEL2TMC01	30,00	30,00	30,00	EMEPE_SE11	0,05
g86	GUANH0A	11,50	11,50	11,50	GUANGHI	
g87	CHILH0A	0,90	0,90	0,90	CHILLOS	
g88	GHERTMC01	5,20	5,20	5,20	GHERN_U1	0,04
g89	GHERTMC02	5,20	5,20	5,20	GHERN_U2	0,04
g90	GHERTMC03	5,20	5,20	5,20	GHERN_U3	0,04
g91	GHERTMC04	5,20	5,20	5,20	GHERN_U4	0,04
g92	GHERTMC05	5,20	5,20	5,20	GHERN_U5	0,04
g93	GHERTMC06	5,20	5,20	5,20	GHERN_U6	0,04
g97	SROSTTG01	17,00	17,00	-	ROSA_TG1	0,10
g98	SROSTTG02	15,00	15,00	-	ROSA_TG2	0,10
g99	SROSTTG03	17,00	17,00	-	ROSA_TG3	0,11
g101	TRINTVA01	50,00	50,00	50,00	TRINITAR	0,04
g102	SMIGH0A	2,94	2,94	2,94	SMIGH0A_TU	
g103	LPLAH0A	1,00	1,00	1,00		
g104	LOREH0A	1,60	1,60	1,60	ECOLUZ	
g105	COLOECUA230	240,00	310,00	130,00	JAMONFIC	0,04
g110	RECUH0A	1,00	1,00	1,00	Recup6.9 ECU	
g111	CARMH0A	7,50	7,50	7,50	Carmen6.6ECU	
g112	NAYOH0A	29,70	20,80	13,40	NAYON	
g113	CUMBH0A	32,00	20,00	14,00	CUMBA_VI	
g120	CMORH0A	2,40	2,40	2,40	CAMOR_U1	
g123	GROCTMC05	4,20	4,20	-	Generoca 5	0,07
g124	GROCTMC06	4,20	4,20	-	Generoca 6	0,07
g125	GROCTMC07	4,20	4,20	-	Generoca 7	0,07
g126	GROCTMC08	4,20	4,20	-	Generoca 8	0,07
g127	GROCTMC01	4,20	4,20	-	Generoca 1	0,07
g129	TGUATMC01	10,00	10,00	10,00	TGuay1	0,07
g133	MAZAH	80,00	40,00	-	G_U1_MAZAR	
g134		80,00	40,00	-	G_U2_MAZAR	
g135	SFRAH	106,00	103,00	103,00	G_U1_SAN FCO	
g136		106,00	103,00	103,00	G_U2_SAN FCO	
g137	JARATMC01	50,00	50,00	50,00	G_JARAMIJO_1_5	0,04
g141	JIV3TMC01	9,00	9,00	-	G_JIVINO_III_1	0,05
g142	JIV3TMC02	9,00	-	-	G_JIVINO_III_2	0,05
g143	JIV3TMC03	9,00	-	-	G_JIVINO_III_3	0,05
g144	JIV3TMC04	9,00	9,00	-	G_JIVINO_III_4	0,05
g145	JIV2TMC01	-	4,00	5,00	G_JIVINO_II_1_2	0,07
g146	JIV2TMC02	-	4,00	5,00	G_JIVINO_II_1_3	0,07
g147	ALAOH0A	10,00	10,00	10,00	G_ALAO_1_4	
g148	AMBIH0A	8,00	6,00	6,00	G_U1_AMBI	
g149	OCAÑH:	26,00	26,00	26,00	G_OCAÑH	
g150	PASOH0A	2,50	2,50	2,50	G_PASOH0A	
g151	QUE2TMC01	-	-	43,00	G_QUEVEDO	0,05
g152	PROPTMC02	3,60	-	-	PROPTMC02	0,08
g153	PROPTMC03	2,00	-	-	PROPTMC03	0,10
g154	CCASTMC01	1,80	1,80	-	G_CCASTMC01	0,10
g155	CCASTMC03	1,80	1,80	-	G_CCASTMC03	0,10
g156	CCASTMC04	1,80	-	-	G_CCASTMC04	0,10
g157	PAYATMC01	1,30	-	-	G_PAYAMINO	0,11
Energía Suministrada(MWh)		2831,1504	2374,72049	1808,12809		

Fuente: CENACE, despacho de generación Sábado, 16 de febrero de 2013

ANEXOS 3. Demanda, del día Sábado, 16 de febrero de 2013, CENACE

Demanda CENACE			
Generado(MW)	Demanda(MW)	Hora	
2092,59617	1987,966362	1	
1955,37052	1857,601994	2	
1880,00425	1786,004038	3	
1866,75345	1773,415778	4	
1855,6698	1762,88631	5	
1907,12317	1811,767012	6	
1808,12809	1717,721686	7	Baja
1946,01728	1848,716416	8	
2139,48722	2032,512859	9	
2270,06192	2156,558824	10	
2358,23215	2240,320543	11	
2374,72049	2255,984466	12	Media
2348,79813	2231,358224	13	
2325,70823	2209,422819	14	
2303,28507	2188,120817	15	
2281,75296	2167,665312	16	
2266,84519	2153,502931	17	
2326,40614	2210,085833	18	
2835,55035	2689,592833	19	Alta
2820,39404	2676,144338	20	
2691,96124	2556,983178	21	
2520,15016	2394,142652	22	
2301,62502	2186,543769	23	
2104,06407	1998,860867	24	

Fuente: CENACE, despacho de generación Sábado, 16 de febrero de 2013

ANEXOS 4. Costos variables de producción

PERÍODO: 1 al 31 de enero de 2014																	
No.	EMPRESA	UNIDAD	CODIGO ePSR	TIPO	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)										TOTAL cts US\$/kWh	POTENCIA EFECTIVA (MW)	GVP Pefec de formulario (US\$/kWh)
					Rendimiento kWh/galón	Combustible	Transporte	Lubrificantes Químicos y Ot	Agua Potable	Mantenimiento TM, OIM, MO	Control Ambiental	Servicios Auxiliares	TOTAL US\$/kWh				
1	CELEC EP TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG05	TGM2TTG05	GNAT	10640,228057	0,029261	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004222987	0,04	3,52	20,00	0,035191558	
2	CELEC EP TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG02	TGM2TTG02	GNAT	10666,935318	0,029334	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004231907	0,04	3,53	20,00	0,035265895	
3	CELEC EP TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG01	TGM2TTG01	GNAT	10737,085282	0,029527	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004255338	0,04	3,55	20,00	0,035461115	
4	CELEC EP TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG06	TGM2TTG06	GNAT	10646,953367	0,029279	0,000000	0,000252	0,000199	0,005303	0,000045	0,0004260447	0,04	3,55	19,00	0,035503726	
5	CELEC EP TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG03	TGM2TTG03	GNAT	10776,855715	0,029636	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004268622	0,04	3,56	20,00	0,035571847	
6	CELEC EP TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG04	TGM2TTG04	GNAT	10815,303912	0,029742	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004281464	0,04	3,57	20,00	0,035678864	
7	CELEC EP TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS - FA2	TGMATTG02	GNAT	11199,670798	0,030799	0,000000	0,000085	0,000013	0,004185	0,000043	0,0006732065	0,04	3,58	64,93	0,035797643	
8	CELEC EP TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS - FA1	TGMATTG01	GNAT	11251,242009	0,030941	0,000000	0,000088	0,000013	0,004325	0,000044	0,0006784768	0,04	3,61	62,83	0,03608919	
9	CELEC EP TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	ESMETVA01	RESI	15,780000	0,024469	0,000000	0,000530	0,000137	0,008175	0,000268	0,0027343777	0,04	3,63	125,00	0,036313116	
10	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	DESCTMC04	RESI	16,680000	0,023023	0,009623	0,002028	0,000000	0,001084	0,000000	0,0010324378	0,04	3,68	4,30	0,036789924	
11	CELEC EP ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA III-1	SEL3TMC01	FOIL	18,430000	0,026924	0,000951	0,001885	0,000005	0,005514	0,000000	0,0018568113	0,04	3,71	13,30	0,037136225	
12	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	DESCTMC02	RESI	16,510000	0,023260	0,009722	0,002157	0,000000	0,001084	0,000000	0,0010458603	0,04	3,73	4,30	0,037268221	
13	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	DESCTMC03	RESI	16,210000	0,023691	0,009802	0,001547	0,000000	0,001084	0,000000	0,0010458754	0,04	3,73	4,30	0,037268759	
14	CELEC EP TERMOESMERALDAS	JARAMILJO	JARA TMC01	RESI	16,600000	0,025352	0,004921	0,002877	0,000049	0,002899	0,000245	0,0009816446	0,04	3,73	135,80	0,037324891	
15	CELEC EP ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA III-2	SEL3TMC02	FOIL	18,070000	0,027461	0,000970	0,001885	0,000005	0,005514	0,000000	0,0018860404	0,04	3,77	13,30	0,037720807	
16	CELEC EP ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA III-3	SEL3TMC03	FOIL	18,050000	0,027491	0,000971	0,001885	0,000005	0,005514	0,000000	0,0018876984	0,04	3,78	13,30	0,037753968	
17	CELEC EP ELECTROGUAYAS	TRINITARIA TV 1	TRINTVA01	FOIL	16,380000	0,029890	0,003639	0,000080	0,000000	0,004325	0,000000	0,0024513924	0,04	4,04	133,00	0,040385377	
18	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	DESCTMC01	RESI	16,170000	0,023749	0,009927	0,004519	0,000000	0,001084	0,000000	0,0011340863	0,04	4,04	4,30	0,040412071	
19	QUITO	G.HERNANDEZ 4	GHERTMC04	RESI	16,680000	0,025614	0,005180	0,008567	0,000026	0,001731	0,000061	0,0008619827	0,04	4,20	5,20	0,042040545	
20	QUITO	G.HERNANDEZ 3	GHERTMC03	RESI	16,650000	0,025660	0,005189	0,008567	0,000026	0,001731	0,000061	0,0008631442	0,04	4,21	5,20	0,042097191	
21	QUITO	G.HERNANDEZ 6	GHERTMC06	RESI	16,610000	0,025722	0,005202	0,008567	0,000026	0,001731	0,000061	0,0008646993	0,04	4,22	5,20	0,042173037	
22	QUITO	G.HERNANDEZ 5	GHERTMC05	RESI	16,600000	0,025737	0,005205	0,008567	0,000026	0,001731	0,000061	0,0008650892	0,04	4,22	5,20	0,042192055	
23	QUITO	G.HERNANDEZ 1	GHERTMC01	RESI	16,540000	0,025831	0,005224	0,008567	0,000026	0,001731	0,000061	0,0008674389	0,04	4,23	5,20	0,042306655	
24	QUITO	G.HERNANDEZ 2	GHERTMC02	RESI	16,540000	0,025831	0,005224	0,008567	0,000026	0,001731	0,000061	0,0008674389	0,04	4,23	5,20	0,042306655	
25	CELEC EP TERMOESMERALDAS	MANTA 2	MAN2TMC01	RESI	16,200000	0,025978	0,003939	0,001043	0,000096	0,011141	0,000035	0,0014186165	0,04	4,36	18,40	0,043649738	
26	CELEC EP ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	GZEV TVA03	FOIL	14,000000	0,034971	0,004264	0,000226	0,000102	0,005341	0,000000	0,0023634215	0,05	4,73	72,00	0,04726843	
27	CELEC EP ELECTROGUAYAS	SANTA ELENA II-1	SEL2TMC01	FOIL	15,920000	0,032831	0,001086	0,002862	0,000055	0,008838	0,000000	0,0024037855	0,05	4,81	81,10	0,04807571	
28	CELEC EP ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	GZEV TVA02	FOIL	13,300000	0,036812	0,004489	0,000242	0,000104	0,005285	0,000000	0,0024701082	0,05	4,94	72,00	0,049402164	
29	LAFARGE CEMENTOS	LA FARGE CEMENTOS	LCEMTMC01	RESI	16,930000	0,023109	0,006887	0,003327	0,000000	0,013399	0,000535	0,0024089448	0,05	4,95	13,00	0,049466119	
30	CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO II-1	JIV3TMC01	RESI	18,000000	0,022141	0,008343	0,007196	0,000000	0,011450	0,000205	0,0009042953	0,05	5,02	10,50	0,050238626	
31	CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO II-2	JIV3TMC02	RESI	18,000000	0,022141	0,008343	0,007196	0,000000	0,011450	0,000205	0,0009042953	0,05	5,02	10,50	0,050238626	
32	CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO II-3	JIV3TMC03	RESI	18,000000	0,022141	0,008343	0,007196	0,000000	0,011450	0,000205	0,0009042953	0,05	5,02	10,50	0,050238626	
33	CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO II-4	JIV3TMC04	RESI	18,000000	0,022141	0,008343	0,007196	0,000000	0,011450	0,000205	0,0009042953	0,05	5,02	10,50	0,050238626	
34	CELEC EP TERMOPICHINCHA	QUEVEDO 2	QUE2TMC01	RESI	16,500000	0,026844	0,003172	0,007918	0,000000	0,009971	0,000277	0,0025359467	0,05	5,07	93,00	0,050718933	
35	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	ANIBAL SANTOS	ASAFTVA01	FOIL	12,630000	0,038765	0,004972	0,000788	0,000384	0,003771	0,000014	0,0029309495	0,05	5,16	32,50	0,05162469	
36	CELEC EP TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	GUANTM06	RESI	16,900000	0,023639	0,004390	0,014746	0,000000	0,010049	0,000371	0,0014368200	0,05	5,46	5,10	ND	
37	CELEC EP TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	GUANTM03	RESI	17,000000	0,023228	0,005964	0,014412	0,000000	0,010327	0,000238	0,0022570170	0,06	5,64	5,10	0,056425244	
38	CELEC EP TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	GUANTM04	RESI	17,000000	0,023228	0,005964	0,014700	0,000000	0,010533	0,000243	0,0022778306	0,06	5,69	5,00	0,056945766	
39	CELEC EP TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 12	MIRA TMC12	FOIL	16,000000	0,032273	0,003887	0,010388	0,000000	0,011183	0,000128	0,0030182943	0,06	6,09	5,00	0,060877255	
40	GENEROCA	ROCA FUERTE 4	GROCTM04	RESI	15,100000	0,036037	0,000000	0,002941	0,000021	0,022263	0,000876	0,0029279924	0,07	6,51	4,50	0,065066498	
41	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	ALVARO TINAJERO 1	ATINITTG01	DIES	14,120000	0,058094	0,000163	0,000772	0,000273	0,006538	0,000103	0,0009488788	0,07	6,69	46,50	0,066890692	
42	CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO II-1	JIV2TMC01	RESI	16,330000	0,024405	0,009196	0,009074	0,000000	0,021917	0,000298	0,0020069169	0,07	6,69	5,00	0,06689723	
43	CELEC EP TERMOPICHINCHA	JIVINO II-2	JIV2TMC02	RESI	16,330000	0,024405	0,009196	0,009074	0,000000	0,021917	0,000298	0,0020069169	0,07	6,69	5,00	0,06689723	
44	GENEROCA	ROCA FUERTE 1	GROCTM01	RESI	15,100000	0,036037	0,000000	0,003123	0,000023	0,024515	0,000930	0,0030453077	0,07	6,77	4,20	0,067673504	
45	GENEROCA	ROCA FUERTE 5	GROCTM05	RESI	15,100000	0,036037	0,000000	0,003123	0,000023	0,024515	0,000930	0,0030453077	0,07	6,77	4,20	0,067673504	
46	GENEROCA	ROCA FUERTE 6	GROCTM06	RESI	15,100000	0,036037	0,000000	0,003123	0,000023	0,024515	0,000930	0,0030453077	0,07	6,77	4,20	0,067673504	
47	GENEROCA	ROCA FUERTE 7	GROCTM07	RESI	15,100000	0,036037	0,000000	0,003123	0,000023	0,024515	0,000930	0,0030453077	0,07	6,77	4,20	0,067673504	
48	GENEROCA	ROCA FUERTE 8	GROCTM08	RESI	15,100000	0,036037	0,000000	0,003123	0,000023	0,024515	0,000930	0,0030453077	0,07	6,77	4,20	0,067673504	
49	GENEROCA	ROCA FUERTE 3	GROCTM03	RESI	15,100000	0,036037	0,000000	0,002809	0,000020	0,025616	0,000836	0,0030778871	0,07	6,84	4,70	0,068397492	
50	GENEROCA	ROCA FUERTE 2	GROCTM02	RESI	15,100000	0,036037	0,000000	0,003123	0,000023	0,025350	0,000930	0,0030846811	0,07	6,85	4,20	0,068548469	
51	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 1	TGUATM01	RESI	14,690000	0,026666	0,006590	0,008823	0,000192	0,026136	0,000146	0,0000000000	0,07	6,86	20,00	0,068552471	

52	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 2	TGUATMC02	RESI	14,620000	0,026794	0,006621	0,008823	0,000192	0,026136	0,000146	0,0000000000	0,07	6,87	40,00	0,068711701
53	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 3	TGUATMC03	RESI	14,550000	0,026923	0,006653	0,008823	0,000192	0,026136	0,000146	0,0000000000	0,07	6,89	40,00	0,06887246
54	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 4	TGUATMC04	RESI	14,480000	0,027053	0,006685	0,008823	0,000192	0,026136	0,000146	0,0000000000	0,07	6,90	50,00	0,069034772
55	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	GUANTMC01	RESI	17,000000	0,023228	0,005964	0,028137	0,000000	0,010327	0,000238	0,0028289124	0,07	7,07	5,10	0,07072281
56	QUITO	LULUNCOTO 12	LULUTMC12	DIES	14,350000	0,057163	0,005131	0,007850	0,000000	0,003337	0,000007	0,0003580196	0,07	7,38	2,70	ND
57	INTERVISATRADE	VICTORIA II (nafta)	VICTTTG01	NAFT	10,360000	0,064462	0,006779	0,000155	0,000000	0,002488	0,000008	0,0003787806	0,07	7,43	102,00	0,074270709
58	CELEC_EP_ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA TG5	EGARTTG01	DIES	11,660000	0,070350	0,000000	0,000074	0,000050	0,003876	0,000000	0,0003736197	0,07	7,47	96,00	0,074723941
59	QUITO	LULUNCOTO 13	LULUTMC13	DIES	13,900000	0,059013	0,005298	0,007575	0,000000	0,003337	0,000007	0,0003665048	0,08	7,56	2,70	ND
60	QUITO	LULUNCOTO 11	LULUTMC11	DIES	13,850000	0,059226	0,005317	0,007575	0,000000	0,003337	0,000007	0,0003676359	0,08	7,58	2,70	ND
61	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	LA PROPICIA 2	PROPTMC02	RESI	13,400000	0,041775	0,000784	0,013362	0,000000	0,017955	0,000222	0,0023152989	0,08	7,64	3,30	0,076412505
62	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 7	GUANTMC07	RESI	13,240000	0,029824	0,007658	0,005887	0,000000	0,029889	0,000809	0,0030861331	0,08	7,72	1,50	0,077153327
63	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	LA PROPICIA 1	PROPTMC01	RESI	13,000000	0,043060	0,000808	0,013362	0,000000	0,017955	0,000222	0,0020367630	0,08	7,74	3,30	0,077443459
64	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 11	MIRATMC11	DIES	16,000000	0,051268	0,002985	0,010388	0,000000	0,011183	0,000128	0,0039621593	0,08	7,99	5,00	0,079914468
65	RIOBAMBA	RIOBAMBA	RIOBTMC01	DIES	12,390000	0,066205	0,000484	0,001262	0,000003	0,013281	0,000000	0,0003569653	0,08	8,16	2,00	ND
66	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	ALVARO TINAJERO 2	ATINTTG02	DIES	11,110000	0,073833	0,000207	0,000658	0,000036	0,008376	0,000114	0,0003657601	0,08	8,36	35,00	0,083589846
67	REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	CATATMC07	DIES	14,032900	0,058454	0,001069	0,006221	0,000208	0,018029	0,000000	0,0000196521	0,08	8,40	2,50	0,083999948
68	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	EQI2TTG01	DIES	13,830000	0,059312	0,002136	0,000742	0,000140	0,019239	0,000000	0,00030164809	0,08	8,46	45,00	0,084586338
69	REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	CATATMC02	DIES	14,671400	0,055910	0,001022	0,008825	0,000111	0,019347	0,000000	0,0000352262	0,09	8,53	1,00	0,085251175
70	REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	CATATMC06	DIES	14,650300	0,055991	0,001024	0,010312	0,000208	0,018029	0,000000	0,0000239433	0,09	8,56	2,50	0,085587515
71	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	EQI2TTG02	DIES	13,800000	0,059441	0,002140	0,000826	0,000140	0,020993	0,000000	0,0030893545	0,09	8,66	45,00	0,086629815
72	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	EQI3TTG04	DIES	13,630000	0,060182	0,002167	0,000783	0,000140	0,020295	0,000000	0,0030903540	0,09	8,67	45,00	0,086657844
73	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES TG1	MIRATTG01	DIES	12,000000	0,068357	0,003981	0,000126	0,000000	0,013601	0,000019	0,0017568156	0,09	8,78	20,00	0,087840782
74	INTERVISATRADE	VICTORIA II (diesel)	VICTTTG01	DIES	10,360000	0,079178	0,006781	0,000155	0,000000	0,002488	0,000008	0,0004542248	0,09	8,91	102,00	0,089063677
75	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	EQI3TTG03	DIES	13,620000	0,060226	0,002169	0,000878	0,000140	0,022753	0,000000	0,00031864603	0,09	8,94	45,00	0,089352799
76	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	ANIBAL SANTOS 5	ASANTTG05	DIES	9,780000	0,083874	0,000235	0,000924	0,000018	0,004038	0,000037	0,0003463688	0,09	8,95	18,00	0,089471768
77	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	ANIBAL SANTOS 3	ASANTTG03	DIES	10,450000	0,078496	0,000220	0,004059	0,000000	0,006446	0,000033	0,0004380332	0,09	8,97	20,00	0,08969225
78	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	JIVINO I-2	JIV1TMC02	DIES	12,000000	0,068357	0,002093	0,010144	0,000000	0,008958	0,000427	0,0008574012	0,09	9,08	1,80	0,090836987
79	REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	CATATMC09	DIES	12,938400	0,063399	0,001159	0,007233	0,000127	0,019037	0,000000	0,0000055035	0,09	9,10	2,20	0,090960846
80	REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	CATATMC08	DIES	12,620700	0,064995	0,001189	0,007853	0,000130	0,017306	0,000000	0,0000065091	0,09	9,15	2,40	0,091479674
81	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	JIVINO I-1	JIV1TMC01	DIES	12,000000	0,068357	0,002093	0,011031	0,000000	0,008958	0,000427	0,0008658501	0,09	9,17	1,80	0,091732103
82	AMBATO	LLIGUA 1	LLIGTMC01	DIES	11,530000	0,071143	0,001301	0,003980	0,000000	0,014258	0,001181	0,0000766161	0,09	9,19	1,80	0,091939296
83	AMBATO	LLIGUA 2	LLIGTMC02	DIES	11,500000	0,071329	0,001304	0,003980	0,000000	0,014258	0,001181	0,0000767737	0,09	9,21	1,50	0,092128439
84	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	ANIBAL SANTOS 6	ASANTTG06	DIES	9,500000	0,086346	0,000242	0,000924	0,000020	0,004038	0,000037	0,0005244992	0,09	9,21	18,00	0,092131093
85	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	ANIBAL SANTOS 1	ASANTTG01	DIES	10,420000	0,078722	0,000221	0,001946	0,000000	0,011169	0,000033	0,0005066575	0,09	9,26	20,00	0,092597677
86	REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	CATATMC10	DIES	12,594300	0,065131	0,001191	0,007848	0,000127	0,019037	0,000000	0,0000038489	0,09	9,33	2,20	0,09333834
87	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 7	MIRATMC07	DIES	12,000000	0,068357	0,003500	0,005682	0,000000	0,016203	0,000239	0,0014824077	0,10	9,55	2,00	ND
88	CELEC_EP_ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	GZEDTTG04	DIES	9,630000	0,085180	0,002056	0,000690	0,000000	0,009865	0,000000	0,0003336233	0,10	9,81	18,00	0,098124611
89	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	LA PROPICIA 3	PROPTMC03	DIES	12,000000	0,068357	0,000938	0,007576	0,000000	0,021604	0,000366	0,0015590532	0,10	10,04	2,00	0,10039947
90	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	CELSO CASTELLANOS 1	CCASTMC01	DIES	12,000000	0,068357	0,003292	0,010762	0,000000	0,017188	0,000418	0,0009530381	0,10	10,10	1,80	0,100969187
91	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	CELSO CASTELLANOS 2	CCASTMC02	DIES	12,000000	0,068357	0,003292	0,010762	0,000000	0,017188	0,000418	0,0009530382	0,10	10,10	1,80	0,100969205
92	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	CELSO CASTELLANOS 3	CCASTMC03	DIES	12,000000	0,068357	0,003292	0,010762	0,000000	0,017188	0,000418	0,0009530382	0,10	10,10	1,80	0,100969205
93	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	CELSO CASTELLANOS 4	CCASTMC04	DIES	12,000000	0,068357	0,003292	0,010762	0,000000	0,017188	0,000418	0,0009530382	0,10	10,10	1,80	0,100969205
94	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 14	MIRATMC14	DIES	12,000000	0,068357	0,003981	0,009538	0,000000	0,020563	0,000319	0,0004975716	0,10	10,33	2,00	0,103254189
95	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 18	MIRATMC18	DIES	12,000000	0,068357	0,003981	0,009538	0,000000	0,020563	0,000319	0,0005979059	0,10	10,34	2,00	0,103354524
96	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 16	MIRATMC16	DIES	12,000000	0,068357	0,003981	0,009538	0,000000	0,020563	0,000319	0,0005979163	0,10	10,34	2,00	0,103354534
97	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 22	MIRATMC22	DIES	12,000000	0,068357	0,003981	0,009538	0,000000	0,020563	0,000319	0,0009472728	0,10	10,37	2,00	0,103703891
98	REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	CATATMC04	DIES	12,516300	0,065537	0,001198	0,007934	0,000127	0,029030	0,000000	0,0000105975	0,10	10,38	1,20	0,103837804
99	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	FEDERNALES 15	MIRATMC15	DIES	12,000000	0,068357	0,003333	0,009538	0,000000	0,020563	0,000087	0,0020791346	0,10	10,40	2,00	0,103956729
100	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 10	MIRATMC10	DIES	12,000000	0,068357	0,003333	0,009538	0,000000	0,020563	0,000319	0,0020838646	0,10	10,42	2,00	0,104193232
101	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 13	MIRATMC13	DIES	12,000000	0,068357	0,003981	0,009538	0,000000	0,021604	0,000319	0,0005026156	0,10	10,43	2,00	0,1043009
102	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 2	SROSTTG02	DIES	9,740000	0,084218	0,009214	0,000099	0,000000	0,008941	0,000026	0,0020918028	0,10	10,46	16,80	0,104590139
103	CELEC_EP_TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES 8	MIRATMC08	DIES	12,000000	0,068357	0,003981	0,009538	0,000000	0,020563	0,000319	0,0020970738	0,10	10,49	2,00	0,104853692
104	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 1	SROSTTG01	DIES	9,740000	0,084218	0,009214	0,000102	0,000000	0,009272	0,000027	0,0020986555	0,10	10,49	16,20	0,104932777
105	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	SROSTTG03	DIES	9,740000	0,084218	0,009787	0,000098	0,000000	0,008836	0,000026	0,0021013178	0,11	10,51	17,00	0,105065888
106	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	PAYAMINO	PAYATMC01	DIES	12,000000	0,068357	0,003292	0,011999	0,000000	0,021476	0,000266	0,0010042382	0,11	10,64	1,30	0,106393558

107	REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	CATATMC05	DIES	11,811900	0,069446	0,001270	0,008086	0,000127	0,029030	0,000000	0,0000120299	0,11	10,80	1,20	0,107971002
108	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	ANIBAL SANTOS 2	ASANTTG02	DIES	9,900000	0,082857	0,000232	0,003023	0,000000	0,027285	0,000033	0,0006962448	0,11	11,41	20,00	0,114126331
109	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	DAYUMA U1	DAYUTMC01	DIES	12,000000	0,068357	0,005000	0,019341	0,000000	0,030844	0,000479	0,0011817651	0,13	12,52	1,00	0,125201566
110	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	DAYUMA U2	DAYUTMC02	DIES	12,000000	0,068357	0,005000	0,019341	0,000000	0,030844	0,000479	0,0011817651	0,13	12,52	1,00	0,125201566
111	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	LORETO U1	LORETC01	DIES	12,000000	0,068357	0,005500	0,019341	0,000000	0,030844	0,000479	0,0011865295	0,13	12,57	1,00	0,125706331
112	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	LORETO U2	LORETC02	DIES	12,000000	0,068357	0,005500	0,019341	0,000000	0,030844	0,000479	0,0011865295	0,13	12,57	1,00	0,125706331
113	CELEC_EP_TERMOPICHINCHA	ISLA PUNA	PUNATMC01	DIES	11,600000	0,070714	0,012829	0,003258	0,000000	0,063979	0,000844	0,0000955829	0,15	15,17	2,52	0,151718857

Fuente: Centro nacional de control de energía, Costos Variables de Producción, período: 1 al 31 de enero de 2014

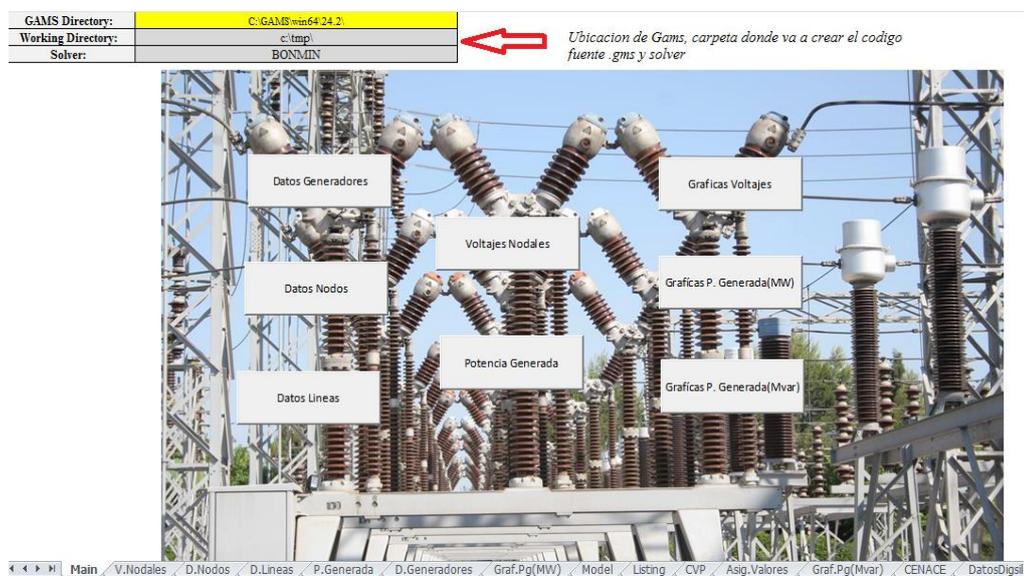
ANEXOS 5. Manual de uso del programa de optimización

1. Explicación del funcionamiento del macro

El macro (ExcelGams230kV.xlsm) contiene la base de datos del sistema, como son barras, generadores y líneas, también contiene el código fuente de la optimización (.gms) cuya programación será escrita en GAMS y cuyos resultados serán enviados a (resultados230kV.xlsm) y leídos por (ExcelGams230kV.xlsm).

Pantalla inicial

La hoja inicial muestra las diferentes macros que llevan a diferentes datos como son generadores, barras, Figuras de los voltajes nodales y potencias generadas.



Fuente: Autor, pantalla de inicio de la macro.

Pantalla de resultados

Esta pantalla realiza los cálculos de la optimización tanto de potencia reactiva como de costos para cada uno de los casos en demanda alta, media y baja.

Main

Solver: BONMIN
 Equations: 451
 Variables: 755
 Model Status: 5
 Locally Infeasible
 Solver Status: 1
 Normal Completion
 Iterations: 80 Solve
 Time: 0.69
 ...

Caso 1
 Función Objetivo Minimizar perdidas reactivas:

Solver D.ALTA Solver D.MEDIA Solver D.BAJA

Clear Solution D.ALT Clear Solution D.MED Clear Solution D.BAJ

Caso 2
 Función Objetivo Minimizar Costos de Generación:

Solver D.ALTA Solver D.MEDIA Solver D.BAJA

Clear Solut Cost Alt Clear Solut Cost Med Clear Solut Cost Baj

TIPO	H.Grad	P. Activa Generada Demanda Alta				P. Activa Generada Demanda Media				P. Activa Generada Demanda Baja				Q. Reactiva Generada Demanda Alta		Q. Reactiva Generada Demanda Media	
		Digsilent (P)(MW)	CENACE (P)(MW)	Caso1 Gams (P)(MW)	Caso2 Gams (P)(MW)	Digsilent (P)(MW)	CENACE (P)(MW)	Caso1 Gams (P)(MW)	Caso2 Gams (P)(MW)	Digsilent (P)(MW)	CENACE (P)(MW)	Caso1 Gams (P)(MW)	Caso2 Gams (P)(MW)	Digsilent (Q)(Mvar)	Caso1 Gams (Q)(Mvar)	Digsilent (Q)(Mvar)	Caso2 Gams (Q)(Mvar)
CINCOA.FCCU	q111	5.33	1.50	3.00	3.00	5.01	1.50	3.00	3.00	9.36	1.50	3.00	3.00	1.10	-0.73	-0.73	1.10
NAYON	q112	23.16	23.70	15.00	15.00	26.67	20.80	15.00	15.00	21.06	13.40	15.00	15.00	2.00	4.17	2.31	2.00
CUMBA.VI	q113	30.24	30.00	20.00	20.00	28.37	20.00	20.00	20.00	22.40	14.00	20.00	20.00	1.50	8.61	5.37	1.50
COMOR.LUI	q120	5.33	2.40	0.00	0.00	5.01	2.40	0.00	0.00	9.36	2.40	0.00	0.00	1.10	2.32	2.32	1.10
Generaca5	q123	4.22	4.20	3.50	3.50	3.37	4.20							4.05	3.30	0.75	3.81
Generaca6	q124	4.22	4.20	3.50	3.50	3.37	4.20							4.05	3.30	0.75	3.81
Generaca7	q125	4.22	4.20	3.50	3.50	3.37	4.20							4.05	3.30	0.75	3.81
Generaca8	q126	4.22	4.20	3.50	3.50	3.37	4.20							4.05	3.30	0.75	3.81
Generaca9	q127	4.22	4.20	3.50	3.50	3.37	4.20							4.05	3.30	0.75	3.81
Tosari	q128	10.06	10.00	13.58	13.58	31.63	10.00	13.58	13.58	23.87	10.00	6.00	6.00	10.00	10.74	4.45	10.00
G.LUL.MAZAR	q133	80.45	80.00	80.00	80.00	37.63	40.00	40.00	40.00					10.00	10.00	30.00	3.26
G.UZ.MAZAR	q134	80.45	80.00	80.00	80.00	37.63	40.00	40.00	40.00					10.00	10.00	30.00	3.26
G.LUL.SAN.FCO	q135	106.60	106.00	106.00	106.00	100.25	103.00	103.00	103.00	73.15	103.00	103.00	103.00	23.73	3.43	7.35	27.37
G.UZ.SAN.FCO	q136	106.60	106.00	106.00	106.00	100.25	103.00	103.00	103.00	73.15	103.00	103.00	103.00	23.73	3.43	7.35	27.37
J.JARAMUO.L5.g	q137	50.28	50.00	52.25	52.25	47.29	50.00	52.25	52.25	37.34	50.00	20.00	20.00	0.00	0.30	5.17	0.00
G.JIVINO_IL1	q141	10.56	3.00	1.00	1.00	3.33	3.00			7.44			1.12	1.12	1.20	1.81	1.80
G.JIVINO_IL2	q142	10.56	3.00	1.00	1.00	0.00	0.00			7.41			1.12	1.12	2.40	1.81	1.80
G.JIVINO_IL3	q143	3.05	3.00	1.00	1.00	0.00	0.00			6.72			1.12	1.12	0.00	1.81	1.80
G.JIVINO_IL4	q144	10.56	3.00	1.00	1.00	3.33	3.00			7.44			1.12	1.12	2.40	1.81	1.80
G.JIVINO_IL2	q145	-	1.47	1.98	3.03	4.00	0.83	0.84	0.84	2.39	5.00	5.82	5.82	0.00	2.26	6.25	0.00
G.JIVINO_IL3	q146	-	1.31	1.66	1.42	4.00	0.85	0.86	0.86	1.12	5.00	2.66	2.66	0.00	2.60	6.00	2.60
G.ALTA.L4	q147	2.26	10.00	10.00	10.00	2.15	10.00	10.00	10.00	1.68	10.00	10.00	10.00	0.75	8.25	8.25	0.75
G.LUL.ANRI	q148	9.05	9.00	9.00	9.00	7.57	9.00	9.00	9.00	6.01	9.00	9.00	9.00	4.17	4.17	0.40	4.17
G.OCAPIH	q143	26.10	26.00	26.00	26.00	24.53	26.00	26.00	26.00	19.41	26.00	26.00	26.00	0.00	10.83	7.80	0.00
D.PASOPIA	q150	1.41	2.50	2.50	2.50	1.52	2.50	2.67	2.67	1.05	2.50	2.50	2.50	0.45	2.11	2.11	0.45
G.QUEVEDO	q151	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	43.63	43.00	43.00	43.00	13.22	0.22	15.20	2.20

Fuente: Autor, pantalla de potencia de potencia generada.

Tablas de resultados de potencias generadas y costos.

Gráficas:

Gráficas Potencia (MW)

Gráficas Potencia (Mvar)

Generadores Relevantes:

Generadores Relevantes

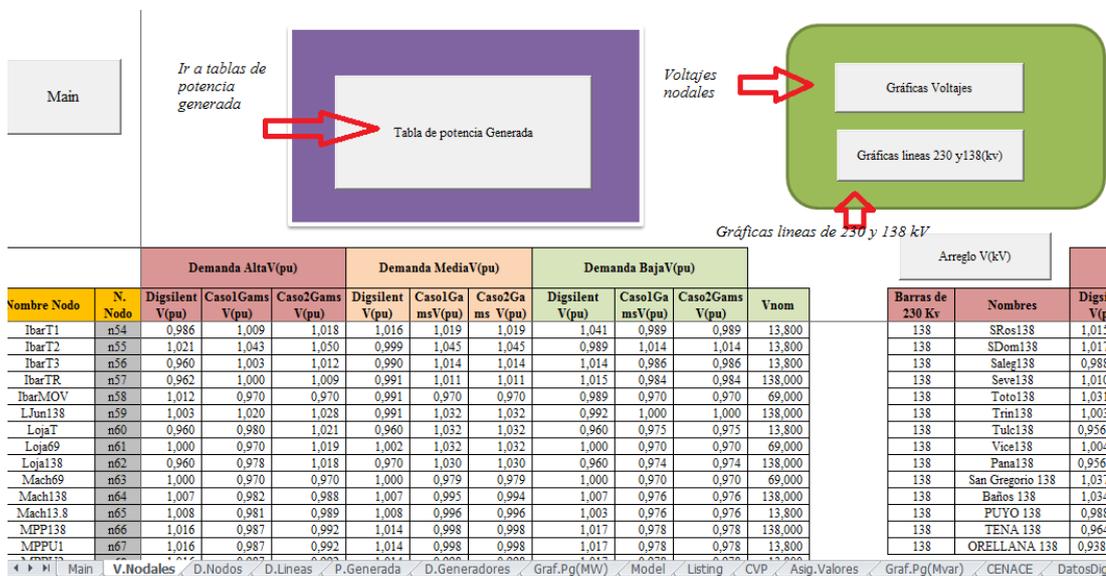
Gráficas Costos de Generación:

Gráfica Costos(\$)

Generada Demanda Baja		Costos de Generada Demanda Alta				Costos de Generada Demanda Media				Costos de Generada Demanda Baja			
Caso1 Gams (Mvar)	Caso2 Gams (Mvar)	CVP (US\$/kWh)	Digsilent (US\$)	CENACE (US\$)	Caso 1 Gams (US\$)	Caso 2 Gams (US\$)	Digsilent (US\$)	CENACE (US\$)	Caso 1 Gams (US\$)	Caso 2 Gams (US\$)	Digsilent (US\$)	CENACE (US\$)	Caso 1 Gams (US\$)
4,00	4,00		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
4,00	4,00		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
8,12	8,12		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
3,54	3,54		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
3,00	3,00		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
17,72	17,72		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
17,72	17,72		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
17,72	17,72		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
13,03	13,03	0,03	\$ 2.004,36	\$ 1.393,13	\$ 1.733,16	\$ 1.733,16	\$ 0,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.039,89
2,11	2,11	0,08	\$ 257,00	\$ 255,56	\$ 71,44	\$ 139,73	\$ 0,00	\$ -	\$ 303,58	\$ 303,58	\$ -	\$ -	\$ -
-1,00	-1,00	0,04	\$ 4.624,32	\$ 4.596,37	\$ 2.391,35	\$ 2.421,27	\$ 4.343,25	\$ 4.596,37	\$ 3.403,74	\$ 3.403,53	\$ 3.433,30	\$ 4.596,37	\$ 2.391,35
0,47	0,47	0,04	\$ 1.106,18	\$ 1.093,97	\$ 1.709,62	\$ 2.171,85	\$ 1.040,30	\$ 1.093,97	\$ 3.041,66	\$ 3.041,68	\$ 2.211,34	\$ 1.093,97	\$ 761,52
0,47	0,47	0,05	\$ 3.327,46	\$ 3.306,79	\$ 1.910,13	\$ 2.426,57	\$ 3.129,28	\$ 3.306,79	\$ 3.396,39	\$ 3.396,41	\$ 2.470,63	\$ 3.306,79	\$ 850,93
3,12	3,12	0,01	\$ 353,11	\$ 353,61	\$ 353,61	\$ 367,16	\$ 331,77	\$ 353,61	\$ 367,16	\$ 367,16	\$ 266,63	\$ 353,61	\$ 353,61
3,12	3,12	0,06	\$ 286,56	\$ 282,13	\$ 282,13	\$ 293,41	\$ 263,43	\$ 282,13	\$ 293,41	\$ 293,41	\$ 212,77	\$ 282,13	\$ 282,13
3,12	3,12	0,05	\$ 289,20	\$ 284,73	\$ 284,73	\$ 296,12	\$ 271,37	\$ 284,73	\$ 296,12	\$ 296,12	\$ 214,73	\$ 284,73	\$ 284,73
0,72	0,72	0,03	\$ 215,18	\$ 213,97	\$ 217,54	\$ 119,82	\$ 0,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 218,25
1,11	1,11	0,08	\$ 211,18	\$ 210,00	\$ 222,74	\$ 117,60	\$ 0,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 223,44
-2,00	-2,00	0,04	\$ 2.436,35	\$ 2.482,34	\$ 2.464,46	\$ 2.555,24	\$ 2.369,19	\$ 2.482,34	\$ 2.166,37	\$ 2.108,50	\$ 1.854,02	\$ 2.482,34	\$ 1.418,33
2,05	2,05	0,04	\$ 2.433,57	\$ 2.419,32	\$ 2.444,55	\$ 2.534,63	\$ 2.369,19	\$ 2.419,32	\$ 2.148,86	\$ 2.091,42	\$ 1.806,37	\$ 2.419,32	\$ 1.406,87
4,73	4,73	0,04	\$ 703,30	\$ 705,32	\$ 1.127,56	\$ 1.032,30	\$ 700,41	\$ 705,32	\$ 533,74	\$ 706,65	\$ 526,66	\$ 705,32	\$ 818,33
3,33	3,33		\$ -	\$ -	\$ 744,39	\$ 744,39	\$ 613,03	\$ 654,75	\$ 744,39	\$ 744,39	\$ -	\$ -	\$ 65,47
3,33	3,33		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Fuente: Autor, pantalla de resultados de potencia generada.

Tabla de voltajes.



Fuente: Autor, pantalla de resultados de voltajes.

2. Código fuente:

Constantes; número de barras, número de líneas, potencia base y pi 3.141592.

Scalars

Nb Numero de barras /225/

Ng Numero de generadores /158/

Nl Numero de líneas /322/

Sbase Potencia base /100/

pi /3.141592654/;

Creación los índices para la creación de tablas.

Sets

i Indice de generadores /g1*g157/

j Indice de nodos /n1*n225/

k Indice de nexos de transmision /x1*x322/

Inod Caracteristicas de nodos /Num,Vnom,Vmin,Vini,Vmax,Dini,Pcar,Qcar,BC/

Ilin Caracteristicas de líneas /Nini,Nfin,Rpu,Xpu,Bpu/

Igen Caracteristicas de generadores /Ncon,Pgmax,Pgini,Pgmin,Qgmax,Qgini,Qgmin,b/;

alias (j1,j);

Lectura de las tablas de datos del SNI de la macro ExcelGams230kV.xlsm.

Table Nodo(j,*) Tabla con parametros de los nodos

\$call =xls2gms r=D.Nodos!A248:J473 i=C:\tmp\ExcelGams230kV.xlsm o=nodsni.inc
\$include nodsni.inc

;

Table Nexo(k,*)

\$call =xls2gms r=D.Lineas!A7:F329 i=C:\tmp\ExcelGams230kV.xlsm o=Nexosni.inc
\$include Nexosni.inc

;

Table Gen(i,*)

\$call =xls2gms r=D.Generadores!A169:I326 i=C:\tmp\ExcelGams230kV.xlsm o=Gensni.inc
\$include Gensni.inc

;

display Nexo,Gen,Nodo;

Parameter Bio, GdL(k),BcL(k),InG(k,j),InB(k,j),InBo(k,j),Gii(j),Bii(j),Bio(j),Gik(j,j1),Bik(j,j1);

Conductancia de cada línea.

$GdL(k) \{ ((SQR(Nexo(k, 'Rpu')) + SQR(Nexo(k, 'Xpu')) > 0) = Nexo(k, 'Rpu') / (SQR(Nexo(k, 'Rpu')) + SQR(Nexo(k, 'Xpu')));$

$GdL(k) \{ ((SQR(Nexo(k, 'Rpu')) + SQR(Nexo(k, 'Xpu')) = 0) = 0;$

Suceptancia de cada línea.

$BcL(k) \{ ((SQR(Nexo(k, 'Rpu')) + SQR(Nexo(k, 'Xpu')) > 0) = -$

$Nexo(k, 'Xpu') / (SQR(Nexo(k, 'Rpu')) + SQR(Nexo(k, 'Xpu')));$

$BcL(k) \{ ((SQR(Nexo(k, 'Rpu')) + SQR(Nexo(k, 'Xpu')) = 0) = 0;$

*////////////////////////////////////

Tabla de conductancia G .

$InG(k,j) \{ ((Nexo(k, 'Nini') eq Nodo(j, 'Num')) or (Nexo(k, 'Nfin') eq Nodo(j, 'Num'))) = GdL(k);$

Tabla de Suceptancias jB.

$InB(k,j) \{ ((Nexo(k, 'Nini') eq Nodo(j, 'Num')) or (Nexo(k, 'Nfin') eq Nodo(j, 'Num'))) = BcL(k);$

Tabla de Suceptancias en paralela a la línea jBo.

$InBo(k,j) \{ ((Nexo(k, 'Nini') eq Nodo(j, 'Num')) or (Nexo(k, 'Nfin') eq Nodo(j, 'Num'))) = Nexo(k, 'Bpu') / 2;$

$Bio(j) = sum(k, InBo(k, j));$

*Conductancia Gii y Suceptancia jBii propia .

$Gii(j) = sum(k, InG(k, j));$

$Bii(j) = sum(k, InB(k, j)) + Bio(j);$

*////////////////////////////////////

Matriz de Conductancia Gin y Suceptancia jBin mutua.

$Gik(j, j1) = -sum(k, InG(k, j)) \{ (InG(k, j) and InG(k, j1) and (Nodo(j, 'Num') ne Nodo(j1, 'Num')));$

$Bik(j, j1) = -sum(k, InB(k, j)) \{ (InB(k, j) and InB(k, j1) and (Nodo(j, 'Num') ne Nodo(j1, 'Num')));$


```
Model despacho /all/;  
Solve despacho using minlp minimizing QL;  
execute_unload 'despacho',balanceP,balanceQ,QL,V,delta,Bio, Gii, Bii, Gik,  
Bik,InG,InB,InBo,Pg,Qg,GdL,BcL;
```

Exportación de resultados al archivo resultados230kV.xlsm que posterior mente será leído por ExcelGams230kV.xlsm.

```
execute"gdxxrw despacho.gdx o=C:\tmp\resultados230kV.xlsm var=Pg rng=datos!A8 Rdim=1";  
execute"gdxxrw despacho.gdx o=C:\tmp\resultados230kV.xlsm var=Qg rng=datos!C8 Rdim=1";  
execute"gdxxrw despacho.gdx o=C:\tmp\resultados230kV.xlsm var=v rng=datos!E8 Rdim=1";
```

Creación del archivo sintetizado de solución datos como: solver utilizado y tiempo de ejecución leído por ExcelGams230kV.xlsm.

```
file fx /C:\tmp\solution230kV.txt/;  
putclose fx,  
" Solver: BONMIN"/  
" Equations: ",despacho.numequ:0:0," Variables: ",despacho.numvar:0:0/  
" Model Status: ",despacho.tmodstat/  
" Solver Status: ",despacho.tsolstat/  
" Iterations: ",despacho.iterusd:0:0," Solve Time: ",despacho.resusd:0/  
" ---"/  
"Objective Value: ",QL.l:0:3;
```