

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

REALIZAR UN MODELO DE DESPACHO DE POTENCIA
REACTIVA MEDIANTE LA OPTIMIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS
PASIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Jean Paul Moreta Quezada

Luis Fernando Baque Carrión

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2019

DEDICATORIA

Con el paso del tiempo vamos aprendiendo a disfrutar las diferentes etapas de nuestra vida. A dar un poco el brazo a torcer, adaptarse y no perder ni un minuto en el cual podamos aprender.

A Dios y a toda mi familia por haber confiado en mí, por cada oración y por todas sus palabras de aliento que fueron de gran ayuda, en especial a mis padres y hermanos que fueron un pilar fundamental.

De igual manera agradezco a mis compañeros especialmente a Nathalie Ramírez, Luis Baque, Dietmar Sánchez, Tom Jiménez Y Jonathan Garcés quienes compartieron muchas experiencias e ilusiones conmigo estos años y por su apoyo moral y humano que ha sido incondicional en esta travesía.

Jean P. Moreta Quezada

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto.

Esta tesis está dedicada a todas las personas que de una u otra manera me ayudaron a alcanzar esta meta.

A mis padres por todo el apoyo, consejos y motivación brindado durante estos veinticuatro años y por el que me seguirán dando siempre.

A mis tutores de tesis por su tiempo y asesoría compartida para la elaboración de este trabajo.

A los docentes que me ayudaron en mi formación académica.

A mis amigos por su apoyo brindado tanto en el ámbito académico y en el personal.

Y a todas las personas que llegué a conocer que de alguna manera aportaron para lograr esta meta.

Luis Baque Carrión

AGRADECIMIENTO

Los autores estamos agradecidos de todas las instituciones y personas que hicieron posible este trabajo.

Esta tesis de grado nunca hubiera sido posible sin el apoyo recibido por la Unidad de Negocios CELEC EP Transelectric, quienes nos permitieron usar sus conjuntos de datos (especialmente al Ingeniero Juan Plazarte). Esto fue único e invaluable en el desarrollo de esta investigación.

Esta tesis nunca se hubiera completado sin la ayuda y el apoyo de las siguientes personas, de quienes estamos profundamente agradecidos.

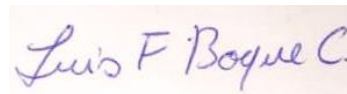
Al Dr. Javier Urquizo tutor de la materia de graduación por su apoyo y útiles comentarios en el manuscrito.

A nuestros padres, familiares y amigos por su apoyo incondicional durante toda la carrera universitaria.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Jean Paul Moreta Quezada* y *Luis Fernando Baque Carrión* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual.

Jean Paul Moreta Quezada

A handwritten signature in blue ink on a light pink rectangular background. The signature reads "Luis F. Baque C." in a cursive script.

Luis Fernando Baque Carrión

EVALUADORES

Msc. Fernando Vaca

PROFESOR DE LA MATERIA

Dr Javier Urquizo

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

La energía eléctrica ocupa un papel muy importante en el desarrollo de un país, en la actualidad en Ecuador la mayoría de las centrales de Generación eléctrica se encuentran cerca del recurso que utilizan como fuente de generación y por esta razón se dispone de un sistema complejo de redes que permiten la transmisión de potencia hasta el punto de consumo.

Según el Plan Nacional de eficiencia energética del Ecuador tiene como objetivo incorporar programas, proyectos y medidas necesarias para el uso eficiente de la energía. En el uso eficiente de la energía se toma en cuenta las pérdidas de energía y potencia que se producen en las líneas de transmisión, estas pérdidas no se pueden evitar totalmente, pero si se pueden reducir aplicando diferentes métodos, uno de los métodos de los cuales no es tan difundido tenemos la optimización de potencia reactiva, la cual también tiene otros beneficios como mantener el perfil de voltaje en la operación de todo un sistema.

El presente trabajo está enfocado en un modelo de optimización en el despacho de potencia reactiva utilizando programación no lineal; respetando el contexto regulatorio del Estado. Para esto se modela un flujo óptimo de potencia (OPF), donde la función objetivo será disminuir las pérdidas en nuestro sistema de transmisión, considerando las limitantes de operación y los balances de potencia activa y reactiva en cada uno de los nodos del sistema. Como resultado del modelo de flujo óptimo se obtiene la potencia reactiva que debe aportar cada elemento para así lograr un sistema seguro, confiable y óptimo.

Existen varias técnicas de optimización, pero debido a que las ecuaciones de flujo óptimo de potencia y pérdidas en el sistema son no lineales, se vio en la necesidad de trabajar con programación no lineal. Para resolver el problema de optimización y realizar el despacho de flujo de potencia reactiva utilizaremos “Solver” de Microsoft Excel para entender el comportamiento de sistemas básicos y “GAMS” para sistemas más complejos.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	III
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTO.....	VII
DECLARACIÓN EXPRESA.....	IX
EVALUADORES.....	XI
RESUMEN	XIII
ÍNDICE GENERAL	XV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XXIII
LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	XXIV
Capítulo 1. Introducción.....	XXVI
1. Introducción.....	28
1.1. Objetivos	28
1.2. Descripción del Problema	28
1.3. Sector eléctrico ecuatoriano	29
1.4. Componentes del Sistema Nacional Interconectado.....	31
1.4.1. Generación	31
1.4.2. Transmisión	33
1.4.3. Transformación	35
1.4.4. Compensación	35
1.5. Demanda.....	36
1.6. Perfiles de voltaje	37
1.7. Despacho económico de las unidades de generación	37

Capítulo 2. Revisión de Literatura	40
2. Revisión de la Literatura	42
2.1. Introducción	42
2.2. Sistema eléctrico de potencia	42
2.3. Líneas de transmisión	44
2.3.1. Pérdidas en las líneas de transmisión	47
2.3.2. Límite de transmisión en las líneas de transmisión	49
2.4. Flujo de potencia.....	52
2.4.1. Flujo de potencia reactiva.....	53
2.5. Flujo óptimo de potencia	54
2.6. Métodos de optimización	54
2.7. Programación no lineal	57
2.8. Condiciones de Karush-Kuhn-Tucker	58
2.9. Despacho Optimo de potencia reactiva.....	58
2.10. Herramientas computacionales para programación no lineal	59
Capítulo 3. Metodología	62
3. Metodología	64
3.1. Introducción	64
3.2. Flujo de potencia en las barras del sistema	65
3.3. Datos y parámetros en la red al realizar el flujo de potencia	67
3.4. Formulación del modelo para el despacho óptimo de potencia reactiva en un sistema.....	69
3.5. Variables de estado y control.....	71
3.6. Función objetivo.....	73
3.7. Restricciones y limitantes.....	75
3.7.1. Restricciones de balance de potencia activa	75
3.7.2. Restricciones de balance de potencia reactiva	76
3.7.3. Restricción de potencia reactiva en los generadores.....	77
3.7.4. Restricción de voltajes nodales	77

3.7.5. Restricción de magnitudes de tap en los transformadores	78
3.8. Solver BONMIN 1.8	78
3.9. Ejemplos de aplicación	79
3.9.1. Sistema de cinco barras	79
3.9.2. Sistema de catorce barras	85
Capítulo 4. Resultados	94
.....	94
4. Resultados	96
4.1 Introducción	96
4.2 Zona Molino-Milagro	98
4.2.1. Demanda máxima día lluvioso	99
4.2.2. Demanda media día lluvioso	103
4.2.3. Demanda mínima día lluvioso	107
4.3. Zona Santa Rosa-Totoras.....	111
4.3.1. Demanda máxima día lluvioso	111
4.3.2. Demanda media día lluvioso	115
4.3.3. Demanda mínima día lluvioso	119
Capítulo 5. Discusión	123
5.1. Introducción	125
5.2. Datos de entrada	125
5.3. Desarrollo	125
5.4. Datos de Salida	126
5.5. Conciliación con otros métodos	127
Capítulo 6. Conclusiones	128
6.1. Introducción.....	130
6.2. Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones	132

Apéndice-A	134
Referencias.....	146

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Zonas operativas del SNT (plan maestro de electrificación 2016-2025)	34
Figura 1.2 Evolución de la carga en el SNI periodo 2003-2022 (Plan maestro de electrificación 2016-2025)	37
Figura 1.3 Algoritmo para el despacho económico realizado por el CENACE (regulación del CONELEC No. 007/00)	39
Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia elemental (Exposito, G. (2006) Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica.)	43
Figura 2.2 Sistema eléctrico de potencia real (Exposito, G. (2006) Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica)	44
Figura 2.3 Modelo PI de una línea de transmisión (Gainer, J. y Stevenson, W. (1996). Análisis de sistemas de potencia.)	46
Figura 2.4 Algoritmo para la solución del flujo óptimo de potencia reactiva (Venkataramana, A. (1994). An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse)	59
Figura 3.1 Proceso para la obtención de resultados	65
Figura 3.2 Notación para las potencias a) activa y b) reactiva en una barra típica (i) para los estudios de potencia (Grainger, J. y Stevenson, W. (1996). Análisis de sistemas de potencia)	68
Figura 3.3 Representación de un nodo de un sistema eléctrico	71
Figura 3.4 Sistema de 5 barras IEEE	80
Figura 3.5 Voltajes antes y después en el sistema de cinco barras	82
Figura 3.6 Antes y después del despacho de potencia reactiva del sistema de cinco barras	84
Figura 3.7 Antes y después de las pérdidas en transmisión del sistema de cinco barras	84
Figura 3.8 Sistema de 14 barras IEEE simulado en DigSILENT	85
Figura 3.9 Resultado del flujo de potencia en DigSILENT antes de realizar la optimización	89
Figura 3.10 Optimización utilizando GAMS	89
Figura 3.11 Voltaje antes y después de los nodos del sistema de catorce barras	90

Figura 3.12 Despacho de la potencia reactiva del sistema de catorce barras ...	91
Figura 3.13 Setting de los compensadores del sistema de catorce barras	92
Figura 3.14 Resultado del flujo de potencia en DigSILENT luego de realizar la optimización de reactivos	92
Figura 3.15 Antes y después de las pérdidas del sistema de catorce barras	93
Figura 4.1 Identificación zona Santa rosa-Totoras y Molino-Milagro	97
Figura 4.2 Descripción de la zona Molino-Milagro en DigSilent.....	98
Figura 4.3 Voltaje antes y después de las barras de 69 kV zona Molino-Milagro demanda máxima	99
Figura 4.4 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Molino-Milagro demanda máxima	100
Figura 4.5 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Molino-Milagro demanda máxima	100
Figura 4.6 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Molino-Milagro demanda máxima.....	101
Figura 4.7 Despacho de capacitores en la zona Molino-Milagro demanda máxima	102
Figura 4.8 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Molino-Milagro demanda máxima.....	102
Figura 4.9 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Molino-Milagro demanda media	103
Figura 4.10 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Molino-Milagro demanda media	104
Figura 4.11 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Molino-Milagro demanda media	105
Figura 4.12 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Molino-Milagro demanda media	105
Figura 4.13 Despacho de capacitores zona Molino-Milagro en demanda media	106
Figura 4.14 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Molino-Milagro demanda media	107
Figura 4.15 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Molino-Milagro demanda mínima	107

Figura 4.16 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Molino-Milagro demanda mínima	108
Figura 4.17 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Molino-Milagro demanda mínima	109
Figura 4.18 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Molino-Milagro demanda mínima	109
Figura 4.19 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Molino-Milagro demanda media	110
Figura 4.20 Descripción de la zona Santa Rosa-Totoras en DigSilent	111
Figura 4.21 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima	111
Figura 4.22 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima	112
Figura 4.23 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima	113
Figura 4.24 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima	113
Figura 4.25 Despacho de capacitores zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima	114
Figura 4.26 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima	115
Figura 4.27 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda media	115
Figura 4.28 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda media	116
Figura 4.29 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda media	117
Figura 4.30 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Santa Rosa-Totoras demanda media	117
Figura 4.31 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Santa Rosa-Totoras demanda media	118
Figura 4.32 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda mínima	119

Figura 4.33 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda mínima	120
Figura 4.34 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda mínima	120
Figura 4.35 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Santa Rosa-Totoras demanda media	121
Figura 4.36 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Santa Rosa-Totoras demanda media.....	122

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Centrales de generación hidroeléctrica del sistema nacional (Plan maestro de electrificación 2016-2025)	32
Tabla 1.2 Centrales de generación renovable no convencional (Plan maestro de electrificación 2016-2025).....	32
Tabla 1.3 Centrales de generación térmica del sistema nacional (Plan maestro de electrificación 2016-2025).....	33
Tabla 1.4 Longitud de las líneas de transmisión según nivel de tensión del SNI (Plan Maestro de Electrificación 2016-2025).....	34
Tabla 1.5 Ubicación de los compensadores capacitivos en el SIN (Plan maestro de electrificación 2016-2025).....	35
Tabla 1.6 Ubicación de los compensadores inductivos en el SNI (Plan maestro de electrificación 2016-2025).....	36
Tabla 1.7 Banda de variación de voltajes para los diferentes niveles de tensión en el SIN (regulación del CONELEC No.004/02)	37
Tabla 2.1 Descripción de los solvers más usados de GAMS (Marín, J. (2000). Introducción al lenguaje GAMS)	61
Tabla 3.1 Clasificación de las barras (Grainger, J. y Stevenson, W. (1996). Análisis de sistemas de potencia)	66
Tabla 3.2 Datos de los nodos del sistema de cinco barras	81
Tabla 3.3 Datos de las líneas de transmisión del sistema de cinco barras	81
Tabla 3.4 Datos de generación del sistema de cinco barras	81
Tabla 3.5 Valores obtenidos al realizar la optimización de reactivos en el sistema de 5 barras	82
Tabla 3.6 Ángulos antes y después de la optimización en los nodos del sistema de cinco barras	83
Tabla 3.7 Datos de los nodos del sistema de catorce barras	87
Tabla 3.8 Datos de generación del sistema de catorce barras.....	88
Tabla 3.9 Datos de las líneas de transmisión del sistema de catorce barras	88
Tabla 3.10 ángulos antes y después de los nodos del sistema de catorce barras	91

LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

BONMIN	Solver para resolver problemas mediante programación no lineal de enteros mixtos
CELEC	Corporación eléctrica del Ecuador
CENACE	Centro nacional del control de la energía
CONELEC	Consejo nacional de electricidad
DE	Despacho económico
DigSILENT™	Digital Simulator and Electrical Network “Simulador digital y red eléctrica”
GAMS™	General Algebraic Modeling System “Sistema de modelamiento algebraico general”
INECEL	Instituto ecuatoriano de electrificación
MEM	Mercado eléctrico mayorista
OPF	Optimal power flow “Flujo óptimo de potencia”
P-Q	Curva de capacidad
P.U.	Por unidad
SIL	Surrey impedance loading “Potencia natural de línea”
SNI	Sistema nacional interconectado
SNT	Sistema nacional de transmisión
SOLVER™	Herramienta computacional de Excel

Capítulo 1. Introducción

Capítulo 1. Introducción

1.1. Objetivos	28
1.2. Descripción del Problema	28
1.3. Sector eléctrico ecuatoriano	29
1.4. Componentes del Sistema Nacional Interconectado.....	31
1.4.1. Generación	31
1.4.2. Transmisión	33
1.4.3. Transformación	35
1.4.4. Compensación	35
1.5. Demanda.....	36
1.6. Perfiles de voltaje	37
1.7. Despacho económico de las unidades de generación	37

1. Introducción

1.1. Objetivos

- Desarrollar un despacho óptimo de potencia reactiva para minimizar las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión en un sistema eléctrico, utilizando programación no lineal mediante la ayuda de un software que resuelve problemas de optimización “GAMS”.
- Estudiar adecuadamente las variables del sistema como voltajes de barras, potencia reactiva de los generadores, taps de transformadores, ángulos de voltaje y reactores.
- Respetar las restricciones de operación en cada una de las variables y así obtener un modelo y por consecuente un estudio más aproximado del sistema interconectado.
- Enfocar el presente estudio en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano y sus regulaciones estatales, como su operación.

1.2. Descripción del Problema

En la operación de un sistema eléctrico de potencia se debe tomar muy en cuenta la regulación del voltaje en los diferentes nodos de la red, debido al comportamiento de la carga la cual varía en función del tiempo. La curva de la demanda tiene dos condiciones extremas, cuando está en su mínima demanda y cuando esta es su máxima; estos dos casos varían totalmente el estado de la red. Estas variaciones de carga generan problemas, altos voltajes con demandas muy pequeñas y bajos voltajes con demandas muy grandes la cual reduce la capacidad de transmisión de la red. Para corregir estas variaciones de voltaje los operadores de los sistemas eléctricos cuentan con las herramientas para controlar el flujo de potencia reactiva.

En Ecuador se realiza un despacho económico de potencia activa considerando las capacidades de transmisión y regulaciones de voltaje, para esto manipulan sus dispositivos en tiempo real y así mejoran el voltaje inyectando o quitando reactivos en lugares específicos del sistema. Los operadores del sistema son los encargados de despachar apropiadamente los reactivos de cada uno de los generadores según la ubicación de estos y los diferentes centros de carga distribuidos en el sistema total. Para poder entender mejor como funciona todo esto debemos estudiar el sector eléctrico ecuatoriano.

Como resultado del planteamiento del problema han resultado las siguientes preguntas de investigación.

1. ¿Cuál es el método analítico más viable que se puede usar para optimizar el despacho de potencia reactiva en el SNI?
2. ¿Cuáles serían los beneficios más visibles al optimizar la potencia reactiva en el SNI?
3. ¿Cuál es el alcance por estudiar en este modelo a realizar?
4. ¿Qué se puede concluir al momento de realizar el despacho óptimo de potencia reactiva?
5. ¿Qué consideraciones hay que tomar con respecto a las variables del sistema que forman el modelo de optimización?
6. ¿Mediante que herramientas implementara el método de optimización?

1.3. Sector eléctrico ecuatoriano

El sector eléctrico ecuatoriano ha pasado por muchos cambios en las últimas décadas, desde ser un sector totalmente privado a uno totalmente público, pero sin duda alguna hay que reconocer que ha crecido y se ha logrado mantener en un estado aparentemente estable, actualmente se encuentra en un gran momento, pero aún hay muchos aspectos que tiene que mejorar para llegar a ser un sistema eficiente.

Entre la década de los 70 y 80 empezó el desarrollo y transformación del sector eléctrico ecuatoriano bajo la gestión del Instituto Ecuatoriano de Electrificación más conocido como INECEL. Ya llegada la década de los noventa hubo más

cambios, sobre todo en la manera que se administraba el sector eléctrico que paso de ser una empresa pública controlada totalmente por el estado a una de carácter privado lo que dio paso a la creación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en 1996, modelada de la misma forma que dominaba en la mayoría de los países de Sudamérica en ese entonces, con un fuerte enfoque en el desarrollo privado, que básicamente consistía en la segmentación de los sectores que componían al sistema eléctrico, en este caso eran generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cada uno operaba de manera separada, con un modelo comercial marginalista, y donde la planificación del crecimiento de la generación estaba orientado por el mercado. (Cadena et al., 2016)

A partir del 2008 este sistema, que había confiado la expansión de la generación a la inversión privada, culmino su periodo, con lo que llego una nueva etapa para el sector eléctrico ecuatoriano. Con la entrada en vigor de la nueva Constitución de la República del Ecuador el mismo año, hubo varios cambios en las reglas jurídicas que estaban en vigencia para ese entonces, revolucionando de cierta manera el funcionamiento técnico comercial que se venía llevando en el sistema eléctrico. (Cadena et al., 2016)

Con la expedición del mandato constituyente No. -15, el 13 de julio de 2008, se establecieron acciones inmediatas y se establecieron nuevas reformas para el sector eléctrico, establecidos fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- a) Tarifa unificada 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 unificada para el consumidor final.
- e) Financiamiento del programa de energización rural y electrificación urbana marginal a través del presupuesto general del estado.

Adicionalmente dicho mandato estableció que las compañías de generación, transmisión y distribución de las que forma parte el estado ecuatoriano de manera mayoritaria se den de baja y/o eliminen todas las deudas por cobrar y pagar de los rubros correspondientes a la compra y venta de energía. (Constituyente, 2008)

1.4. Componentes del Sistema Nacional Interconectado

Se define al sistema eléctrico de potencia como un conjunto de elementos que tienen como objetivo generar, transformar, transmitir y distribuir energía eléctrica hasta un consumidor final de manera que sea económico, seguro, confiable, amigable con el medio ambiente y socialmente aceptable. El sistema eléctrico de potencia entrega un servicio fundamental a la sociedad el cual es la energía eléctrica, que de alguna manera como el oxígeno que se respira se piensa en ello sólo cuando no está presente. (Blackburn and Domian, 2006) (Gonen, 2013)

Bajo este precedente, a continuación, se mostrará los elementos principales que forman parte del sistema nacional interconectado.

1.4.1. Generación

El concepto de generación eléctrica se basa en la transformación de algún tipo de energía pudiendo esta ser mecánica, hidráulica, térmica, eólica, entre otras en energía eléctrica.

La generación disponible en el Ecuador consta de 16 centrales hidroeléctricas estatales de pequeña, mediana y gran capacidad y 39 centrales pequeñas pertenecientes a las empresas de distribución eléctrica, a municipios y a empresas privadas; más de un centenar de centrales térmicas con diferentes combustibles y pertenecientes a diferentes empresas, entre generadoras, distribuidoras, industria privada y petroleras en general como se muestra en las Tabla 1.1, Tabla 1.2 y Tabla 1.3 (Cadena et al., 2016)

No.	EMPRESA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)	FACTOR DE PLANTA (%)
1	CELEC EP HIDROPAUTE	PAUTE	10	1.100	5.865,0	62,28
2	CELEC EP HIDROAGUYÁN	SAN FRANCISCO	2	216	914,00	45,30
3	CELEC EP HIDRONACIÓN	DAULE PERIPA	3	213	1.050	56,30
4	CELEC EP HIDROPAUTE	MAZAR	2	163	908,40	61,00
5	CELEC EP HIDROAGUYÁN	AGUYÁN	2	156	1.010	73,90
6	CELEC EP HIDROAGUYÁN	PUCARÁ	2	73	149,40	23,40
7	E.E. QUITO	CUMBAYÁ	4	40	181,09	52,40
8	HIDROABANICO	HIDROABANICO	5	37,5	325,00	97,70
9	E.E. QUITO	NAYÓN	2	29,7	151,14	58,90
10	ELECAUSTRO	OCAÑA	2	26	203,00	89,00
11	ELECAUSTRO	SAUCAY	4	24	141,42	68,20
12	E.E. QUITO	GUANGOPOLO	6	20,92	86,40	47,80
13	ENERMAX	CALOPE	2	18	90,00	62,50
14	HIDROSIBIMBE	SIBIMBE	1	15	89,25	63,70
15	EMAAP-Q	RECUPERADORA	1	14,5	102,60	81,90
16	ELECAUSTRO	SAYMIRIN	6	14,4	96,26	77,20
17	E.E. RIOBAMBA	ALAO	4	10	69,12	80,00
18	E.E. COTOPAXI	ILLUCHI 1-2	6	9,2	47,69	60,00
19	EMAAP-Q	EL CÁRMEN	1	8,2	36,77	51,90
20	E.E. NORTE	AMBI	2	8	34,56	50,00
21	ECOLUZ	PAPALLACTA	2	6,2	23,62	44,10
22	MANAGENERACIÓN	ESPERANZA	1	6	19,00	-
23	LA INTERNACIONAL	VINDOBONA	3	5,86	32,66	64,50
24	E.E. QUITO	PASOCHOA	2	4,5	24,03	61,80
25	MANAGENERACIÓN	POZA HONDA	1	3	16,00	-
26	E.E. RIOBAMBA	RÍO BLANCO	1	3	18,09	69,80
27	PERLABÍ	PERLABÍ	1	2,46	13,09	61,60
28	E.E. SUR	CARLOS MORA	3	2,4	17,00	82,00
29	ECOLUZ	LORETO	1	2,15	12,97	69,80
30	E.E. NORTE	BUENOS AIRES	1	1	7,00	80,00
31	HIDROSIBIMBE	CORAZÓN	1	0,98	7,62	90,00
32	-	Otras Menores	24	21,97	94,91	50,00
		Total	108	2.256	11.837	

Tabla 1.1 Centrales de generación hidroeléctrica del sistema nacional (Plan maestro de electrificación 2016-2025)

No.	EMPRESA	CENTRAL * ERNC	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)
1	ECOELECTRIC	ECOELECTRIC	3	35,20	110,84
2	SAN CARLOS	SAN CARLOS	4	30,60	87,72
3	ECUDOS	ECUDOS A - G	4	27,60	97,80
4	GENSUR	VILLONACO	11	16,50	-
		Total	22	109,90	296,35

Tabla 1.2 Centrales de generación renovable no convencional (Plan maestro de electrificación 2016-2025)

No.	EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA NETA (GWh/año)
1	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	Térmica Turbogas	102,00	93,00	142,09
2		G. ZEVALLOS TG4	Térmica Turbogas	26,27	20,00	1,33
3		G. ZEVALLOS TV2-TV3	Térmica Turbogapor	146,00	146,00	685,74
4		SANTA ELENA 2	Térmica MCI	90,10	90,10	388,01
5		SANTA ELENA 3	Térmica MCI	41,70	41,70	98,53
6		TRINITARIA	Térmica Turbogapor	133,00	133,00	629,48
1	TERMOESMERALDAS	JARAMIJÓ	Térmica MCI	140,00	138,50	457,82
2		C. LA PROPICIA 1-2-3	Térmica MCI	10,50	9,60	16,14
3		MANTA 2	Térmica MCI	20,40	19,20	94,53
4		MIRAFLORES	Térmica MCI	29,50	24,00	27,93
			Térmica Turbogas	22,80	19,00	30,26
5		PEDERNALES	Térmica MCI	2,50	2,00	1,25
6	ESMERALDAS		Térmica Turbogapor	132,50	131,00	755,35
1	TERMO GAS MACHALA	MACHALA 1	Térmica Turbogas	140,00	128,50	813,28
2		MACHALA 2	Térmica Turbogas	136,80	124,00	406,64
1	TERMOPICHINCHA	CAMPO ALEGRE	Térmica MCI	0,40	0,36	0,51
2		CELSO CASTELLANOS	Térmica MCI	7,50	5,70	5,51
3		GUANGOPOLO	Térmica MCI	17,52	16,80	68,07
4		JIVINO	Térmica MCI	5,00	3,80	0,51
5		JIVINO 2	Térmica MCI	10,20	10,00	8,19
6		JIVINO 3	Térmica MCI	40,00	36,00	170,83
7		PAYAMINO	Térmica MCI	4,08	2,70	0,08
8		PUNÁ NUEVA	Térmica MCI	3,37	3,15	2,18
9		PUNÁ VIEJO	Térmica MCI	0,07	0,06	0,10
10		QUEVEDO 2	Térmica MCI	102,00	100,00	474,30
11		SACHA	Térmica MCI	20,40	18,00	74,23
12		SANTA ELENA	Térmica MCI	40,00	40,00	8,92
13		SANTA ROSA 1-2-3	Térmica Turbogas	51,30	51,00	17,90
14		SECOYA	Térmica MCI	11,40	10,00	25,95
1	Elecaustro	EL DESCANSO	Térmica MCI	19,20	17,20	67,50
1	Electroquil	ELECTROQUIL U1-U2-U3-U4	Térmica Turbogas	181,00	181,00	217,06
1	Generoca	GENEROCA 1-2-3-4-5-6-7-8	Térmica MCI	38,12	34,33	121,41
1	Intervisa Trade	VICTORIA 2	Térmica Turbogas	115,00	102,00	60,54
1	Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	150,00	120,00	546,45
1	E. E. Ambato	LLIGUA	Térmica MCI	5,00	3,30	0,42
1	E. E. Centro Sur	CENTRAL TÉRMICA TAISHA	Térmica Turbogapor	0,24	0,24	0,34
1	EEQ SA	GUALBERTO HERNANDEZ	Térmica MCI	34,32	31,20	142,15
1	Regional Sur	CATAMAYO	Térmica MCI	19,74	17,17	9,82
1	Eléctrica de Guayaquil	ALVARO TINAJERO 1-2	Térmica Turbogas	94,80	81,50	121,81
2		ANIBAL SANTOS G. 1-2-3-5-6	Térmica Turbogas	106,77	97,50	40,72
3		ANIBAL SANTOS V.	Térmica Turbogapor	34,50	33,00	207,09
1	CNEL-Sucumbios	NUEVO ROCAFUERTE	Térmica MCI	0,45	0,37	0,31
2		PUERTO EL CARMEN	Térmica MCI	0,65	0,45	2,93
3		TIPUTINI	Térmica MCI	0,16	0,12	0,60
Total		43	Total	2.287,25	2.136,54	6.944,78

Tabla 1.3 Centrales de generación térmica del sistema nacional (Plan maestro de electrificación 2016-2025)

La suma combinada de todos los sistemas de generación con los que consta el país da una potencia instalada de 4.50 GW.

1.4.2. Transmisión

Por otro lado, tenemos el sistema de transmisión ecuatoriano que vendrían a ser como el sistema circulatorio de los humanos, encargados de transportar en este caso la energía eléctrica por todo el país de la manera más eficiente posible.

En nuestro país la transmisión se realiza a varios niveles de voltaje como se muestra en la Tabla 1.4.

NIVEL DE VOLTAJE	KILÓMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
500 kV	461 km
230 kV	3.188 km
138 kV	2.155 km
TOTAL	5.804 km

Tabla 1.4 Longitud de las líneas de transmisión según nivel de tensión del SNI (Plan Maestro de Electrificación 2016-2025)

Con la finalidad de poder emitir un diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del sistema nacional de transmisión, las instalaciones de alimentación se han seccionado según las zonas de operación observando para dicho efecto la agrupación topológica del sistema de transmisión a finales del 2017 como se muestra en la *Figura 1.1 Zonas operativas del SNT (plan maestro de electrificación 2016-2025)*Figura 1.1. (Cadena et al., 2016)

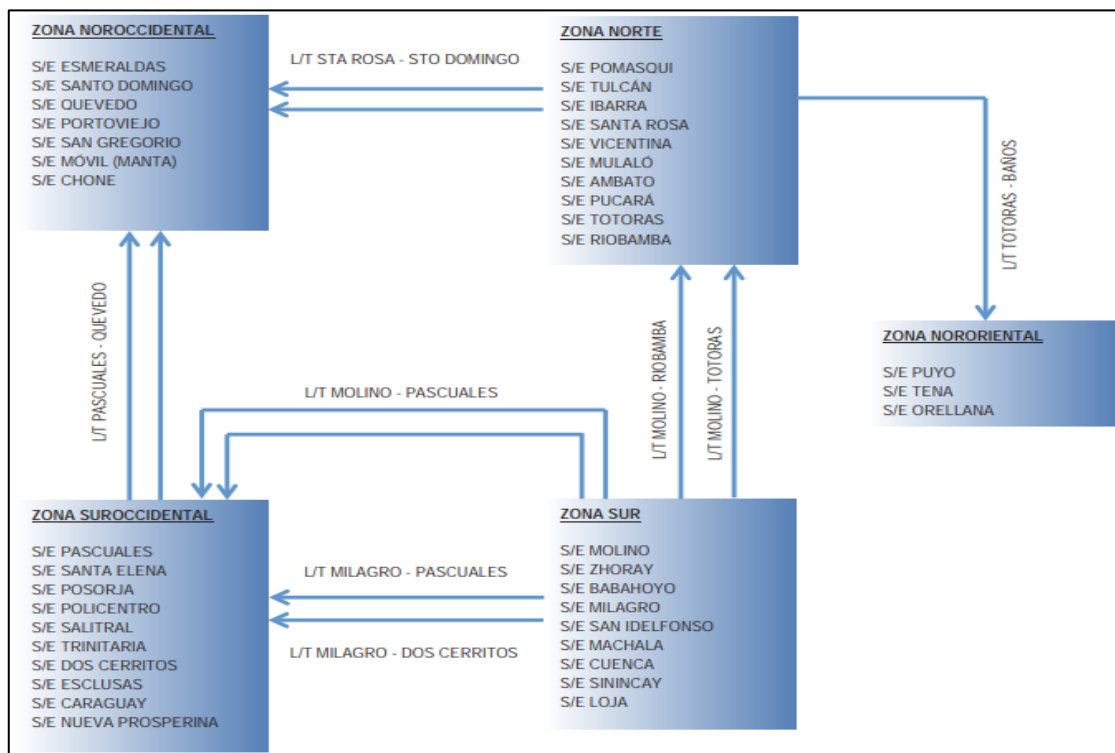


Figura 1.1 Zonas operativas del SNT (plan maestro de electrificación 2016-2025)

1.4.3. Transformación

La transformación de la energía eléctrica se lleva a cabo en los transformadores que cambian los niveles de voltaje según convenga, pero no su naturaleza.

Con respecto a la transformación el país cuenta con un total de 65 subestaciones que incluyen 4 subestaciones móviles, dando así una capacidad de transformación total de 15.970 MVA incluyendo la reserva. (Cadena et al., 2016)

1.4.4. Compensación

La compensación en un sistema eléctrico de potencia es llevada a cabo por los bancos de reactivos sean estos de naturaleza capacitiva o inductiva, estos equipos permiten mantener los perfiles de voltaje de las barras del sistema nacional de transmisión según las bandas de variación establecidas en la normativa actual, esto debe ser así para las diferentes condiciones de demanda y tanto para un estado de funcionamiento normal como para el estado de contingencia. (Cadena et al., 2016)

Subestación	Nivel de Tensión (kV)	Bancos (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
Santa Rosa	138	3	27	81
Pascuales	138	2	30	60
Santa Elena	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12
Portoviejo	69	3	12	36
Pascuales	69	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Policentro	13,8	2	6	12
Machala	13,8	2	6	12
Milagro	13,8	1	18	18
Tulcán	13,8	1	3	3
Ibarra	13,8	2	6	12
Total		22	156	306

Tabla 1.5 Ubicación de los compensadores capacitivos en el SIN (Plan maestro de electrificación 2016-2025)

Subestación	Nivel de Tensión (kV)	Reactores (No.)	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 1.6 Ubicación de los compensadores inductivos en el SNI (Plan maestro de electrificación 2016-2025)

El sistema consta con un total de 306 MVAR de equipos de compensación capacitiva y con un total de 100 MVAR de equipos de compensación inductiva distribuidos en las diferentes subestaciones del país como se muestra en la Tabla 1.5 y en la Tabla 1.6 (Cadena et al., 2016)

1.5. Demanda

Se define a la demanda como la potencia eléctrica que es consumida por una carga para poder funcionar en un intervalo de tiempo específico. Saber a qué nos referimos con demanda es de vital importancia ya que debe ser estudiada para así poder determinar un sistema de generación sólido que nos permita tener una buena planificación del sistema generación-demanda. (Cadena et al., 2016)

En la Tabla 1.6 se muestra la evolución de la demanda del SNI durante el periodo 2003-2022

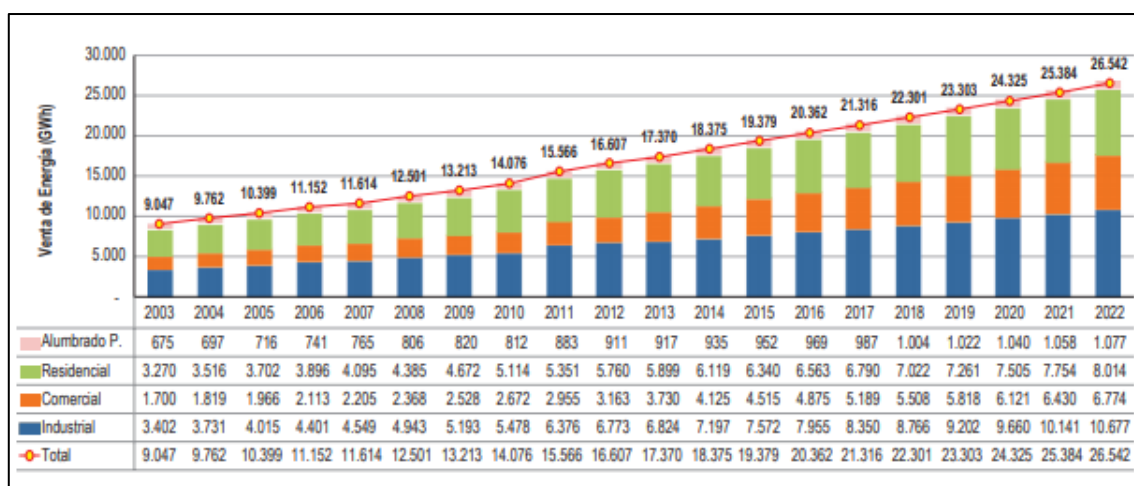


Figura 1.2 Evolución de la carga en el SNI periodo 2003-2022 (Plan maestro de electrificación 2016-2025)

1.6. Perfiles de voltaje

Es importante tener presente que para poder dar un buen servicio y a su vez también poder mejorar la calidad de este es primordial mantener un adecuado perfil de voltaje, mantener los valores de tensión dentro de una banda específica. Según lo dispuesto en la regulación del CONELEC No.004/02 “transacciones de potencia reactiva en el MEM” dictamina que para los diferentes niveles de tensión que se maneja en el SNT existen los siguientes rangos que se muestran en la Tabla 1.7. (CONELEC, 2002)

500 kV		230 kV		138 kV	
Límite Mínimo	Límite Máximo	Límite Mínimo	Límite Máximo	Límite Mínimo	Límite Máximo
0.96 p.u.	1.04 p.u.	0.95 p.u.	1.07 p.u.	0.93 p.u.	1.05 p.u.
480 KV	520 KV	218.5 KV	246.7 KV	128.3 KV	144.9 KV

Tabla 1.7 Banda de variación de voltajes para los diferentes niveles de tensión en el SIN (regulación del CONELEC No.004/02)

1.7. Despacho económico de las unidades de generación

El sistema eléctrico de potencia, al igual que otros sistemas, tiene como objetivo la búsqueda del rendimiento económico con respecto a la inversión que se realiza. El manejo del aspecto económico de un sistema eléctrico de potencia tiene un alto grado de complejidad, en este ámbito intervienen una gran gama de aspectos entre ellos el financiero, tarifario, social, empresarial, medioambiental y operativo. Además, es importante tener presente el marco legal que regula esta labor. En

Ecuador dicha regularización es llevada a cabo por el CONELEC y el despacho económico como tal es realizado por el CENACE. (Exposito, 2006)

El CENACE realiza el despacho económico empleando temporalmente un modelo de optimización que simboliza convenientemente las fuentes energéticas y la red eléctrica. El modelo efectuará la optimización con la finalidad de obtener un mínimo costo de producción, subyugado a las limitaciones operativas del sistema asegurando las condiciones de calidad y seguridad existentes. (CONELEC, 2000)

Para ejecutar el despacho se utiliza un software de coordinación hidro-térmica. La Figura 1.3 enseña un esquema de bloques del programa para la resolución del despacho. (CONELEC, 2000)

El CENACE plantea de la siguiente manera el problema del DE.

Función Objetivo.

Minimizar el costo de producción del sistema eléctrico de potencia.

Restricciones

1. Correcto balance de energía.
2. Restricciones de la red de transmisión, se tiene en cuenta: leyes de Kirchhoff, límites de transmisión de las líneas, topología, pérdidas, estudio de transformadores y restricciones de seguridad.
3. Cuotas energéticas: asignaciones para cada día resultado del plan anual de operación.
4. La disposición de los generadores con los que se cuenta: P_{min} , P_{max} , Margen de reserva en giro.
5. Constancia de las unidades de vapor.

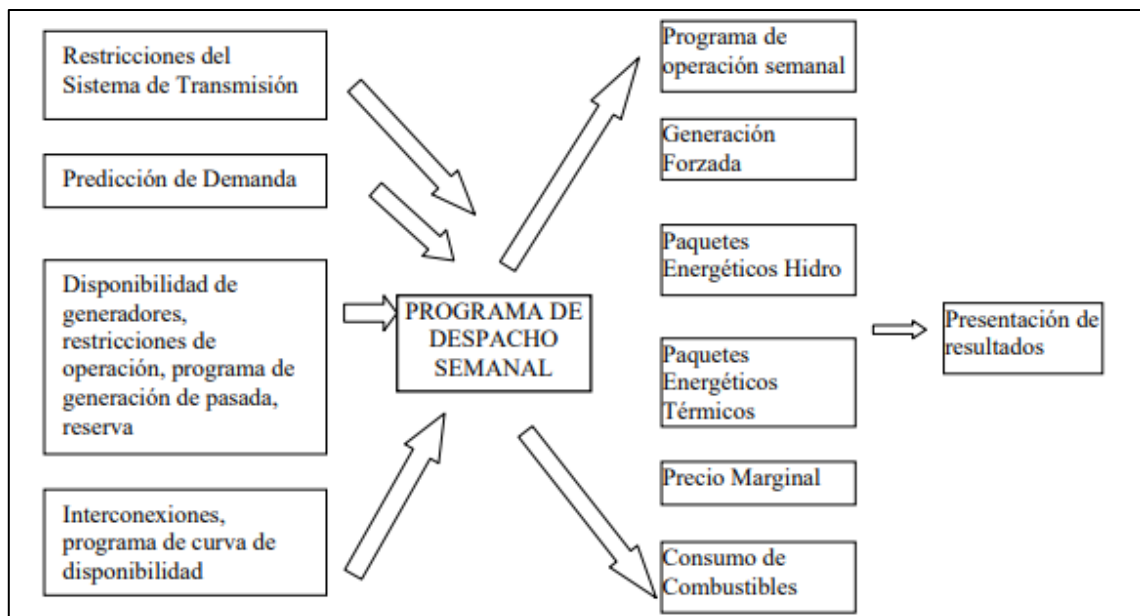


Figura 1.3 Algoritmo para el despacho económico realizado por el CENACE (regulación del CONELEC No. 007/00)

En caso de que no se llegue a conseguir una solución óptima para el despacho económico planteado, el CENACE procederá a relajar las restricciones que se tomaron en cuenta para plantear la función objetivo, esta labor se lleva a cabo en una secuencia ordenada por prioridad, hasta así lograr alcanzar una solución óptima, es importante recordar que se debe notificar a las entidades afectadas por dichas acciones tomadas. (CONELEC, 2000)

Capítulo 2. Revisión de Literatura

Capítulo 2. Revisión de Literatura

2.1. Introducción	42
2.2. Sistema eléctrico de potencia	42
2.3. Líneas de transmisión.....	44
2.3.1. Pérdidas en las líneas de transmisión	47
2.3.2. Límite de transmisión en las líneas de transmisión	49
2.4. Flujo de potencia	52
2.4.1. Flujo de potencia reactiva	53
2.5. Flujo óptimo de potencia.....	54
2.6. Métodos de optimización	54
2.7. Programación no lineal	57
2.8. Condiciones de Karush-Kuhn-Tucker	58
2.9. Despacho Optimo de potencia reactiva	58
2.10. Herramientas computacionales para programación no lineal.....	59

2. Revisión de la Literatura

2.1. Introducción

En este segundo capítulo, se hablará con más detalle de los conceptos que hay que tener en cuenta al momento de realizar un despacho de potencia reactiva, y además de los elementos que forman parte de esta labor.

Se definirán conceptos como el de sistema eléctrico de potencia y la importancia que este tiene para nuestra sociedad además cuales son los elementos principales que lo componen, se presentara el concepto de flujo óptimo de potencia y las variables involucradas en este proceso.

Otra cosa que se debe de tener en cuenta son las pérdidas, se dará una definición de las pérdidas en las líneas de transmisión y además a que se deben las pérdidas y los tipos que existen, también se precisara el significado de la transmisión de potencia reactiva en un sistema de potencia y como esta influye en el mismo.

Para finalizar se hablará sobre la importancia de la optimización de un sistema y los métodos existentes para la optimización.

2.2. Sistema eléctrico de potencia

Se define al sistema de potencia como un conjunto de elementos que tienen como objetivo generar, transformar, transmitir y distribuir energía eléctrica hasta un consumidor final de manera que sea económico, seguro, confiable, amigable con el medio ambiente y socialmente aceptable. El sistema eléctrico de potencia entrega un servicio fundamental a la sociedad el cual es la energía eléctrica. (Blackburn and Domian, 2006) (Gonen, 2013)

Todo empieza en la central de generación compuesta principalmente por el generador donde se produce la energía eléctrica, saliendo de las terminales de la

central de generación se encuentra la primera subestación del sistema, la subestación elevadora donde el elemento primordial es el transformador, en esta etapa se eleva el voltaje para evitar pérdidas, en la siguiente etapa la cual es la de transmisión se efectúa por medio de las líneas de transmisión hasta las siguientes subestaciones más cercanas a los centro de carga, en estas subestaciones se reduce el voltaje a niveles de distribución para llegar así a la última etapa, la de distribución que se lleva a cabo por medio de las líneas de distribución que finalmente llegan al consumidor final. (Exposito, 2006)

La Figura 2.1 muestra la versión más simple de un sistema eléctrico de potencia, pero este sistema se puede volver en extremo complejo ya que puede tener un sin fin de centrales de generación, además de que la carga no se concentra en un solo punto, sino que se distribuye en varios centros.

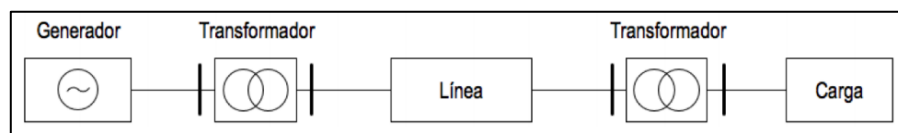


Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia elemental (Exposito, G. (2006) Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica.)

Como se menciona en algunos textos y publicaciones “El sistema eléctrico de potencia es el sistema más complejo jamás creado por el hombre” ya que como se mencionó anteriormente pueden existir una gran cantidad de elementos conectados entre sí que conectan provincias, países e incluso hasta continentes completos, en la Figura 2.2 se muestra como se ve un sistema de potencia más real. [8]

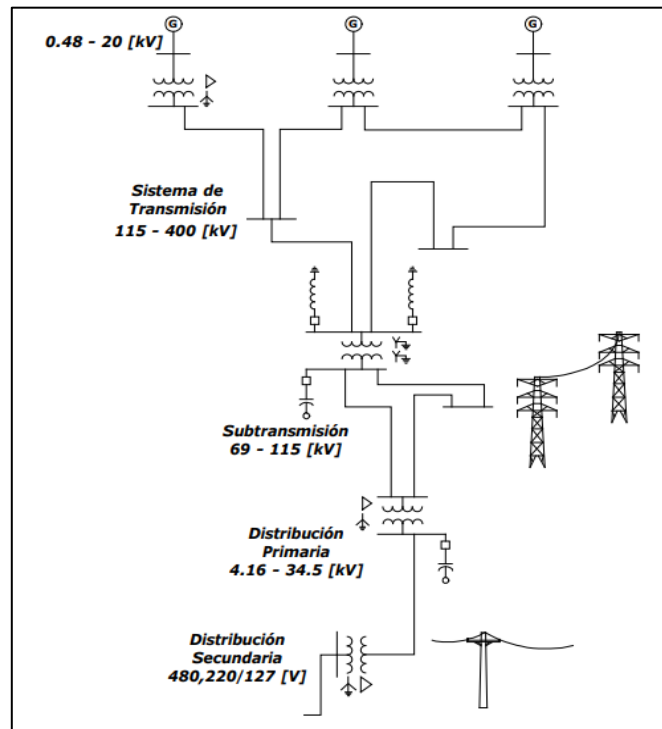


Figura 2.2 Sistema eléctrico de potencia real (Exposito, G. (2006) Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica)

2.3. Líneas de transmisión

En la sección anterior se habló sobre el sistema eléctrico de potencia y sobre los elementos principales que lo componen, además de la función que cumple cada uno de estos elementos, es importante destacar que para la realización de nuestro proyecto las líneas de transmisión son de mucha importancia ya que son las encargadas de transmitir la energía y se las tiene que tener en consideración al momento de realizar un flujo óptimo de potencia reactiva ya que al tener limitantes al momento de transferir la energía hay que tener presente eso. (Grainger and Stevenson, 1996)

Se define una línea de transmisión como el medio material por el que se realiza la transferencia de energía eléctrica, y está formado por un complejo sistema de conductores, estructuras metálicas, aisladores, herrajes, etc. Si vemos a las líneas de transmisión desde un punto de vista estrictamente eléctrico, las líneas son un conjunto de parámetros de admitancia e impedancia.

➤ Admitancia de una línea de transmisión

Este parámetro está conformado por la capacitancia y la conductancia que se representan como elementos transversales dentro del modelo eléctrico de la línea. La capacitancia se define como la correlación existente entre la carga eléctrica y la tensión que hay entre dos medios conductores, entonces en una línea de transmisión vemos a la capacitancia cuando existe una diferencia de tensiones entre dos conductores en paralelo, lo que produce que los conductores se carguen y se comporten como las placas de un capacitor. Este parámetro es una constante que va a depender del tamaño y distancia que existe entre dos conductores puede ser ignorada en líneas de transmisión con una longitud menor a 80 Km, cuando la línea es superior a esta longitud y además son de alta o extra alta tensión el efecto producido por la capacitancia en las líneas ya es visible, se manifiesta como caída de los niveles de tensión debido a la corriente que ahora circula por este “capacitor” que se creó por la capacitancia. (Grainger and Stevenson, 1996)

La conductancia es la facilidad que presentan los materiales para dejar pasar la corriente, en otras palabras, es lo opuesto a la resistencia eléctrica. En una línea de transmisión representa las corrientes de fuga que hay entre los conductores y los aisladores, normalmente las corrientes de fuga fluyen desde el aislador hacia la torre de transmisión, dependerá tanto de la eficiencia del aislador para reducir estas corrientes como también de factores ambientales y atmosféricos, por esta razón es muy complejo establecer un modelo de este parámetro ya que es un factor muy oscilante. Es muy frecuente que se desprecie las corrientes de fuga ya que son muy bajas en comparación con las corrientes de las líneas. (Grainger and Stevenson, 1996)

➤ **Impedancia de una línea de transmisión**

Por otro lado, la impedancia de la línea está formada por la resistencia e inductancia que se encuentran uniformemente distribuida de manera longitudinal a lo largo de la línea y en un modelo eléctrico se las representan como elementos en serie. La inductancia la podemos definir como la correlación que existe entre el flujo magnético y la intensidad de corriente eléctrica que circula por la línea, en el modelo eléctrico se lo presenta como una sola bobina conectada en serie, esta inductancia existente en la línea representa el almacenamiento de energía a

manera de campo magnético que se produce en la línea, además del impedimento a los cambios bruscos de corriente. (Grainger and Stevenson, 1996)

La resistencia es una característica física que poseen los materiales para oponerse al flujo de una corriente eléctrica. La resistencia va a depender de la resistividad de los conductores que conforman la línea y también de la frecuencia. En altas frecuencias, la resistencia aumenta con la frecuencia debido al efecto pelicular, ya que la corriente penetra sólo una pequeña capa cercana a la superficie del conductor. (Grainger and Stevenson, 1996)

➤ Modelado de la línea de transmisión

Para representar una red eléctrica existen varios modelos entre los cuales se encuentran el modelo pi, el modelo T y el modelo L. Para las líneas de transmisión el modelo que más se ajusta a sus características es el modelo PI que se muestra en la Figura 2.3, el cual a través de sus parámetros ya mencionados anteriormente representa los efectos físicos que se presentan en una línea de transmisión. (Exposito, 2006)

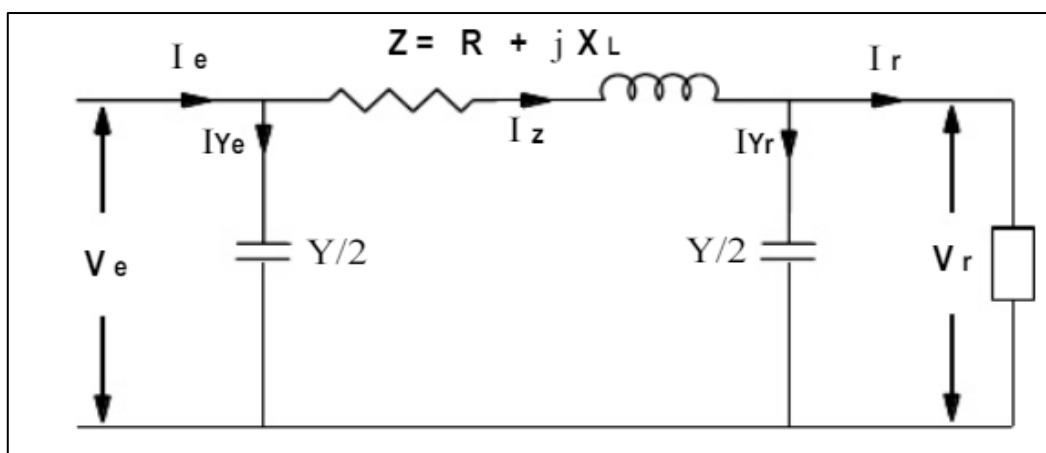


Figura 2.3 Modelo PI de una línea de transmisión (Gainer, J. y Stevenson, W. (1996). Análisis de sistemas de potencia.)

Al implementar este modelo se puede establecer la correlación que existe entre las corrientes y las tensiones de la línea por medio de la matriz de admitancias y por medio de las magnitudes de las variables que componen al modelo PI podemos calcular la matriz admitancia del sistema completo. Dichas variables son parte de las ecuaciones de flujo de potencia del sistema y permiten dictaminar las pérdidas en las líneas de transmisión.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

2.3.1. Pérdidas en las líneas de transmisión

Este concepto es algo que se debe tener en cuenta ya que se busca optimizar nuestro sistema eléctrico de potencia con la finalidad de reducir las pérdidas en las líneas y a su vez también reducir costos y tener un sistema óptimo en todo sentido.

Normalmente para fines de análisis se consideren las líneas sin pérdidas, sin embargo, la realidad es otra, existen varias formas en las que se producen pérdidas de energías en las líneas de transmisión entre las cuales destacan las siguientes: Farzaneh et al. (2013)

- Pérdidas en el conductor
- Pérdidas por radiación
- Pérdidas por calentamiento del dieléctrico
- Pérdidas por acoplamiento y efecto corona

➤ **Pérdidas en el conductor**

Al circular una corriente por un conductor y ya que dicho conductor cuenta con una resistencia finita va a existir una pérdida de potencia inevitable e inherente al conductor también conocida como pérdida por calentamiento y como la resistencia del conductor está distribuida a lo largo de todo el conductor la pérdida de la línea de transmisión será directamente proporcional a la longitud. (Farzaneh et al., 2013)

Las pérdidas de potencia por calentamiento en un sistema trifásico están determinadas por la siguiente ecuación $P_p = 3 * R * I^2$ donde R es la resistencia del conductor e I la corriente que circula por dicho conductor.

➤ **Pérdidas por Radiación**

Se sabe que la radiación es la transmisión de energía en forma de ondas electromagnéticas a través de un medio en este caso se debe a cuando existen

dos conductores próximos entre sí y en uno de ellos actúan fuerzas electromagnéticas que hacen que uno de los conductores actúe como antena transmitiendo la energía hacia el otro conductor produciendo pérdidas. (Farzaneh et al., 2013)

➤ **Pérdidas por calentamiento del dieléctrico**

El calentamiento del dieléctrico es debido a la diferencia de potencial entre dos conductores entonces al existir esta diferencia de potencial va a existir una corriente mayor que como se explicó anteriormente por el hecho de circular una corriente en un conductor debido a la resistencia finita que este tiene se van a producir pérdidas por calentamiento. (Farzaneh et al., 2013)

➤ **Pérdidas por acoplamiento y efecto corona**

Las denominadas pérdidas por acoplamiento están presentes cuando se hacen conexiones entre líneas debido a que para efectuar esto es necesario usar conexiones mecánicas que por lo general no son del mismo material lo que crea una discontinuidad por lo que estos puntos se suelen calentar más e irradiar energía lo que se traduce en una disipación de potencia. (Farzaneh et al., 2013)

Por otro lado, las pérdidas producidas por el efecto corona se deben a la diferencia de potencial que puede llegar a existir entre dos tramos de la línea de transmisión cuando esta diferencia es mayor a la de ionización de aire lo cual produce descargas visibles en el aire.

2.3.2. Límite de transmisión en las líneas de transmisión

Imperan varios factores que pueden limitar el flujo de energía eléctrica en las líneas de transmisión, todo dependerá desde que punto de vista que sea analizado. Por ejemplo, si nos basamos desde el aspecto físico según la IEEE Std. 738-2002 la máxima cantidad de energía que puede transmitir un conductor se puede calcular mediante la determinación de la relación corriente-temperatura denominado también límite térmico. No obstante, como se mencionó existen otras restricciones que muchas veces no permiten el funcionamiento normal de las líneas de transmisión a pesar de que su flujo de potencia no sobre pasa su límite térmico, tal es el caso de límites de cargabilidad, disturbios severos, bajos voltajes, disturbios pequeños y baja frecuencia. (IEEE, 2002)

Es importante determinar los límites de transmisión de energía que poseen las líneas de transmisión ya que es una forma de garantizar la seguridad de los

sistemas eléctricos de potencia y también permite realizar un estudio de flujo óptimo que permite así tener una distribución más precisa de los recursos que se posee. (IEEE, 2002)

➤ **Limite Térmico**

Es importante saber que cuando un conductor opera en condiciones de altas temperatura en dicho conductor se originan efectos de envejecimiento anticipado además de las pérdidas de sus características mecánicas. La dimensión de los efectos de este hecho se verá vinculado a la temperatura alcanzada y al tiempo que haya durado en esta condición. Según normas internacionales se ha establecido que para condiciones estables la temperatura máxima que pueden mantener los conductores sin deteriorar sus propiedades se encuentra entre 75 y 90. (IEEE, 2002) (Kundur, 1994)

El límite térmico que posee un conductor empleado en líneas de transmisión aéreas es determinado por la corriente máxima admisible por el conductor, teniendo en cuenta una temperatura máxima en el conductor para ciertas condiciones ambientales predeterminadas. Los límites térmicos de una línea de transmisión se calculan mediante técnicas de cálculo de calor, es importante tener presente en dicho estudio el efecto provocado por el viento, radiación solar y el nivel del mar al que se encuentra situada la línea según se establecen en las normas IEEE Std.738-2002. (IEEE, 2002)

La temperatura en condiciones estáticas se alcanza cuando el calor absorbido por el conductor es igual al calor liberado, entonces para realizar el cálculo en estado estático de la capacidad termina para un conductor del cual se conocen sus condiciones ambientales, es realizado mediante una ecuación de balance térmico. (Kundur, 1994)

➤ **Limite por Cargabilidad**

Se denomina cargabilidad de una línea de transmisión a la capacidad que tienen las líneas para transmitir determinada cantidad de potencia en condiciones de operación nominales. La cargabilidad del conductor está en función de su calibre

y de la extensión longitudinal de la línea, para estimar su comportamiento se tiene que considerar que el sistema opera en escenario óptimo de tensión, es decir, un voltaje de 1 p.u., tanto en el nodo de envío como en el nodo de recepción. (IEC, 1995)

En una línea la cargabilidad puede evaluarse por medio de la correlación del flujo de potencia activa con respecto al de potencia reactiva que circulan por medio de dicha línea. Esta relación existente entre estos parámetros crea una curva conocida como Curva P-Q o curva de cargabilidad la cual diversa tanto por el flujo de potencia como por la dimensión de la línea. Esta curva propia de cada línea nos muestra que a lo que aumenta el flujo de potencia activa también aumenta la potencia reactiva que dicha línea absorbe, lo que se muestra como pérdida de potencia en la inductancia en serie de la línea. (IEC, 1995)

EL valor de potencia activa cuando el requerimiento de potencia reactiva es cero se conoce como Surge Impedance Loading (SIL) o también como potencia natural de la línea. Este dato de SIL va a depender tanto de la inductancia serie, de la capacitancia paralelo y del nivel de tensión entre fases de la línea. Cuanto mayor sea el nivel de voltaje mayor será el SIL además también aumenta este valor al momento que crece el número de conductores por fase de la línea, ya que esto hace que la impedancia característica de la línea disminuya. (IEC, 1995)

La manera en la que se comporta la curva P-Q de una línea de transmisión se puede representar de la siguiente manera:

- Para niveles de transmisión de potencia activa inferior al valor del SIL, la potencia reactiva capacitiva que es generada por la línea es inferior a la potencia inductiva que es absorbida por la misma línea, en estas circunstancias la línea contribuye potencia capacitiva a la red eléctrica
- Cuando la potencia activa que fluye por la línea es igual al valor del SIL la potencia reactiva capacitiva que es generada por la línea es exactamente igual a la potencia inductiva que dicha línea absorbe. Bajo estos parámetros de funcionamiento, la línea ni inyecta ni consume potencia reactiva de la red.

- El tercer caso que se puede presentar es cuando la potencia activa que circula por la línea tiene valores superiores al del SIL por lo que en este caso la potencia reactiva absorbida por la línea es mayor que la potencia reactiva que produce la misma, en esta situación la línea tomara potencia reactiva de otras fuentes del sistema eléctrico para poder suplir la necesidad.

2.4. Flujo de potencia

El sistema eléctrico de potencia se encarga de la transmisión de la energía eléctrica desde las fuentes de generación hacia las cargas, por medio de las redes de transmisión y distribución. Como se sabe la energía que se transmite siempre busca los caminos con una menor impedancia, es decir que en una red tipo malla ciertas áreas pueden ser requeridas de manera distinta es decir habrá tramos que estén sobrecargados y por otro lado existirán los que estén subutilizados, todo esto nos da como resultado diferentes niveles de tensión en los nodos de la red, serán más bajo los de las líneas que estén sobrecargadas. (Grainger and Stevenson, 1996)

El análisis de la distribución de la energía transportada por los ramales de la red es el objetivo primordial del estudio del flujo de potencia en un sistema eléctrico de potencia.

Ya que tenemos el modelo eléctrico del sistema con el que vamos a trabajar, se definen sus ecuaciones y se determina las tensiones en los nodos de la red. Desde ahí puede calcularse la energía que se pierde por medio de las líneas de transmisión y así poder saber la cantidad de energía que deben entregar los generadores para poder compensar esas pérdidas y atender la demanda de las cargas de manera eficiente, todo este análisis nos permite determinar el rendimiento de la red. (Grainger and Stevenson, 1996)

El cálculo de la energía en tránsito se suele hacer por cada unidad de tiempo, con lo que realmente se está trabajando con potencias en vatios, que son julios por segundo.

2.4.1. Flujo de potencia reactiva

El analizar el flujo de potencia reactiva de un sistema eléctrico de potencia es primordial ya que a través de este se pueden controlar ciertos puntos de interés como son áreas con sobreabundante o con déficit de potencia reactiva. Los cuales por lo general están asociados con regiones que tienen niveles bajos o altos de voltaje lo cual nos lleva a tener presente la tolerancia que se tiene con respecto a los niveles de voltaje es decir en qué porcentaje pueden variar sus mínimos y máximos. (Venkataramana et al., 1994)

La potencia reactiva se desplaza entre los elementos que tienen la capacidad de almacenar energía en forma de campo magnético y los que la pueden almacenar como campo eléctrico, pero se admite normalmente que la potencia reactiva circula de los componentes generadores de potencia reactiva a los consumidores de ella, siendo los elementos productores de potencia reactiva los que guardan la energía en forma de campo eléctrico, y los elementos que gastan energía reactiva aquellos que la almacenan en forma de campo magnético.

Ya que en los sistemas eléctricos de potencia convencionales los generadores entregaban la totalidad de los reactivos y los componentes que consumían los reactivos son las cargas, se tomó que el flujo normal de la potencia reactiva va desde los generadores por medio de las redes de transmisión y distribución hasta las cargas. (Dommel and Tinney, 1968)

Los sistemas eléctricos interconectados de la actualidad buscan optimizar el aprovechamiento de las líneas de transmisión para el transporte de potencia activa, por lo que, se busca que la potencia reactiva sea producida de manera local, reduciendo de manera óptima la circulación de potencia reactiva tanto por las redes de transmisión como las de distribución y a su vez restringiendo la entrega de reactivos realizados por los generadores al control de potencia reactiva y al soporte de tensión. (Kundur, 1994)

Por las particularidades de los sistemas eléctricos de potencia que se definieron con anterioridad, el flujo de potencia reactiva a través de las líneas de transmisión y distribución posee las siguientes implicaciones.

- Reducción de la capacidad de transmisión de potencia activa.
- Crecimiento de las pérdidas en las líneas.
- Disminución de las características de tensión y por tanto de la calidad de servicio.
- Reducción del límite de seguridad para desplome de tensión.
- Aumento del costo en la operación, por des optimización en el despacho de los recursos de generación.

2.5. Flujo óptimo de potencia

El flujo óptimo de potencia (OPF por sus siglas en inglés.) está presente tanto en asuntos de planificación eléctrica y de operación. Este método radica en la combinación del cálculo de un despacho económico (DE) con un cálculo de flujo de potencia de manera que tanto el DE y el flujo de potencia se resuelvan de manera simultánea. (Venkataramana et al., 1994)

Realizar un OPF básicamente consiste en despachar una serie de generadores con el fin de minimizar o maximizar una función objetivo previamente planteada según las necesidades del problema a resolver que además está sujeta a restricciones de igualdad y desigualdad. (Dommel and Tinney, 1968)

Bajo la premisa de determinar una función objetivo que cumpla nuestros requerimientos es de vital importancia definir las variables de estado y las variables de control optimas teniendo en cuenta las restricciones que delimitan nuestro sistema. Lo que nos deja con la siguiente formulación básica.

$$\min f(x) \quad (2.1)$$

$$\text{sujeto a } g(x) = 0 \quad (2.2)$$

$$h(x) \leq C \quad (2.3)$$

2.6. Métodos de optimización

La optimización aglomera un grupo de técnicas de modelación matemática que nos permite realizar alguna actividad de la mejor forma es decir que nos da la

facilidad de dar solución a un problema de asignación o planeamiento óptimo con recursos escasos y, visto de un punto más amplio, apoyar de una manera eficiente la toma de decisiones. La optimización es una herramienta matemática utilizada en un sinnúmero de campos de aplicación incluyendo la ingeniería eléctrica. (Baquela and Redchuck, 2013)

Un problema de optimización está constituido por las siguientes partes:

- El conjunto de soluciones
- El conjunto de soluciones realizables, el cual posee todas las factibles composiciones de valores de variables independientes que satisfacen las restricciones
- La función objetivo, que sujeta las soluciones posibles con la actuación del sistema.

Con base a sus características, existen varios métodos de catalogar un problema de optimización. Considerar en qué clase entra es vital para definir el procedimiento a utilizar, ya que no existe un solo método para todos los problemas existentes. (Baquela and Redchuck, 2013)

Las metodologías que se pueden emplear para la solución de problemas de optimización se pueden catalogar en tres tipos diferentes:

➤ **Resolución mediante cálculo**

La metodología de resolución por cálculo requiere el cálculo de derivadas para establecer para qué datos del dominio la función presenta un máximo o un mínimo. Es una técnica de optimización muy confiable, pero solicita mucho esfuerzo de cómputo y que tanto la función objetivo como las restricciones presenten determinadas condiciones. Frecuentemente, no se suele requerir estos métodos en la ingeniería, ya que los problemas de ingeniería no suelen ajustarse a las restricciones de continuidad y tienen demasiadas variables como para que su solución pueda ser óptima. (Baquela and Redchuck, 2013)

➤ **Resolución mediante técnicas de búsquedas**

En esta sección, tenemos un gran abanico de técnicas, desde el viejo método de prueba y error hasta técnicas modernas de programación matemática. Básicamente consisten en el algoritmo siguiente:

Seleccionar una solución inicial y hacerla la solución actual:

- Hacer Mejor Solución = Solución Actual
- Buscar n soluciones cercanas a la Solución Actual
- Para cada una de las n soluciones cercanas hacer:
 1. Si el valor de la función objetivo de la solución a verificar es mayor (o menor) al valor generado por la solución actual, hacer Mejor Solución = Solución Evaluada
 2. Si Mejor Solución = Solución Actual, Finalizar del procedimiento, en caso contrario Hacer Solución Actual = Mejor Solución y volver a 1)

Dentro de la resolución por métodos de búsqueda existen varias técnicas que nos permiten dar solución a una gran diversidad de problemas. Comenzando con técnicas bastante exactas, como lo es la Programación Lineal, que de cierto modo se ve limitada solo a problemas con un conjunto de solución convexo con una función objetivo y restricciones lineales, hasta métodos más avanzados como las técnicas metaheurísticas de solución aproximada como la Búsqueda Tabú. (Baquela and Redchuck, 2013)

Las técnicas que se usaran para la resolución del problema de despacho de reactivos se encuentran dentro de este grupo la cual es la programación no lineal la cual es una variante más compleja de la programación lineal.

➤ **Resolución mediante técnicas de convergencia de soluciones**

En este apartado, tenemos los métodos más recientemente desarrollados. A diferencia del grupo anterior, está compuesto casi completamente por técnicas metaheurísticas, es decir, que la solución que obtendremos va a ser aproximadamente óptimos. Esta metodología se centra en generar un gran número de soluciones para luego definir cuáles son las “mejores” y, a partir de este primer grupo de soluciones, crear un nuevo grupo de soluciones a examinar

y de esta manera repitiendo estos mismos pasos hasta que las soluciones generadas converjan, es decir, hasta llegar a la iteración en la que todos los resultados generados tengan un valor de función objetivo lo más parecido posible. (Baquela and Redchuck, 2013)

2.7. Programación no lineal

Se considera como programación no lineal (PNL) al conjunto de técnicas que son empleadas para optimizar una función objetivo que está sujeta a cierto número de restricciones en donde una o más de las restricciones o variables utilizadas para definir la función objetivo son no lineales. Esta característica particular de los modelos no lineales permite abordar problemas de ingeniería eléctrica, específicamente problemas de despachos y optimización donde los supuestos coligados a la proporción no se efectúan. (Marin, 2000)

Normalmente un problema de programación no lineal tiene las siguientes características:

- Por lo general la solución óptima no se encuentra en un punto extremo de la zona factible de soluciones
- En ocasiones el punto óptimo se encuentra en el interior de la zona factible.
- Hay casos en donde se encuentra un valor optimo local o relativo mas no el óptimo absoluto
- Se pueden crear regiones de factibilidad que no precisamente son convexas.
- Las restricciones o la función objetivo pueden ser no lineales o ambas en ciertos casos.

Se puede plantear un problema de programación no lineal de la siguiente manera.

$$\text{Minimizar } f(x) \quad (2.4)$$

$$\text{sujeta a : } K_i(x) = 0 \quad \text{donde } i = 1, 2, \dots, t \quad (2.5)$$

$$M_j(x) \leq 0 \quad \text{donde } j = 1, 2, \dots, l \quad (2.6)$$

Donde $f, K_1, K_2, \dots, K_t, M_1, M_2, \dots, M_l$ son funciones definidas en H_z espacio euclidiano de z dimensiones. Por otro lado, x es un subconjunto de H_z y además x es un vector de componentes x_1, x_2, \dots, x_n

Para resolver el problema se tiene que encontrar las variables x_1, x_2, \dots, x_n que satisfagan las restricciones planteadas y que minimice la función objetivo.

2.8. Condiciones de Karush-Kuhn-Tucker

Las denominadas condiciones de Karush-Kuhn-Tucker también conocidas como KKT con un grupo de condiciones necesarias y suficientes que nos permiten determinar si la solución de un problema de programación matemática es óptima al cumplirse o no dichas condiciones. (Wood and Wollenberg, 2014)

Existen ciertos requerimientos con respecto a las restricciones en un problema de PNL para que las condiciones de KKT puedan ser consideradas como condiciones necesarias para que pueda existir un óptimo. Estos requerimientos tienen el propósito de evitar anomalías que pueden hallarse en la frontera de la zona factible cuando las restricciones son no lineales. (Wood and Wollenberg, 2014)

2.9. Despacho Óptimo de potencia reactiva

Para poder realizar el despacho óptimo de potencia reactiva se tiene que tener claro que para poder asignar la potencia reactiva que va a producir cada generador va a depender, entre varios factores, principalmente de la potencia activa establecida en el despacho económico previo, esto significa que, los datos de potencia activa del despacho economía son datos de entrada a usarse en el despacho óptimo de potencia reactiva. (Venkataramana et al., 1994)

Cuando el método que se utiliza para resolver el despacho óptimo de potencia reactiva no encuentra una solución satisfactoria, es decir, no se pudo alcanzar la banda de tensiones permitidos por ley, se deberá retroceder al procedimiento del despacho económico, y aumentar la cantidad de módulos generadoras (generación forzada) que por su ubicación en el sistema (SNI) puedan dar una respuesta a la problemática. La potencia activa que se establece en estas unidades de generación estará ligada al valor mínimo de operación señalado en

dicha unidad generadora. Después se regresa a resolver el despacho óptimo de reactivos y se verifica que se haya logrado conseguir los criterios de calidad y seguridad establecidos por norma y así este proceso se vuelve recursivo, es un proceso de retroalimentación entre los despachos realizados, la figura nos muestra como interactúa este sistema. En la Figura 2.4 se muestra un diagrama de bloques que resume esto. (Venkataramana et al., 1994)

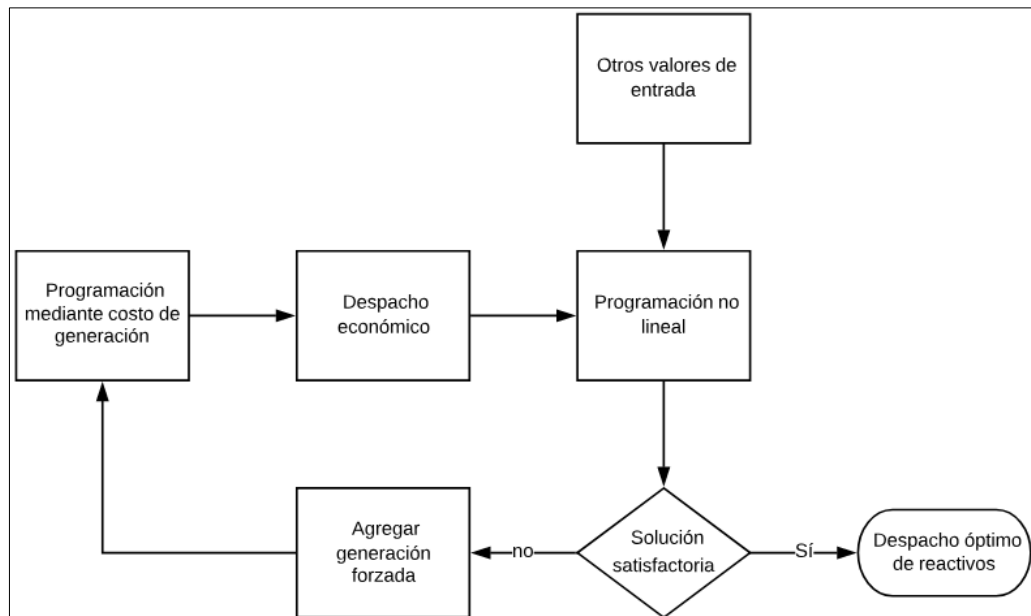


Figura 2.4 Algoritmo para la solución del flujo óptimo de potencia reactiva (Venkataramana, A. (1994). An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse)

2.10. Herramientas computacionales para programación no lineal

Existen algunas herramientas que se pueden utilizar para la resolución de problemas de programación no lineal, para la elaboración de este proyecto se usará el apoyo de dos softwares en específico, los cuales serán Solver de Excel y GAMS.

➤ Solver de Excel

Solver es una herramienta que pertenece a Excel que permite resolver problemas de programación matemática, el cual dispone de varias metodologías para resolver dicho problema entre ellas se encuentra la programación lineal, la programación no lineal, programación por enteros mixtos, entre otros métodos de optimización. (Microsoft, 2019)

Para poder utilizar dicha ayuda de Excel es importante tener en cuenta algunos conceptos. Existen tres cosas que se tienen que tener claro:

1. Hay que tener una celda objetivo, en esta celda como su nombre indica se ingresara la función objetivo que hemos planteado previamente para optimizar.
2. Luego están las celdas variables las cuales se modificarán según la necesidad para obtener el resultado deseado.
3. Celdas de restricciones en las cuales se hubieran las limitantes del problema a resolver

En resumen, Solver se puede utilizar para determinar el valor máximo o mínimo de una celda cambiando las variables existentes en otras celdas.

➤ **GAMS**

El programa GAMS utiliza un lenguaje de programación que permite resolver un problema de optimización matemática independiente de la técnica de resolución coligada al mismo. La restricción más importante al tener en cuenta con este software es que no se pueden resolver problemas de optimización que contengan ecuaciones diferenciales, siempre han de ser del tipo algebraico. (Marin, 2000)

Para resolver un problema utilizando GAMS es importante tener presente una serie de pasos a seguir, para poder llegar a la solución de la manera más eficiente: (Marin, 2000)

1. Como primer paso tener claro el problema que vamos a resolver, es decir saber cuál será el método de optimización matemáticas más eficiente para el problema a resolver
2. Luego se tiene la escritura del código en GAMS, hay que realizar un estudio previo de cómo se maneja la programación en el software ya que la manera en la que se escriba el código podría facilitar o volver más difícil la resolución del problema.

3. Como último paso tenemos la revisión final de lo escrito antes de mandar a ejecutar el código, y efectuar las posibles correcciones que pueda necesitar.

Se ha conectado un gran número de solucionadores para modelos de programación matemática a GAMS. La Tabla 2.1 proporciona una breve descripción de alguno de los solucionadores más usados y los tipos de modelo que cada solucionador puede resolver. (Marín, 2000)

ALPHAECP	Solucionador de MINLP basado en el método de plano de corte extendido (ECP)
AMPL	Un enlace para resolver modelos GAMS utilizando solucionadores dentro del sistema de modelado AMPL.
ANTIGONE 1.1	Optimización global determinista para MINLP
BARON	Optimización de Branch-And-Reduce Navigator para soluciones globales comprobadas
BDMLP	Solucionador de LP y MIP que viene con cualquier sistema GAMS
BENCH	Una utilidad para facilitar la evaluación comparativa de los solucionadores de GAMS y la verificación de soluciones
BONMIN 1.8	Solucionador COIN-OR MINLP que implementa varios algoritmos de aproximación de ramificación y enlace externo

Tabla 2.1 Descripción de los solvers más usados de GAMS (Marín, J. (2000). Introducción al lenguaje GAMS)

Existen una gran cantidad de solvers en GAMS que emplean diversas técnicas para optimizar, entre las cuales se encuentran la programación lineal, programación no lineal e inclusive la programación de enteros mixtos.

Capítulo 3. Metodología

Capítulo 3. Metodología

Capítulo 3. Metodología.....	62
3. Metodología.....	64
3.1. Introducción.....	64
3.2. Flujo de potencia en las barras del sistema	65
3.3. Datos y parámetros en la red al realizar el flujo de potencia	67
3.4. Formulación del modelo para el despacho óptimo de potencia reactiva en un sistema.....	69
3.5. Variables de estado y control.....	71
3.6. Función objetivo	73
3.7. Restricciones y limitantes	75
3.7.1. Restricciones de balance de potencia activa	75
3.7.2. Restricciones de balance de potencia reactiva	76
3.7.3. Restricción de potencia reactiva en los generadores	77
3.7.4. Restricción de voltajes nodales	77
3.7.5. Restricción de magnitudes de tap en los transformadores	78
3.8. Solver BONMIN 1.8	78
3.9. Ejemplos de aplicación	79
3.9.1. Sistema de cinco barras	79
3.9.2. Sistema de catorce barras	85
4.2.3. Demanda mínima día lluvioso	107

3. Metodología

3.1. Introducción

En este tercer capítulo se explicará, los algoritmos a utilizar para realizar correctamente el OPF para el despacho de potencia reactiva, los datos del sistema a utilizarse, las limitantes y las funciones a utilizarse.

Se determinará la función objetivo la cual está ligada a diferentes restricciones ya sean de igualdad o desigualdad. Según sea el caso mientras más restricciones, variables y datos del sistema se tomen en cuenta, el modelo se acerca al sistema real y se obtienen resultados más precisos.

Para obtener una solución al modelo matemático planteado se utilizará herramientas computacionales como es el caso de “Excel Solver” y “GAMS” los cuales ayudan a resolver mediante métodos no lineales el modelo de optimización que se ha establecido.

Se demostrará desde los sistemas más sencillos a los más complejos, así como también como afectan las variables, limitantes y restricciones en nuestro resultado. Se presenta el siguiente algoritmo en la Figura 3.1

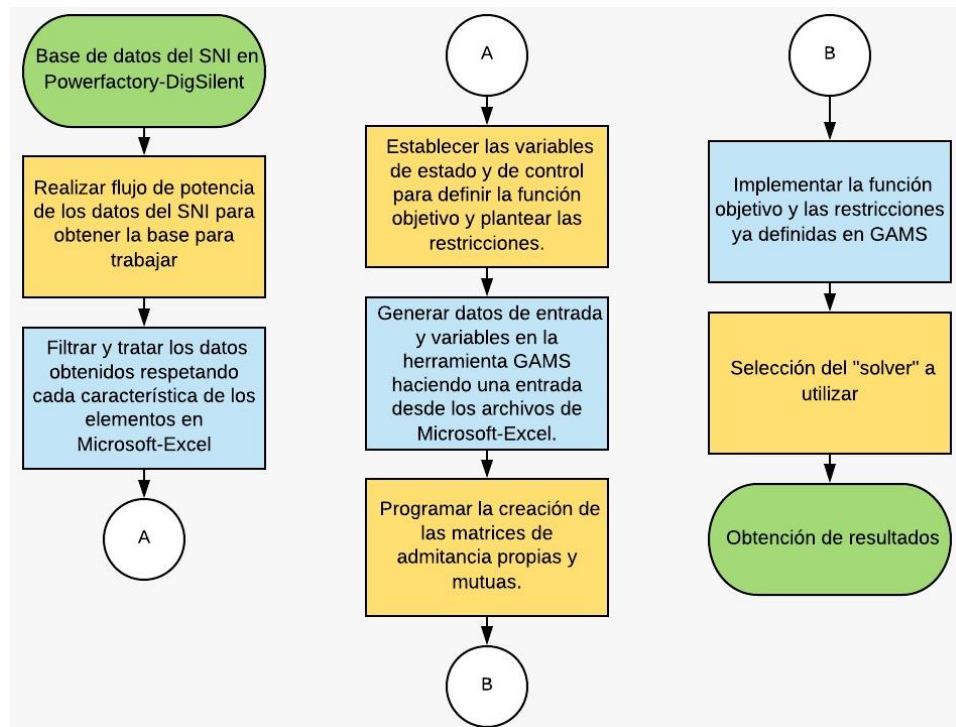


Figura 3.1 Proceso para la obtención de resultados

Bajo la premisa de determinar una función objetivo que cumpla los requerimientos es de vital importancia definir las variables de estado y las variables de control óptimas teniendo en cuenta las restricciones que delimitan el sistema. Para iniciar el modelo se debe estudiar el papel importante que juegan los flujos de potencia en el sistema, lo cual se explicará a continuación.

3.2. Flujo de potencia en las barras del sistema

Los estudios de flujo de potencia se los realiza en sistemas de potencia en condiciones estáticas de operación, los cuales nos ayudan a determinar:

1. Los flujos en las líneas.
2. Las tensiones en las barras y el perfil de voltaje de todo el sistema.
3. Los efectos que ocurren al configurar los circuitos y al adherir nueva carga al sistema.
4. Las pérdidas en el sistema de transmisión o generación.
5. El efecto de los sobre voltajes en las cargas del sistema.
6. Operación del sistema económico.
7. Minimización en las pérdidas de transmisión.

8. Ajustes en los taps de transformación para una operación más económica.
9. Posibles mejoras para un sistema existente, por cambio de conductor y control de voltaje.

Para el estudio de flujo de carga normalmente se utiliza una representación de una fase ya que el sistema es generalmente equilibrado. El sistema en Ecuador opera a 60Hz, las cargas están representadas por impedancias constantes. Para analizar los flujos de potencia complejos se utilizan herramientas de computación con algoritmos los cuales tiene una solución rápida y eficaz.

En la red para cada barra o nodo hay cuatro variables a conocerse.

- a. Magnitud de voltaje.
- b. Ángulo de fase de voltaje.
- c. Potencia activa.
- d. Potencia reactiva.

De estas cuatro cantidades, dos de ellas se conocen en cada barra y los dos restantes se obtienen a partir de la solución del flujo de potencia. Se selecciona una barra de oscilación o slack la cual sirve para suplir las pérdidas en las líneas las cuales no se conocen hasta el final de la solución del flujo de potencia. En todas las barras de carga se conoce la potencia activa y reactiva. La Tabla 3.1 muestra los tipos de barra y las variables conocidas en cada barra. (Wood and Wollenberg, 2014)

Barra	Valores especificados	Valores calculados
Barra Slack o de compensación	Magnitud de voltaje y su ángulo de fase	Potencia activa y reactiva
Barra de voltaje controlado (Barra PV)	Magnitud de los voltajes y potencia activa	Angulo de voltaje y potencia reactiva
Barra de carga	Potencia activa y reactiva	Magnitud y ángulo de los voltajes en la barra

Tabla 3.1 Clasificación de las barras (Grainger, J. y Stevenson, W. (1996). Análisis de sistemas de potencia)

3.3. Datos y parámetros en la red al realizar el flujo de potencia

Para llevar a cabo el flujo de potencia se necesita las admitancias propias y mutuas para formar la matriz de admitancias de barra Y_{barra} o las impedancias de transferencia Z_{barra} .

Para realizar el estudio del flujo óptimo de reactivos se emplearán las admitancias, es decir estas son la parte principal para introducir en el modelo de optimización. Las líneas de transmisión se representan por su equivalente nominal, el valor numérico para la impedancia serie Z y la admitancia total de carga de la línea Y son necesarios para cada línea y así determinar todos los elementos de la matriz de admitancias de barra $n \times n$. Cada elemento Y_{ij} tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.1)$$

Otros datos importantes incluyen los valores nominales de los transformadores y sus impedancias, las capacidades de los capacitores en derivación y las tomas de los transformadores que son usados. (Murty, 2008)

El voltaje en una barra típica (i) del sistema está dado en las siguientes coordenadas polares:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i|(\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (3.2)$$

La corriente total que se inyecta en la red a través de la barra (i) en términos de los elementos Y_{in} de Y_{barra} está dado por la siguiente sumatoria:

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.3)$$

Sean P_i y Q_i las potencia real y reactiva totales que entran a la barra (i). Entonces el complejo conjugado de la potencia que se inyecta es:

$$P_i - jQ_i = V_i * \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.4)$$

En la cual se reemplazan las ecuaciones (3.1) y (3.2) para así obtener:

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad (3.5)$$

Al momento de ampliar esta ecuación e igualar la parte real y reactiva tenemos:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.6)$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.7)$$

Las ecuaciones (3.6) y (3.7) pertenecen a la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia; estas nos 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 (i) como se muestra en la Figura 3.2

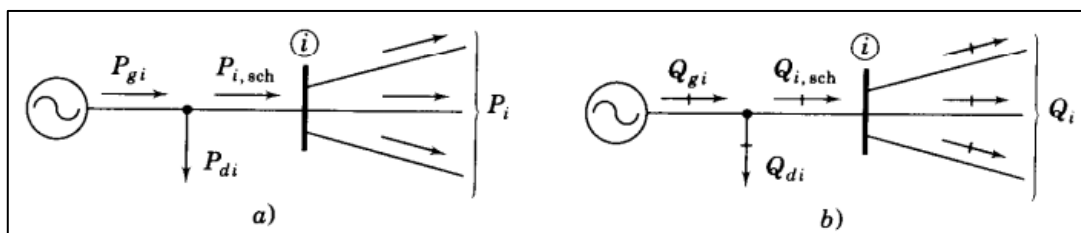


Figura 3.2 Notación para las potencias a) activa y b) reactiva en una barra típica (i) para los estudios de potencia (Grainger, J. y Stevenson, W. (1996). Análisis de sistemas de potencia)

Sea P_{gi} la potencia programada que se está generando en la barra (i) y P_{di} la potencia programada que demanda la carga en esa barra, entonces $P_{i,prog} = P_{gi} - P_{di}$ nos da la potencia programada total que se inyecta en la barra. El valor calculado de P_i se denomina $P_{i,calc}$ y se define el error con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (3.8)$$

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

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (3.9)$$

Los errores se dan cuando los valores calculados de P_i y Q_i no coinciden con los valores programados. 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).

3.4. Formulación del modelo para el despacho óptimo de potencia reactiva en un sistema

Como se mencionó en el Capítulo 2 realizar un OPF básicamente consiste en despachar una serie de generadores con el fin de minimizar o maximizar una función objetivo, la cual en este caso será la de minimizar las pérdidas en las líneas de transmisión del sistema, sujeto a restricciones de igualdad y desigualdad.

$$\min f(x) \quad (3.10)$$

$$\text{sujeto a } g(x) = 0 \quad (3.11)$$

$$h(x) \leq C \quad (3.12)$$

Como se mencionó en la sección 3.3, para realizar el modelo del flujo óptimo de potencia reactiva se usarán las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancia de la Y_{barra} , la cual está dada por:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.13)$$

Donde:

$$G_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (3.14)$$

$$B_{ij} = \frac{X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (3.15)$$

Para el desarrollo del modelo se partió la matriz admitancia de barra en dos, admitancia propia y mutua respectivamente.

Matriz de admitancia (Y_{barra})

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} y_{11} & \cdots & y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n1} & \cdots & y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Matriz de admitancia mutua (Y_{mutua})

$$Y_{in} = -y_{in} \angle \theta_{in} \quad (3.17)$$

$$Y_{mutua} = \begin{bmatrix} 0 & -y_{12} & \cdots & -y_{1n} \\ -y_{21} & 0 & \cdots & -y_{2n} \\ \vdots & \vdots & 0 & \vdots \\ -y_{n1} & -y_{n2} & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Matriz de admitancia propia (Y_{propia})

$$Y_{propia} = -\sum_{n=1}^N -y_{in} \theta_{in} \quad (3.19)$$

$$Y_{propia} = \begin{bmatrix} y_{11} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{22} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$Y_{barra} = Y_{propia} + Y_{mutua} \quad (3.21)$$

El voltaje en la barra (i) está dado por la ecuación:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos(\delta_i) + j|V_i| \sin(\delta_i) \quad (3.22)$$

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

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.23)$$

La potencia real P_i y reactiva Q_i totales que entran al sistema a través de la barra (i) es:

$$P_i - jQ_i = Y_{ii}V_i^2 + V_i * \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n, \quad i \in N \quad (3.24)$$

Parte Real:

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [G_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) + B_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)], \quad i \in N \quad (3.25)$$

Parte Imaginaria:

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [G_{in} \sin(\delta_n - \delta_i) - B_{in} \cos(\delta_n - \delta_i)], \quad i \in N \quad (3.26)$$

3.5. Variables de estado y control

A continuación, se exponen las variables de control y estado que están presentes en los nodos de un sistema eléctrico típico como se puede ver en la Figura 3.3.

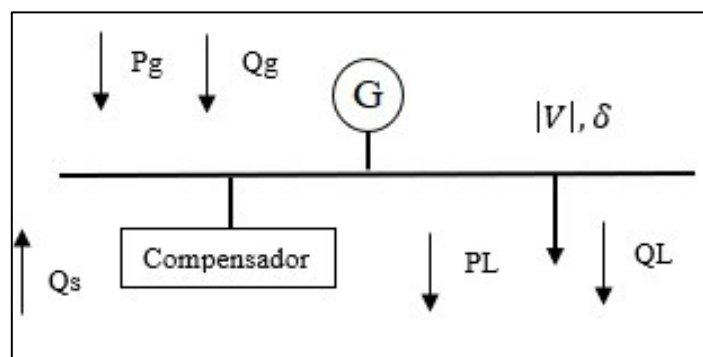


Figura 3.3 Representación de un nodo de un sistema eléctrico

P_g y Q_g son variables de control, las cuales corresponden a las potencias activas y reactivas respectivamente del generador, por otro lado $|V|$ y δ son variables de estado, corresponden a la magnitud de tensión y ángulo respectivamente. Q_s es otra variable de control, se encarga de inyectar potencia reactiva mediante

compensadores como pueden ser bancos de capacitores o reactores. Por último P_L y Q_L , representan la carga en cada nodo o barra. (Grainger and Stevenson, 1996)

Para este estudio se tomarán datos del SNI que proporciona CELECTRANSELECTRIC, utilizando la herramienta DIgSILENT, se asume el despacho económico de generación de potencia activa realizado por CENACE, por tanto, este estudio se enfocará en el despacho de reactivos. Es decir, en todo un proceso de despacho de generación se omitirá el despacho de potencia activa de los generadores ya que no hay mucha información acerca de las curvas de costos de los diferentes generadores en el país, así que el estudio se puntualiza en variar el flujo de reactivos y así disminuir pérdidas en las líneas de transmisión. Es por esto por lo que los valores de potencia activa son datos reales y constantes los cuales están despachados por CENACE.

Las variables por usar en el modelo del despacho óptimo de reactivos son:

$P_{gi} \rightarrow$ Potencia activa generada en la barra i

$Q_{gi} \rightarrow$ Potencia reactiva generada en la barra i

$P_{di} \rightarrow$ Potencia activa demandada en la barra i

$Q_{di} \rightarrow$ Potencia reactiva demandada en la barra i

$P_i \rightarrow$ Potencia activa inyectada en la barra i

$Q_i \rightarrow$ Potencia reactiva inyectada en la barra i

$Q_{si} \rightarrow$ Potencia reactiva en los reactores en la barra i

$P_{ajuste} \rightarrow$ Potencia activa de ajuste

$V_i \rightarrow$ Tension en la barra i

$\delta_i \rightarrow$ Ángulo de la tension en la barra i

$t_{ij} \rightarrow$ Posicion del tap del transformador en la linea i y j

$G_{ij} \rightarrow$ Conductancia entre las barras i y j

$B_{ij} \rightarrow$ Susceptancia entre las barras i y j

$N \rightarrow$ Numero de barras

Si entre dos barras existe un transformador, se considera el efecto del tap [21].

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} |t|^2 * Y & -t * Y \\ -t * Y & Y \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Donde Y es la admitancia equivalente del transformador en el lado del cambio de derivaciones.

Para tener en claro la adición de un transformador en el sistema se dispondrá un pequeño ejemplo.

Asumiremos un sistema de 4 barras, el cual tiene la siguiente configuración de barras:

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & 0 \\ Y_{21} & Y_{22} & 0 & Y_{24} \\ Y_{31} & 0 & Y_{33} & Y_{34} \\ 0 & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Se agrega un transformador a la barra (3) y se agrega una barra (5) con lo cual tenemos una configuración de Y_{barra} nueva:

$$Y_{barra(nueva)} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & 0 & 0 \\ Y_{21} & Y_{22} & 0 & Y_{24} & 0 \\ Y_{31} & 0 & Y_{33} + t^2 Y & Y_{34} & -tY \\ 0 & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} & 0 \\ 0 & 0 & -tY & 0 & Y \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

3.6. Función objetivo

Como fue mencionado anteriormente este estudio está enfocado en el despacho de reactivos, para lograr esto intervienen las configuraciones de la red y se

necesitan resolver las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva, donde estas presentan características no lineales.

El objetivo principal es encontrar la potencia reactiva que deben aportar los generadores y compensadores que tiene el sistema, que en efecto reduzca la cantidad de pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, disminuyendo también el costo operativo, respetando los índices de operación y restricción de cada variable.

Por lo tanto, la función objetivo corresponde a la sumatoria de pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión:

$$Pérdidas_{líneas K} = \sum_{K \in NL} G_{in} (V_i^2 + V_n^2 - 2V_i V_n \cos \delta_{in}) \quad (3.30)$$

Donde K es el número de líneas del sistema.

Para sistemas sencillos se utilizó directamente la ecuación de la sumatoria de las pérdidas de potencia activa de todas las líneas de transmisión, pero para sistemas complejos se definió una función objetivo diferente donde minimizamos las pérdidas de potencia reactiva obteniendo los mismos resultados y minimizando las pérdidas de potencia activa en el sistema.

$$Q_L = \sum_{i=1}^n Q_{gi} + \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \sum_{i=1}^n Q_{di} \quad (3.31)$$

Donde:

$Q_L \rightarrow$ Pérdidas de potencia reactiva del sistema

$Q_{gi} \rightarrow$ Potencia reactiva generada en la barra i

$Q_{ci} \rightarrow$ Potencia reactiva inyectada por reactor o condensador en la barra i

$Q_{di} \rightarrow$ Potencia reactiva demandada en la barra i

3.7. Restricciones y limitantes

Las restricciones son las limitaciones y condiciones de operación a las cuales están sometidas cada una de las variables que están presentes en la función objetivo y conforman el sistema de potencia.

3.7.1. Restricciones de balance de potencia activa

La potencia generada en cada una de las barras debe ser igual a la potencia consumida, para así mantener un balance de potencia activa, de tal modo que la potencia activa generada P_{gi} debe ser igual a la suma de la potencia de la carga o demanda P_{di} más la potencia inyectada P_i a cada una de las barras. (Xiaofang et al., 2006)

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [G_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) + B_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)], i \in N \quad (3.32)$$

$$P_{gi} - P_{fi} - P_{di} + P_{ajuste} - P_i = 0 \quad (3.33)$$

Donde:

$P_{gi} \rightarrow$ Potencia activa generada en la barra i

$P_{di} \rightarrow$ Potencia activa demandada en la barra i

$P_i \rightarrow$ Potencia activa inyectada en la barra i

$P_{ajuste} \rightarrow$ Potencia activa de ajuste

$V_i, V_n \rightarrow$ Tension en la barra i y barra n respectivamente

$\delta_i, \delta_n \rightarrow$ Ángulo de la tension en la barra i y barra n respectivamente

$G_{in} \rightarrow$ Conductancia entre las barras i y n

$B_{in} \rightarrow$ Susceptancia entre las barras i y n

$N \rightarrow$ Numero de barras

P_{fi} es la potencia de falla no servida en la carga, P_{ajuste} representa un valor de ajuste a la potencia activa generada. Debido que al momento de correr flujo no se conoce las pérdidas hasta el momento en que se tiene el despacho final, se asigna una potencia de ajuste a la barra slack o la barra donde se encuentra el generador más barato y así representar las pérdidas del sistema. Para este estudio no se consideran las potencias de falla. (Grainger and Stevenson, 1996)

Así mismo como se tuvo que hacer cambios en la función objetivo, se eliminó la potencia de ajuste en el balance de potencia activa para sistemas más complejos debido a que las cantidades de pérdidas que se reducen son de mayor magnitud. Es necesario establecer a la potencia de generación como una variable y así reducir la generación en los puntos óptimos, tomando como datos iniciales los despachos previos para una rápida convergencia al momento de realizar la programación.

3.7.2. Restricciones de balance de potencia reactiva

En el balance de potencia reactiva, la potencia reactiva generada Q_{gi} debe ser igual a la suma de la potencia reactiva demandada Q_{di} mas la potencia inyectada Q_i mediante las líneas a cada una de las barras y la potencia reactiva que aportan cada uno de los compensadores de la red. (Murty, 2008)

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [G_{in} \sin(\delta_n - \delta_i) - B_{in} \cos(\delta_n - \delta_i)], i \in N \quad (3.34)$$

$$Q_{gi} - Q_{fi} - Q_{si} - Q_{di} - Q_i = 0 \quad (3.35)$$

Donde:

$Q_{gi} \rightarrow$ Potencia reactiva generada en la barra i

$Q_{di} \rightarrow$ Potencia reactiva demandada en la barra i

$Q_i \rightarrow$ Potencia reactiva inyectada en la barra i

$Q_{si} \rightarrow$ Potencia reactiva en los reactores en la barra i

$V_i, V_n \rightarrow$ Tension en la barra i y barra n respectivamente

$\delta_i, \delta_n \rightarrow$ Ángulo de la tension en la barra i y barra n respectivamente

$G_{in} \rightarrow$ Conductancia entre las barras i y n

$B_{in} \rightarrow$ Susceptancia entre las barras i y n

$N \rightarrow$ Numero de barras

3.7.3. Restricción de potencia reactiva en los generadores

Esta restricción depende de las características de cada uno de los generadores del sistema, dependiendo de la potencia activa a la cual están operando, su curva de capacidad proporciona el límite máximo y mínimo de reactivos que puede aportar.

$$Q_{gimin} \leq Q_{gi} \quad (3.36)$$

$$Q_{gi} \leq Q_{gimax} \quad (3.37)$$

Donde:

$Q_{gimin} \rightarrow$ Potencia reactiva mínima para el generador en la barra i

$Q_{gimax} \rightarrow$ Potencia reactiva máxima para el generador en la barra i

3.7.4. Restricción de voltajes nodales

Esta restricción se rige en la banda de voltaje que impone ARCONEL, respetando los rangos mínimo y máximo según el nivel de tensión en el SIN.

$$V_{imin} \leq V_i \quad (3.38)$$

$$V_i \leq V_{imax} \quad (3.39)$$

Donde:

$V_{imin} \rightarrow$ Valor minimo de voltaje en la barra i

$V_{imax} \rightarrow$ Valor maximo de voltaje en la barra i

3.7.5. Restricción de magnitudes de tap en los transformadores

Esta restricción la impone las características propias de los transformadores y el rango de tap que poseen.

$$t_{imin} \leq t_i \quad (3.40)$$

$$t_i \leq t_{imax} \quad (3.41)$$

Donde:

$t_{imin} \rightarrow$ Valor mínimo de tap del transformador i

$t_{imax} \rightarrow$ Valor máximo de tap del transformador i

3.8. Solver BONMIN 1.8

GAMS dispone de un numero variado de solucionadores para modelos de programación matemática, por lo cual se ubicó un solucionador que se asemeja al modelo matemático que se usara para realizar la optimización de flujo óptimo de reactivos.

BONMIN 1.8 es un solucionador de código abierto para la programación no lineal de enteros mixtos (MINLP), que implementa algoritmos de aproximación de derivación y ramificación, ramificación y corte, y externos. El código se ha desarrollado como parte de una colaboración entre Carnegie Mellon University e IBM Research. El líder del proyecto COIN-OR para BONMIN es Pierre Bonami.

BONMIN puede manejar modelos de programación no lineal de enteros mixtos cuyas funciones deben ser dos veces continuamente diferenciables. El enlace BONMIN en GAMS admite variables continuas, binarias y enteras, conjuntos ordenados especiales, prioridades de bifurcación, pero no variables semi-continuas o semi-enteras. [16]

➤ Programación no lineal de enteros mixtos (MINLP)

Matemáticamente, el problema de la Programación no lineal de enteros mixtos (MINLP) se asemeja a esto:

$$\text{maximizar o minimizar } f(x) + Dy \quad (3.42)$$

$$\text{sujeto a } g(x) + Hy \leq 0 \quad (3.43)$$

$$L \leq x \leq U$$

$$y = \{1, 2, 3, \dots\}$$

Donde x es un vector de variables que son números reales continuos, y es un vector que solo puede tomar variables enteras, $f(x) + Dy$ es la función objetivo, $g(x) + Hy \leq 0$ representa el conjunto de restricciones y L y U son vectores de límite inferior y superior en las variables

3.9. Ejemplos de aplicación

Se presentan ejemplos del despacho óptimo de reactivos, mediante los cuales se probará el modelo matemático y se entenderá como se modifican las variables para así alcanzar el objetivo el cual es disminuir las pérdidas.

Para realizar la programación no lineal de estos ejemplos se utilizó la herramienta “solver” que nos proporciona Microsoft Excel para el sistema de 5 barras y el solucionador de código abierto que nos proporciona “GAMS”.

3.9.1. Sistema de cinco barras

Se toma como ejemplo un sistema eléctrico de potencia con cinco barras como se ve en la *Figura 3.4* en el que se ejecutó el método que se ha establecido para obtener un flujo óptimo de potencia reactiva según la metodología planeada en este mismo capítulo. Los resultados que se espera obtener es que los voltajes en las barras se encuentren dentro de la banda regulatoria establecida por ley para mantener la calidad del servicio que en este caso sería entre 0.95 y 1.05 p.u.

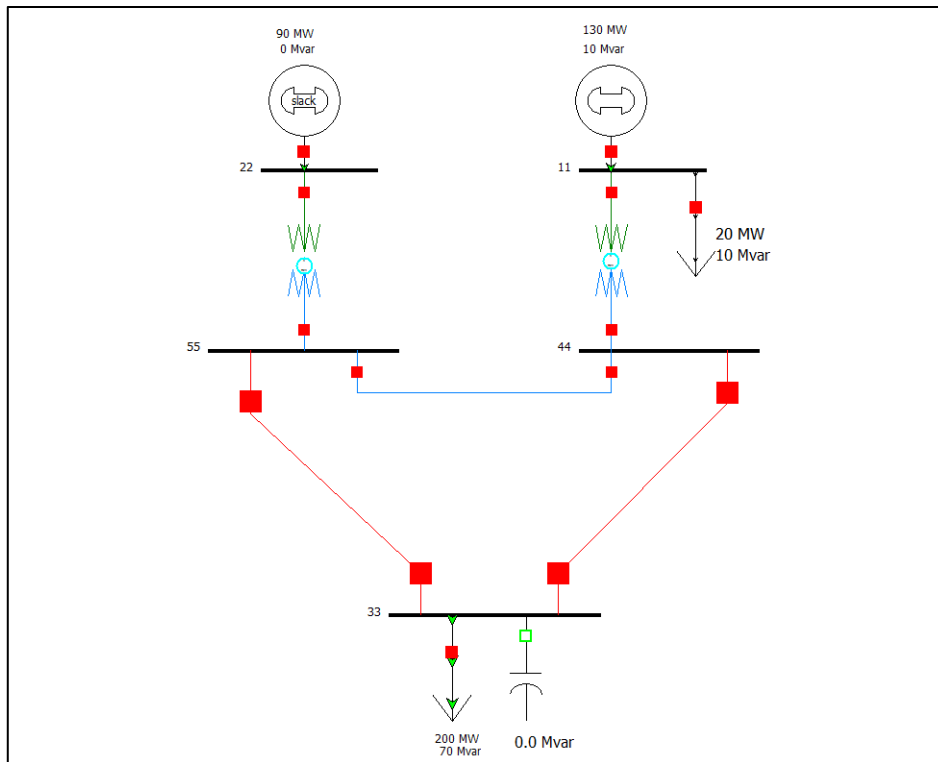


Figura 3.4 Sistema de 5 barras IEEE

➤ Datos del sistema

En la Tabla 3.2, Tabla 3.3 y la Tabla 3.4 se observan los datos iniciales del sistema de donde partimos para resolver este problema de cinco barras.

#	Num	Vnom [kV]	Vmin [kV]	Vmax [kV]	Vreal [kV]	Pcar [mW]	Qcar [mVAR]	Shunt [mVA]
n1	22	13,8	13.11	14.49	13.8	0	0	0
n2	55	345	327	362.25	340.889	0	0	0
n3	11	13,8	13.11	14.49	13.8	20	10	0
n4	44	345	327	362.25	340.891	0	0	0
n5	33	345	327	362.25	340.875	200	70	48.81

Tabla 3.2 Datos de los nodos del sistema de cinco barras

		Nini	Nfin	R (p.u)	X (p.u.)
	X1	55	44	7.56144E-06	8.4016E-05
	X2	44	33	3.02457E-05	0.000336064
	X3	55	33	1.51229E-05	0.000168032
T1	X4	55	22	0	0.08
T2	X5	44	11	0	0.08

Tabla 3.3 Datos de las líneas de transmisión del sistema de cinco barras

	Ncon	Pg [p.u]
G1	2	0.90
G2	1	1.30

Tabla 3.4 Datos de generación del sistema de cinco barras

➤ Resultados

Se realizó la optimización de reactivos mediante el solver de Excel, se obtuvieron las variables de decisión las cuales deben variar para disminuir las pérdidas en el sistema. Las variables de decisión que se obtuvieron de resultado se encuentran en la Tabla 3.5, los cuales se procede a configurar en la simulación en Power World para verificar los cambios.

Qg22	Qg11	Q33	Tap1	Tap2
0.193724	0.256350	0.500000	1.023079	0.9918717

Tabla 3.5 Valores obtenidos al realizar la optimización de reactivos en el sistema de 5 barras

Se puede observar los valores potencia reactiva que deben aportar los dos generadores conectados al sistema para disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión, así como también la potencia reactiva que debe aportar el compensador conectado a la barra 33 y la configuración de los taps de los transformadores.

- **Voltaje**

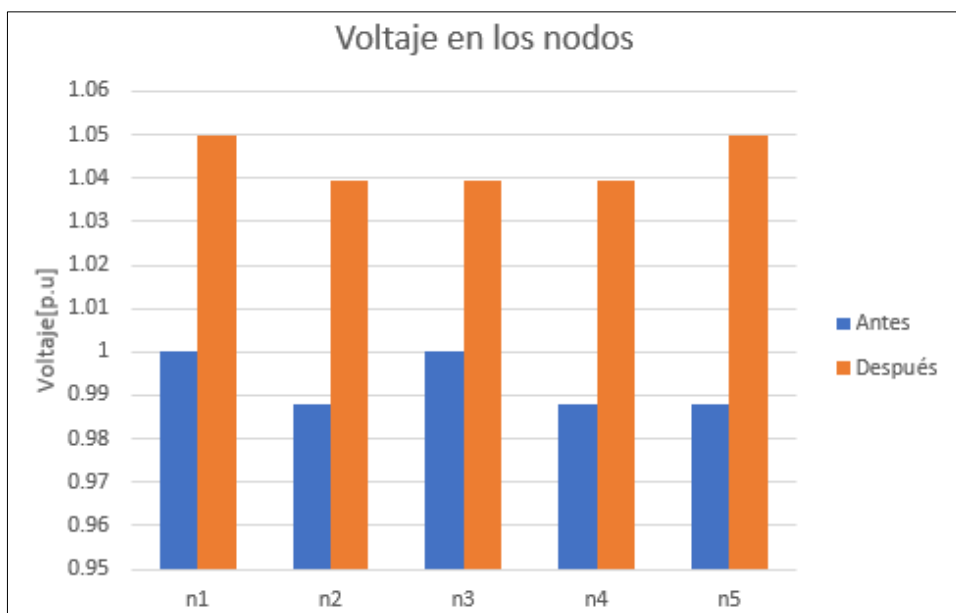


Figura 3.5 Voltajes antes y después en el sistema de cinco barras

Se puede observar en la Figura 3.5 que hay un cambio en los niveles de voltaje, luego de la optimización los niveles de voltaje aumentaron, pero se encuentran todos dentro de los niveles establecidos.

	Delta Inicial	Delta Final
n22	0	-0.12
n55	-4.27	-4.2
n11	0.95	0.8
n44	-4.27	-4.19
n33	-4.28	-4.21

Tabla 3.6 Ángulos antes y después de la optimización en los nodos del sistema de cinco barras

Los ángulos que se ven en la Tabla 3.6 son los ángulos que toman las barras al momento de aplicar los cambios en la generación de reactivos, los cuales se encuentran dentro de parámetros de estabilidad.

- **Despacho de potencia reactiva**

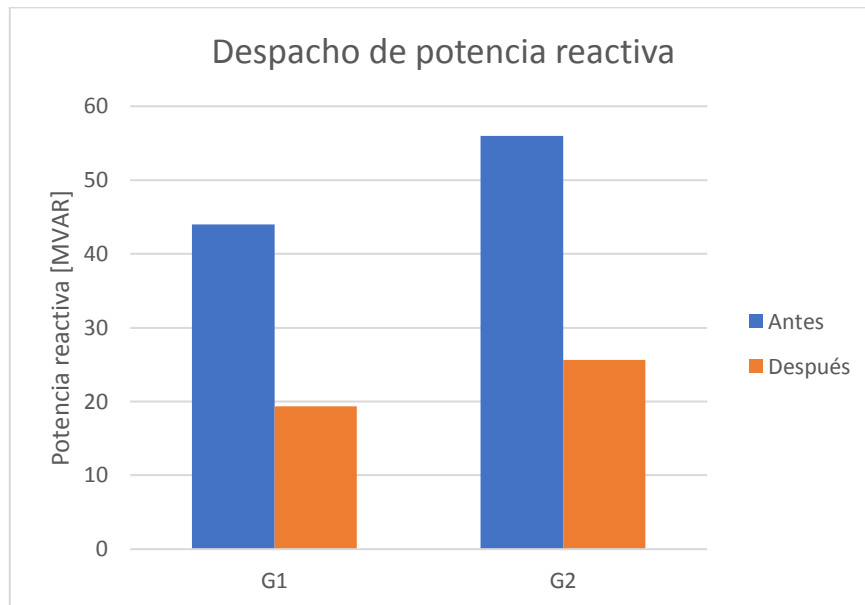


Figura 3.6 Antes y después del despacho de potencia reactiva del sistema de cinco barras

Se puede observar en la Figura 3.6 como cambió el despacho de potencia reactiva, en ambos generadores disminuye la producción de potencia reactiva, también los datos cumplen con las curvas características del sistema.

- **Pérdidas de transmisión**

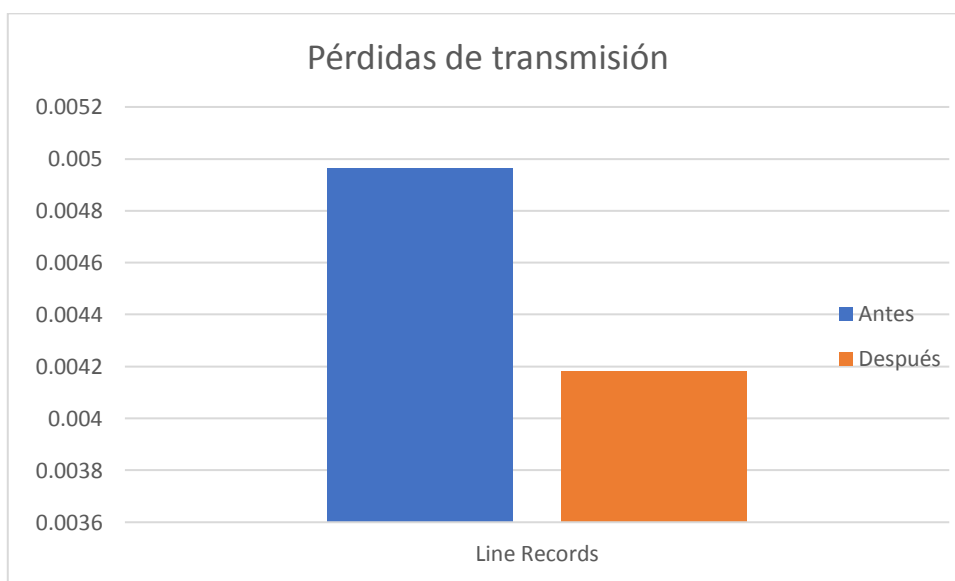


Figura 3.7 Antes y después de las pérdidas en transmisión del sistema de cinco barras

Es importante mencionar que el sistema cuenta con pérdidas bastante bajas debido principalmente a que es un sistema pequeño, pero sin embargo luego de

haber corrido el flujo óptimo de potencia obtenemos una reducción en las pérdidas como se ve en la Figura 3.7.

3.9.2. Sistema de catorce barras

Se toma como ejemplo un sistema eléctrico de potencia con catorce barras en el que se ejecuta el método que se ha establecido para obtener un flujo óptimo de potencia reactiva según la metodología planeada en este mismo capítulo. Los resultados que se espera obtener es que los voltajes en las barras se encuentren dentro de la banda regulatoria establecida por ley para mantener la calidad del servicio que en este caso sería entre 0.95 y 1.05 p.u. Podemos analizar en la Figura el sistema de 14 barras con la ayuda de DigSILENT Power Factory y aplicar los cambios que obtenemos mediante la optimización en GAMS y así constatar los efectos al realizar la variación de despacho de reactivos.

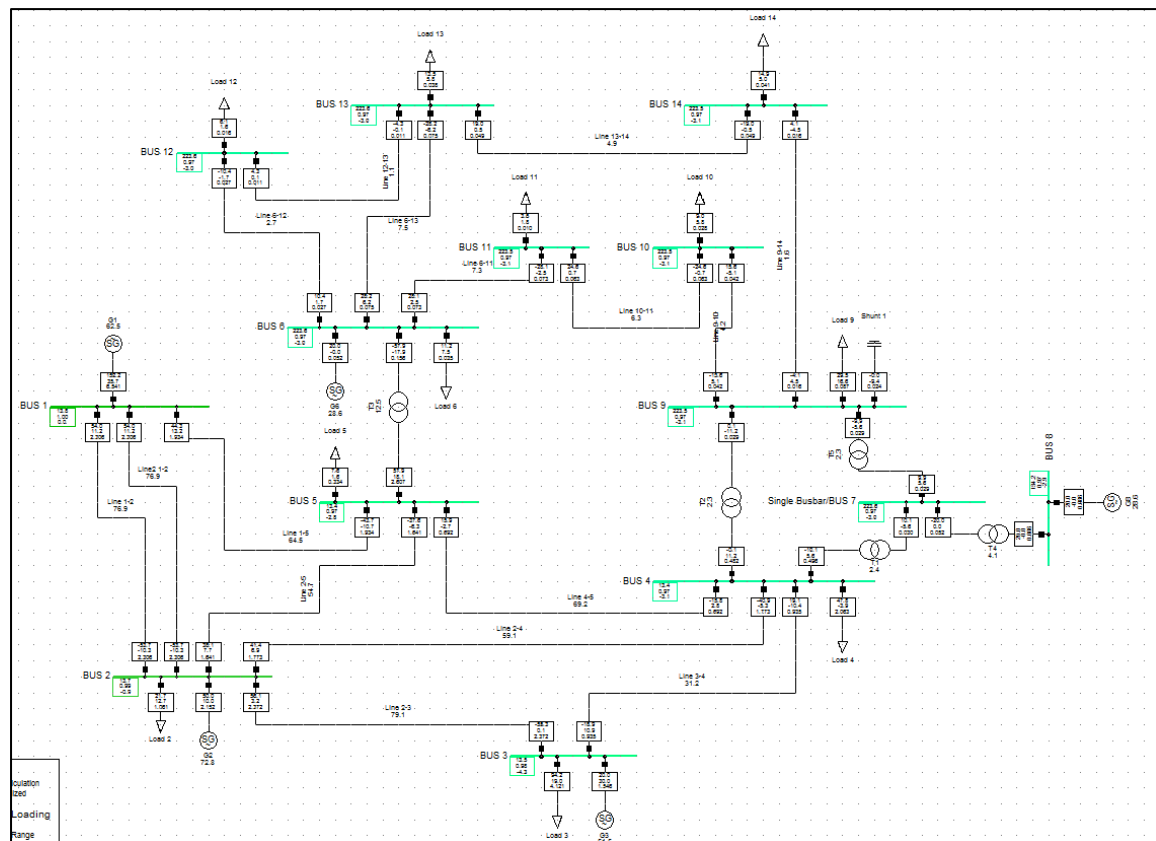


Figura 3.8 Sistema de 14 barras IEEE simulado en DigSILENT.

➤ Datos del Sistema

En la Tabla 3.8, Tabla 3.9 y Tabla 3.9 se muestran los datos iniciales del sistema de catorce barras. Tenemos los parámetros de generación, los valores de voltajes en las barras y sus respectivas restricciones, datos de carga y características de las líneas de transmisión.

	Num	Vnom	Vmin	Vmax	Vini	Dini	Pcar	Qcar	Bcmin	Bcmax	Bcini
n1	1	13.8000	13.1100	14.4900	13.8000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n2	2	13.8000	13.1100	14.4900	13.6646	-0.8884	21.7000	12.7000	0.0000	0.0000	0.0000
n3	3	13.8000	13.1100	14.4900	13.4317	-4.2965	94.2000	19.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n4	4	13.8000	13.1100	14.4900	13.3759	-3.0117	47.8000	-3.9000	0.0000	0.0000	0.0000
n5	5	13.8000	13.1100	14.4900	13.3850	-2.7880	7.6000	1.6000	0.0000	0.0000	0.0000
n6	6	230.0000	218.5000	246.7000	222.7633	-2.9992	11.2000	7.5000	0.0000	0.0000	0.0000
n7	7	230.0000	218.5000	246.7000	222.8327	-2.9751	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n8	8	138.0000	128.3000	144.9000	133.6995	-2.9018	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n9	9	230.0000	218.5000	246.7000	222.7336	-3.0117	29.5000	16.6000	0.0000	1.0000	0.9400
n10	10	230.0000	218.5000	246.7000	222.7349	-3.0101	9.0000	5.8000	0.0000	0.0000	0.0000
n11	11	230.0000	218.5000	246.7000	222.7468	-3.0050	3.5000	1.8000	0.0000	0.0000	0.0000
n12	12	230.0000	218.5000	246.7000	222.7552	-3.0019	6.1000	1.6000	0.0000	0.0000	0.0000
n13	13	230.0000	218.5000	246.7000	222.7506	-3.0028	13.5000	5.8000	0.0000	0.0000	0.0000
n14	14	230.0000	218.5000	246.7000	222.7326	-3.0100	14.9000	5.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 3.7 Datos de los nodos del sistema de catorce barras

	Ncon	Pgmax	Pgmin	Pgini	Qgmax	Qgmin	Qgini
g1	1	160.0000	10.0000	152.3093	250.0000	-250.0000	44.4590
g2	2	80.0000	20.0000	50.0000	70.0000	-70.0000	10.0000
g3	3	50.0000	20.0000	20.0000	70.0000	-70.0000	30.0000
g4	6	80.0000	20.0000	20.0000	70.0000	-70.0000	0.0000
g5	8	80.0000	20.0000	20.0000	70.0000	-70.0000	0.0000

Tabla 3.8 Datos de generación del sistema de catorce barras

		Nini	Nfin	Rpu	Xpu	Bpu
	x1	2	1	0.005088	0.015535	0.000000
	x2	1	5	0.028371	0.117118	0.000000
	x3	10	11	0.000155	0.000363	0.000000
	x4	13	12	0.000418	0.000378	0.000000
	x5	14	13	0.000323	0.000658	0.000000
	x6	2	3	0.024674	0.103954	0.000000
	x7	2	4	0.030514	0.092586	0.000000
	x8	2	5	0.029904	0.091304	0.000000
	x9	3	4	0.035187	0.089808	0.000000
	x10	5	4	0.007010	0.022112	0.000000
	x11	6	11	0.000180	0.000376	0.000000
	x12	12	6	0.000232	0.000484	0.000000
	x13	13	6	0.000125	0.000246	0.000000
	x14	9	10	0.000060	0.000160	0.000000
	x15	9	14	0.000240	0.000511	0.000000
T1	x16	7	4	0.000000	0.109809	0.000000
T2	x17	9	4	0.000000	0.292050	0.000000
T3	x18	6	5	0.000000	0.132336	0.000000
T4	x19	7	8	0.000000	0.000925	0.000000
T5	x20	9	7	0.000000	0.057766	0.000000

Tabla 3.9 Datos de las líneas de transmisión del sistema de catorce barras

Resultados

Primero estudiamos el flujo de potencia antes de realizar la optimización de reactivos, en la Figura podemos observar que tenemos una pérdida de 3.23 MW.

Load Flow Calculation						Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergence			No	
Automatic Tap Adjust of Transformers			No	Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits			No	Nodes			1.00 kVA
				Model Equations			0.10 %
Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
Grid: Grid		Summary					
No. of Substations	1	No. of Busbars	14	No. of Terminals	12	No. of Lines	16
No. of 2-w Trfs.	5	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	5	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	11	No. of Shunts	1	No. of SVS	0		
Generation	=	262.23 MW	75.65 Mvar	272.92 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Inter Grid Flow	=	0.00 MW	0.00 Mvar				
Load P(U)	=	259.00 MW	73.50 Mvar	269.23 MVA			
Load P(Un)	=	259.00 MW	73.50 Mvar	269.23 MVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	3.23 MW	11.60 Mvar				
Line Charging	=		-0.00 Mvar				
Compensation ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		-9.45 Mvar				
Installed Capacity	=	530.00 MW					
Spinning Reserve	=	187.77 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.96 [-]					
Load/Motor	=	0.96 / 0.00 [-]					

Figura 3.9 Resultado del flujo de potencia en DigSILENT antes de realizar la optimización.

4barra1 14barra.gms	GAMS 27.1.0 r68fshela Released Apr 24, 2019 X64-MS Windows 05/28/19 01:10:10 General Algebraic Modeling System Compilation 1 Scalars 2 10 Numero de barras /14/ 3 10 Numero de generadores /5/ 4 10 Numero de lineas /20/ 5 Sbase Potencia base /100/ 6 pi /3.141592654/ 7 8 9 Sets 10 1 Indices de generadores /gi*gs/ 11 1 Indices de nodos /ni*ni1/ 12 k Indices de nexos de transmision /x1*x20/ 13 10d Caracteristicas de nodos /Nmin,Vmin,Vmax,Vini,Dini,Pcar,Qcar,Bomi,Bomax,Bocini/ 14 11in Caracteristicas de lineas /Lin1,Hfin,Xpu,Xpo,Xpu/, 15 10in Caracteristicas de generadores /Ncon,Fgmax,Fgmin,Fgini,Qgmax,Qgmin,Qgini/ 16 alias (i1,i2); 17 18 19 *Tabla de Nodos 20 Table Nodos(i1,i2) Table con parametros de los nodos INCLUDE D:\DATOS\Documentos\gmsdir\projdir\despacho.inc 21 * ===== 22 * XLS2GMS 2.8 27.1.0 r68fshela Released Apr 24, 2019 V58 x64 32bit/MS Window 23 * Erwin Kalvelagen, GAMS Development Corp. 24 * ===== 25 * Application: Microsoft Excel 26 * Version: 16.0 27 * Workbook: D:\DATOS\Documentos\14barra\14barra.xlsx 28 * Sheet: NOD14 29 * Range: \$A\$1:\$L\$15 30 31 * ===== 32 * ===== 33 Num Vcon Vmin Vmax Vini Dini Pcar Qcar Bomi Bomax Bocini 34 n1 1 13.8 13.11 14.49 13.8 0 0 0 0 0 0 35 n2 2 13.8 13.11 14.49 13.46461 -0.8884042 21.7 12.7 0 0 0 36 n3 3 13.8 13.11 14.49 13.43168 -4.296493 94.2 19 0 0 0 37 n4 4 13.8 13.11 14.49 13.37593 -3.011658 47.8 -3.9 0 0 0 38 n5 5 13.8 13.11 14.49 13.36495 -2.785017 7.6 1.6 0 0 0 39 n6 6 230 215.5 246.7 222.7633 -2.999158 31.2 7.5 0 0 0	14barra Number of inequality constraint evaluations = 0 Number of equality constraint Jacobian evaluations = 7 Number of inequality constraint Jacobian evaluations = 0 Number of Lagrangian Hessian evaluations = 6 Total CPU secs in IPOPT (w/o function evaluations) = 0.471 Total CPU secs in NLP function evaluations = 0.015 EXIT: Optimal Solution Found. --- Restarting execution --- 14barra.gms(202) 2 Mb --- Reading solution for model despacho --- Executing after solver elapsed 0:01:33.041 --- 14barra.gms(203) 3 Mb --- GDX file D:\DATOS\Documentos\gmsdir\projdir\despacho.gdx --- 14barra.gms(207) 3 Mb GDXIOFW 27.1.0 r68fshela Released Apr 24, 2019 V58 x64 32bit/MS Window Input file : D:\DATOS\Documentos\gmsdir\projdir\despacho.gdx Output file: D:\DATOS\Escritorio\14barra\14barra_resultados.xlsx Total time = 5953 Ms --- 14barra.gms(208) 3 Mb GDXIOFW 27.1.0 r68fshela Released Apr 24, 2019 V58 x64 32bit/MS Window Input file : D:\DATOS\Documentos\gmsdir\projdir\despacho.gdx Output file: D:\DATOS\Escritorio\14barra\14barra_resultados.xlsx Total time = 4296 Ms --- 14barra.gms(209) 3 Mb GDXIOFW 27.1.0 r68fshela Released Apr 24, 2019 V58 x64 32bit/MS Window Input file : D:\DATOS\Documentos\gmsdir\projdir\despacho.gdx Output file: D:\DATOS\Escritorio\14barra\14barra_resultados.xlsx Total time = 4281 Ms --- 14barra.gms(210) 3 Mb GDXIOFW 27.1.0 r68fshela Released Apr 24, 2019 V58 x64 32bit/MS Window Input file : D:\DATOS\Documentos\gmsdir\projdir\despacho.gdx Output file: D:\DATOS\Escritorio\14barra\14barra_resultados.xlsx Total time = 4250 Ms --- 14barra.gms(211) 3 Mb GDXIOFW 27.1.0 r68fshela Released Apr 24, 2019 V58 x64 32bit/MS Window Input file : D:\DATOS\Documentos\gmsdir\projdir\despacho.gdx Output file: D:\DATOS\Escritorio\14barra\14barra_resultados.xlsx Total time = 4250 Ms --- 14barra.gms(214) 3 Mb --- Profile for D:\DATOS\Escritorio\14barra\14barra.txt --- Status: Normal completion --- Job 14barra.gms Stop 05/28/19 01:37:50 elapsed 0:02:00.727
---------------------	--	--

Figura 3.10 Optimización utilizando GAMS

Luego de realizar la optimización como podemos ver en la Figura 3.10, se obtienen los siguientes resultados.

- **Voltaje**

Se puede observar en la *Figura 3.11* **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que hay un cambio en los niveles de voltaje, luego de la optimización los niveles de voltaje aumentaron, pero se encuentran todos dentro de los niveles los cuales los establecimos como restricciones.

Los ángulos como se muestran en la Tabla 3.10 se encuentran dentro de parámetros de estabilidad.

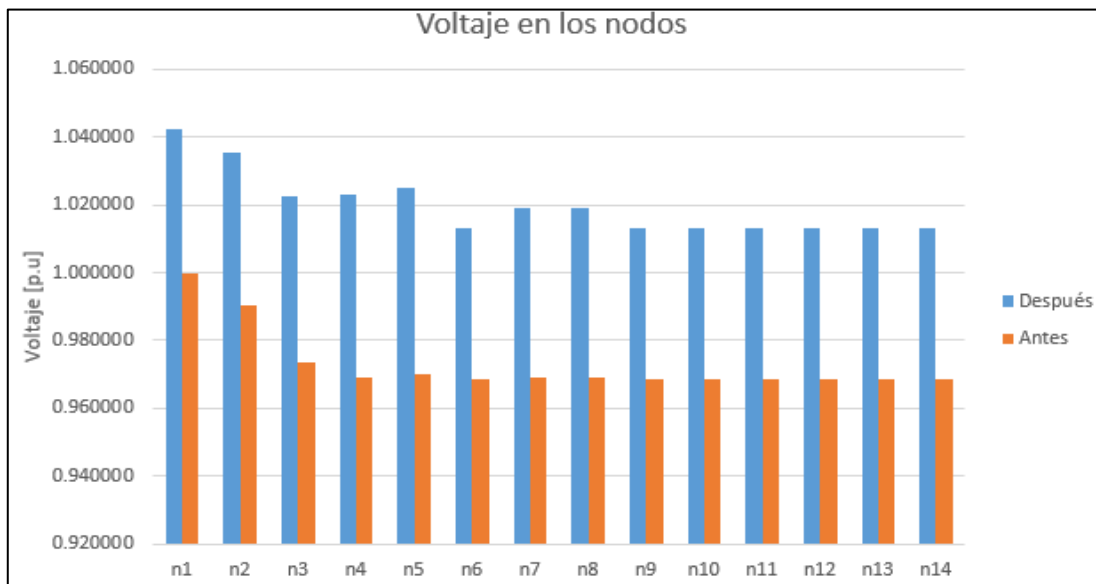


Figura 3.11 Voltaje antes y después de los nodos del sistema de catorce barras

	Delta Inicial	Delta Final
n1	0	0
n2	-0.9034361	-0.9032908
n3	-4.313761	-4.28383
n4	-3.057738	-3.096373
n5	-2.833929	-2.873217
n6	-3.044211	-3.083468
n7	-3.021189	-3.059671
n8	-2.948454	-2.987374
n9	-3.057375	-3.095314
n10	-3.055681	-3.093818

n11	-3.050338	-3.088993
n12	-3.04701	-3.086194
n13	-3.04796	-3.086995
n14	-3.055446	-3.093839

Tabla 3.10 ángulos antes

de catorce barras

y después de los nodos del sistema

- **Despacho de potencia reactiva**

Se observa en la *Figura 3.12* que para los generadores g4 y g5 no existía un previo despacho de potencia reactiva, después de realizada la optimización esos generadores ya empiezan a entregar potencia reactiva para compensar el sistema, dichos valores de potencia reactiva se encuentran dentro de los parámetros de la curva de capacidad de los generadores.

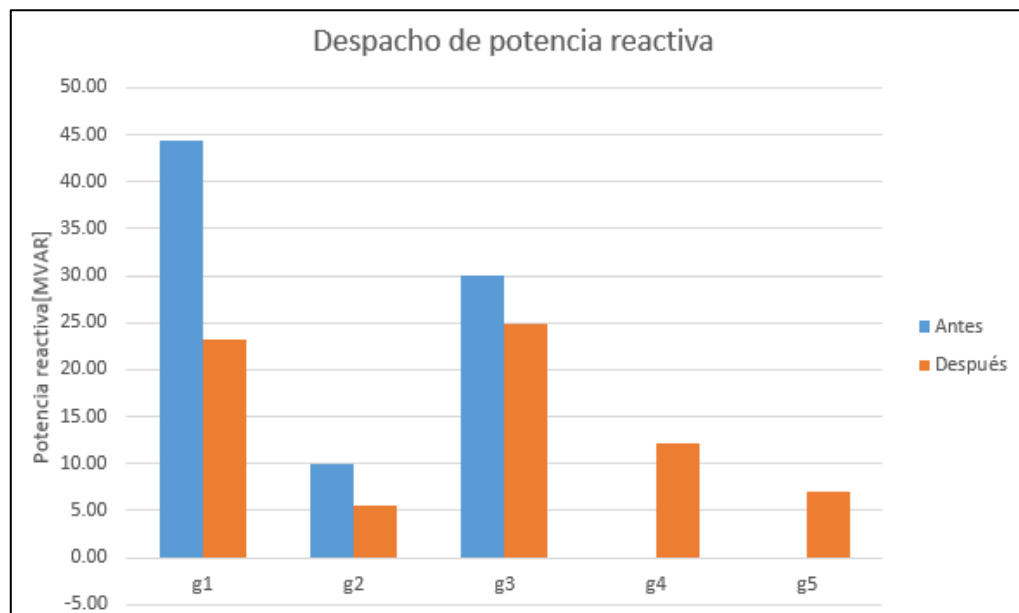


Figura 3.12 Despacho de la potencia reactiva del sistema de catorce barras

- **Setting de los compensadores**

En el sistema se dispone de un banco de compensadores en la barra 9 el cual es seteado según el flujo optimo que se realizó para así obtener mejores resultados, se logra observar en la *Figura 3.13* que baja el nivel de potencia reactiva que entrega el compensador, debido a que es más óptimo aumentar la generación de reactivos en otros puntos como es el generador 4 y 5 y así alcanzar nuestro objetivo.

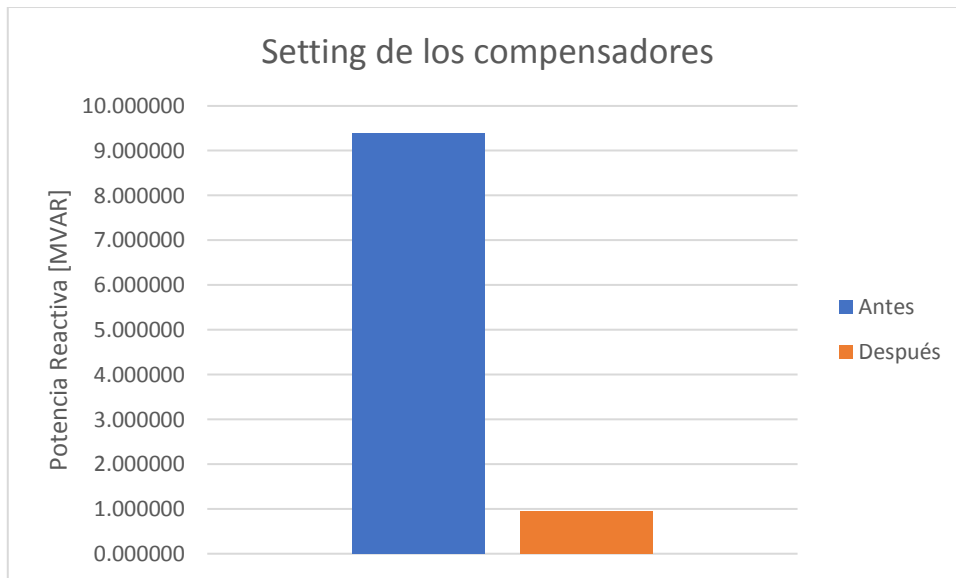


Figura 3.13 Setting de los compensadores del sistema de catorce barras

Luego de aplicar los cambios que arrojo la optimización podemos analizar el flujo de potencia en DigSILENT, donde se obtuvieron pérdidas de 3.17 MW. Lo cual cumple con nuestro objetivo principal el cual es disminuir pérdidas en las líneas de transmisión variando el despacho de reactivos.

Load Flow Calculation				Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence				No	
Automatic Tap Adjust of Transformers				No	
Consider Reactive Power Limits				No	
				Max. Acceptable Load Flow Error for	
				Nodes	
				Model Equations	
				1.00 kVA	
				0.10 %	
Grid: Grid				System Stage: Grid	
				Study Case: Study Case	
				Annex:	
				/ 1	
Grid: Grid				Summary	
No. of Substations	1	No. of Busbars	14	No. of Terminals	12
No. of 2-w Trfs.	5	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	5
No. of Loads	11	No. of Shunts	1	No. of SVS	0
Generation	= 262.17 MW	84.91 Mvar		275.58 MVA	
External Infeed	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA	
Inter Grid Flow	= 0.00 MW	0.00 Mvar			
Load P(U)	= 259.00 MW	73.50 Mvar		269.23 MVA	
Load P(Un)	= 259.00 MW	73.50 Mvar		269.23 MVA	
Load P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar			
Motor Load	= 0.00 MW	0.00 Mvar		0.00 MVA	
Grid Losses	= 3.17 MW	11.41 Mvar			
Line Charging	=	-0.00 Mvar			
Compensation ind.	=	0.00 Mvar			
Compensation cap.	=	0.00 Mvar			
Installed Capacity	= 530.00 MW				
Spinning Reserve	= 187.83 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 0.95 [-]				
Load/Motor	= 0.96 / 0.00 [-]				

Figura 3.14 Resultado del flujo de potencia en DigSILENT luego de realizar la optimización de reactivos

- **Pérdidas de transmisión**

Se observa en la *Figura 3.15* que existe una clara reducción en las pérdidas en las líneas de transmisión, aproximadamente se reducen en 0.06 MW. Lo cual para un sistema pequeño es una gran reducción de aproximadamente el 1.85%.

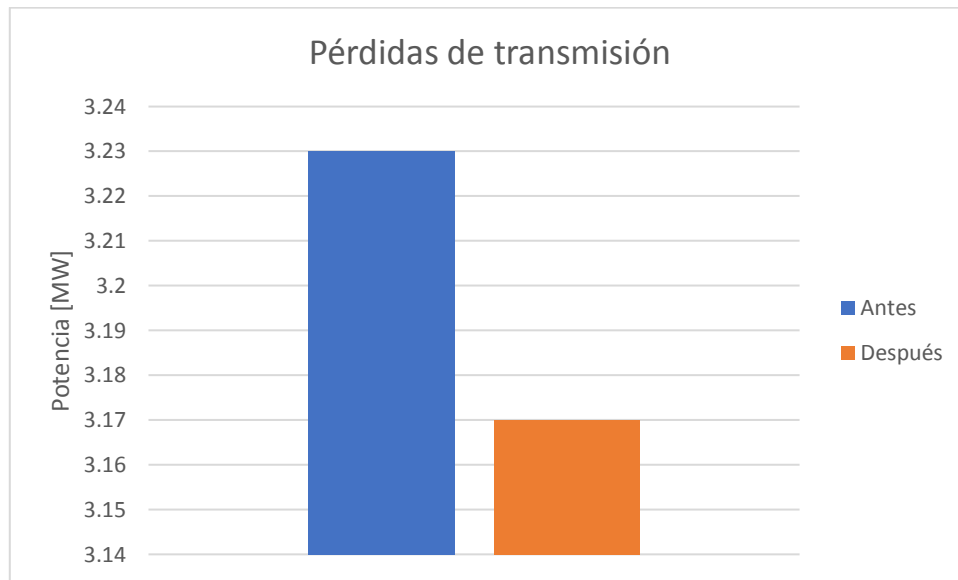


Figura 3.15 Antes y después de las pérdidas del sistema de catorce barras

Capítulo 4. Resultados

Capítulo 4. Resultados

Capítulo 4. Resultados	94
4.1 Introducción	96
4.2 Zona Molino-Milagro	98
4.2.1. Demanda máxima día lluvioso	99
4.2.2. Demanda media día lluvioso	103
4.2.3. Demanda mínima día lluvioso	107
4.3. Zona Santa Rosa-Totoras.....	111
4.3.1. Demanda máxima día lluvioso	111
4.3.2. Demanda media día lluvioso	115
4.3.3. Demanda mínima día lluvioso	119

4. Resultados

4.1 Introducción

Debido a la extensión, complejidad del SNI y el número de variables (300 variables) con las cuales nos hemos visto limitados en GAMS, se decidió dividir todo el sistema en zonas para que sea más fácil el manejo de datos y dentro de cada una de las zonas se establecieron algunas condiciones de operación del sistema, las cuales son: demanda alta, demanda media y demanda baja.

Para realizar la reducción de las distintas zonas se procedió a realizar redes equivalentes y asignar una sola generación a las barras de subtransmisión.

Las zonas en las cuales se hará el estudio debido a sus características de generación y demanda son Zona Molino Milagro y Zona Santa Rosa Totoras como se muestra en la Figura 4.1

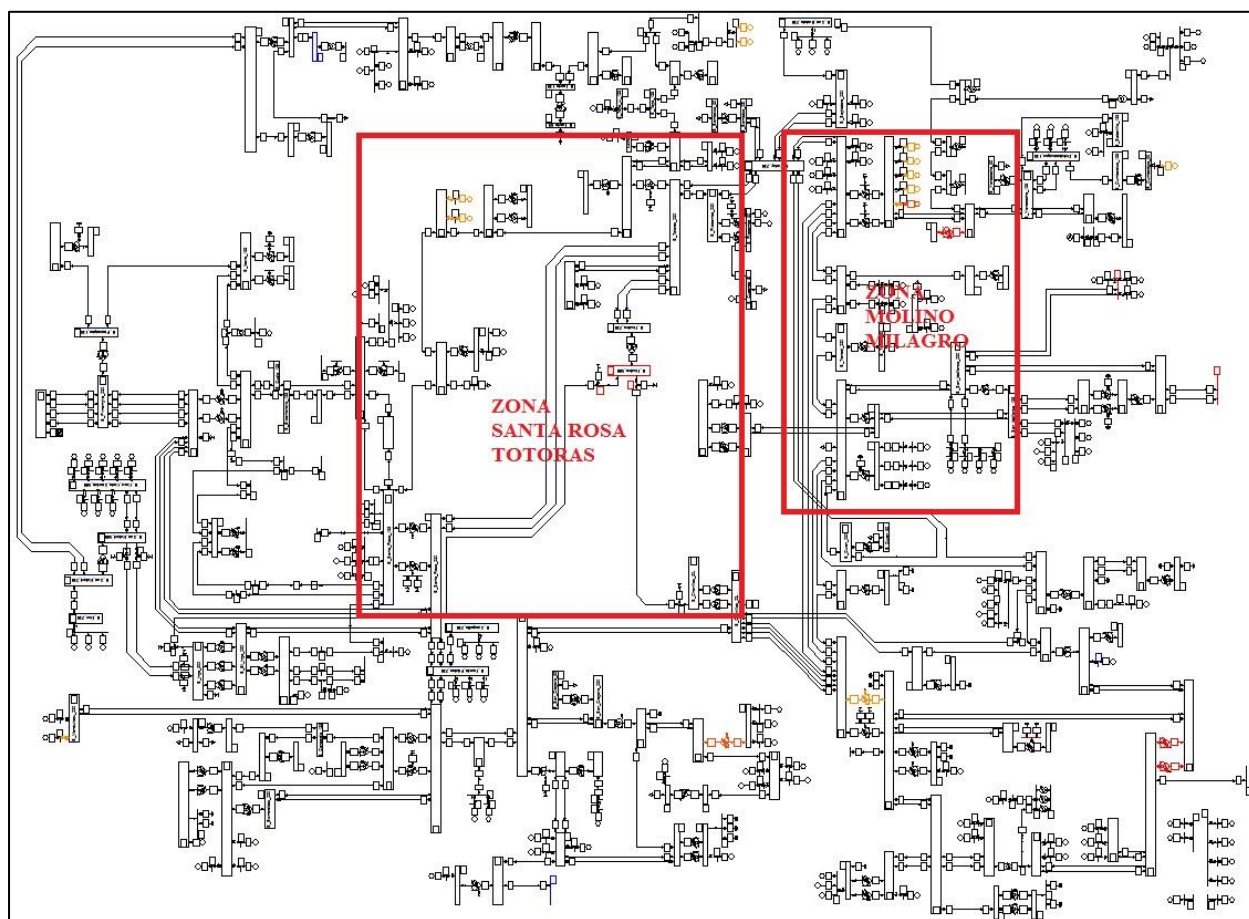


Figura 4.1 Identificación zona Santa rosa-Totoras y Molino-Milagro

4.2 Zona Molino-Milagro

En la *Figura 4.2* **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la zona Molino-Milagro donde se desarrolla la primera parte de nuestro estudio

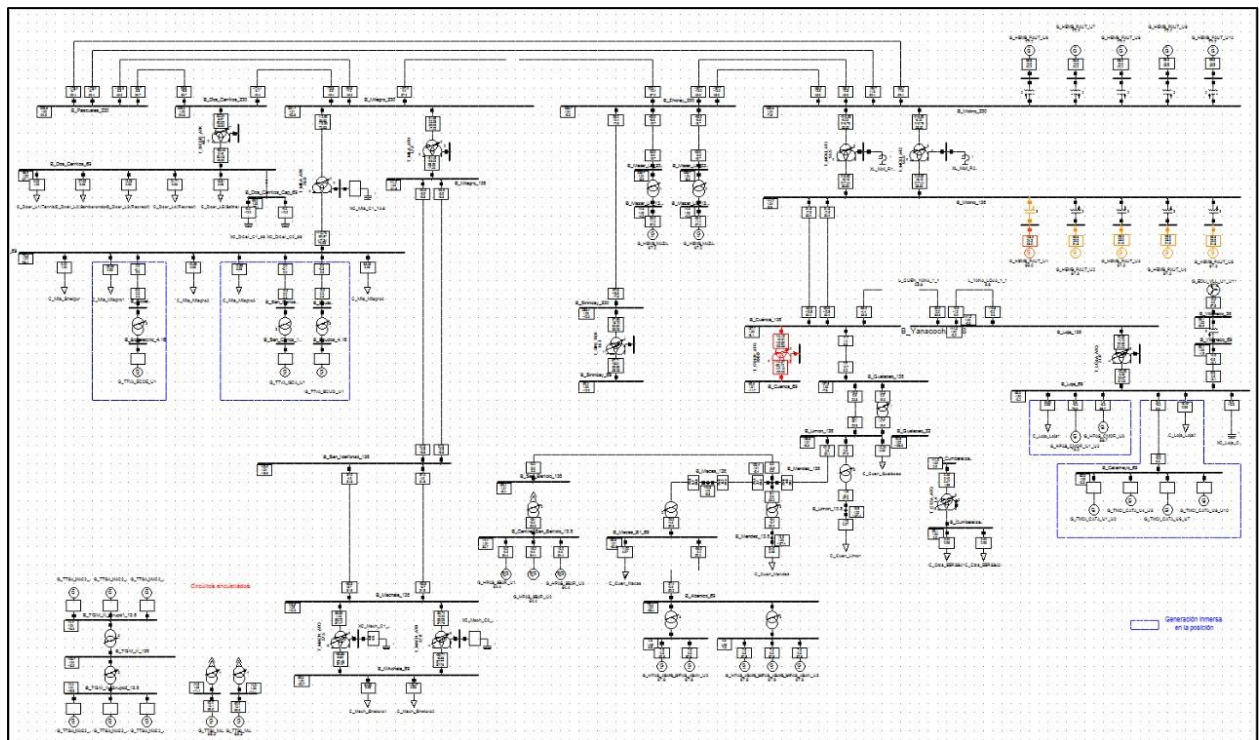


Figura 4.2 Descripción de la zona Molino-Milagro en DigSilent

4.2.1. Demanda máxima día lluvioso

➤ Voltaje

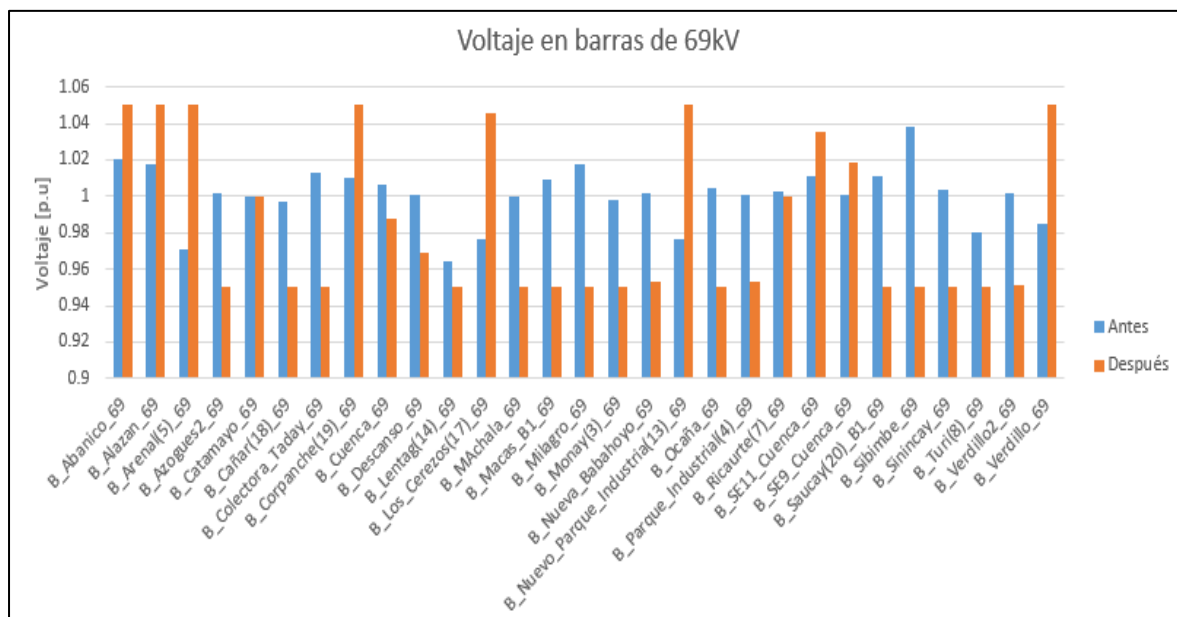


Figura 4.3 Voltaje antes y después de las barras de 69 kV zona Molino-Milagro demanda máxima

Se puede observar que hay un gran cambio en los niveles de voltaje al momento de encontrar el flujo óptimo de reactivos, luego de la optimización los niveles de voltaje en la mayoría de las barras aumentaron y así disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión, pero se encuentran todas dentro de los niveles establecidos $0.95 < V < 1.05$. Este comportamiento de elevaciones de voltaje concuerda con las zonas donde se encuentra las plantas de generación del SNI.

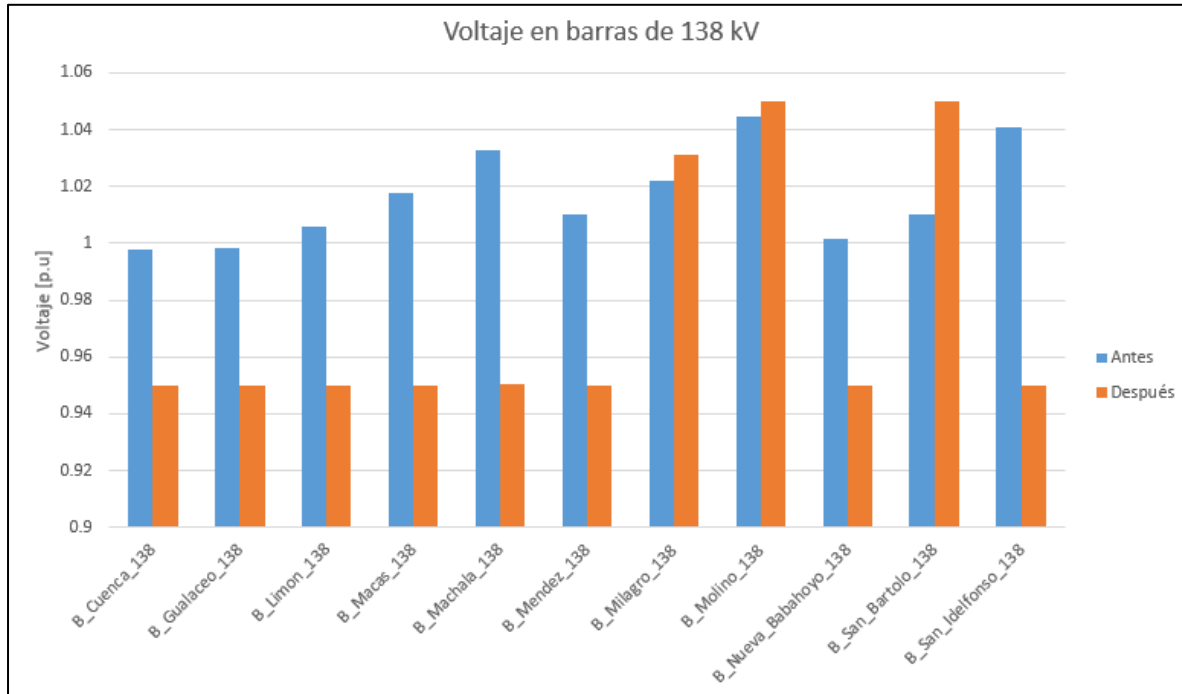


Figura 4.4 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Molino-Milagro demanda máxima

Para las barras de 138 kV pasa lo contrario al caso de las barras de 69 kV aquí la mayoría de los voltaje se redujeron al realizar la optimizacion pero se cuentan todos dentro de los parametros permitidos por la ARCONEL.

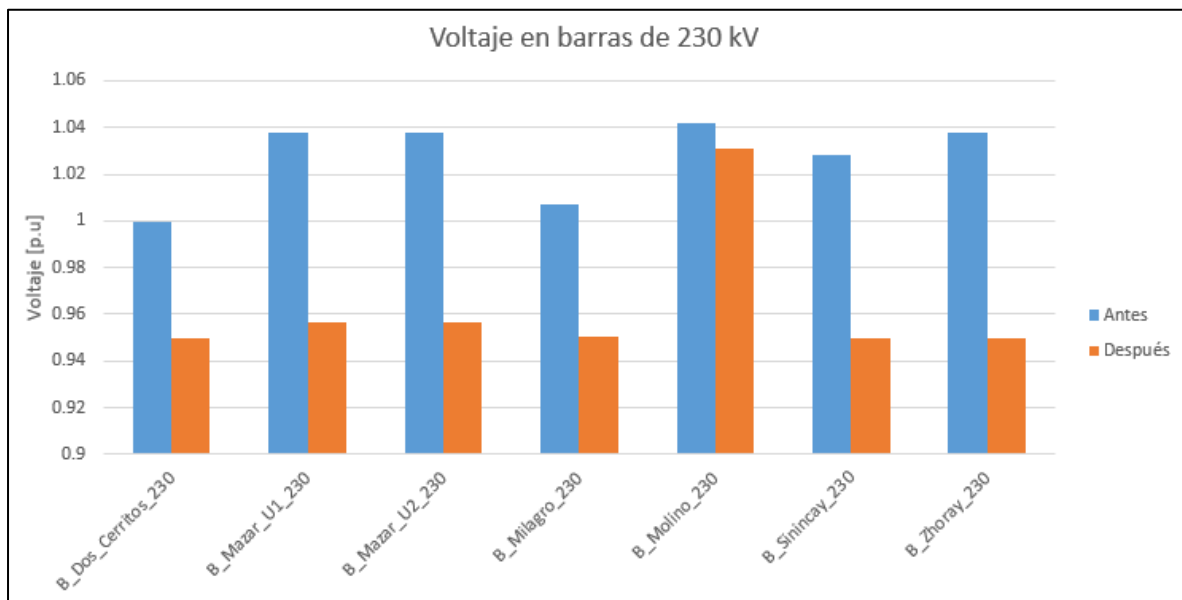


Figura 4.5 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Molino-Milagro demanda máxima

Para las barras de 230 kV pasa lo contrario al caso de las barras de 69 kV aquí la mayoría de los voltaje se redujeron al realizar la optimizacion pero se encuentran todos dentro de los parametros permitidos por la ARCONEL. La barra mas critica

a este nivel es la de Milagro, por lo cual se recomendaría hacer un estudio de colocar capacitores de una manera optima.

➤ Despacho de Potencia reactiva

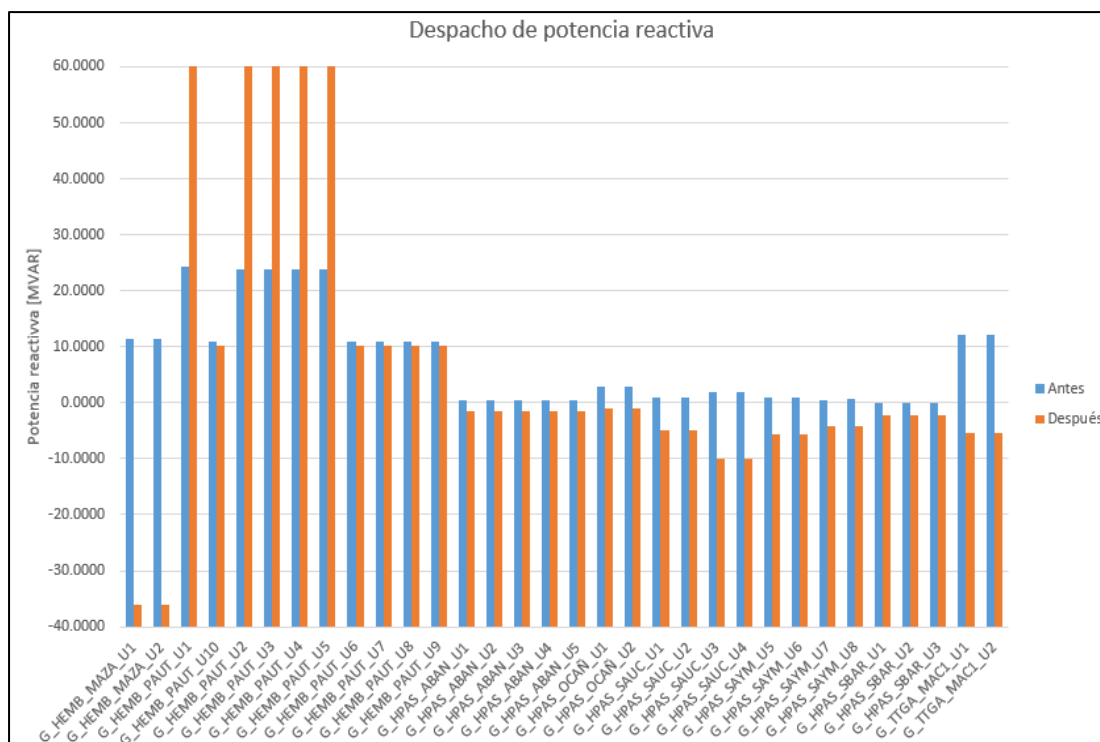


Figura 4.6 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Molino-Milagro demanda máxima

Debido a las limitaciones que se tuvieron, la red se redujo a una zona específica y se obtuvieron los despachos de potencia reactiva mostradas en la figura. Para la mayoría de las barras se redujo la producción de reactivos aunque en las principales generadoras de Paute se eleva la producción de reactivos respetando su curva de capacidad y así alcanzar nuestro objetivo que es disminuir pérdidas en el sistema.

➤ Despacho de capacitores

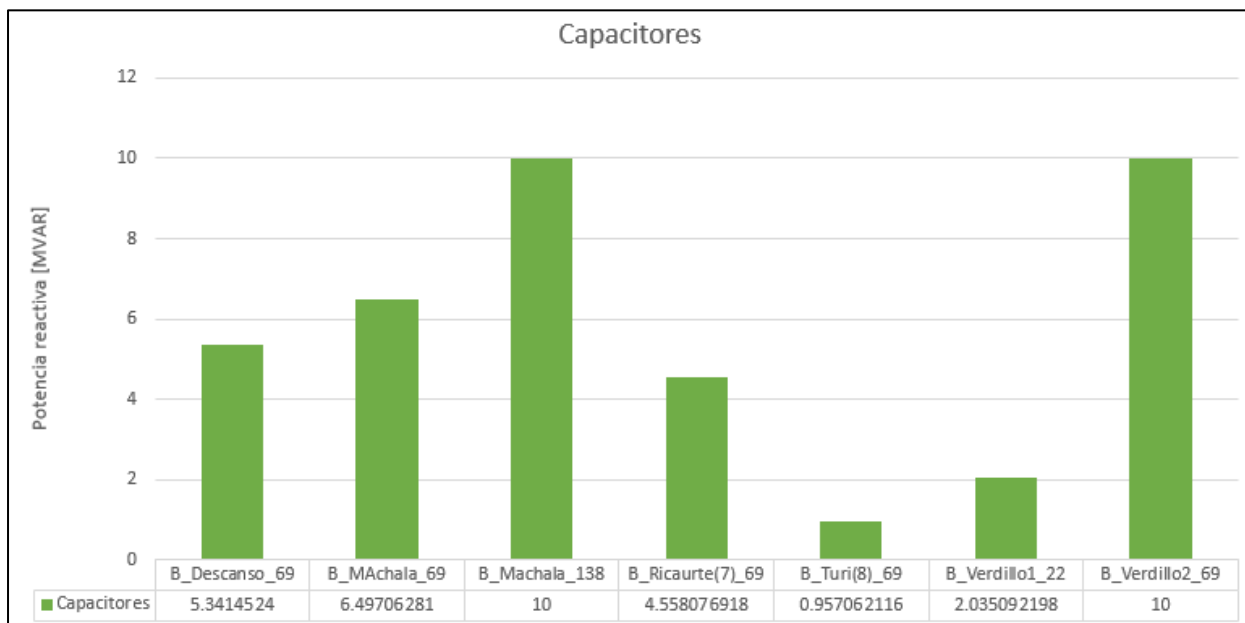


Figura 4.7 Despacho de capacitores en la zona Molino-Milagro demanda máxima

Nuestro estudio se enfoca en elementos ya existentes, pero se realizó un estudio utilizando las mismas herramientas asumiendo la presencia de capacitores en las diferentes barras de la zona estudiada y mostramos los resultados más relevantes.

➤ Pérdidas

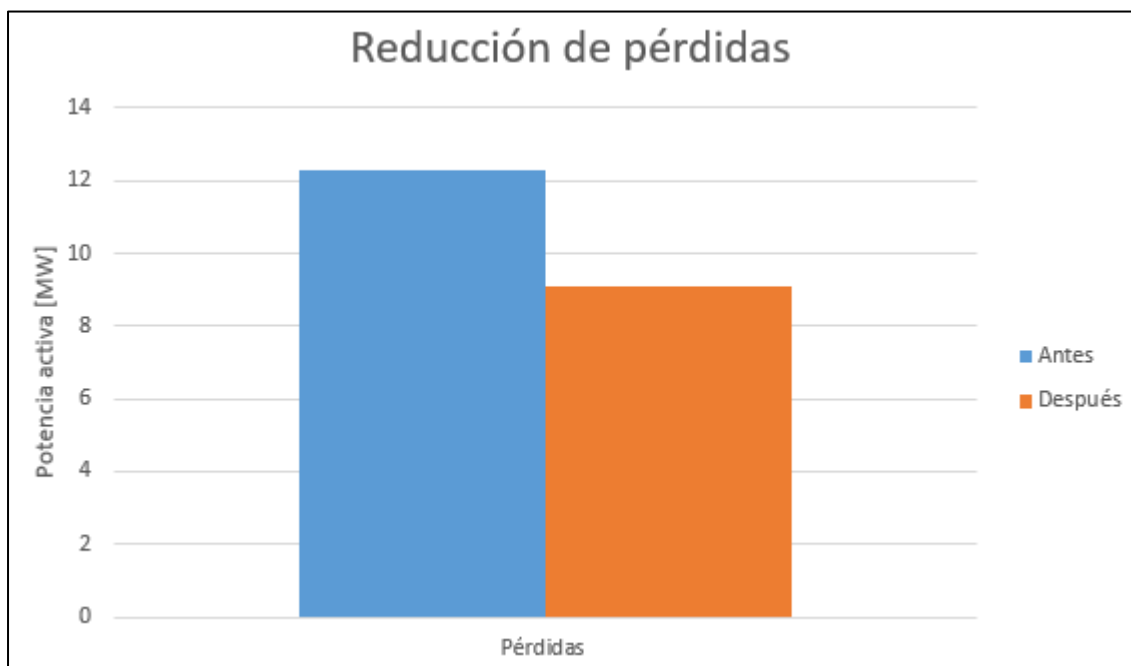


Figura 4.8 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Molino-Milagro demanda máxima

Debido a la complejidad del sistema, las pérdidas se obtienen restando la nueva generación activa menos la magnitud de la carga de la zona estudiada. Se obtienen los siguientes datos los cuales representan una considerable reducción.

4.2.2. Demanda media día lluvioso

➤ Voltaje

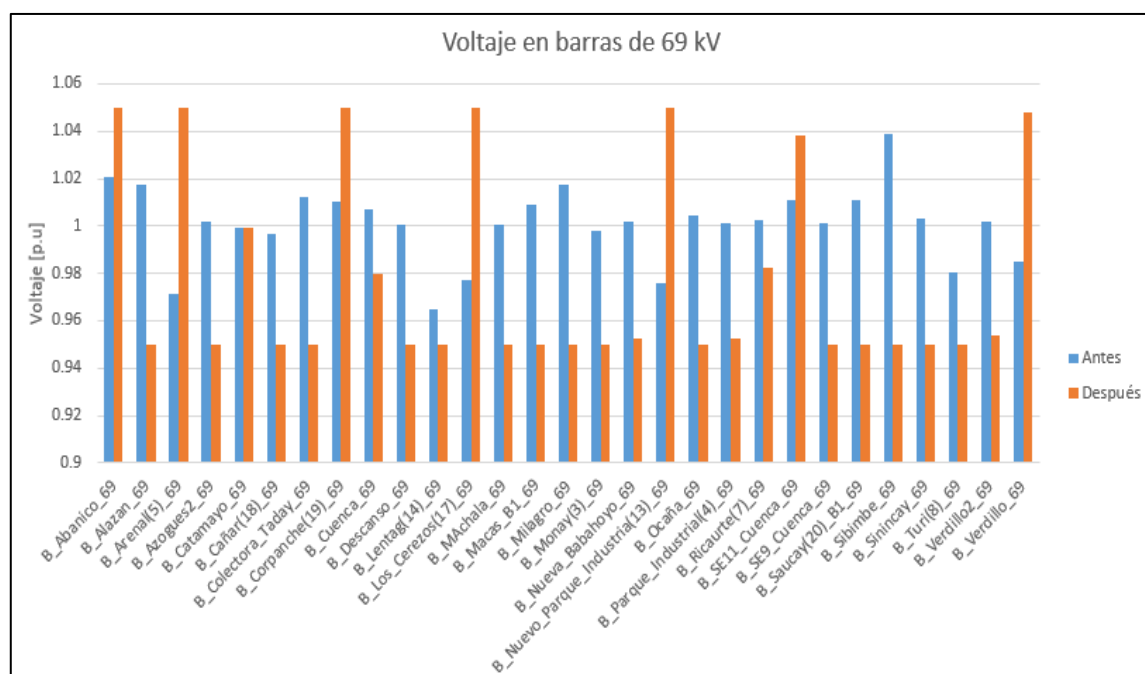


Figura 4.9 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Molino-Milagro demanda media

A medida que disminuye la demanda también disminuyen los elementos a estudiar y se puede tener valores más precisos. Se puede observar que hay un gran cambio en los niveles de voltaje al momento de encontrar el flujo óptimo de reactivos, luego de la optimización los niveles de voltaje en la mayoría de las barras aumentaron y así disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión, pero se encuentran todas dentro de los niveles establecidos $0.95 < V < 1.05$. Este comportamiento de elevaciones de voltaje concuerda con las zonas donde se encuentra las plantas más importantes de generación del SNI.

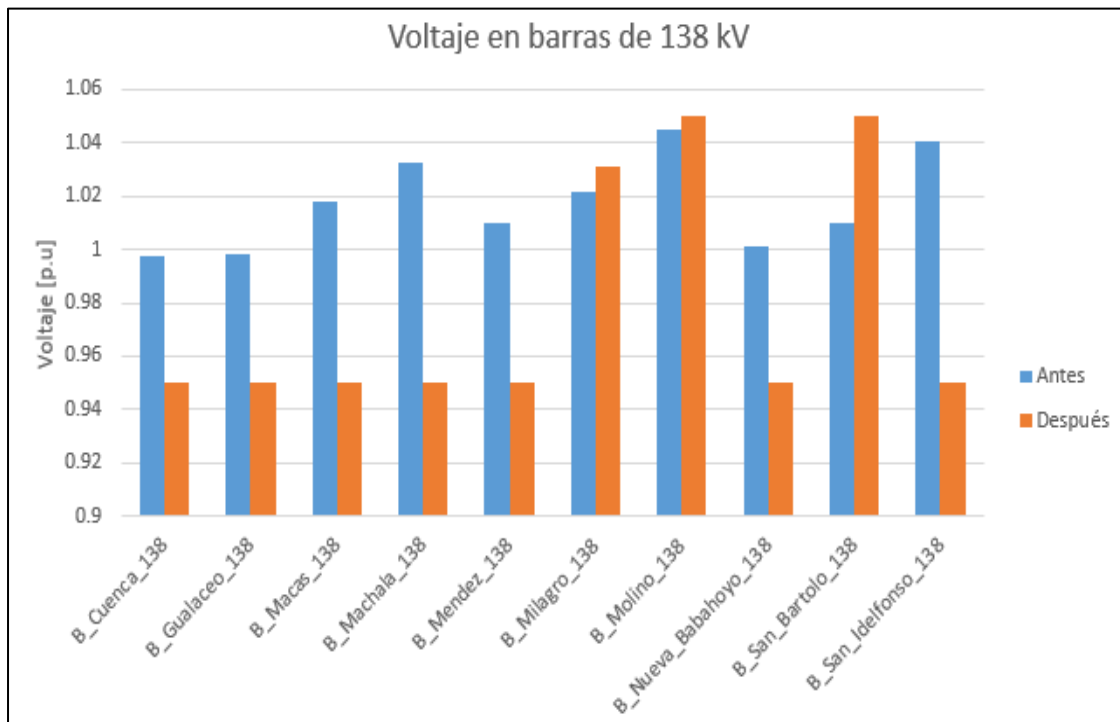


Figura 4.10 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Molino-Milagro demanda media

Para las barras de 138 kV pasa lo contrario al caso de las barras de 69 kV aquí la mayoría de los voltaje se redujeron al realizar la optimizacion pero se cuentan todos dentro de los parametros permitidos por la ARCONEL. Como resultado de el nuevo despacho de reactivos los valores de voltaje en las barras del sistema responden al cambio.

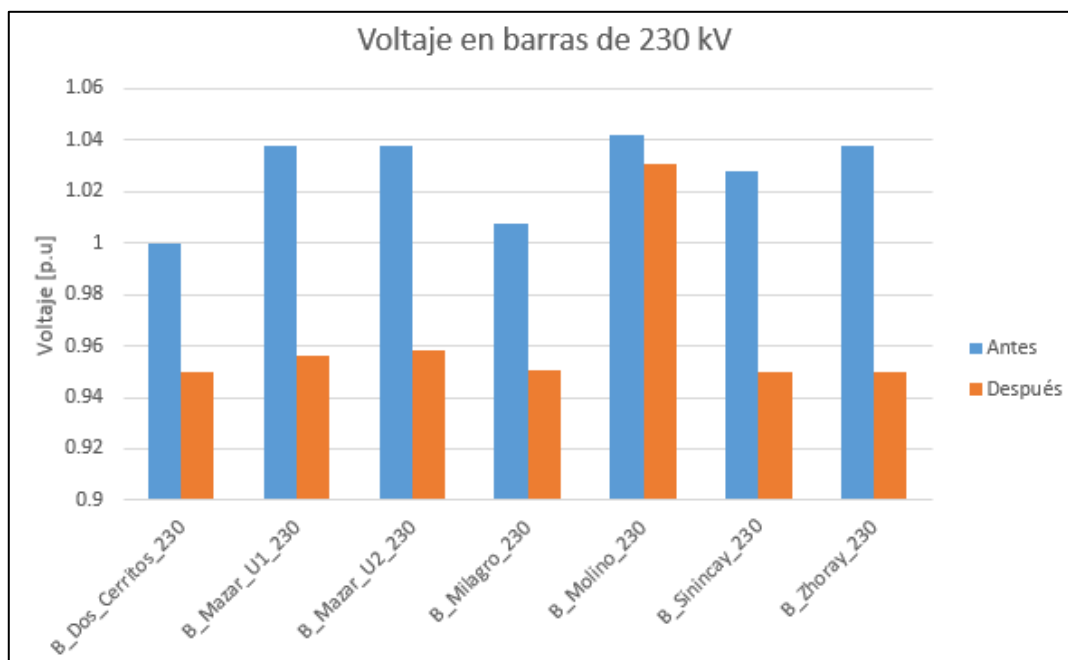


Figura 4.11 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Molino-Milagro demanda media

Para las barras de 230 kV pasa lo contrario al caso de las barras de 69 kV aquí la mayoría de los voltaje se redujeron al realizar la optimización pero se encuentran todos dentro de los parámetros permitidos por la ARCONEL. La barra la cual conserva elevando su nivel de voltaje es Molino debido a que a ella se encuentran inyectando las generadoras importantes aguas abajo.

➤ Despacho de potencia reactiva

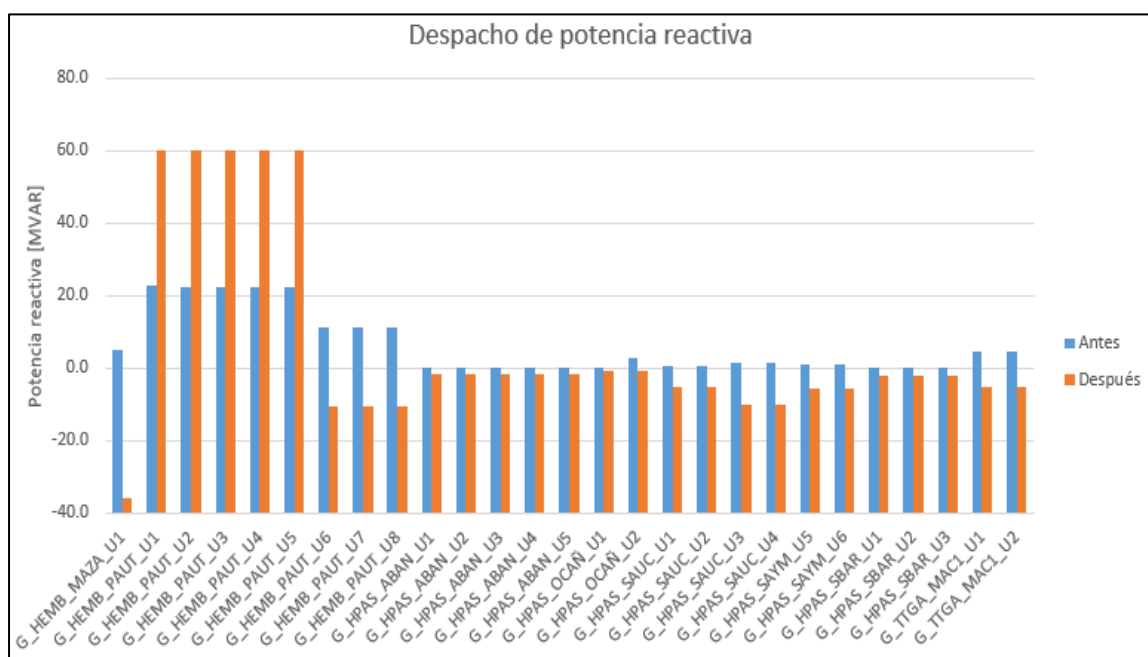


Figura 4.12 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Molino-Milagro demanda media

Debido a las limitaciones que se tuvieron, la red se redujo a una zona específica y se obtuvieron los despachos de potencia reactiva mostradas en la figura. Para la mayoría de las barras se redujo la producción de reactivos aunque en las principales generadoras de Paute se eleva la producción de reactivos respetando su curva de capacidad y así alcanzar nuestro objetivo que es disminuir pérdidas en el sistema.

➤ Despacho de capacitores

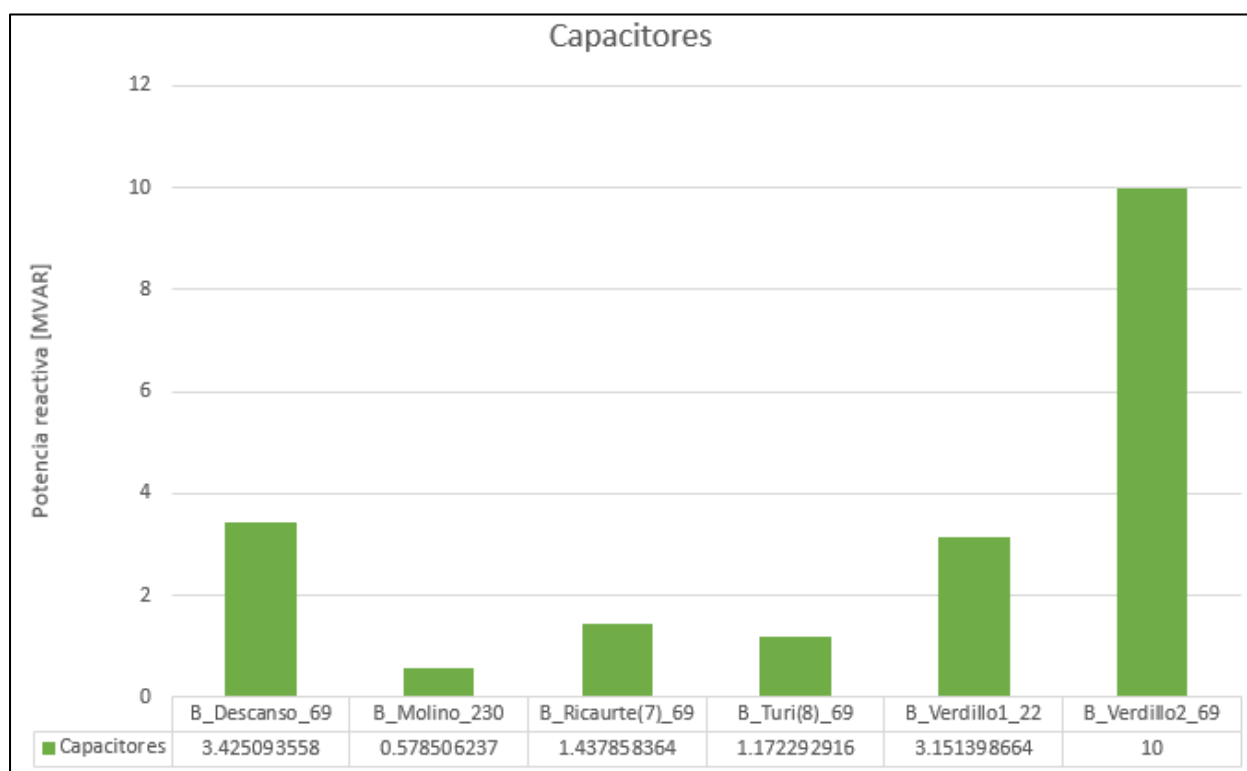


Figura 4.13 Despacho de capacitores zona Molino-Milagro en demanda media

Nuestro estudio se enfoca en elementos ya existentes, pero se realizó un estudio utilizando las mismas herramientas, asumiendo la presencia de capacitores en las diferentes barras de la zona estudiada y mostramos los resultados más relevantes. Estos valores toman los capacitores con el objetivo de reducir pérdidas en las líneas, a medida que baja la demanda se vuelve poco práctico usar bancos de capacitores por que los generadores pueden inyectar los reactivos necesarios a la red.

➤ Pérdidas

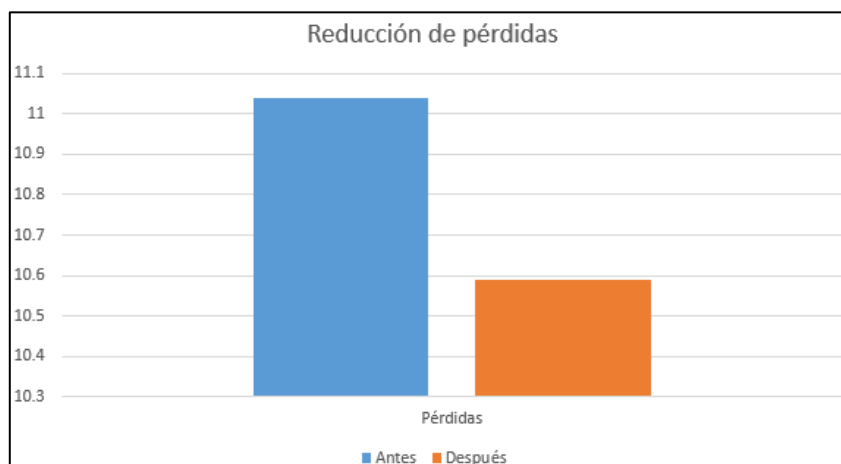


Figura 4.14 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Molino-Milagro demanda media

Debido a la complejidad del sistema, las pérdidas se obtienen restando la nueva generación activa menos la magnitud de la carga de la zona estudiada. Se obtienen los siguientes datos los cuales representan una considerable reducción. A medida que disminuye la demanda se disminuye la reducción de pérdidas que se puede obtener mediante la optimización.

4.2.3. Demanda mínima día lluvioso

➤ Voltaje

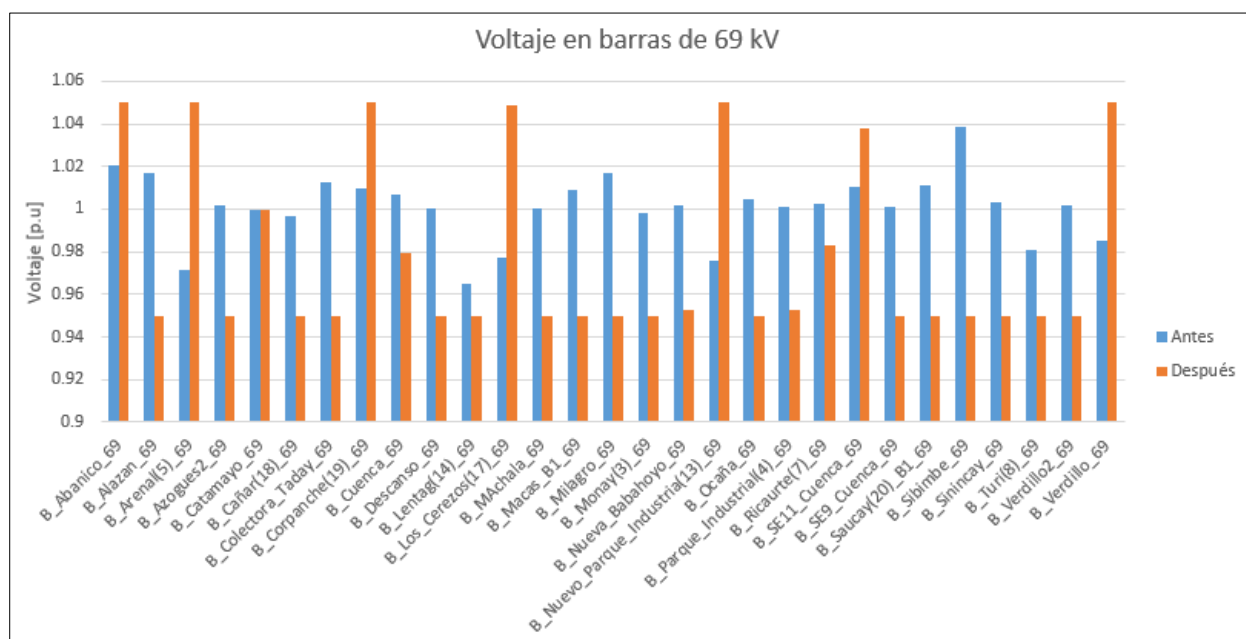


Figura 4.15 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Molino-Milagro demanda mínima

Como tenemos la menor demanda, disminuyen los elementos a estudiar y se puede tener valores más precisos. Se puede observar que hay un gran cambio en los niveles de voltaje al momento de encontrar el flujo óptimo de reactivos, luego de la optimización los niveles de voltaje se vuelven muy variables al momento de disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión, pero se encuentran todos dentro de los niveles establecidos $0.95 < V < 1.05$. Este comportamiento de elevaciones de voltaje concuerda con las zonas donde se encuentra las plantas más importantes de generación del SNI.

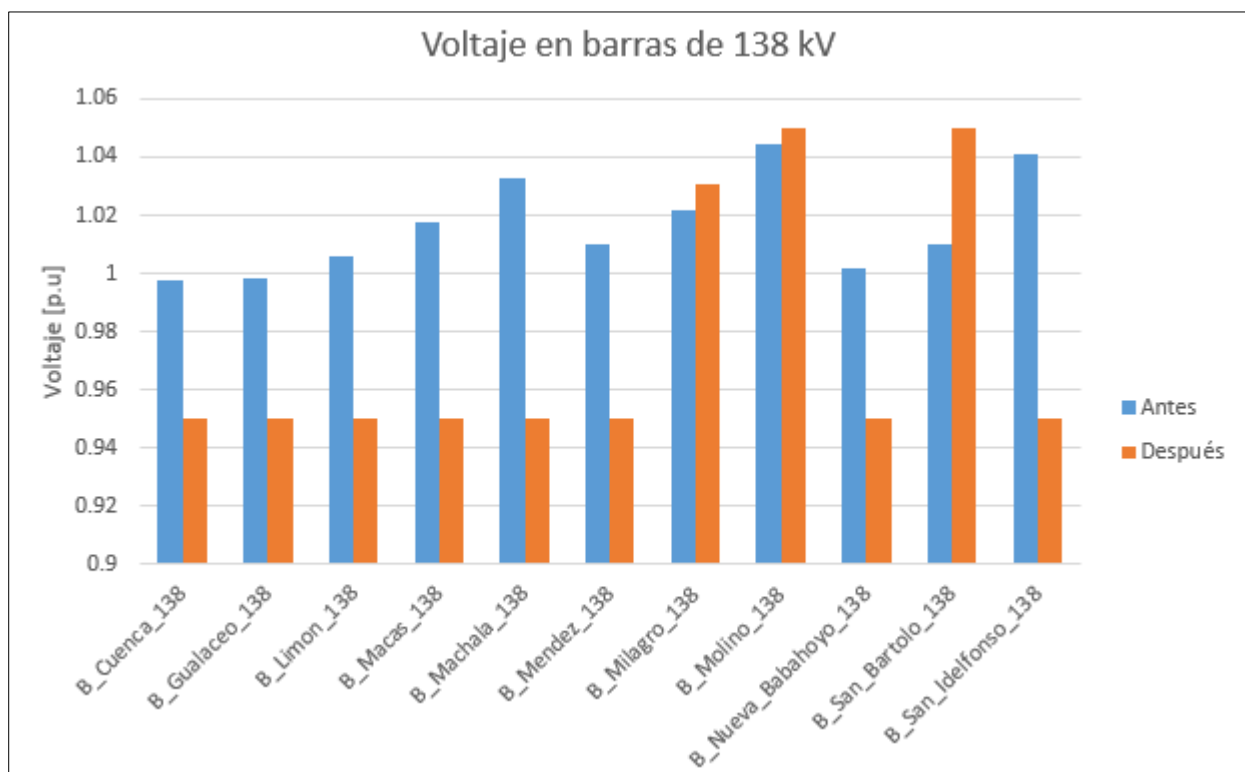


Figura 4.16 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Molino-Milagro demanda mínima

Para las barras de 138 kV el comportamiento no es tan variable como a nivel de 69kV sin embargo se respetan los parametros permitidos por la ARCONEL. Como resultado de el nuevo despacho de reactivos los valores de voltaje en las barras del sistema responden al cambio.

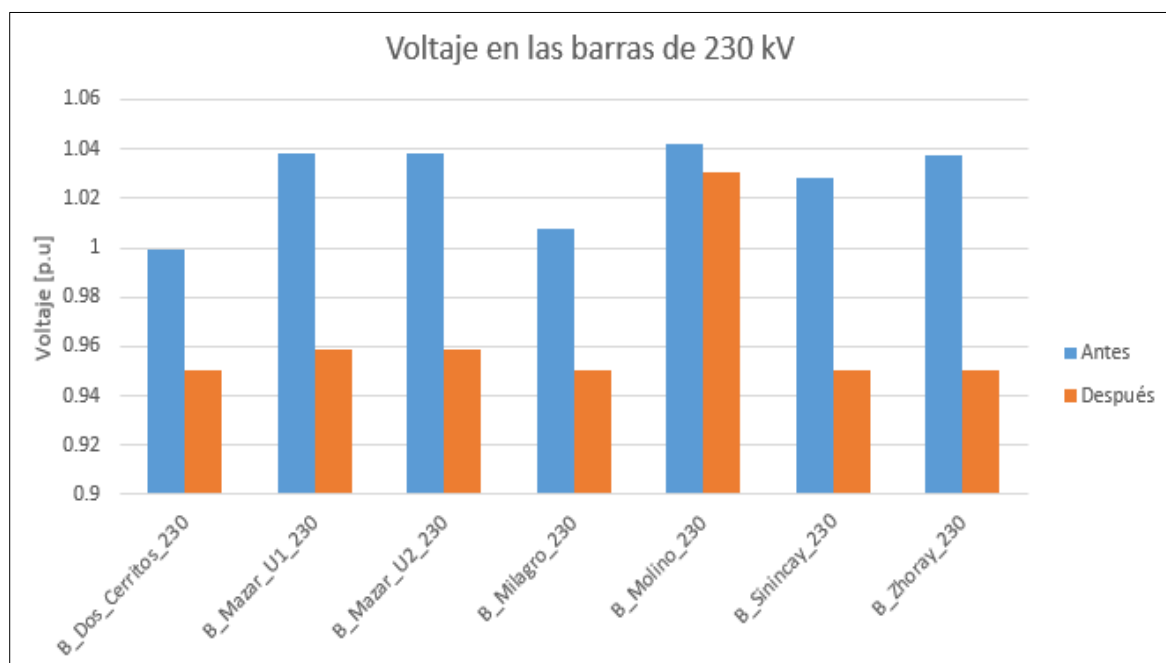


Figura 4.17 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Molino-Milagro demanda mínima

Para las barras de 230 kV estas sufren una pequeña caída de tensión pero también conservan los parámetros permitidos por la ARCONEL. La barra la cual conserva elevando su nivel de voltaje es Molino debido a que a ella se encuentran inyectando las generadoras importantes aguas abajo.

➤ Despacho de potencia reactiva

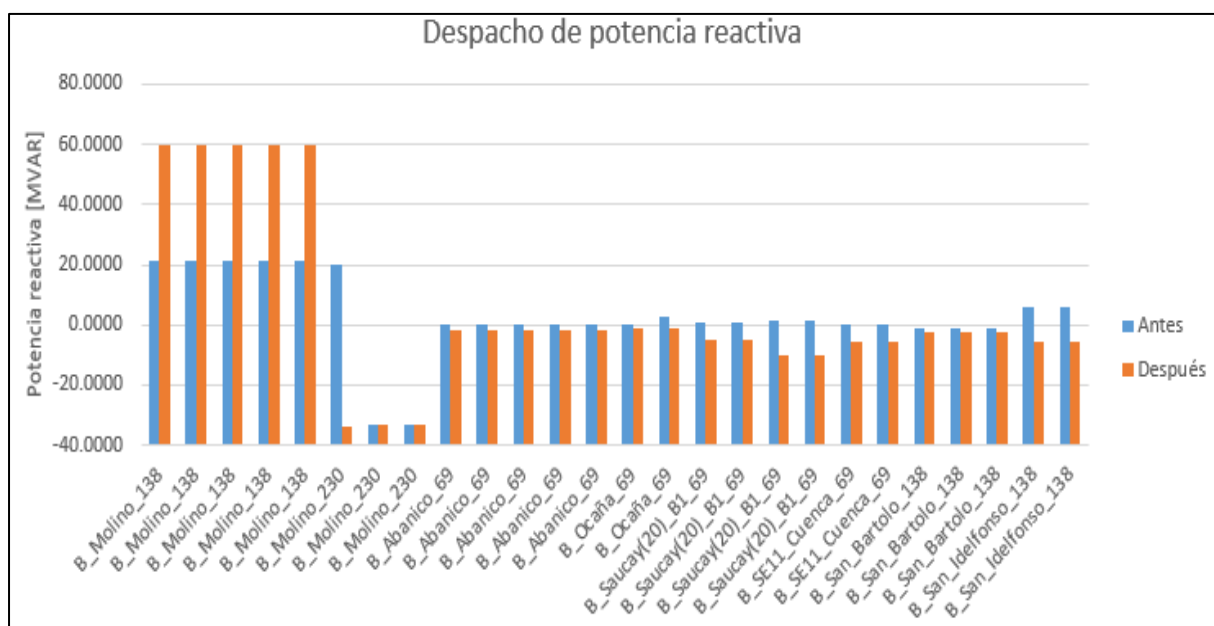


Figura 4.18 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Molino-Milagro demanda mínima

Debido a las limitaciones que se tuvieron, la red se redujo a una zona específica y se obtuvieron los despachos de potencia reactiva mostradas en la figura. Para la mayoría de las barras se redujo la producción de reactivos aunque en las principales generadoras de Molino se eleva la producción de reactivos respetando su curva de capacidad y así alcanzar nuestro objetivo que es disminuir pérdidas en el sistema.

➤ Pérdidas

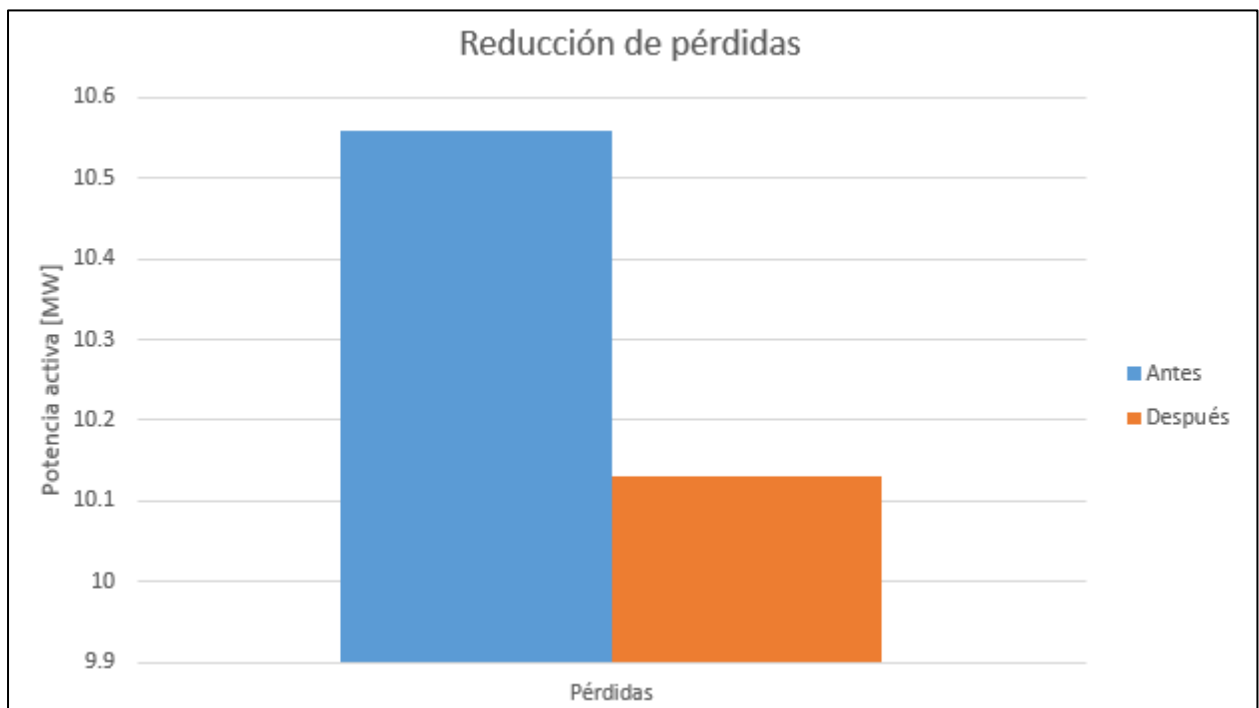


Figura 4.19 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Molino-Milagro demanda media

Debido a la complejidad del sistema, las pérdidas se obtienen restando la nueva generación activa menos la magnitud de la carga de la zona estudiada. Se obtienen los siguientes datos los cuales representan una considerable reducción. A medida que disminuye la demanda se disminuye la reducción de pérdidas que se puede obtener mediante la optimización.

4.3. Zona Santa Rosa-Totoras

En la *Figura 4.20* se muestra la zona Santa Rosa-Totoras.

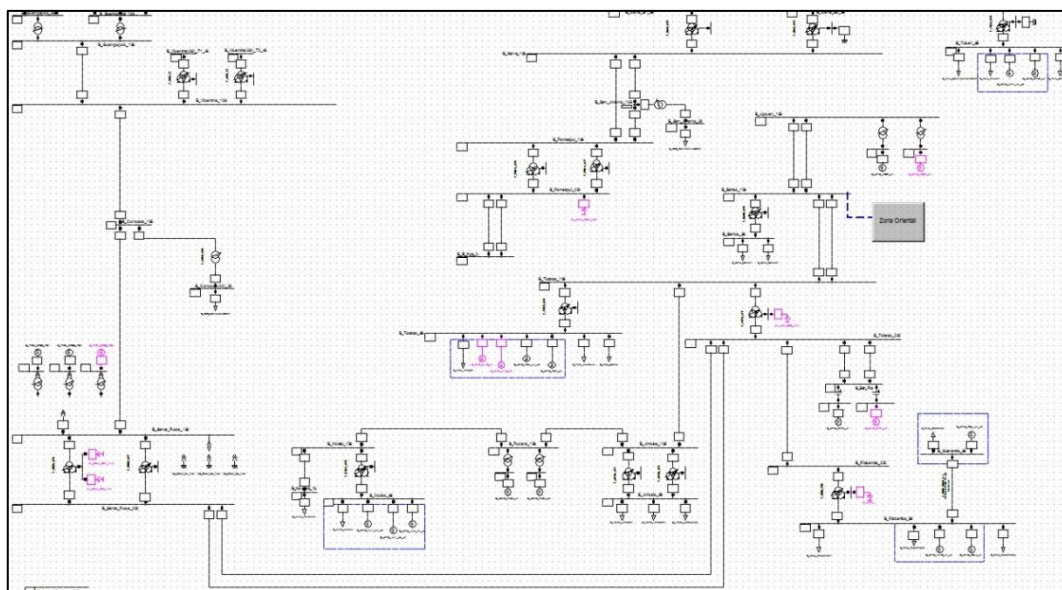


Figura 4.20 Descripción de la zona Santa Rosa-Totoras en DigSilent

4.3.1. Demanda máxima día lluvioso

➤ Voltajes

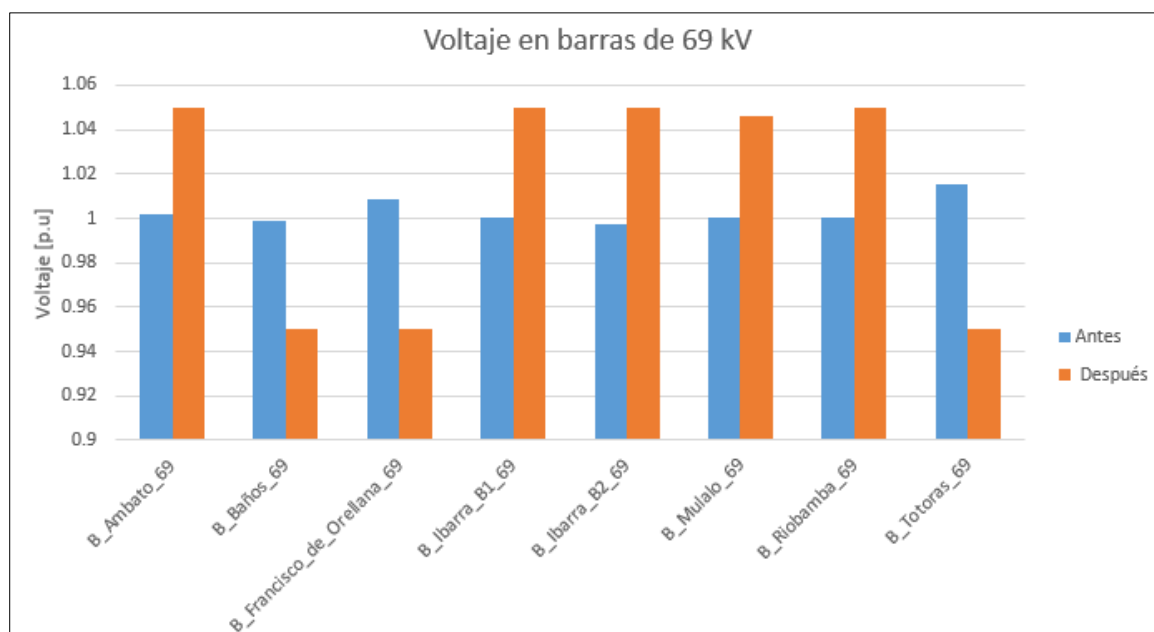


Figura 4.21 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima

Se puede observar que hay un gran cambio en los niveles de voltaje al momento de encontrar el flujo óptimo de reactivos, luego de la optimización los niveles de

voltaje en la mayoría de las barras aumentaron y así disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión, pero se encuentran todas dentro de los niveles establecidos $0.95 < V < 1.05$. Este comportamiento de elevaciones de voltaje concuerda con las zonas donde se encuentra las plantas de generación del SNI.

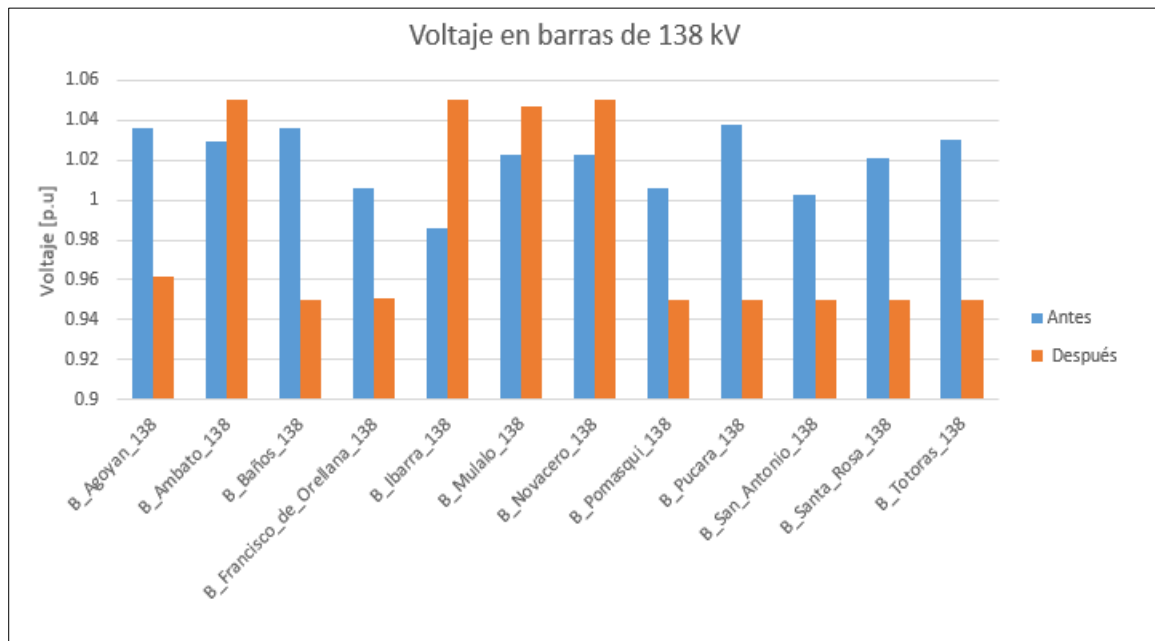


Figura 4.22 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima

Para las barras de 138 kV pasa lo contrario al caso de las barras de 69 kV aquí la mayoría de los voltaje se redujeron al realizar la optimizacion pero se cuentan todos dentro de los parametros permitidos por la ARCONEL.

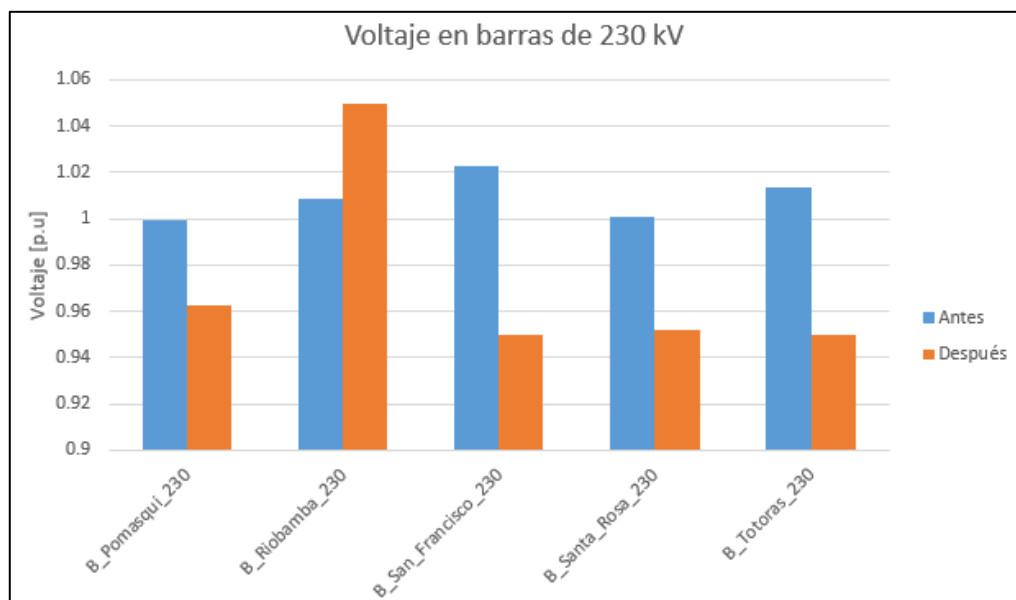


Figura 4.23 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima

Para las barras de 230 kV pasa lo contrario al caso de las barras de 69 kV aquí la mayoría de los voltaje se redujeron al realizar la optimización pero se encuentran todos dentro de los parámetros permitidos por la ARCONEL. La barra en Riobamba no tiene caída de tensión debido a la generación aplicada en esa zona.

➤ Despacho de potencia reactiva

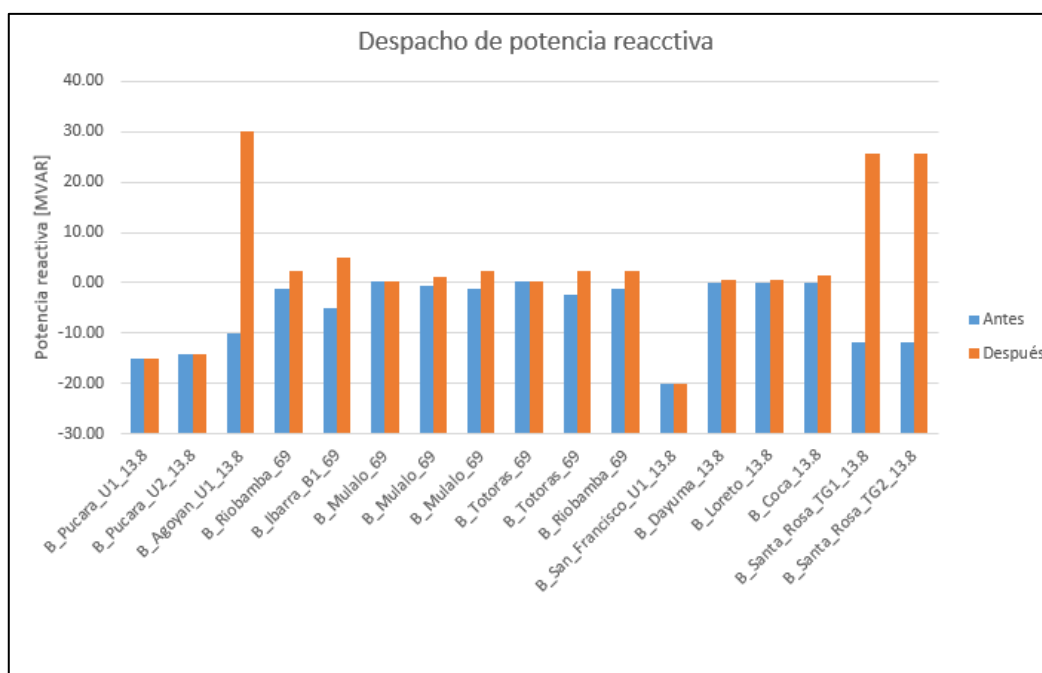


Figura 4.24 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima

Debido a las limitaciones que se tuvieron, la red se redujo a una zona específica y se obtuvieron los despachos de potencia reactiva mostrados en la figura. Para la mayoría de las barras se redujo la producción de reactivos aunque en las principales generadoras de Agoyan y Santa Rosa se eleva la producción de reactivos respetando su curva de capacidad y así alcanzar nuestro objetivo que es disminuir pérdidas en el sistema.

➤ Despacho de capacitores

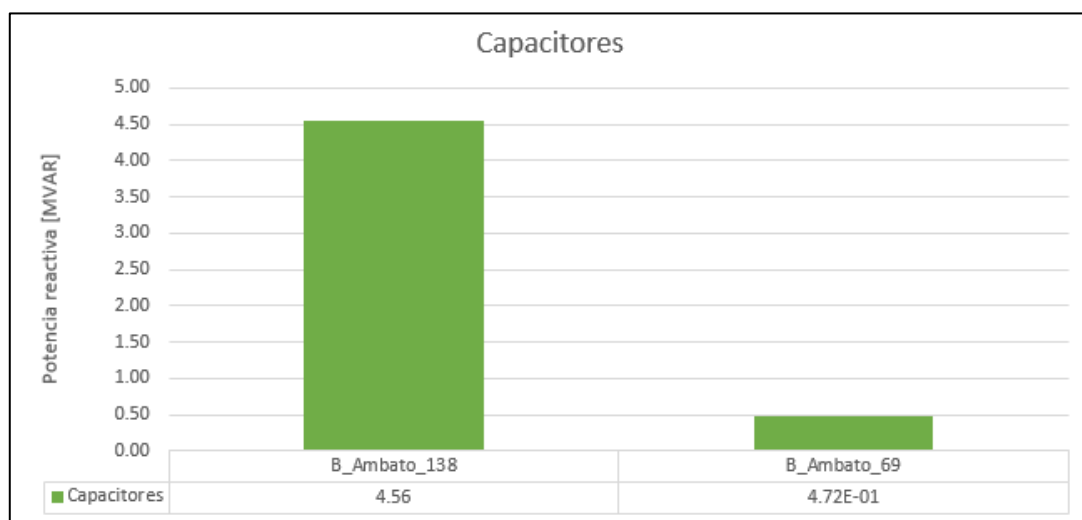


Figura 4.25 Despacho de capacitores zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima

Nuestro estudio se enfoca en elementos ya existentes, pero se realizó un estudio utilizando las mismas herramientas, asumiendo la presencia de capacitores en las diferentes barras de la zona estudiada y mostramos los resultados más relevantes. Estos valores toman los capacitores con el objetivo de reducir pérdidas en las líneas.

➤ Pérdidas

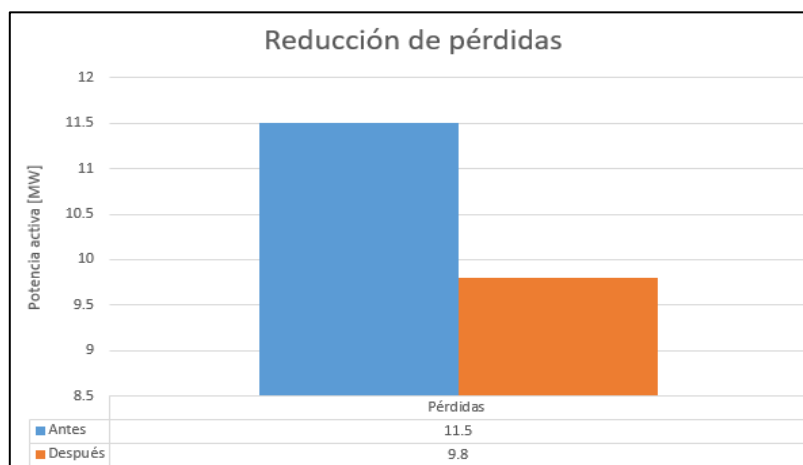


Figura 4.26 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Santa Rosa-Totoras demanda máxima

Debido a la complejidad del sistema, las pérdidas se obtienen restando la nueva generación activa menos la magnitud de la carga de la zona estudiada. Se obtienen los siguientes datos los cuales representan una considerable reducción.

4.3.2. Demanda media día lluvioso

➤ Voltajes

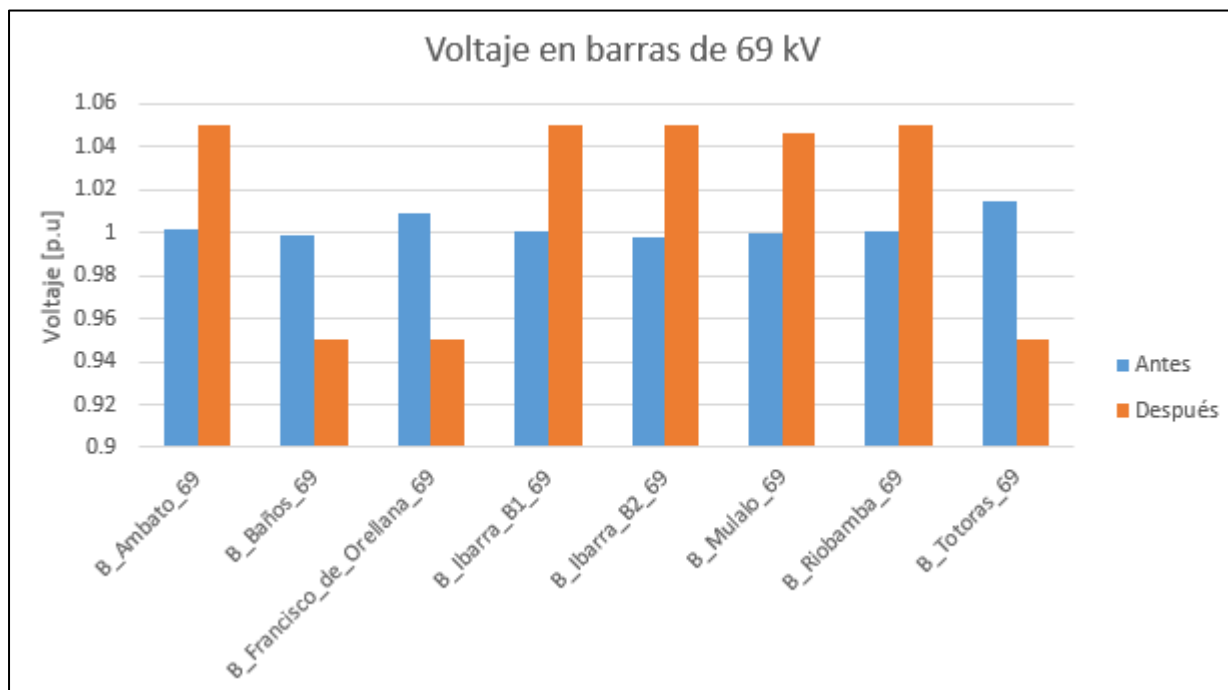


Figura 4.27 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda media

A medida que disminuye la demanda también disminuyen los elementos a estudiar y se puede tener valores más precisos. Se puede observar que hay un gran cambio en los niveles de voltaje al momento de encontrar el flujo óptimo de reactivos, luego de la optimización los niveles de voltaje en la mayoría de las barras aumentaron y así disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión, pero se encuentran todas dentro de los niveles establecidos $0.95 < V < 1.05$. Este comportamiento de elevaciones de voltaje concuerda con las zonas donde se encuentra las plantas más importantes de generación del SNI.

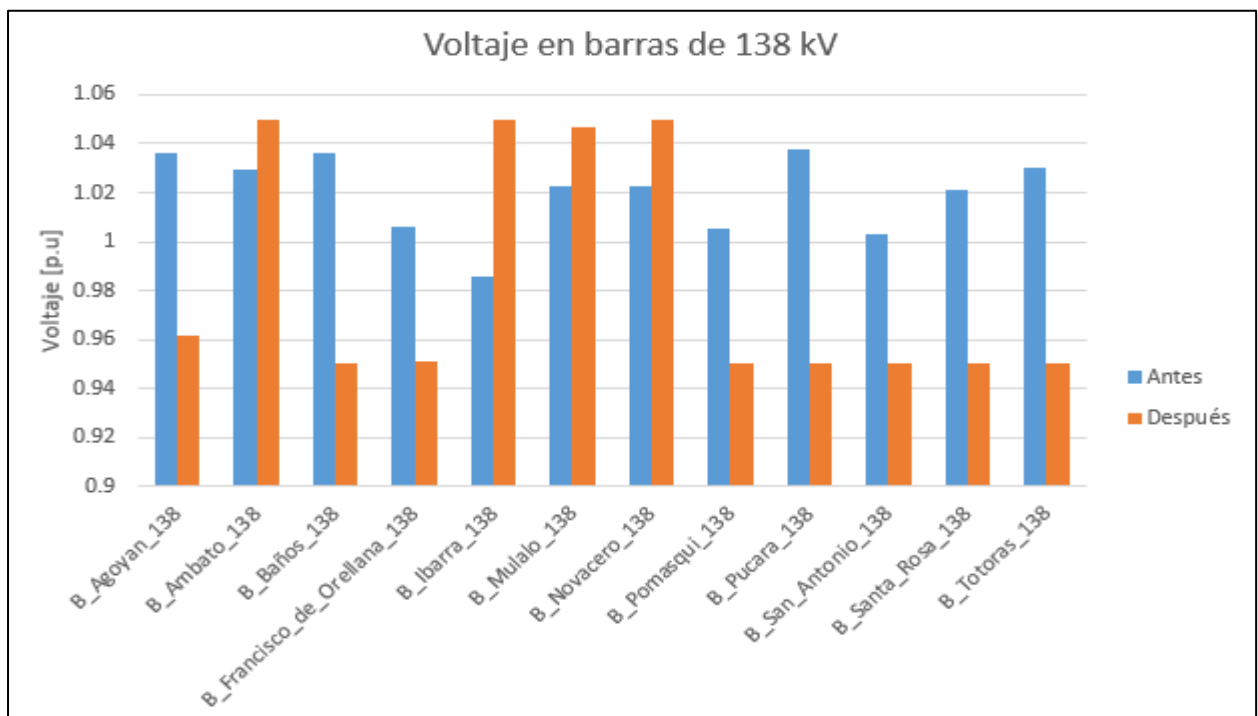


Figura 4.28 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda media

Para las barras de 138 kV pasa lo contrario al caso de las barras de 69 kV aquí la mayoría de los voltaje se redujeron al realizar la optimización pero se cuentan todos dentro de los parámetros permitidos por la ARCONEL. Como resultado de el nuevo despacho de reactivos los valores de voltaje en las barras del sistema responden al cambio.

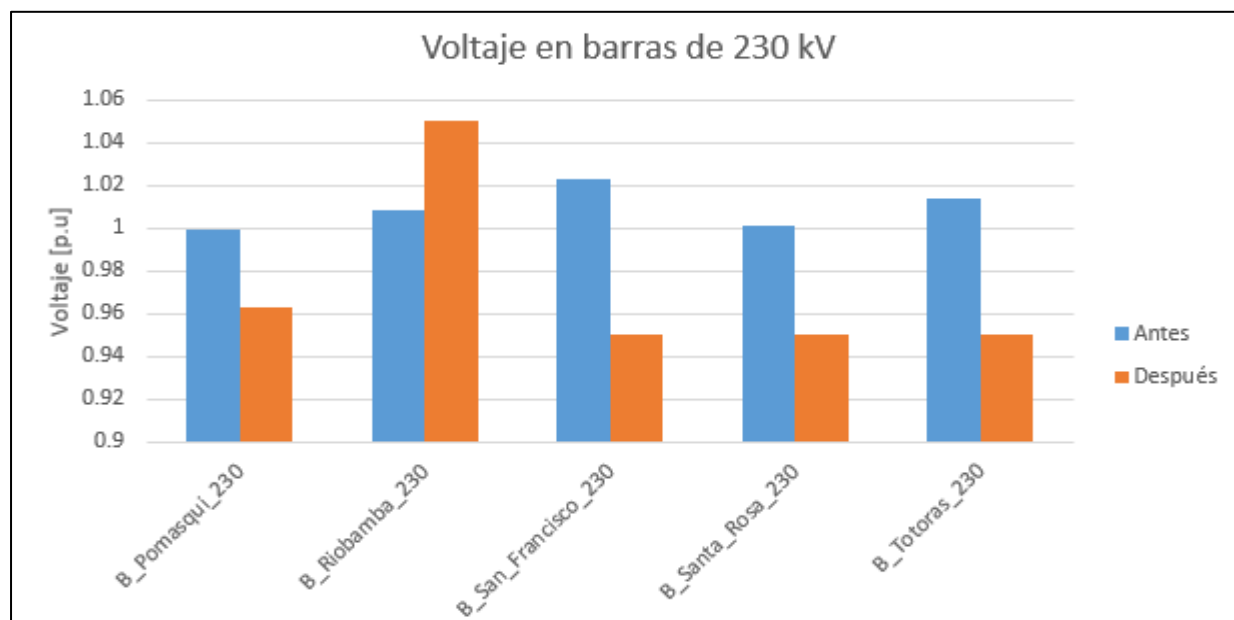


Figura 4.29 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda media

Para las barras de 230 kV pasa lo contrario al caso de las barras de 69 kV aquí la mayoría de los voltaje se redujeron al realizar la optimización pero se encuentran todos dentro de los parámetros permitidos por la ARCONEL. La barra la cual conserva elevando su nivel de voltaje es Riobamba debido a que a ella se encuentran inyectando las generadoras importantes aguas abajo.

➤ Despacho de potencia reactiva

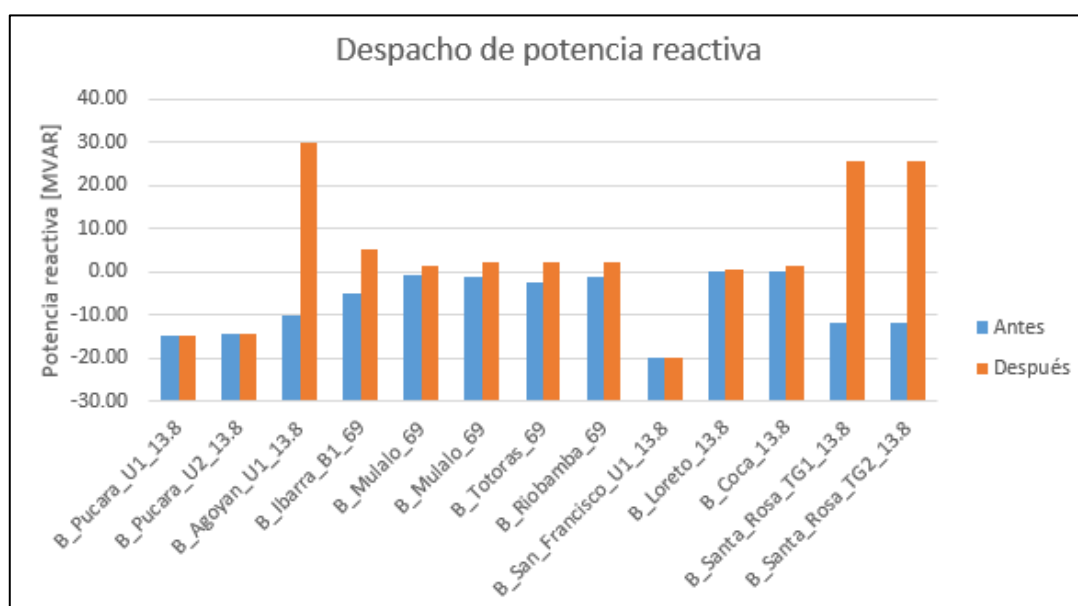


Figura 4.30 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Santa Rosa-Totoras demanda media

Debido a las limitaciones que se tuvieron, la red se redujo a una zona específica y se obtuvieron los despachos de potencia reactiva mostradas en la figura. Para la mayoría de las barras se redujo la producción de reactivos aunque en las principales generadoras de Agoyan y Santa Rosa se eleva la producción de reactivos respetando su curva de capacidad y así alcanzar nuestro objetivo que es disminuir pérdidas en el sistema.

➤ Pérdidas

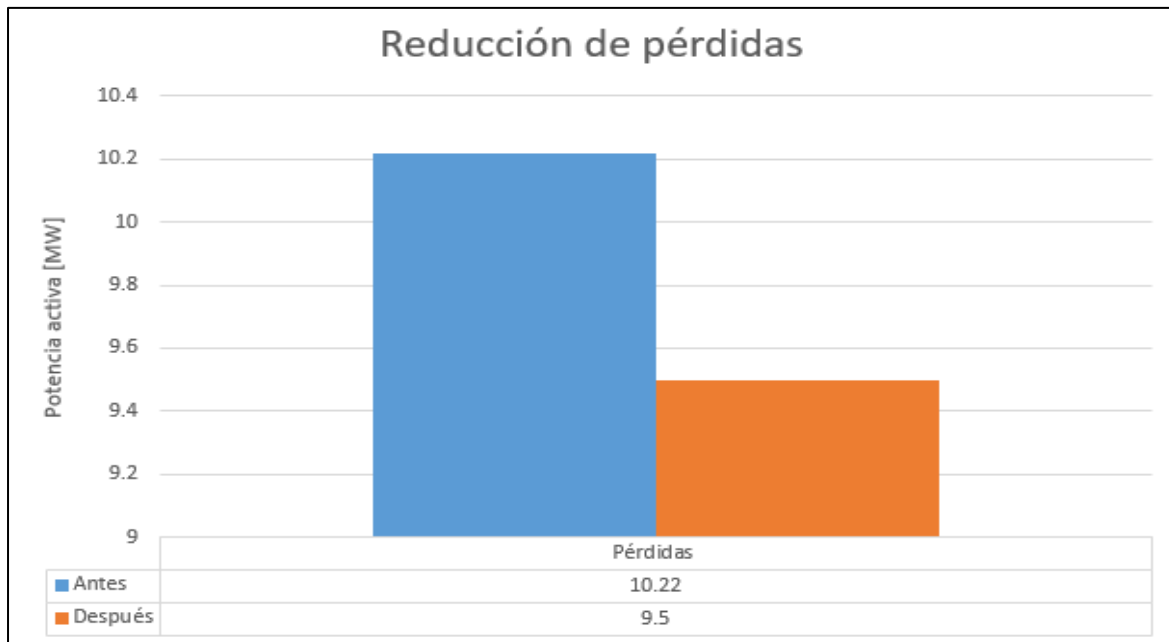


Figura 4.31 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Santa Rosa-Totoras demanda media

Debido a la complejidad del sistema, las pérdidas se obtienen restando la nueva generación activa menos la magnitud de la carga de la zona estudiada. Se obtienen los siguientes datos los cuales representan una considerable reducción. A medida que disminuye la demanda se disminuye la reducción de pérdidas que se puede obtener mediante la optimización.

4.3.3. Demanda mínima día lluvioso

➤ Voltajes

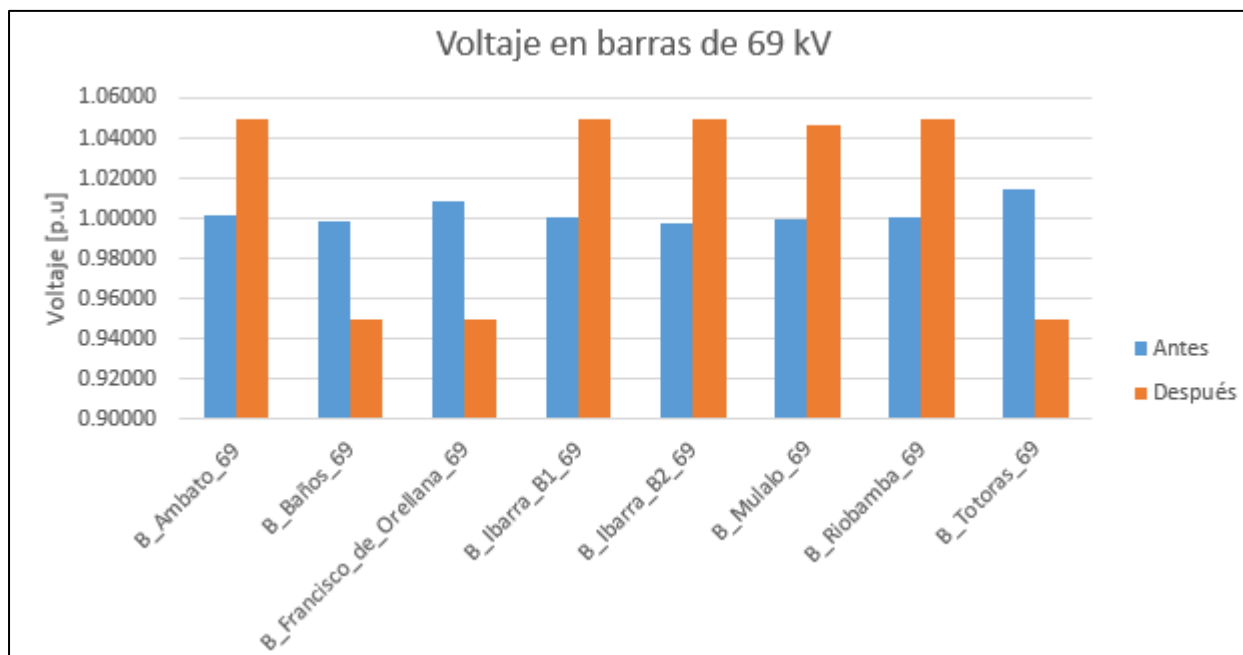


Figura 4.32 Voltaje antes y después en las barras de 69 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda mínima

Como tenemos la menor demanda, disminuyen los elementos a estudiar y se puede tener valores más precisos. Se puede observar que hay un gran cambio en los niveles de voltaje al momento de encontrar el flujo óptimo de reactivos, luego de la optimización los niveles de voltaje se vuelven muy variables al momento de disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión, pero se encuentran todos dentro de los niveles establecidos $0.95 < V < 1.05$. Este comportamiento de elevaciones de voltaje concuerda con las zonas donde se encuentra las plantas más importantes de generación del SNI.

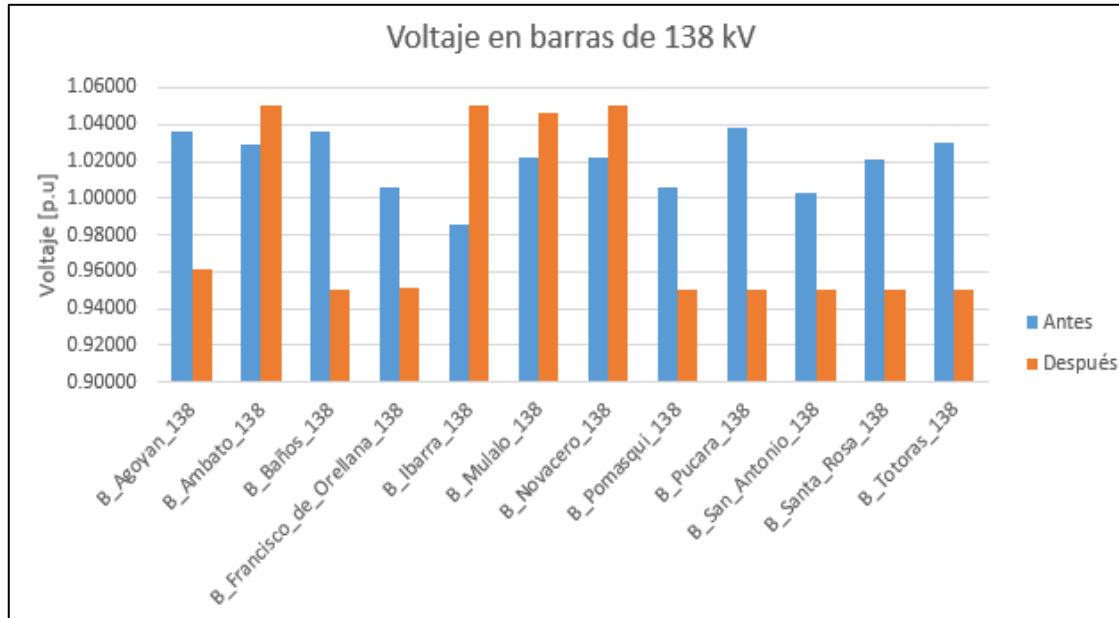


Figura 4.33 Voltaje antes y después en las barras de 138 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda mínima

Para las barras de 138 kV el comportamiento no es tan variable como a nivel de 69kV sin embargo se respetan los parametros permitidos por la ARCONEL. Como resultado de el nuevo despacho de reactivos los valores de voltaje en las barras del sistema responden al cambio.

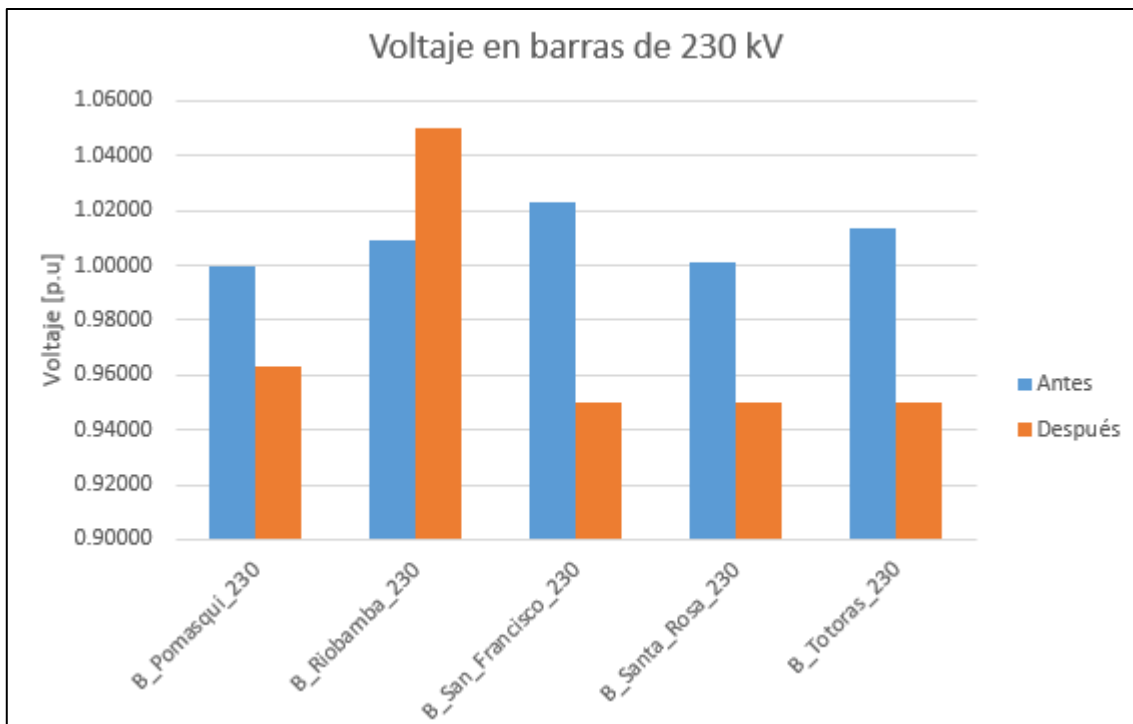


Figura 4.34 Voltaje antes y después en las barras de 230 kV zona Santa Rosa-Totoras demanda mínima

Para las barras de 230 kV estas sufren una pequeña caída de tensión pero también conservan los parámetros permitidos por la ARCONEL. La barra la cual conserva elevando su nivel de voltaje es Riobamba debido a que a ella se encuentran inyectando las generadoras importantes aguas abajo.

➤ Despacho de potencia reactiva

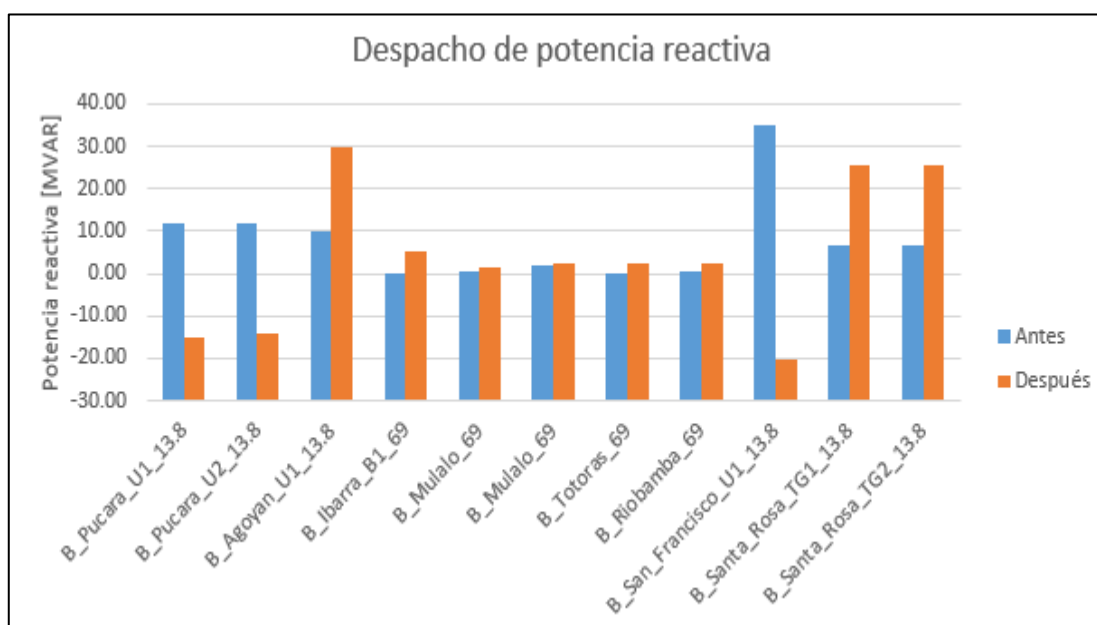


Figura 4.35 Antes y después del despacho de potencia reactiva zona Santa Rosa-Totoras demanda media

Debido a las limitaciones que se tuvieron, la red se redujo a una zona específica y se obtuvieron los despachos de potencia reactiva mostrados en la figura. Para la mayoría de las barras aumentó la producción de reactivos aunque en las principales generadoras se eleva considerablemente la producción de reactivos respetando su curva de capacidad y así alcanzar nuestro objetivo que es disminuir pérdidas en el sistema.

➤ Pérdidas

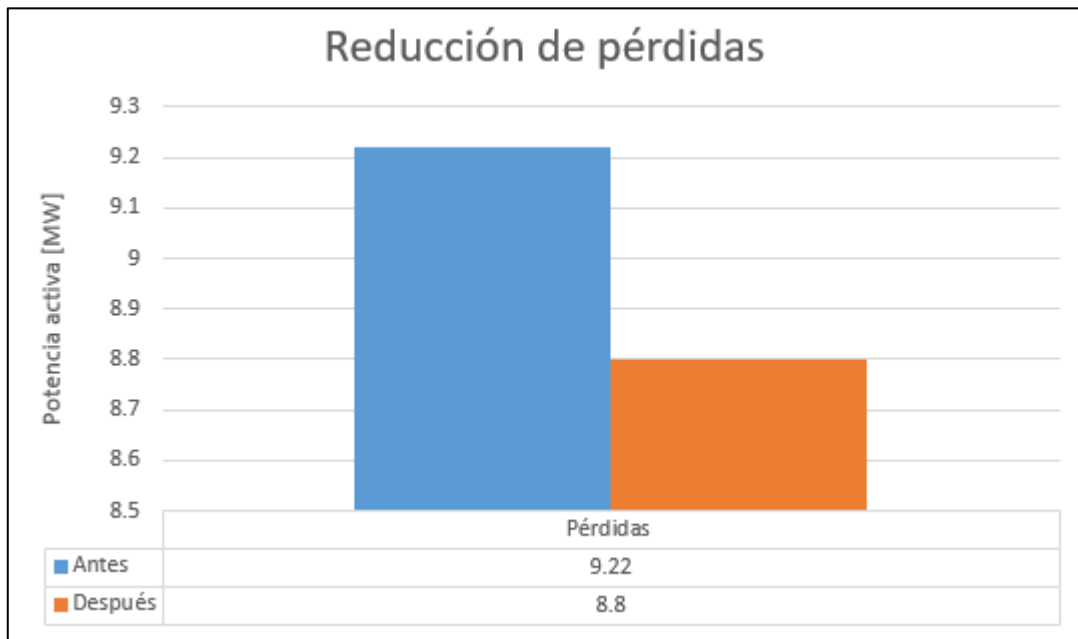


Figura 4.36 Pérdidas antes y después del despacho de reactivos zona Santa Rosa-Totoras demanda media

Debido a la complejidad del sistema, las pérdidas se obtienen restando la nueva generación activa menos la magnitud de la carga de la zona estudiada. Se obtienen los siguientes datos los cuales representan una considerable reducción. A medida que disminuye la demanda se disminuye la reducción de pérdidas que se puede obtener mediante la optimización.

Capítulo 5. Discusión

Capítulo 5. Discusión

Capítulo 5. Discusión	123
5.1. Introducción	125
5.2. Datos de entrada	125
5.3. Desarrollo	125
5.4. Datos de Salida	126
5.5. Conciliación con otros métodos	126

5.1. Introducción

En este capítulo se analiza el desarrollo de nuestro trabajo, así corroborar y describir todas las experiencias, limitaciones y aprendizaje al momento de realizar el modelo para despacho de flujo óptimo de reactivos.

En la sección 5.2 se realiza la discusión de los datos obtenidos previos a ingresarlos y estudiarlos en nuestro modelo de optimización. En la sección 5.3 se realiza la discusión en base al proceso tomado para la realización del modelo, sus modificaciones y alcance. En la sección 5.4 analizamos los resultados obtenidos al momento de correr el flujo con el modelo establecido, seguidamente tenemos la conciliación con otros métodos en la sección 6.

5.2. Datos de entrada

Se tomaron los datos, características, parámetros técnicos, número de elementos y configuraciones del SIN, que serán necesarios para el agrupamiento de datos antes de ingresarlos al modelo de despacho. Los datos se obtuvieron de DigSilent ya que es el software con el cual realiza estudios CENACE. Debido a la complejidad y cantidad de elementos en el SIN se ha decidido trabajar en dos zonas del sistema, zona Molino Milagro, zona Santa Rosa Totoras, las cuales presentan características adecuadas al momento de realizar el estudio.

Otro tipo de datos a considerar fueron los valores de restricciones de voltaje en cada barra según su nivel de voltaje, dispuesto por la ARCONEL. Por último, cabe recalcar que en todo el modelo se trabajara con valores en pu por unidad.

5.3. Desarrollo

La metodología al momento de realizar sistemas complejos cambió en dos partes, tuvimos que eliminar la potencia de ajuste en la ecuación (3.33) y proponer la generación de potencia activa como otra variable debido a que varía la reducción de pérdidas en el sistema. Por otro lado, la función objetivo tuvimos que modificarla de la ecuación (3.30) a la ecuación (3.31) la cual disminuía la

complejidad de la programación obteniendo los mismos resultados, la cual la comprobamos con sistemas sencillos en el solver que proporciona Microsoft Excel.

Los datos del sistema se organizaron en Microsoft Excel con el fin de que GAMS tome los datos en forma matricial según filas y columnas. A cada nodo se le asigna un numero para así en el código escrito en GAMS pueda comparar cada barra y generar las matrices de admitancia propia y mutua, también el numero asignado nos ayuda a saber exactamente en qué nodo se encuentran conectados los generadores y los elementos pasivos del sistema.

Al momento de correr flujo con el código propuesto en GAMS para la solución de cualquier sistema el cual lo comprobamos en un sistema de 14 barras, nos vimos limitados en los detalles de restricciones debido al número de variables que implica asemejarse a un sistema real por lo cual las restricciones de voltaje le designamos un rango entre 0.95 y 1.05.

Al momento de correr el programa en GAMS se obtenían pérdidas negativas, por lo que nos dimos cuenta de que a la función objetivo teníamos que asignarle un rango mínimo de cero.

5.4. Datos de Salida

Para las dos zonas propuestas se obtuvieron la potencia reactiva generada antes y después de realizar la optimización tanto para demanda máxima, media, mínima, cuyos datos nos indican el comportamiento que debe tener la inyección de potencia reactiva para disminuir pérdidas de transmisión. Tenemos los datos de voltaje en las barras de 69 kV, 138 kV y 230 kV en los casos de demanda máxima, media y mínima tanto para la zona Molino-Milagro como para la zona Santa Rosa-Totoras las cuales son una variable de respuestas a las inyecciones de potencia en las líneas, respetando las restricciones asignadas.

Por otro lado, están los datos de las reducciones de las pérdidas para los casos de demanda máxima, media y mínima los cuales se calcularon al observar como disminuyo en pequeña parte la generación de potencia activa.

Al momento de asignar los respectivos despachos en el software de simulación DigSilent se obtuvieron diferentes resultados debido a las modificaciones que se realizaron a la red para disminuir el número de variables.

5.5. Conciliación con otros métodos

El método que escogimos para realizar el modelo fue programación no lineal, el cual nos ayudamos con uno de los solvers que nos proporciona GAMS, el cual se asemeja muy bien al modelo. Existen varios métodos los cuales o bien se encaminan por soluciones globales o soluciones locales. Los métodos más eficientes son los que encuentran soluciones locales, el cual con el solver BONMIN encontramos dichas soluciones. No pudimos saber el alcance y velocidad de convergencia más allá de 300 variables debido a que el software al ser un DEMO no nos permitió. Nosotros realizamos optimización con elementos existentes, pero existe métodos propuestos para agregar elementos pasivos nuevos a la red, como es el caso de los métodos metaheurísticos.

Capítulo 6. Conclusiones

Capítulo 6. Resultados

Capítulo 6. Conclusiones	128
6.1. Introducción.....	130
6.2. Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones	132

6.1. Introducción

- Se realizó la minimización de pérdidas de potencia activa en las líneas de sistemas de mediana magnitud y a su vez se logró mantener los perfiles de voltajes según las regulaciones.
 - Debido a la magnitud del SNI no se obtuvieron datos aplicativos, ya que se redujo considerablemente el sistema.
 - El solver que se utilizó para resolver el problema de optimización en la herramienta “GAMS”, fue “bonmin” el cual es un solucionador de código abierto para la programación no lineal de enteros mixtos, que implementa algoritmos de aproximación de derivación.
 - La base para un buen estudio de optimización de flujos de potencia depende del manejo de los datos que nos proporciona la red y sus limitantes o restricciones.
 - Mientras más se reduce la red del todo el sistema, se obtienen resultados menos aproximados, por lo que se deben considerar la mayor cantidad de elementos posibles y así tener resultados más reales y comparativos.
 - Reducir las pérdidas en el sistema implica tener voltajes en los límites de restricción en las barras por lo que se tiene que poner en balanza si queremos tener un sistema estable o reducir las pérdidas y así tener ahorros económicos.
1. ¿Cuál es el método analítico más viable que se puede usar para optimizar el despacho de potencia reactiva en el SNI?

Los métodos más viables se encuentran dentro del estudio de programación no lineal, debido a que las ecuaciones de flujo de potencia son de forma cuadrática, en nuestro caso utilizamos un solver llamado Bonmin el cual se asemeja al modelo, el cual tiene restricciones de igualdad y desigualdad. Sin embargo, se recomienda usar otras herramientas de optimización las cuales puedan abarcar un sin número de variables.

2. ¿Cuáles serían los beneficios más visibles al optimizar la potencia reactiva en el SNI?

El beneficio más visible es la reducción de pérdidas de potencia activa mediante el redespacho de potencia reactiva.

3. ¿Cuál es el alcance por estudiar en este modelo a realizar?

Al momento de realizar sistemas complejos, se presenta la limitación de no poder tomar en cuenta como intervienen las variaciones de tap al momento de realizar un despacho óptimo de reactivos, sin embargo, se explicó cómo funciona esta variable en un sistema sencillo.

4. ¿Qué se puede concluir al momento de realizar el despacho óptimo de potencia reactiva?

Reducir las pérdidas en el sistema implica tener voltajes en los límites de restricción en las barras, por lo que se tiene que poner en balanza si se desea obtener un sistema estable o, reducir las pérdidas.

5. ¿Qué consideraciones hay que tomar con respecto a las variables del sistema que forman el modelo de optimización?

Hay que tener en cuenta las características de todos los elementos del sistema para encontrar resultados dentro de sus zonas de operación y a su vez, hay que respetar las restricciones de las variables de estado.

6. ¿Mediante que herramienta implementara el método de optimización?

Mediante un software de programación libre, el cual cuenta con un número variado de solvers los cuales se acoplan a cualquier modelo propuesto.

6.2. Limitaciones de la investigación y recomendaciones para futuras investigaciones

El modelo realizado se puede implementar para optimizar y reducir pérdidas en un sistema de potencia. Al momento de realizar la simulación del modelo en el software GAMS se presentó la limitación dada por el número de variables que soporta el software DEMO. Con respecto a transformadores y líneas de transmisión, tuvimos que reducir el sistema lo cual no permitió hacer un estudio más a fondo considerando taps y capacidad de líneas de transmisión en sistemas complejos.

Se recomienda conocer detalladamente el algoritmo y programación al momento de realizar la optimización del sistema, así como el manejo de datos en las tablas de Excel y cómo van ubicadas cada una de las variables, la programación se explicará en el apéndice (A.1).

Nuestro estudio se enfoca en el análisis de elementos ya existentes en la red, por lo que sería un buen aporte hacer un estudio de análisis de ubicación de capacitores en el sistema.

Apéndice-A

A.1 Guía del manejo de datos en Microsoft Excel para el problema de 5 barras

- Se inicia detallando los datos de entrada en p.u. Se hace un listado de cada uno de los nodos con sus valores de carga activa y reactiva, así como también su generación activa.
- Se enlistan todas las variables de decisión, dejando una casilla en blanco para que ahí tome el valor asignado al momento de proceder con la optimización.
- Se calculan las funciones de igualdad y se designan las restricciones de los diferentes elementos del sistema.
- Finalmente formulamos las ecuaciones de las pérdidas en las líneas de transmisión, las cuales utilizaremos en el solver para reducir las mismas.

B21	=D3+A16-(A12*B12*(S10*SENO(A14-B14)))									
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Datos de entrada (p.u.)					LINEA DE NODO A NODO		PERDIDAS EN LAS LINEAS (p.u.)		
2	NODO	Pd	Qd	Pg		22a55		0.000000		
3	22	0.000000	0.000000	0.900000		55a44		0.000001		
4	55	0.000000	0.000000	0.000000		55a33		0.000022		
5	33	2.000000	0.700000	0.000000		44a33		0.000015		
6	44	0.000000	0.000000	0.000000		44a11		0.000000		
7	11	0.200000	0.100000	1.300000		Σ(perdidas)		0.000038		
8										
9								OPTIMIZAR REACTIVOS		
10	Variables de decision							0.150074		
11	V22	V55	V33	V44	V11					
12	1.038429	1.049997	1.049958	1.050000	1.050000					
13	φ22	φ55	φ33	φ44	φ11					
14	0.064784	0.000192	0.000000	0.000220	0.080780					
15	Pajust	Qg22	Qg11	Q33	Tap1	Tap2				
16	0.000038	0.193724	0.256350	0.500000	1.023079	0.9918717				
17							Restricciones de Generadores			
18							Qg22	Qg11	Q33	
19	n	Ecuaciones de Flujo de Potencia (activa)					Qmax	2.000000	2.000000	0.500000
20	NODO	F=Pesp(n)-Pcalc(n)					Qmin	-2.000000	-2.000000	-0.500000
21	22	0.000000								
22	55	0.000000								
23	33	0.000000								
24	44	0.000000								
25	11	0.000000								
26										
27	n	Ecuaciones de Flujo de Potencia (reactiva)								
28	NODO	F=Qesp(n)-Qcalc(n)								
29	22	0.000000								
30	55	0.000000								
31	33	0.000000								
32	44	0.000000								
33	11	0.000000								

Figura A.1 Características y ecuaciones del sistema de 5 barras

A.2 Guía del manejo del solver para el problema dispuesto de 5 barras

- La ventana de parámetros de solver se utiliza para resolver el problema de optimización. Esta ventana contiene la celda donde se establece la función objetivo del problema a resolver.
- Se selecciona que se desea hacer con la función objetivo ya sea hallar un máximo, un mínimo o un valor de igualdad.
- En la casilla de cambiando las celdas de variables se seleccionan las casillas las cuales corresponden a las variables del sistema.
- Finalmente, las restricciones se deben introducir en las secciones sujetas a las restricciones.

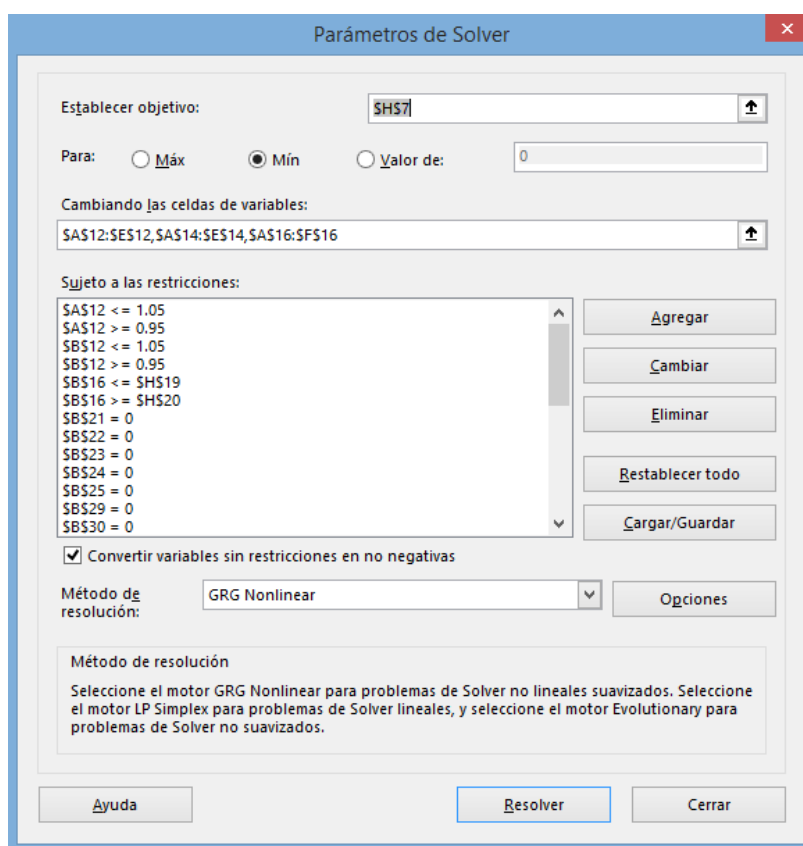


Figura A.2 Parámetros de solver

- Al añadir las restricciones se especifica el valor de la celda y el tipo de restricción (\leq , \geq , $=$, int, donde int se refiere a un número entero, o bin, donde bin significa binario).

Figura A.3 Restricciones

- Se pueden agregar las restricciones que se deseen al modelo existente. El solver no asume la no negatividad de las variables de decisión, en la ventana de opciones se puede especificar que la variable no sea negativa.

A.3 Guía del manejo de datos en Microsoft Excel

Datos de nodos de la red

Iniciamos detallando cada uno de los nodos del sistema, así como la carga conectada a ese nodo, así como podemos añadir capacitores para realizar el respectivo estudio. En la fila **Num** asignamos un número a cada nodo con el fin de armar las matrices de admitancia, saber de dónde a donde se dirigen las líneas de transmisión y la ubicación de los generadores.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1			Num	Vnom	Vini	Dini	Pcar	Qcar	Bcmax	Bcini
2	B_Abanico_69	n1	1	69	70.4095	-28.4381	0.0000	0.0000	10.0000	10.0000
3	B_Alazan_69	n2	2	69	70.1863	-10.7245	0.0000	0.0000	10.0000	10.0000
4	B_Arenal(5)_69	n3	3	69	67.0183	-15.3913	68.9900	16.6552	10.0000	10.0000
5	B_Azogues2_69	n4	4	69	69.1108	-12.7720	3.7700	0.5372	10.0000	10.0000
6	B_Cañar(18)_69	n5	6	69	68.7771	-13.5351	11.1000	1.5817	10.0000	10.0000
7	B_Centenario(2)_22	n6	7	22	21.6478	-17.9341	8.6700	1.2354	10.0000	10.0000
8	B_Colectora_Taday_69	n7	8	69	69.8626	-11.3468	0.0000	0.0000	10.0000	10.0000
9	B_Corpanche(19)_69	n8	9	69	69.6897	-11.8861	0.0000	0.0000	10.0000	10.0000

Figura A.4 Datos de los nodos

	A	B	C	D	E	F	G	H
1				Nini	Nfin	Rpu	Xpu	Bpu
2	B_Macas_B1_69	B_Abanico_69	x1	21	1	0.105172	0.336068	1.891139
3	B_Colectora_Taday_69	B_Alazan_69	x2	8	2	0.078639	0.269450	1.543352
4	B_Arenal(5)_69	B_Lentag(14)_69	x3	3	15	0.737290	1.404138	6.918230
5	B_Arenal(5)_69	B_Turi(8)_69	x4	3	49	0.039113	0.124371	0.709750
6	B_Azogues2_69	B_Colectora_Taday_69	x5	4	8	0.178752	0.612480	3.508159
7	B_Descanso_69	B_Azogues2_69	x6	12	4	0.085958	0.271794	1.563291
8	B_SE9_Cuenca_69	B_Azogues2_69	x7	41	4	0.020174	0.063788	0.366895
9	B_Nueva_Babahoyo_69	B_Sibimbe_69	x8	34	45	1.061756	1.804714	7.312161
10	B_Ocaña_69	B_Cañar(18)_69	x9	36	6	0.317580	1.088163	6.232768

Figura A.5 Datos de las líneas

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1				Ncon	Pgmax	Pgmin	Pgini	Qgmax	Qgmin	Qgini
2	G_HEMB_MAZA_U1	B_Mazar_U1_230	g1	23	85.0000	59.4000	66.0000	54.0541	-36.0360	11.3879
3	G_HEMB_MAZA_U2	B_Mazar_U2_230	g2	24	85.0000	59.4000	66.0000	54.0541	-36.0360	11.3879
4	G_HEMB_PAUT_U1	B_Molino_138	g3	29	100.0350	88.7589	98.6210	60.0811	-40.0541	24.3388
5	G_HEMB_PAUT_U10	B_Molino_230	g4	30	117.4840	88.7589	98.6210	60.0000	-60.0000	10.8628
6	G_HEMB_PAUT_U2	B_Molino_138	g5	29	100.0350	88.7589	98.6210	60.0811	-40.0541	23.9477
7	G_HEMB_PAUT_U3	B_Molino_138	g6	29	100.0350	88.7589	98.6210	60.0811	-40.0541	23.9477
8	G_HEMB_PAUT_U4	B_Molino_138	g7	29	100.0350	88.7589	98.6210	60.0811	-40.0541	23.9477
9	G_HEMB_PAUT_U5	B_Molino_138	g8	29	100.0350	88.7589	98.6210	60.0811	-40.0541	23.9477
10	G_HEMB_PAUT_U6	B_Molino_230	g9	30	117.4840	88.7589	98.6210	60.0000	-60.0000	10.8628

Figura A.6 Datos de los generadores

A.4 Guía del manejo del código para realizar el Flujo Optimo de Reactivos en el software GAMS

Valores enteros escalares del sistema

Iniciamos detallando el número de barras, de generadores, de número de líneas con las cuales cuenta el sistema a estudiarse, además establecemos la potencia base y el numero PI debido a que se trabajara con valores en por unidad y el GAMS funciona con ángulos en radianes.

Scalars

Nb Numero de barras /14/

Ng Numero de generadores /5/

Nl Numero de lineas /20/

Sbase Potencia base /100/

pi /3.141592654/;

Conjunto de valores y nombres

Se detallan los índices y características de los nodos, líneas y generadores del sistema para elaborar las matrices.

Sets

i Índice de generadores /g1*g5/

j Índice de nodos /n1*n14/

k Índice de nexos de transmision /x1*x20/

Inod Caracteristicas de nodos

/Num,Vnom,Vmin,Vmax,Vini,Dini,Pcar,Qcar,Bcmin,Bcmax,Bcini/

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

Igen Caracteristicas de generadores

/Ncon,Pgmax,Pgmin,Pgini,Qgmax,Qgmin,Qgini/;

alias (j1,j);

Importación de datos

Se importan las características de cada elemento desde Microsoft Excel hacia GAMS.

*Tabla de Nodos

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

\$call=xls2gms r=nod14!A1:L15

i=D:\DATOS\Escritorio\14barras\14barras.xlsx o=nodo.inc

\$include nodo.inc

;

*Tabla de lineas

Table Nexo(k,*) Tabla con parametros de las lineas

\$call=xls2gms r=nexo14!B1:G21

i=D:\DATOS\Escritorio\14barras\14barras.xlsx o=nexo.inc

\$include nexo.inc

;

*Tabla de generadores

Table Gen(i,*) Tabla con parametros de generadores

\$call=xls2gms r=gen14!A1:H6

i=D:\DATOS\Escritorio\14barras\14barras.xlsx o=gen.inc

\$include gen.inc

;

display Nodo,Nexo,Gen;

Parámetros para la creación de matrices

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 y Susceptancia

Se calculan la conductancia y susceptancia a utilizar en las ecuaciones de flujo de potencia.

*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 linea

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;

Tablas de conductancia y susceptancia

Se realizan las tablas reconociendo la ubicación de las líneas de transmisión, nodo inicial y nodo final de cada línea.

*Tabla de Conductancia G

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

*Tabla de Suceptancia B

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

*Tabla de Suceptancia en paralelo a la linea jBo

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

$$\text{Bio}(j) = \text{sum}(k, \text{InBo}(k, j));$$

Construcción de matrices finales a utilizar

Se construyen las matrices propias y mutuas de la ganancia y susceptancia de las líneas de transmisión.

*Conductancia Gii y Suceptancia jBii propia

$$\text{Gii}(j) = \text{sum}(k, \text{InG}(k, j));$$

$$\text{Bii}(j) = \text{sum}(k, \text{InB}(k, j)) + \text{Bio}(j);$$

*Matriz de conductancia Gin y Suceptancia jBin mutua

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

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

```
display InG, InB, InBo, Bio, Gii, Bii, Gik, Bik;
```

Variables del sistema

Se designan las variables del modelo para la optimización del flujo de potencia reactiva.

*Variables del sistema

Variables

Pg(i) Potencias activas de generacion

Qg(i) Potencias reactivas de generacion

Qc(j) Potencias reactivas de compensadores

V(j) Modulos de las tensiones nodales para el caso base

delta(j) Angulos de las tensiones nodales

QL Perdidas;

Restricciones

Se establecen las restricciones de las variables, todo trabajamos en por unidad.

*Restricciones

Pg.l(i)=Gen(i, 'Pgini')/Sbase;

Pg.lo(i)=Gen(i, 'Pgmin')/Sbase;

Pg.up(i)=Gen(i, 'Pgmax')/Sbase;

Qg.l(i)=Gen(i, 'Qgini')/Sbase;

Qg.lo(i)=Gen(i, 'Qgmin')/Sbase;

Qg.up(i)=Gen(i, 'Qgmax')/Sbase;

Qc.l(j)=Nodo(j, 'Bcini')/Sbase;

Qc.lo(j)=Nodo(j, 'Bcmin')/Sbase;

Qc.up(j)=Nodo(j, 'Bcmax')/Sbase;

V.lo(j)=Nodo(j, 'Vmin')/Nodo(j, 'Vnom');

V.l(j)=Nodo(j, 'Vini')/Nodo(j, 'Vnom');

```
V.up(j)=Nodo(j,'Vmax')/Nodo(j,'Vnom');
delta.l(j)=Nodo(j,'Dini')*pi/180;
QL.lo=0;
```

Ecuaciones

Se establecen las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva, para utilizarla como restricción de igualdad.

```
*Ecuaciones
Equations
balanceP(j) Establece las ecuaciones de balance de potencia
activa
balanceQ(j) Establece las ecuaciones de balance de potencia
reactiva
PerQl Perdidas;
```

Función objetivo

Se define la función objetivo a minimizar.

```
*Funcion objetivo
PerQl..QL=e=(sum(i,Qg(i))+sum(j,Qc(j))-
sum(j,(Nodo(j,'Qcar')/Sbase)) );
```

Ecuaciones de balance

Se igualan las funciones de balance a cero, debido a que son las ecuaciones de balance de flujo en cada nodo.

```
*Ecuaciones de balance
balanceP(j)..sum(i,Pg(i)$ (Gen(i,'Ncon')eq Nodo(j,'Num')))-
Nodo(j,'Pcar')/Sbase-SQR(V(j))*Gii(j)-
sum(j1,V(j)*V(j1)*(Gik(j,j1)*cos(delta(j)-
delta(j1))+Bik(j,j1)*sin(delta(j)-delta(j1))))=e=0;
```

```
balanceQ(j)..sum(i,Qg(i)$ (Gen(i,'Ncon')eq
Nodo(j,'Num')))+sum(j1,Qc(j))-
Nodo(j,'Qcar')/Sbase+SQR(V(j))*Bii(j)-
sum(j1,V(j)*V(j1)*(Gik(j,j1)*sin(delta(j)-delta(j1))-
Bik(j,j1)*cos(delta(j)-delta(j1))))=e=0;
```

Solucionador

Se selecciona el solucionador a utilizar para optimizar y minimizar la función objetivo.

```
*Solver a utilizar
option minlp=bonmin;

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,Qc,GdL,BcL;
```

Exportación de datos

Se exportan los resultados a una hoja de Excel.

```
*Exportacion de resultados

execute"gdxxrw despacho.gdx
o=D:\DATOS\Escritorio\14barras\14barras_resultados.xlsx
var=Pg rng=Pg!A2 Rdim=1";

execute"gdxxrw despacho.gdx
o=D:\DATOS\Escritorio\14barras\14barras_resultados.xlsx
var=Qg rng=Qg!A2 Rdim=1";

execute"gdxxrw despacho.gdx
o=D:\DATOS\Escritorio\14barras\14barras_resultados.xlsx
var=Qc rng=Qc!A2 Rdim=1";

execute"gdxxrw despacho.gdx
o=D:\DATOS\Escritorio\14barras\14barras_resultados.xlsx
var=V rng=V!A2 Rdim=1";
```



```
execute"gdxxrw despacho.gdx  
o=D:\DATOS\Escritorio\14barras\14barras_resultados.xlsx  
var=delta rng=delta!A2 Rdim=1";
```

Referencias

1. BAQUELA, E. & REDCHUCK, A. 2013. *Optimizacion matematica con R volumen I: introduccion al modelado y resolucion de problemas* Madrid, Budok Publishing.
2. BLACKBURN, J. & DOMIAN, T. 2006. *Protective Relaying, Principles and Applications.*, Usa, CRC PRESS.
3. CADENA, M., CHAVEZ, A. & ARGUELLO, A. 2016. *Plan maestro de electrificacion 2016-2025* [Online]. Quito. Available: www.regulacionelectrica.gob.ec [Accessed Noviembre 10 2018].
4. CONELEC 2000. Procedimientos del MEM. *In: CONELEC (ed.) 007/00.* Quito.
5. CONELEC 2002. Transaccion de potencia reactiva en el MEM. *In: CONELEC (ed.) 004/02.* Quito.
6. CONSTITUYENTE, A. 2008. Mandato contituyente quince. *In: CONSTITUYENTE, A. (ed.) 15.* Montecristi.
7. DOMMEL, H. & TINNEY, H. 1968. *Optimal power flow solution* New York: IEEE.
8. EXPOSITO, G. 2006. *Analisis y operacion de sistemas de energia electrica* Mexico, McGraw-Hill.
9. FARZANEH, M., FAROKHI, S. & CHISHOLM, W. 2013. *Electrical design of overhead power transmission lines*, USA, McGraw-Hill.
10. GONEN, T. 2013. *Modern power system analysis*, Usa, CRC PRESS.
11. GRAINGER, J. & STEVENSON, W. 1996. *Analisis de sistemas de potencia* Mexico, McGraw-Hill.
12. IEC 1995. IEC 1597 Overhead electrical conductors. *Calculation methods for stranded bare conductors.* Usa: IEC.
13. IEEE 2002. Std 738-2002. *Standar for calculating the currente temperature relationship of bare overhead conductors*
14. New York: IEEE.
15. KUNDUR, P. 1994. *Power system stability and control* New York, McGraw-Hill.
16. MARIN, J. 2000. *Introduccion al lenguaje GAMS*, Madrid, -.
17. MICROSOFT. 2019. *Definir y resolver un problema con SOLVER* [Online]. Microsft. Available: www.support.office.com [Accessed enero 25 2019].

18. MURTY, R. 2008. *Operation and control y power system*, India, BS. Publications.
19. VENKATARAMANA, A., PING, L. & SRINIVASU, B. 1994. An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse. New York: IEEE.
20. WOOD, A. & WOLLENBERG, B. 2014. *Power generation, operation and control USA*, Wiley.
21. XIAOFANG, W., SOTIRIOS, Z., CHIKA, N., JEREMY, J. & PRAWAT, N. 2006. *Electrical power anda energy systems*, Usa, ELSEVIER.