

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**UTILIZACIÓN DE ALGORITMOS GENÉTICOS EN LA
OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA REACTIVA PARA EL
CUMPLIMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA EN LOS PUNTOS
DE ENTREGA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA ELÉCTRICA**

JENNIFER PAOLA TAIPE CHANGO

DIRECTOR: DR. - ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

Quito, diciembre 2020

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jennifer Paola Taipe Chango, bajo mi supervisión.

DR. - ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Jennifer Paola Taipe Chango, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamentos y por la Normativa Institucional vigente.

Jennifer Paola Taipe Chango

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi madre Carmen por el amor incondicional que me brinda todos los días.

A Dios mi padre espiritual por guiarme en mi camino cuando no tenía dirección y presentarme una oportunidad que jamás esperé posible.

A mis hermanas mayores Verónica y Stephany, a mi hermano mayor William, por siempre cuidar de mí y demostrarme su buen ejemplo.

A mis sobrinos Alyson, Nicolás, Isaías, Anita y Pauli ya que sin importar nada supieron brindarme su cariño incondicional, los amo de todo corazón.

A mi padre Germán, por su esfuerzo.

A todos mis amigos de la poli que son mis hermanos y hermanas de la vida, siempre están en mi pensamiento y oraciones.

Y finalmente a Santiago, el amor de mi vida, por tu amor, tu paciencia, tu preocupación y todo lo que has hecho finalmente para formar una vida juntos, te amo.

“Dios es nuestro amparo y fortaleza, nuestro pronto auxilio en las tribuciones. Por tanto, no temeremos, aunque la tierra sea removida y se traspasen los montes al corazón del mar; aunque brame y se turben sus aguas, y tiemblen los montes a causa de su braveza.”

Salmos 45:1-2 (RVR1960)

AGRADECIMIENTO

A mi madre Carmen por los sacrificios realizados para que pueda cumplir mis sueños y mis metas. Gracias por comprender que esta carrera y esta universidad es lo que me apasiona.

A mis profesores de la carrera de Ingeniería Eléctrica por la base de conocimiento infundada en mi persona y que me servirá en mi vida profesional, principalmente a mi director de tesis Dr.-Ing. Fabián Pérez por haber brindado su tiempo, conocimiento, paciencia, ayuda y confianza para presentar este proyecto.

A la Ing. Paola Pineida por su trato gentil, pronta respuesta y su ayuda desinteresada.

A mis hermanos y hermanas de la vida que conocí en la universidad y en trayecto de la misma.

A la Empresa Eléctrica Quito S.A. por la apertura de sus oficinas, su tiempo y profesionalismo para la obtención de datos utilizados en el presente trabajo de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	X
ABSTRACT	XI
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.2 ALCANCE	3
1.3 MARCO TEÓRICO.....	4
1.3.1 ESTADO DEL ARTE.....	4
1.3.2 ALGORITMOS GENÉTICOS (AG).....	5
1.3.2.1 Codificación de variables dentro de los AG.....	6
1.3.2.2 Estructura clásica de AG.....	7
1.3.2.2.1 Designación de la Población.....	8
1.3.2.2.2 Evaluación de la función adaptación.....	8
1.3.2.2.3 Selección de individuos	8
1.3.2.2.4 Cruce o crossover	9
1.3.2.2.5 Mutación	10
1.3.2.2.6 Criterio de parada	11
1.3.3 FLUJO DE POTENCIA	11
1.3.3.1 Potencia eléctrica.....	11
1.3.3.2 Triángulo de potencias	12
1.3.3.3 Factor de potencia	14
1.3.3.3.1 Efectos de un bajo factor de potencia	15

1.3.3.3.2	Ventajas de corregir un bajo factor de potencia	16
1.3.4	CAPACITORES CONECTADOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	16
1.3.4.1	Capacitores en serie	16
1.3.4.2	Capacitores en derivación	17
1.3.4.3	Instalación de capacitores con el fin de compensar reactivos.....	17
1.3.4.4	Configuración y esquema de conexión	18
1.3.4.4.1	Bancos en conexión delta	18
1.3.4.4.2	Bancos en conexión estrella aterrada.....	18
1.3.4.4.3	Bancos en conexión estrella flotante.....	18
1.3.4.4.4	Bancos en conexión doble estrella.....	19
1.3.5	TRANSFORMADORES CON CAMBIADORES DE TOMAS BAJO CARGA (OLTC) CONECTADOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	19
1.3.6	LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL).....	21
1.3.6.1	Características DPL	21
1.3.6.2	Aplicaciones de un DPL	22
1.3.6.3	Estructura básica de un DPL.....	22
1.3.6.4	Filosofía DPL	22
1.3.7	MARCO REGULATORIO	24
1.3.7.1	Definiciones.....	24
1.3.7.2	Transacciones de potencia reactiva en el MEM.....	25
1.3.7.3	Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica (regulación No. ARCONEL 053/18).....	25
1.3.7.3.1	Variación de voltaje.....	25
1.3.7.4	Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista (Regulación No. CONELEC - 007/00)	26
2	METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA REACTIVA PARA EL CUMPLIMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA.....	27

2.1	DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	27
2.1.1	FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES PARA LA OPTIMIZACIÓN	28
2.1.2	APLICACIÓN DE ALGORITMOS GENÉTICOS.....	32
2.1.3	PROGRAMACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	34
2.1.3.1	Comunicación entre MATLAB y PowerFactory para intercambiar información [34]	34
2.1.3.4	Utilización de la función <i>ga()</i> de MATLAB.....	35
2.2	PENALIZACIÓN DE REACTIVOS	39
2.2.1	ANTECEDENTES REGULATORIOS	39
2.2.2	PUNTOS DE MEDICIÓN	39
2.2.3	METODOLOGÍA DE CÁLCULO	40
3	RESULTADOS Y DISCUSIÓN AL APLICAR LA METODOLOGÍA.....	44
3.1	CARACTERÍSTICAS DEL MODELO BASE DE LA EEQ.....	44
3.1.1	PRONÓSTICO DE LA DEMANDA Y ENERGÍA DEL SEQ	45
3.1.2	CONSIDERACIONES DEMANDA MÁXIMA Y DEMANDA MÍNIMA DEL SEQ	46
3.1.2.1	Periodos de estudio.....	46
3.1.2.2	Despacho de centrales de generación	47
3.1.2.3	Otras.....	50
3.2	APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEQ.....	51
3.2.1	PERIODO DE ESTUDIO 2018.....	51
3.2.1.1	Demanda Máxima al 2018	52
3.2.1.2	Demanda Mínima al 2018.....	59
3.2.2	PERIODO DE ESTUDIO 2019.....	63
3.2.2.1	Demanda Máxima al 2019	65
3.2.2.2	Demanda Mínima al 2019.....	70
3.2.3	PERIODO DE ESTUDIO 2020.....	73
3.2.3.1	Demanda Máxima al 2020	75

3.2.3.2. Demanda Mínima al 2020	79
3.2.4. PERIODO DE ESTUDIO 2021	83
3.2.4.1. Demanda Máxima al 2021	84
3.2.4.2. Demanda Mínima al 2021	88
3.2.5. PERIODO DE ESTUDIO 2022	91
3.1.5.1. Demanda Máxima al 2022	92
3.2.5.2. Demanda Mínima al 2022	96
3.2.6. PERIODO DE ESTUDIO 2023	99
3.2.6.1. Demanda Máxima al 2023	99
3.2.6.2. Demanda Mínima al 2023	101
3.3 ANÁLISIS DEL PAGO DE REACTIVOS EN LOS PUNTOS DE ENTREGA DE LA EEQ POR INCUMPLIMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA.....	105
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	110
4.1. CONCLUSIONES	110
4.2. RECOMENDACIONES	111
5 BIBLIOGRAFIA.....	113
ANEXOS	116
ANEXO A. Oficio Nro. ARCONEL-DE-2016-0603-PF: Límites de Voltaje y Factores de potencia para la operación del SNI.	
ANEXO B. Tipos de cargas en sistemas eléctricos.	
ANEXO C. Guía de funcionamiento de Herramienta Computacional para la optimización de potencia reactiva y cumplir con el factor de potencia.	
ANEXO D. Código en MATLAB.	
ANEXO E. Código en DPL de PowerFactory.	
ANEXO F. Datos relevantes de la topología del sistema eléctrico de la EEQ.	
ANEXO G. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de la EEQ (año 2018).	
ANEXO H. Simulaciones en DlgSILENT PowerFactory del modelo base del sistema eléctrico de la EEQ.	

ANEXO I. Simulaciones en DlgSILENT PowerFactory del modelo mejorado del sistema eléctrico de la EEQ.

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo principal la optimización de potencia reactiva con el fin de mejorar el factor de potencia en los puntos de entrega de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), haciendo uso de algoritmos genéticos como parte de una herramienta computacional dentro de la metodología propuesta para optimizar los elementos de compensación reactiva instalados en el Sistema Eléctrico Quito (SEQ).

En primera instancia se realiza una revisión bibliográfica en donde los algoritmos genéticos fueron utilizados para la optimización de diferentes parámetros en distintos sistemas eléctricos, con propósito de definir la metodología que se ajuste a cumplir el objetivo de este trabajo de titulación.

Con esta metodología se definen las variables a partir del relevamiento de datos del SEQ y las restricciones en función de la situación regulatoria a la que responde la EEQ. De esta manera se programó una rutina computacional con lo antes mencionado para obtener el mejoramiento del factor de potencia y así contrarrestar la penalización impuesta debido al incumplimiento de los límites establecidos.

Como parte de la rutina computacional se realizó la comunicación por medio de archivos *comma-separated values (.csv)* entre PowerFactory, el cual exporta los datos del SEQ, y MATLAB el que procesa los mismos para ejecutar la optimización.

Por último, se aplica la nueva herramienta computacional para los distintos periodos de estudio definidos por la EEQ.

PALABRAS CLAVE: Algoritmos genéticos, banco de capacitores, cambiador de taps bajo carga (OLTC), factor de potencia, optimización de potencia reactiva, sistema de distribución.

ABSTRACT

The main objective of this titling work is the optimization of reactive power in order to improve the power factor at the delivery points of the Quito Electric Company (EEQ), using genetic algorithms as part of a computer tool within the proposed methodology to optimize the reactive compensation elements installed in the Quito Electric System (SEQ).

In the first instance, a bibliographic review is made where the genetic algorithms were used for the optimization of different parameters in different electrical systems, with the purpose of defining the methodology that fits to fulfill the objective of this degree work.

With this methodology, the variables are defined from the data collection of the SEQ and the restrictions according to the regulatory situation to which the EEQ responds. In this way, a computational routine was programmed with the above mentioned to obtain the improvement of the power factor and thus counteract the penalty imposed due to the noncompliance with the established limits.

As part of the computational routine, comma-separated values (.csv) files were used to communicate between PowerFactory, which exports the SEQ data, and MATLAB, which processes the data to execute the optimization.

Finally, the new computational tool is applied for the different study periods defined by the EEQ.

KEYWORDS: Genetic algorithms, capacitor bank, on-load tap changers (OLTC), power factor, reactive power optimization, distribution system.

1 INTRODUCCIÓN

En Ecuador en los últimos años se han realizado inversiones para reforzar y mejorar el Sistema Nacional Interconectado (SNI) con la construcción de nuevas centrales, la repotenciación de las líneas de transmisión y el control constante de los sistemas de distribución con el fin de brindar a toda la población energía de calidad. Debido a esto el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) realiza constantes estudios para verificar que los participantes del sistema eléctrico no afecten los índices de calidad energética, es así como el CENACE presentó un informe denominado “REVISIÓN DE BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE EN BARRAS Y FACTORES DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)” y fue entregado a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) que luego de analizar los aspectos técnicos de la misma y el efecto que tendrá por la incorporación de la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y el sistema de transmisión Coca Codo Sinclair – San Rafael – El Inga a 500 kV, comunicó a la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) la necesidad de mantener los límites de voltaje de $\pm 5\%$ y factor de potencia de 0,96 inductivo, el informe se puede observar en el ANEXO A.

Se conoce que la Empresa Eléctrica Quito, provee de servicio eléctrico facturado a 1'144.952 clientes [1], por medio de los 15 puntos de conexión con el SNT, 14 centrales hidroeléctricas, 1 central térmica y el sistema eléctrico Oyacachi, todos forman parte del Sistema Eléctrico Quito (SEQ) [2]. La EEQ al ser parte del SNI debe cumplir los límites de variación de voltaje y el factor de potencia como indica la ARCONEL; caso contrario, por el incumplimiento, la EEQ está sujeta a pagar las penalizaciones y cargos por servicios prestados por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) como indica en [3]. La penalización de reactivos se realiza sobre las mediciones en los puntos de entrega de la EEQ y desde el año 2017 la EEQ ha pagado \$10.000 dólares mensuales aproximadamente.

Es así como con lo antes mencionado se ha propuesto en este trabajo de titulación, el desarrollo de una herramienta computacional para optimizar la potencia reactiva en los puntos de entrega del SEQ, asegurando cumplir con el factor de potencia 0,96 inductivo y así dejar de pagar por la penalización de reactivos.

Como parte del capítulo 1 se presenta una revisión bibliográfica de trabajos académicos en donde plantean distintas metodologías para optimizar la potencia reactiva utilizando algoritmos genéticos. También se presentan las bases teóricas sobre: algoritmos genéticos, elementos de compensación tales como capacitores y transformadores con OLTC, el lenguaje de programación DlgSILENT Programming Language (DPL).

Finalmente, se realizó un breve resumen de las regulaciones vigentes del sector eléctrico para ser cumplidos por los agentes del MEM, tal como es el caso de la EEQ.

El capítulo 2 aborda lo siguiente: la definición de la función objetivo para optimizar la potencia reactiva, la aplicación de algoritmos genéticos sobre la función objetivo, el procedimiento a seguir para la extracción de datos desde PowerFactory a MATLAB por medio de archivos *comma-separated values (.csv)* y se presenta la metodología propuesta por el CENACE para determinar la penalización por reactivos en las empresas de distribución.

En el capítulo 3 primero se presenta el relevamiento de la base de datos entregada por la EEQ, segundo se presenta los resultados obtenidos al aplicar la herramienta computacional sobre los casos de estudio y se analiza los resultados obtenidos, por último, se realiza un análisis sobre los valores que la EEQ puede pagar en caso de no corregir el bajo factor de potencia en sus puntos de entrega.

El capítulo 4 ofrece una síntesis de las conclusiones encontradas a lo largo del desarrollo de este trabajo de titulación, también se resumen una serie de recomendaciones para aplicar la metodología propuesta y para futuros trabajos.

En el capítulo 5 se expone la bibliografía utilizada en el presente trabajo escrito.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es:

- Desarrollar una herramienta computacional basada en algoritmos genéticos para la optimización de la potencia reactiva en los puntos de entrega de la EEQ con el fin de dar cumplimiento al factor de potencia establecido por la ARCONEL.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Relevar la base de datos de la EEQ en PowerFactory, considerando información actualizada de los capacitores y OLTC disponibles, así como el plan de expansión a mediano plazo.
- Desarrollar una herramienta computacional a través del lenguaje de programación DPL para la comunicación entre PowerFactory y MATLAB de modo que se pueda intercambiar información relevante para la optimización de la potencia reactiva en los puntos de entrega de la EEQ.

- Elaborar una rutina computacional que haga uso de la librería basada en Algoritmos Genéticos de MATLAB para optimizar la potencia reactiva considerando información adquirida de la base de datos modelada en PowerFactory.
- Aplicar la herramienta computacional desarrollada sobre la base de datos relevada para encontrar la potencia reactiva que permita el cumplimiento del factor de potencia en los diferentes puntos de entrega de la EEQ.
- Analizar para el periodo de estudio considerado, mediano plazo, los diferentes valores que la EEQ debería pagar por multas en caso de que la potencia reactiva determinada no esté disponible.

1.2 ALCANCE

El alcance del presente trabajo de titulación contempla en primera instancia la revisión bibliográfica de los fundamentos teóricos de los Algoritmos Genéticos y su aplicación en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), enfocado en la optimización de potencia reactiva. A continuación, se realizará el relevamiento de la base de datos fundamentada en la información proporcionada por la EEQ. Luego de ello se determinará la función objetivo para la optimización de la potencia reactiva considerando los elementos disponibles como OLTC y capacitores, que permita el cumplimiento del factor de potencia establecido por ARCONEL. Se considerarán restricciones como: límites del factor de potencia, capacidad de transferencia de los equipos y la capacidad de los equipos de compensación.

Se desarrollará una herramienta computacional que permita la comunicación entre MATLAB y PowerFactory que facilite el proceso de optimización, para ello se utilizará la librería de optimización de MATLAB con Algoritmos Genéticos considerando la función objetivo y las restricciones mencionadas anteriormente.

La adquisición de datos se llevará a cabo al utilizar el lenguaje de programación DlgSILENT Programming Language (DPL), considerando todos los elementos, equipos y cargas del SED conectados en las barras establecidas como puntos de entrega. Con la programación desarrollada se extraerán los datos requeridos por la función objetivo hacia MATLAB para su respectivo procesamiento. Después MATLAB hará lo mismo al enviar los datos procesados y optimizados hacia PowerFactory cumpliendo el factor de potencia buscado.

La herramienta computacional desarrollada se aplicará sobre la base de datos de la EEQ modelada, la cual permitirá determinar la potencia reactiva necesaria y los elementos de compensación (posición de OLTC y capacitores requeridos) para el cumplimiento del factor

de potencia en los puntos de entrega de esta distribuidora. Este análisis se realizará en el estado de demanda mínima y máxima contemplando una planificación de mediano plazo (2018-2023).

Finalmente, para los periodos de estudio considerados, se analizarán los diferentes valores que la EEQ debería pagar por multas en caso de que la potencia reactiva requerida para cada periodo no se encuentre disponible.

1.3 MARCO TEÓRICO

En esta sección se presenta una revisión bibliográfica que sirve de apoyo para el desarrollo y comprensión de este trabajo de titulación. Para ello primero se analiza una serie de estudios académicos sobre la optimización de capacitores y la posición de taps en transformadores pertenecientes a un sistema eléctrico utilizando algoritmos genéticos, segundo se realiza una descripción del funcionamiento básico de los algoritmos genéticos como técnica de optimización como indica el título del trabajo, tercero se presentan los conceptos de los elementos de compensación disponibles en el SEQ, cuarto se revisa lo concerniente al lenguaje de programación DPL y por último, se resume las principales regulaciones que se ven involucradas en el control de bajo factor de potencia y calidad de la energía.

1.3.1 ESTADO DEL ARTE

Los sistemas eléctricos cumplen un propósito muy importante dentro del desarrollo y evolución de la sociedad, son los encargados de la generación, transporte y distribución de energía eléctrica a los hogares, contienen una gran cantidad de equipos sobre los que se realizan distintas maniobras de operación, las mismas se encuentran en continua mejora hasta lograra una operación eficiente, a fin de cumplir con los estrictos controles de calidad de energía y así entregar el mejor servicio eléctrico a sus usuarios. Por esta razón los sistemas eléctricos suelen ser objetos de estudio para aplicar técnicas de optimización [4].

En los años 60 un investigador de la Universidad de Michigan llamado John Holland presentó un trabajo innovador que pretendía desarrollar cierto nivel de auto aprendizaje en las computadoras de ese entonces, la técnica originalmente se llamó “planes reproductivos”, pero tras la publicación de su libro se denominaron Algoritmos Genéticos (AG) [5].

Los AG son una técnica de optimización cuyo principio se basa en la teoría de evolución de Darwin, es decir, dentro de una población los que sobrevivan las dificultades de su entorno son los más aptos para continuar con la evolución. Esta técnica hoy en día permite

utilizarla en aplicaciones científicas, económicas, de investigación y desarrollo [6], justo como son los estudios de sistemas eléctricos.

En los sistemas eléctricos buscar la eficiencia, se traduce en utilizar una mínima inversión para satisfacer los controles de calidad, es así como en [7] se presenta un primer trabajo cuyo objetivo es cumplir con los niveles de voltaje de un sistemas de transmisión y distribución italiana mediante la ubicación óptima de capacitores, el trabajo desarrolló un modelo mixto con técnicas de AG con variables discretas y continuas debido a la naturaleza de los equipos empieza una rutina iterativa en donde a partir de una población inicial, una evaluación de su función objetivo y la selección por torneo concluyó con resultados favorables [4].

Para tomar la decisión de ubicación óptima de capacitores, existen algunos estudios previos desarrollados bajo condiciones especiales, entre ellos [8] y [9], en estos trabajos también se utiliza una técnica AG con la cual se buscó minimizar la función objetivo que opera para distintos niveles de carga con el fin de pasar de un sistema desbalanceado a un balanceado ubicando o reubicando capacitores en la red.

Pero muchas de las veces y debido a la complejidad del sistema eléctrico es necesario restringir más de una variable, en los trabajos [10] y [11] se tiene como objetivos cumplir con los niveles de voltaje y reducir las pérdidas del sistema; ya que tratan con típicos sistemas de distribución los que abordan la problemática de contar con una mayor cantidad de nodos y que resuelven con técnicas evolutivas como AG.

El trabajo técnico de la referencia [12] a pesar de su orden cronológico utilizó la técnica AG para coordinar los elementos que controlan el nivel de voltaje de un sistema de transmisión, es decir, utiliza dos variables de control: la posición de los taps en los transformadores y la ubicación de reactivos en el sistema para evaluar la función objetivo que implica el mejorar los niveles de voltaje y disminuir las pérdidas del sistema [4].

Como se evidenció, existen varios estudios en donde se utilizan los AG para controlar diferentes parámetros de los sistemas eléctricos. Pero si se regresa al objetivo de este trabajo, los estudios presentados es posible controlar los reactivos de un sistema de distribución mediante el control de taps en transformadores y al utilizar bancos de capacitores.

1.3.2 ALGORITMOS GENÉTICOS (AG)

Los algoritmos genéticos son técnicas utilizadas en la búsqueda y optimización de problemas que aplican los métodos de evolución natural [13]. Es bien conocido que en la

naturaleza los individuos compiten por los recursos y aquellos mejor adaptados tienen mayor posibilidad de sobrevivir y generar descendencia, mientras que por otro lado existen los individuos menos adaptados cuya posibilidad de descendencia disminuye hasta el punto de desaparecer.

Es sobre esta analogía biológica que los AG establecen un modelo matemático de dicha evolución. El objetivo es obtener una generación cuyos individuos son evaluados mediante una función (aptitud) que indican la adaptación de los mismos en el nuevo entorno.

1.3.2.1 Codificación de variables dentro de los AG

La codificación de una variable dentro del proceso de los AG permite que esta pueda evaluar con mayor rapidez la función aptitud. Escoger la adecuada codificación de variables es un punto clave para llegar a la solución de un problema, la Figura 1.1 presenta la estructura de una variable codificada de manera binaria.

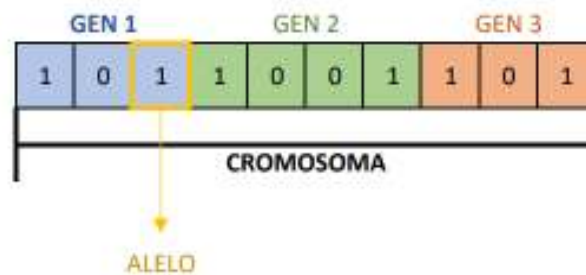


Figura 1.1. Codificación binaria de una variable [13].

Un **cromosoma** es una estructura de datos perteneciente a un individuo de la población, el arreglo de un subgrupo de datos dentro del cromosoma se lo conoce como **gen** y el **alelo** es un bit del gen [4].

Además, la codificación que representa tanto un cromosoma como un gen se lo denomina **genotipo** que al ser decodificado para evaluarlo en la función de aptitud se lo llama **fenotipo** [4], un ejemplo se muestra en Figura 1.2. cuando a un número binario (genotipo) puede convertirse (decodificación) en su equivalente decimal (fenotipo).

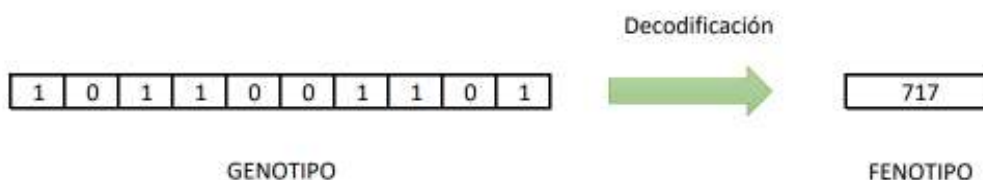


Figura 1.2. Genotipo y fenotipo de un individuo [13].

Si se toma en cuenta todo lo anterior se entendería que las variables solo pueden ser codificadas con unos y ceros, pero tiene el inconveniente de requerir un gran esfuerzo computacional [13], debido a esto en los últimos años se han desarrollados otros métodos de codificación, por mencionar algunos [14]:

- Codificación con cadenas binarias, representación con ceros y unos, suele ser la utilizada.
- Codificación con cadenas de números reales o enteros, resulta ser la más intuitiva al momento de resolver problemas complejos.
- Codificación con cadenas de letras para generar vectores de variables, matrices, etc.

1.3.2.2 Estructura clásica de AG

Del trabajo presentado inicialmente por Holland en [5] se define una estructura clásica que obedece el funcionamiento de los AG, como se puede apreciar en la Figura 1.3. Diagrama de flujo de una iteración AG .existen varios componentes que a continuación se detalla:

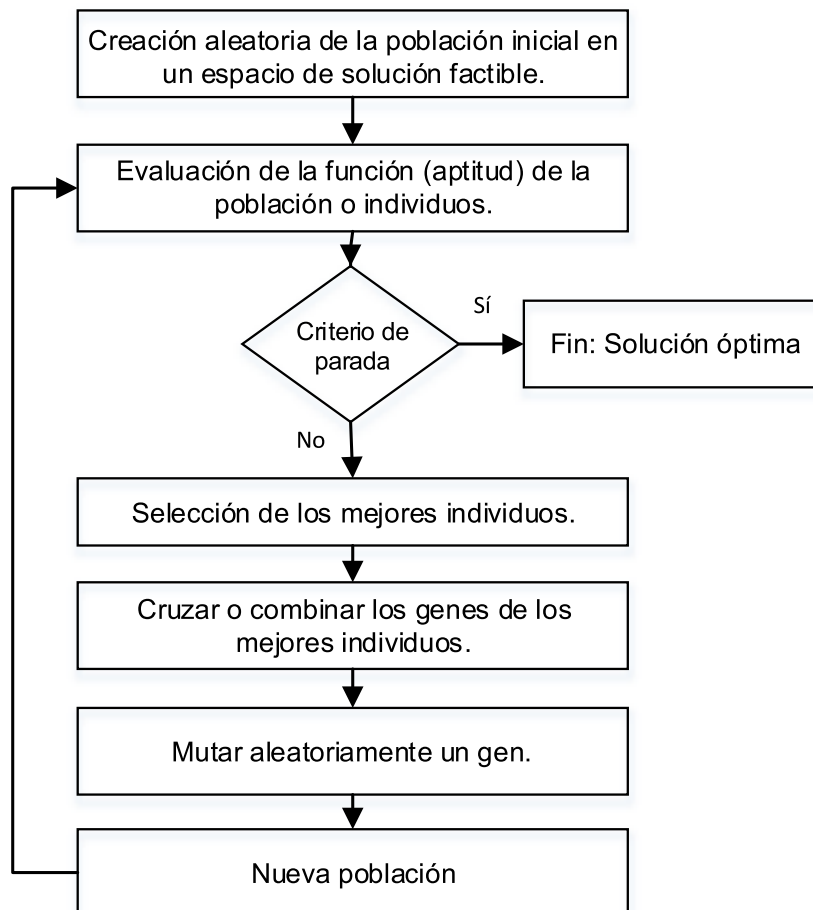


Figura 1.3. Diagrama de flujo de una iteración AG [15].

1.3.2.2.1 *Designación de la Población*

Es el conjunto de individuos escogidos de manera aleatoria para iniciar el AG [16], tienen la característica de evolucionar en cada iteración y de ser representada mediante cadenas binarias o cromosomas. Dentro de los individuos de la población se encuentra una posible solución del problema a resolver [13].

1.3.2.2.2 *Evaluación de la función adaptación*

En este componente al grupo de individuos o población son sometidos a una evaluación por medio de una función de aptitud o también conocida función objetivo, la respuesta de esta evaluación indica la “bondad” de la solución obtenida [13].

1.3.2.2.3 *Selección de individuos*

La selección es una característica fundamental de los AG, con la cual se puede determinar que individuos, por lo general son los más dotados, participarán en el proceso de reproducción o cruce y mutación; sin embargo, no se descarta en su totalidad a los individuos peor dotados porque se debe mantener cierta diversidad y evitar problemas de convergencia prematura [13]. Existen varios métodos de selección, a continuación, se describen los utilizados usualmente:

- **Selección proporcional a la función de aptitud:** este método fue presentado en el modelo inicial de Holland [5] y se basa en el concepto estadístico de esperanza matemática, es decir los padres de la generación futura se selecciona en función de su aptitud para que exista mayor posibilidad de que los hijos cuyos valores sean mejores sobrevivan.
- **Selección por ruleta:** es el método más desarrollado y fiel al proceso de selección natural y funciona de la siguiente manera, a cada individuo se le asigna un espacio proporcional a su aptitud dentro de una ruleta con tantos compartimientos como el tamaño de la población, luego como en los juegos de azar, se realiza un giro de la ruleta seleccionando a un padre. Pero desafortunadamente presenta tres inconvenientes: primero es ineficiente a medida que aumenta el tamaño de la población, segundo los individuos pueden ser seleccionados más de una vez y tercero los individuos más aptos al ocupar un mayor espacio dentro de la ruleta limita la selección de los individuos menos aptos lo que provocará problemas de convergencia prematura [13].
- **Selección por torneo o competición:** es un método de selección que compara las aptitudes entre grupos de individuos seleccionados de manera aleatoria, existe en dos modalidades: la primera determinística, se selecciona al azar un número “ n_t ”

de individuos (generalmente $n_t = 2$) y se selecciona el más apto para convertirse en padre; la segunda probabilística, se diferencia de la anterior en la selección de padre o ganador del torneo esto sucede mediante la asignación de un número aleatorio entre $[0,1]$ entre los participantes del sorteo, si es mayor que un parámetro “ p ” (que se mantiene durante todo el proceso) se escoge el individuo más apto, caso contrario si el individuo es de un número menor al parámetro se escoge el menos apto (generalmente “ p ” está en el rango $[0,5 - 1]$).

- **Selección por rango:** en este método al grupo de individuos no se los evalúa por su aptitud sino por la asignación de un rango numérico, escogiendo a los de rango superior para que de esta manera se mantenga la diversidad genética de la población. Este método es adecuado para explorar el espacio de soluciones en las primeras iteraciones, su inconveniente será la baja velocidad de convergencia [13].
- **Selección elitista:** en este método desde la primera iteración se escoge al mejor individuo de la población para ser el padre de la siguiente generación, debido a que luego de su cruce y mutación el algoritmo no genera uno mejor.

1.3.2.2.4 Cruce o crossover

El cruce dentro de la estructura que conforma los AG son operadores genéticos los cuales luego de la selección o emparejamiento de los padres emula el proceso de la herencia genética obteniendo a un nuevo individuo hijo. Existen diferentes métodos de cruce, a continuación, se describen algunos:

- **Cruce simple o de un punto:** se selecciona una pareja de padres o cromosomas y en un punto de cruce seleccionado de manera aleatoria se los divide, así los hijos o genotipos heredan la información genética de ambos padres, como se observa en la Figura 1.4 [17].

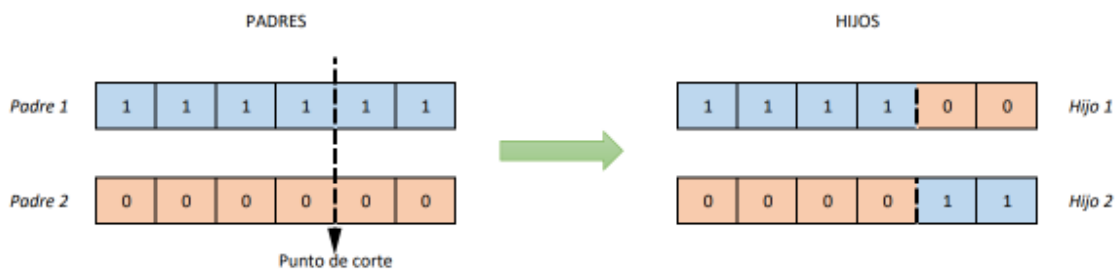


Figura 1.4. Esquema cruce simple o de un punto [13].

- **Cruce multipunto:** es una variante del cruce simple en donde existen n puntos de corte (generalmente 2) para generar hijos de la misma longitud que sus padres, es importante comprobar que ninguno de los puntos de corte coincida con los extremos de la cadena [13] [17], como se presenta en la Figura 1.5.

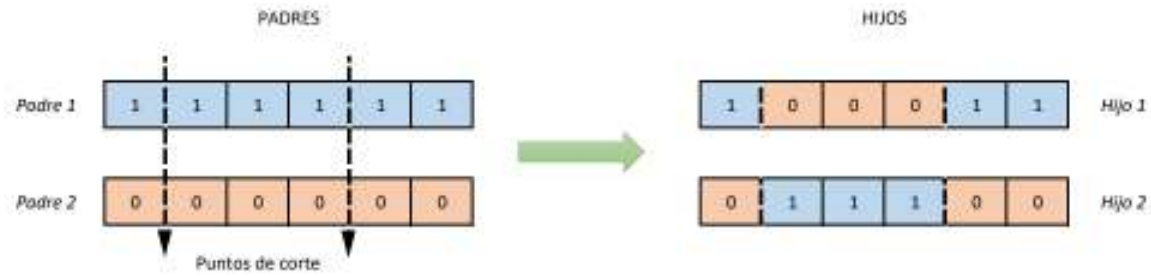


Figura 1.5. Esquema cruce multipunto, $n=2$ [17].

- **Cruce uniforme:** este método permite generar dos nuevos individuos a partir de una máscara de cruce, la máscara es una cadena de cromosomas con la misma longitud de los padres, formada por ceros y unos escogidos aleatoriamente. El hijo 1 se forma con los valores en cero de la máscara proveniente del padre 1 y los valores en uno de la máscara provenientes del padre 2, el hijo 2 contendrá el material genético complementario del hijo 1, tal como se presenta en la Figura 1.6.

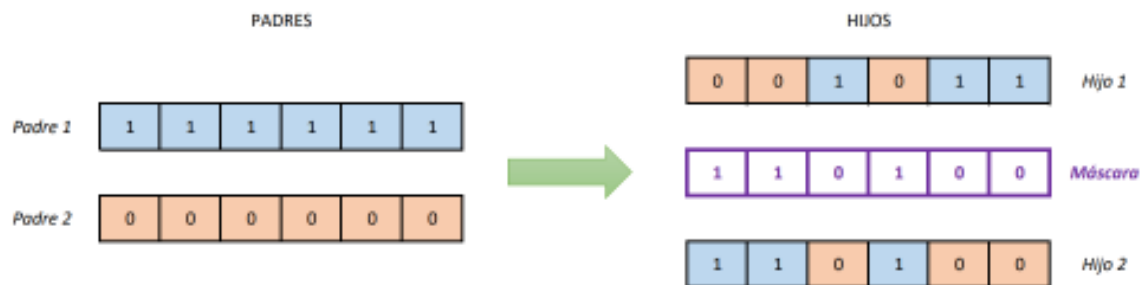


Figura 1.6. Esquema cruce uniforme [17].

1.3.2.2.5 Mutación

La mutación es el otro operador genético de los AG, tiene el propósito de preservar la diversidad dentro de la población al introducir pequeñas variaciones en uno o más genes de un cromosoma según una probabilidad de mutación dada " p_m ", dicha probabilidad suele ser baja, generalmente al 1% [13] y [17].

Finalmente, una vez mutados los individuos hijos estos llegan a formar parte de la nueva población para ser evaluados nuevamente en una siguiente iteración.

1.3.2.2.6 Criterio de parada

Cuando el AG ha llegado a la solución óptima se suele manejar los siguientes criterios [13]:

- Si algún individuo de la población alcanzó el valor prefijado de adaptación.
- El algoritmo converge, se dice que converge un gen cuando el 95% de la población tiene el mismo valor o se encuentra dentro de un rango establecido.
- Si se alcanzó el número máximo de generaciones establecidas.

En conclusión, para el presente trabajo de titulación y en base a lo antes mencionado, en el algoritmo genético se aplica una designación aleatoria para determinar la población inicial, los individuos escogidos se seleccionan por medio del método de competición o torneo hasta el proceso del cruce que es de tipo simple o cruce solo por un punto y finalmente la mutación ocurre de manera uniforme con una probabilidad del 0.1%, de esta manera se llega a solución el problema de optimización.

1.3.3 FLUJO DE POTENCIA

1.3.3.1 Potencia eléctrica

La potencia eléctrica se define como la razón de cambio de energía con respecto al tiempo en términos de voltaje y de corriente [18], para sistemas eléctricos de potencia esta energía es producida por una fuente o generador que atraviesa un medio conductor hasta llegar a una carga, tal como indica la Figura 1.7. Según el tipo de carga la forma de onda de voltaje y corriente son distintas, las cargas pueden ser de naturaleza resistiva, inductiva o capacitiva, se puede apreciar con mayor detalle en el ANEXO B.

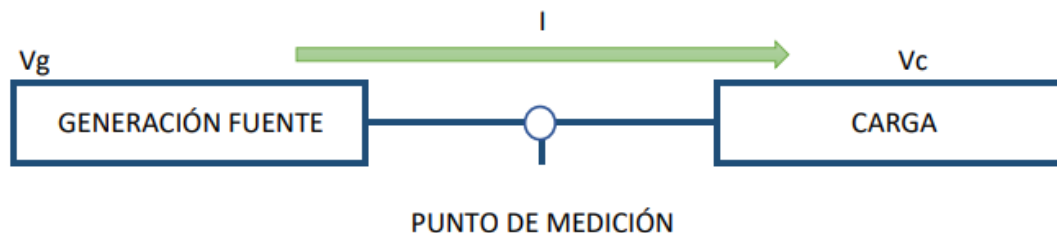


Figura 1.7. Flujo de potencia [19].

La potencia aparente se define como el producto de los valores cuadráticos medios o RMS de voltaje y corriente de un determinado equipo, la dimensión de la potencia aparente es Voltios por Amperio (VA), pero no tiene naturaleza física ya que representa como se

mencionó la capacidad de transferencia de energía de un sistema. Matemáticamente de manera desarrollada se obtiene lo siguiente [20]:

$$S = V_{RMS} \times I_{RMS} \quad (1.1)$$

$$\vec{S} = \vec{P} + j\vec{Q} \quad (1.2)$$

$$P = V_{RMS} \times I_{RMS} \times \cos(\phi) ; Q = V_{RMS} \times I_{RMS} \times \sin(\phi) \quad (1.3)$$

Donde:

S: Potencia aparente instantánea (VA)

V: Voltaje (V)

I: Corriente (A)

\vec{S} : Potencia aparente fasorial (VA)

\vec{P} : Potencia activa fasorial (W)

\vec{Q} : Potencia reactiva (VAR)

P: Potencia activa instantánea (W)

Q: Potencia reactiva instantánea (VAR)

ϕ : Ángulo de fase entre el fasor del voltaje y el fasor de la corriente

Si bien la ecuación (1.1) representa la definición de la potencia aparente instantánea, para determinar la misma representación en término instantáneo de la potencia activa y potencia reactiva, ecuación (1.3), se requiere la relación fasorial de todas estas potencias antes mencionadas, ecuación (1.2), y conocer las expresiones fasoriales de voltaje y corriente.

1.3.3.2 Triángulo de potencias

El triángulo de potencias es abiertamente utilizado para mostrar la relación entre las tres potencias, se representa mediante una gráfica fasorial entre potencia activa ($P \angle 0^\circ$), potencia reactiva ($Q \angle 90^\circ$) y su resultante la potencia aparente S, formando un triángulo rectángulo de fasores. Siendo P y Q determinadas por el tipo de carga conectada.

Por lo antes mencionado la potencia aparente depende de la dirección que sigan las potencias activas y reactivas cuya influencia viene dada por el flujo de potencia en un sistema eléctrico, se presenta entonces como indica la referencia [19] un detalle de los

distintos triángulos de potencia presentados sobre un plano cartesiano como indica la Figura 1.8.

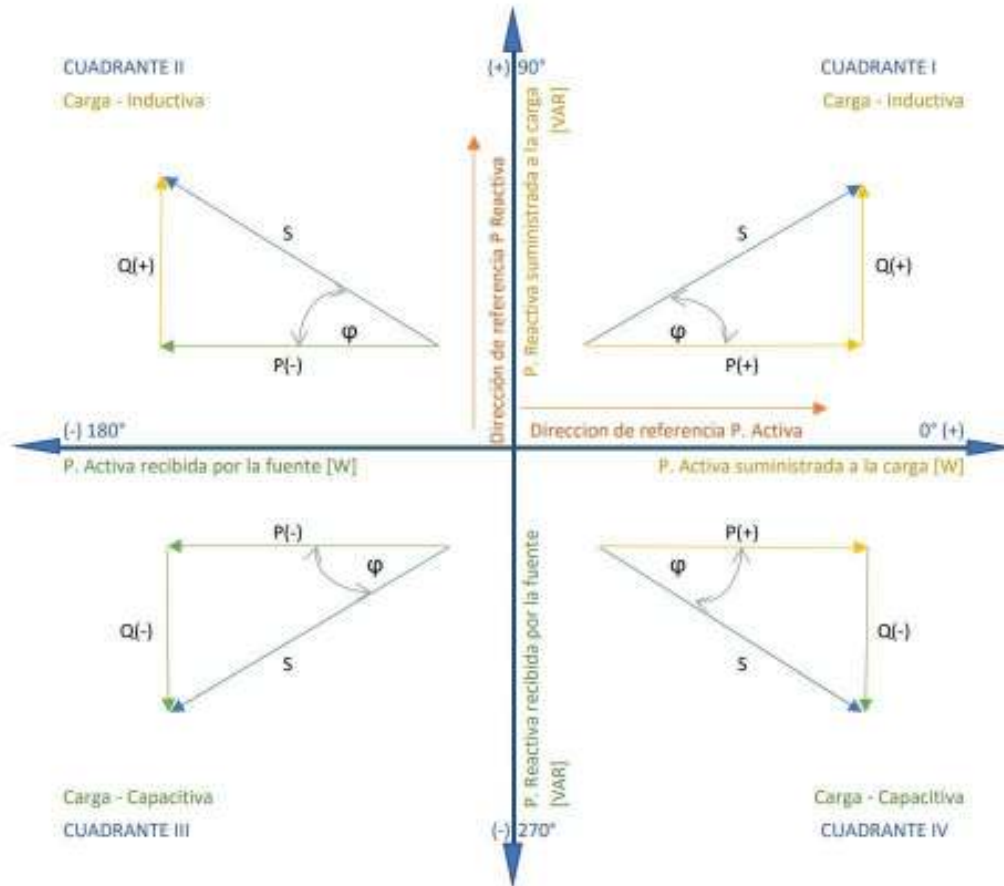


Figura 1.8. Dirección del flujo de potencia en cuatro cuadrantes [19].

Las características de cada cuadrante de la Figura 1.8 son las siguientes [19]:

- **Cuadrante I:** El triángulo de potencia de S se forma en este cuadrante si P(+) se direcciona a la derecha y Q(+) se direcciona hacia arriba, es decir ambas potencias suministran a la carga, por lo tanto, la energía generada en la fuente tiene dirección hacia la carga. El tipo de carga es inductiva, se puede considerar a esta carga como un inductor, el cual consume reactivos.
- **Cuadrante IV:** El triángulo de potencia de S se forma en este cuadrante si P(+) se direcciona a la derecha y Q(-) se direcciona hacia abajo, es decir mientras que a la carga se le suministra potencia activa al mismo tiempo la fuente absorbe reactivos de la carga. El tipo de carga es capacitiva, se puede considerar a esta carga como un capacitor, como una fuente de reactivos.

- **Cuadrante II:** El triángulo de potencia de S, tiene una configuración poco usual, la potencia activa tiene el sentido opuesto de la dirección de referencia del flujo de potencia, P(-) se direcciona a la izquierda y Q(+) se direcciona hacia arriba, esto quiere decir que la carga presenta un excedente de potencia activa pero no lo suficientes reactivos como para suministrar a la fuente, por lo tanto la fuente recibe potencia activa y al mismo tiempo entrega reactivos a la carga. El tipo de carga es inductiva.
- **Cuadrante III:** El triángulo de potencia de S se forma con ambos potencia activa P(-) y potencia reactiva Q(-) en dirección opuesta a la referencia del flujo de potencia, hacia la izquierda y hacia abajo respectivamente. En este caso la fuente absorbe potencia activa y potencia reactiva de la carga, debido a que genera más potencia de la que usa. El tipo de carga es capacitiva.

1.3.3.3 Factor de potencia

Una vez definida la potencia eléctrica y como se forma el triángulo de potencia, se puede decir entonces que el factor de potencia es el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, continuando lo expuesto en la sección 1.3.3.2 matemáticamente en magnitud se define como:

$$f_p = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}} = \frac{P}{S} = \cos(\varphi) \quad (1.4)$$

El factor de potencia es un término empleado para describir que cantidad de energía eléctrica se ha convertido en trabajo [20].

Con esta descripción entonces el valor ideal del factor de potencia debe ser 1, indica así que toda la energía consumida por los equipos eléctricos se ha convertido en trabajo, pero se sabe que eso depende del tipo de carga o equipo conectado a la red, la Figura 1.9 es la representación fasorial del voltaje y la corriente en función del tipo de carga para determinar el ángulo entre ellos para determinar el factor de potencia.

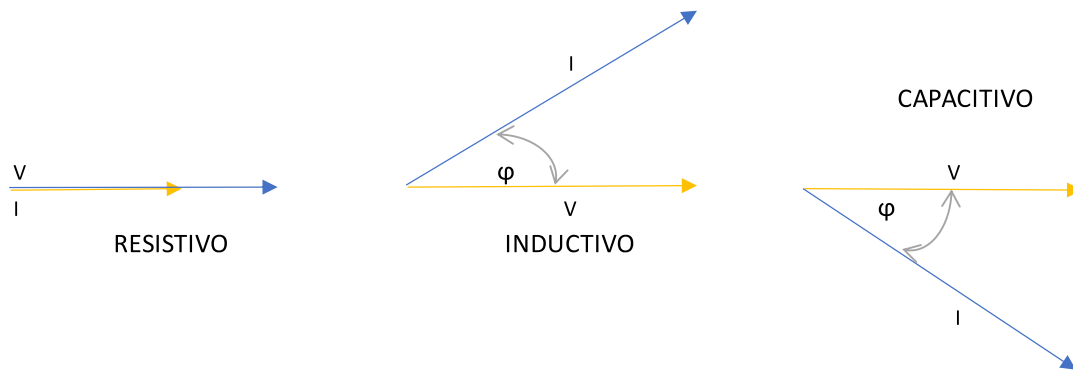


Figura 1.9. Diagrama fasorial de cargas: resistivas, inductivas y capacitivas [21].

En el ANEXO B, se detalla las ecuaciones representativas de la Figura 1.9, estas son: Ecuación b.3, Ecuación b.6 y Ecuación b.7, dependiendo el tipo de carga resistiva, inductiva o capacitiva la corriente se encuentra en fase, adelante o se retrasa al voltaje.

1.3.3.3.1 Efectos de un bajo factor de potencia

Como se pudo describir en la sección anterior el factor de potencia es una relación entre la energía entregada por una fuente y el consumo de ésta por parte de la carga, por lo tanto, si se está hablando de un bajo factor de potencia implica que existe un aumento de las pérdidas eléctricas dentro del sistema, energía que no se utilizó [21].

Si aumentan las pérdidas del sistema, la eficiencia eléctrica baja, debido a que la potencia activa es menor que el producto del voltaje por la corriente o potencia aparente [22]. A continuación, se describen algunos efectos del bajo factor de potencia:

- Incremento de las pérdidas por efecto Joule ($I^2 \times R$) al aumentar la corriente eléctrica.
- Aumenta el costo de suministrar potencia activa por parte de la compañía de energía eléctrica, debido a que tiene que transmitir más corriente.
- Incremento en la facturación eléctrica a los consumidores de reactivos, sean industrias o empresas de distribución [23].
- Causar sobrecargas en los generadores, transformadores y líneas de distribución dentro del sistema.
- Causar caídas de voltaje y pérdidas de potencia mayores a lo permitido lo que desgasta el equipo industrial [21].

1.3.3.3.2 *Ventajas de corregir un bajo factor de potencia*

El corregir el factor de potencia a niveles óptimos¹ tiene los siguientes efectos [21] y [23]:

- Reducción local de la corriente suministrada a la carga.
- Menor costo en la facturación de energía eléctrica.
- Reducción de las pérdidas de potencia eléctrica.
- Reducción de la caída de voltaje.
- Aumento de la disponibilidad de potencia de generadores, líneas y transformadores.
- Aumento de la vida útil de las instalaciones.

1.3.4 CAPACITORES CONECTADOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

La instalación de capacitores en redes eléctricas de distribución o transmisión, se ha empleado a lo largo de la historia, ya que principalmente se encarga de minimizar las pérdidas, regula la caída de voltaje entre los nodos de la red, compensar el factor de potencia de las cargas estabilizándolas [13].

1.3.4.1 **Capacitores en serie**

Se colocan en serie los capacitores con el circuito a compensar produciendo los siguientes efectos [24]:

- *Mejorar voltaje:* introducen una reactancia capacitiva en serie con la reactancia inductiva propia del circuito quedando disminuida en su valor, debido a este hecho se disminuyen las caídas de voltaje en el circuito mejorando el nivel de voltaje.
- *Control de distribución de cargas en circuitos paralelos:* frecuentemente las líneas aéreas de transmisión, subtransmisión o alimentadores sobrecargados se refuerzan mediante un segundo circuito para operación en paralelo. El nuevo circuito difícilmente tendrá igual impedancia y el de menor impedancia soportara la circulación de mayor corriente, es allí cuando los capacitores en serie pueden compensar una porción de la reactancia de las líneas. Ambos circuitos pueden llegar a operar dentro de sus valores de régimen térmico y la pérdida total de potencia se minimiza.

¹ Óptimos se refiere al límite establecido por el ARCONEL, 0,96 inductivo o superior.

- *Aumento de la capacidad de transferir potencia:* Si se considera que la potencia transferida entre dos puntos de una línea eléctrica varía inversamente con la reactancia total, se tiene que, al introducir capacitores en el circuito aumenta la capacidad de transferir potencia porque se disminuye directamente la reactancia total.
- *Diminución del efecto titilante o flicker:* el efecto flicker es producto de los cambios bruscos de la carga como el arranque de un motor, por lo tanto, el instalar un capacitor en serie en especial en tramos radiales reducen este efecto.
- *Influencia en el factor de potencia.*

1.3.4.2 Capacitores en derivación

El principal propósito de los capacitores en derivación es el de suministrar potencia reactiva lo bastante cerca de la carga. Los efectos que producen son [24]:

- *Reducción de la corriente de la línea:* la corriente reactiva que fluye desde el punto de generación hacia la carga, se ve reducida en proporción directa a la corriente reactiva suministrada localmente por los capacitores en derivación.
- *Incremento del voltaje en la carga:* como consecuencia de una disminución de la corriente de línea, debido a la instalación de capacitores en derivación, los niveles de voltaje en las barras de carga incrementan, porque hay menor caída de voltaje en una barra de carga.
- *Mejoramiento del factor de potencia de la carga:* puesto que los capacitores en derivación son considerados como generadores de potencia reactiva y son instalados cerca de las cargas, se consigue reducir los VAR suministrados por las plantas generadoras, es decir, las plantas generadoras y las cargas mejoran su factor de potencia.

1.3.4.3 Instalación de capacitores con el fin de compensar reactivos

- *Colocación en subestaciones de distribución:* los capacitores en derivación pueden ser colocados en el lado de alta o baja de la subestación, esto puede suceder si la subestación alimenta una gran carga directamente.
- *Colocación en los alimentadores primarios y secundarios de un sistema de distribución:* los capacitores en derivación pueden ser instalados en el alimentador primario o alimentador secundario (derivación), esto se elige en función de los costos por KVAR de los capacitores, que tienden a aumentar conforme se acerca

más hacia los sitios de consumo, por lo tanto, su instalación es económicamente más favorable en el alimentador primario [22] y [24]. Solo bajo condiciones especiales se puede justificar la ubicación de capacitores en el alimentador secundario.

1.3.4.4 Configuración y esquema de conexión

Un banco de capacitores está constituido por arreglos de unidades de 50-250 kVAR que pueden estar conectadas en tres esquemas [25]:

- Conexión Delta
- Conexión Estrella: aterrada o flotante
- Conexión Doble Estrella

El tipo de conexión del banco de capacitores a utilizar depende del sistema al cual quiere conectarse, de los requerimientos de protección y de las interferencias como la resonancia que puede aparecer en las configuraciones delta o estrella flotante cuando existan fallas de una o dos líneas abiertas en el lado de la fuente.

1.3.4.4.1 Bancos en conexión delta

Se conecta los bancos de capacitores en delta cuando el voltaje línea-línea del sistema eléctrico es bajo, también si la configuración del sistema eléctrico es en delta se prefiere mantener este esquema ya que facilita la operación y la coordinación de protecciones. Sin embargo, si el sistema presenta excesivas corrientes de cortocircuito, se recomienda un esquema en estrella con el neutro flotante.

1.3.4.4.2 Bancos en conexión estrella aterrada

Esta configuración es utilizada por lo general para medios y altos voltajes, en sistemas eléctricos con configuración estrella puesto a tierra. Se recomienda utilizar bancos de mediana potencia ya que en esta conexión se dimensionan los capacitores en base a la máxima corriente de cortocircuito a presentar.

1.3.4.4.3 Bancos en conexión estrella flotante

Esta configuración al igual que la anterior es utilizada por lo general para medios y altos voltajes, pero en sistemas eléctricos conectados en configuración estrella flotante. En caso de fallar una fase del banco se producirá un desbalance y el neutro del banco elevará su potencial más la corriente estará limitada por la impedancia que presenten las otras fases, por esta razón se recomienda la instalación de bancos de capacitores en sistemas eléctricos cuyas corrientes de cortocircuito sean altas.

1.3.4.4 Bancos en conexión doble estrella

En caso de exceder el número de unidades para el arreglo del banco de capacitores, se recomienda dividirlo en dos secciones similares para generar un potencial cero en el neutro. Si el esquema escogido es flotante, los neutros pueden o no estar unidos, pero si el esquema es doble estrella aterrado los neutros deben estar conectados directamente con una sola conexión a tierra para evitar posibles desbalances entre los neutros.

Sin importar el esquema seleccionado, el voltaje nominal y las características de las unidades que al conectarse en paralelo forman el banco entran en funcionamiento si según [26] se cumple que:

- El voltaje en los terminales de la unidad es menor o igual al 110% de su voltaje nominal.
- La corriente circulante por la unidad es menor o igual al 180% de su corriente nominal.
- La potencia reactiva suministrada por la unidad no excede el 135% de su capacidad nominal, causado por los efectos combinados de: voltaje nominal al 110%, voltajes armónicos y tolerancia de la unidad.

1.3.5 TRANSFORMADORES CON CAMBIADORES DE TOMAS BAJO CARGA (OLTC) CONECTADOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Dentro de un sistema eléctrico existen distintos niveles de voltaje, esto debido al proceso de entregar electricidad a los usuarios, generalmente el proceso empieza por la generación eléctrica que requiere de un transporte de energía o transmisión que se conecta con la distribución y termina en el usuario.

Por esto, es necesario incluir transformadores pueden ser elevadores o reductores de voltaje y según su ubicación se tiene la siguiente clasificación [13]:

- Transformadores elevadores conectados cerca de la generación.
- Transformadores elevadores que transporta la energía por medio de redes de kilómetros de longitud.
- Transformadores reductores que reciben la energía transportada y la envía al sistema de distribución.
- Transformadores reductores que toman la energía de la distribución y lo llevan al usuario final.

Ahora, generalmente los transformadores requieren de ajustar su relación de transformación entre el voltaje del primer devanado y el voltaje del segundo devanado, por lo que se construyen con taps o tomas que mantienen los niveles de voltaje de ambos devanados. Este trabajo de titulación se enfoca en los transformadores con cambiadores de tomas bajo carga o OLTC (siglas del inglés *On-Load Tap Changer*), estas tomas son utilizados en situaciones donde se requieran operaciones frecuentes por las fluctuaciones de carga del sistema a lo largo del día.

El accionamiento de los OLTC se realiza mediante un mando motorizado situado en el exterior del transformador y adosado a la cuba. Este mando puede actuar desde la sala de control o desde la propia cabina de mando local, suele tener un control automático que censa la variación de voltaje y acciona cuando se pasa del límite [27].

El cambio en la relación de transformación es normalmente $\pm 10\%$, pero se pueden disponibles cambios de $\pm 5\%$ o $\pm 7,5\%$, en cambio los pasos de variación pueden ser desde $0,625\%$ hasta $2,5\%$, en un caso común si la relación de transformación es $\pm 10\%$ y se requiere de 32 pasos, cada paso será $0,625\%$ del rango nominal [27].

En la Figura 1.10, se presenta el esquema de un transformador con tomas bajo carga (OLTC) y sus partes más relevantes.

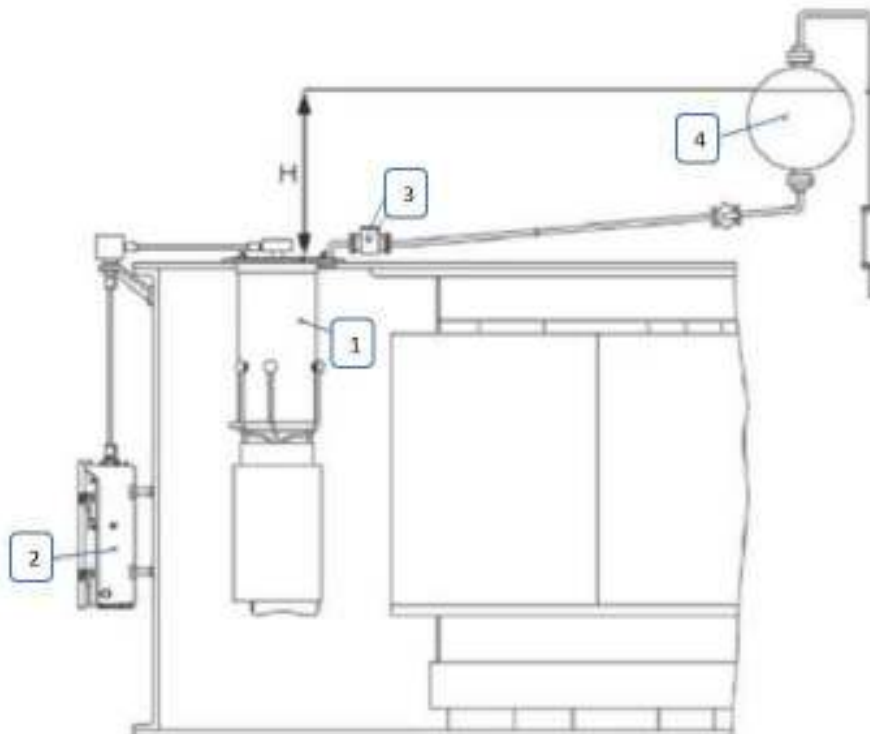


Figura 1.10. Representación esquemática de un transformador con cambiador de tomas bajo carga [27].

1. Cambiador de tomas bajo carga.
 2. Accionamiento a motor.
 3. Relé de protección.
 4. Conservador de aceite para el cambiador de tomas bajo carga.
- H. Altura de la columna de aceite en el conservador de aceite encima de la tapa de la cabeza del regulador en carga.

El transformador con cambiador de tomas bajo carga presenta las siguientes características [25]:

- La instalación de OLTC se suele recomendar en el lado de alto voltaje debido a que la corriente en este lado tiene magnitudes pequeñas, por lo tanto, el cambiador de tomas y sus componentes son más pequeños y baratos. Además, debido a que en el lado de alto voltaje el devanado tiene mayor número de espiras con respecto al devanado de bajo voltaje permite incorporar más pasos del tap y así lograr un control más fino del voltaje, sin embargo, para este trabajo de titulación la instalación de OLTC es en el devanado de bajo voltaje de los transformadores de las subestaciones de distribución por ser el lado con mayores fluctuaciones.
- El principio de funcionamiento es simple, consiste en insertar resistencias óhmicas de determinado valor en el momento de la apertura del circuito, con objeto de minimizar el arco que se origina por dicha apertura, reduciendo su energía a límites aceptables.

1.3.6 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)

DigSILENT PowerFactory es una herramienta poderosa integrada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia que utiliza técnicas y algoritmos confiables y flexibles de modelado. Ha sido desarrollado con la nueva tecnología de programación orientada a objetos y lenguaje de programación C++, siendo compatible con Windows 95/98/NT, 2000 y superiores.

1.3.6.1 Características DPL

DPL es dentro de todas las funciones que se encuentran en PowerFactory la que permite automatizar tareas dentro del programa, algunas características del DPL son [28]:

- Ofrecer comandos de decisión y flujo de programas.

- Ofrecer la definición y el uso de variables definidas por el usuario.
- DPL tiene una interfaz flexible para la entrada de datos y objetos externos.
- Ofrecer expresiones matemáticas.

1.3.6.2 Aplicaciones de un DPL

Con todas estas características el DPL permite crear nuevas funciones con distintos objetivos, todos orientados con el análisis de sistemas eléctricos de potencias, por mencionar algunos como:

- Optimización de la red.
- Dimensionamiento de conductores.
- Coordinación de protecciones.
- Análisis de estabilidad.
- Análisis de barrido paramétrico.
- Análisis de contingencia, etc.

1.3.6.3 Estructura básica de un DPL

Estas nuevas funciones se crean a partir de líneas de programación usando una sintaxis similar al lenguaje de programación C++, que es muy intuitivo y básico, es decir se crea scripts de programación que contienen [28]:

1. Comandos condicionales como: *if, then, else, do-while, etc.*
2. Comandos de DIgSILENT como: Flujos de potencia, corto circuito, etc.
3. Rutinas de entrada y salida.
4. Expresiones matemáticas.
5. Procedimiento para llamar objetos desde la interfaz gráfica de DIgSILENT.
6. Llamar subrutinas.

1.3.6.4 Filosofía DPL

Para entender la filosofía DPL y la estructura jerárquica de los scripts, es importante entender lo siguiente [28] y [29]:

- Un DPL puede ejecutar su propio script o llamar al script de otro programa de manera remota. En el primer caso el DPL se llama “*root command*”² y el script se llama “*local script*”³; en el segundo caso el DPL se llama “*referring command*”⁴ y el script se llama “*remote script*”⁵.
- En un comando principal se puede definir variables que son accesibles desde afuera del script y que se utilizan para definir variables por defecto.
- Cada comando principal puede llamar a más de un objeto externo, estos objetos son utilizados para que en un comando DPL por medio del script se realice distintas operaciones.
- Un comando secundario puede modificar los valores y variables definidos en un script remoto.
- Cada comando DPL puede ser llamado como una subrutina por otros comandos DPL.

El uso de scripts remotos, objetos externos y variables de la interfaz gráfica permite crear comandos DPL genéricos, que pueden ser usados en diferentes aplicaciones en muchos proyectos y varios casos de estudio.

En la Figura 1.11, se encuentra una captura de la pantalla del Data Manager, en donde señala cual sería la ubicación jerárquica de un comando DPL dentro de un Project.

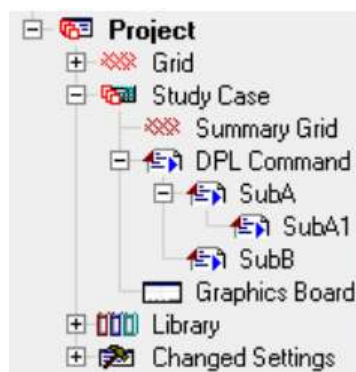


Figura 1.11. Representación Data Manager de PowerFactory, con comandos DPL [29].

² *root command*: comando raíz o comando principal

³ *local script*: script local

⁴ *referring command*: comando referido o comando secundario

⁵ *remote script*: script remoto

Para una mejor comprensión de toda la interfaz del PowerFactory especialmente lo relacionado con este trabajo de titulación, por favor revisar el ANEXO C.

1.3.7 MARCO REGULATORIO

Las empresas de distribución en Ecuador están sujetas a cumplir ciertas responsabilidades y normas de calidad con respecto a la energía eléctrica, el cumplimiento de estas responsabilidades se ve regulado por la Agencia de Regulación y control de Electricidad (ARCONEL)⁶ y monitoreado por el operador del SNI, el CENACE.

Es de importancia conocer el tras fondo legal de estas responsabilidades en especial las de interés para este trabajo de titulación.

1.3.7.1 Definiciones

Agentes del MEM: Persona natural o jurídica dedicadas a las actividades de generación, servicio público de distribución o transmisión, grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía [3].

Consumidor final: persona natural o jurídica que hace uso de la energía eléctrica proporcionada por el distribuidor, previo contrato celebrado por las partes y cuyo suministro está sujeto a las tarifas establecidas en la Ley, el Reglamento General, el Reglamento de Concesiones, Permisos y licencias y el Contrato de Concesión [3].

Costos fijos: son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo (inversión, seguros, depreciación, etc.) sea que éste funcione o no [3].

Costos variables: son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la magnitud de la producción [3].

Energía eléctrica: la generación o uso de la potencia eléctrica por un equipo o dispositivo en un periodo de tiempo, expresa en kWh, MWh o GWh [3].

Factor de potencia: es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente [3].

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctrica [3].

⁶ A partir del 1 de julio de 2020, la ARCONEL pasa a ser la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARC).

Pliego tarifario: comprende el conjunto de: tarifas a consumidores final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes, que se cobran por la prestación del servicio de electricidad [3].

Punto de entrega o conexión: es la frontera de conexión entre las instalaciones de dos participantes del sector eléctrico; la cual separa las responsabilidades en cuanto a la propiedad, operación y mantenimiento de los activos [30].

Sistema de distribución: comprende las líneas de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los transformadores de distribución, las redes secundarias, las acometidas, el equipamiento de compensación, protección, maniobra, medición, control y comunicaciones, utilizadas para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica [30].

1.3.7.2 Transacciones de potencia reactiva en el MEM

El mercado eléctrico mayorista (MEM) establece como responsabilidad a distribuidores y grandes consumidores cumplir con un factor de potencia determinado por la ARCONEL sobre los estudios realizados en conjunto por el CENACE. Es así como se establece que el factor de potencia en los puntos de entrega del SNT debe llegar a 0,96 o superior inductivo para condiciones de máxima, media y mínima demanda [31].

1.3.7.3 Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica (regulación No. ARCONEL 053/18)

Esta regulación habla sobre la calidad del servicio eléctrico de distribución, el cual expone los índices mínimos a cumplir de calidad y otros procedimientos a cumplir por parte de las empresas de distribución. En la definición de uno de estos parámetros se va a enfocar esta sección.

1.3.7.3.1 Variación de voltaje

La calidad el nivel de voltaje en un punto del sistema de distribución se determinara con el siguiente índice [30]:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100 \text{ [%]} \quad (1.5)$$

Donde:

ΔV_k Variación de voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto K .

V_k : Voltaje de suministro en el punto k , determinado con el promedio de las medidas registradas al menos cada 3 segundos en un intervalo de 10 minutos.

V_N : Voltaje nominal en el punto k .

Se considera a la EEQ una empresa de distribución que opera niveles de medio voltaje y alto voltaje grupo 1, sus límites sería los siguientes:

Tabla 1.1 Límites para el índice de nivel de voltaje [30].

Nivel de Voltaje	Rango Admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	$\pm 5.0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 6.0 \%$
Bajo Voltaje	$\pm 8.0 \%$

Según la Tabla 1.1, se considera en este trabajo trabajar con el límite de nivel de voltaje de $\pm 5.0 \%$ en todos los puntos de entrega.

1.3.7.4 Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista (Regulación No. CONELEC - 007/00)

El objetivo de esta regulación es proporcionar una base metodológica, normativa, a lo definido por la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y el Reglamento por la Funcionamiento del MEM.

Dentro de la operación normal de SNI, en un escenario cuando los límites de reactivos no fueron sustentados por los agentes del MEM responsables, el CENACE dispone el funcionamiento de la una compensación por parte de la generación, la cual se denomina: generación obligada, forzada, flexible y no solicitada, cuyas liquidaciones de sobre costo se determinan en base a la restricción violada y su respectivo responsable, así como las máquinas participantes en atención al CENACE [3].

2 METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA REACTIVA PARA EL CUMPLIMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA.

En este capítulo se presenta una metodología que se compone de dos partes; en la primera parte se encuentra el desarrollo de la herramienta computacional que empieza con la definición de la función objetivo, las ecuaciones de restricciones, después se utiliza la técnica de optimización de algoritmos genéticos para minimizar la potencia reactiva al determinar la mejor alternativa de operación conectando un banco de capacitores y cambiando la posición de toma bajo carga del transformador.

En esta primera parte se utilizó una comunicación entre PowerFactory y Matlab por medio de archivos .csv, esto se programa en DPL de PowerFactory y la función de algoritmos genéticos de MATLAB.

La segunda parte de la metodología consiste en evaluar de manera aproximada el costo de KVAR penalizados a la empresa de distribución por no cumplir el factor de potencia requerido parte del CENACE, en cumplimiento al “Procedimiento del Mercado Eléctrico Mayorista” [3], es decir, una vez evaluado la situación inicial del sistema eléctrico en cuanto al bajo factor de potencia y de no cumplir con las alternativas de operación del algoritmo genético deberán pagar una compensación económica por requerir reactivos del SNT para compensar los reactivos del sistema de distribución.

2.1 DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

En esta sección se define la función objetivos utilizada para la optimización de potencia reactiva, después se detalla la aplicación de los AG sobre el problema de optimización de reactivos, todo para concluir con la programación en DPL y MATLAB de la herramienta computacional.

En la Figura 2.1 se detalla a modo de diagrama de flujo el funcionamiento generalizado de la herramienta computacional, empieza con escoger un sistema eléctrico de estudio, en el caso de este trabajo de titulación se escoge el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito.

De manera simultánea se requiere ejecutar el DPL de PowerFactory con la base del sistema y el script de Matlab, en este segundo programa se evalúa si los puntos de estudio cumplen con el factor de potencia requerido, solo los puntos que incumplen con el factor de potencia serán objetos de aplicación de la optimización por AG, una vez aplicado las

estrategias de optimización sobre la base del sistema de estudio se evalúa de nuevo el factor de potencia y continuará en ese ciclo repetitivo hasta encontrar un punto de convergencia y terminar la herramienta computacional.

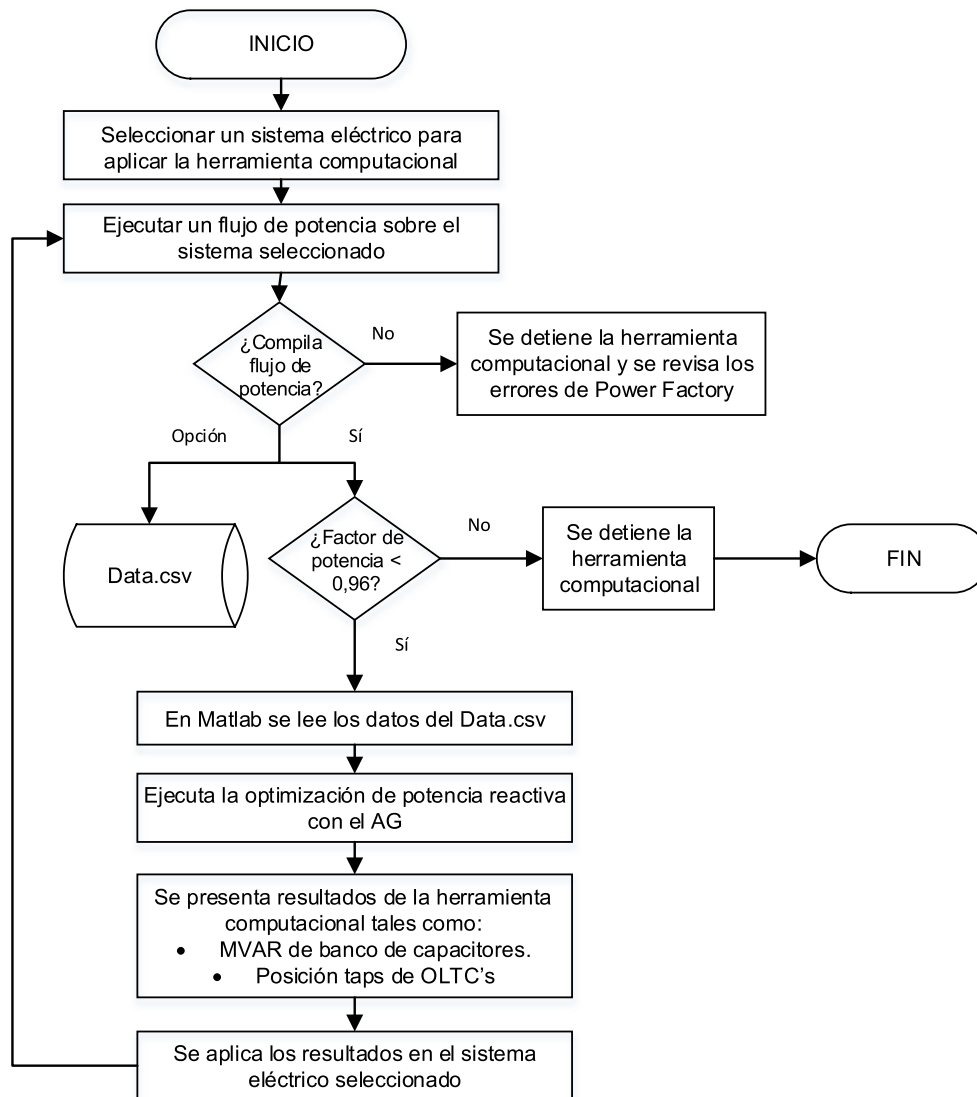


Figura 2.1. Diagrama de flujo funcionamiento general de la herramienta computacional.

2.1.1 FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES PARA LA OPTIMIZACIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución siempre están buscando una manera de optimizar su potencia reactiva debido a su directa relacionada con el factor de potencia, los niveles de voltaje y las pérdidas del sistema en sus puntos de entrega o nodos.

A causa de esto y como se expone en [15] se presenta la formulación del modelo matemático con el cual se obtiene la potencia reactiva mínima, como es el objetivo de este trabajo de titulación, se considera las siguientes condiciones:

- El problema de optimización de la potencia reactiva se formuló como un problema de flujo de potencia óptimo.
- En los puntos de entrega se toma en cuenta los transformadores con cambiador de taps más cercanos y del lado de bajo voltaje.
- Se toma en cuenta la disponibilidad de bancos de capacitores en los puntos de entrega.
- El problema de optimización se plantea para ejecutar sobre un sistema eléctrico cuya configuración responde a una planificación de expansión.

Se considera entonces a la Ecuación 2.1, obtenida de la referencia en [15], como la función objetivo multivariable a minimizar la cual contiene tres objetivos individuales y representa lo siguiente:

- El primer término hace referencia a la comparación entre del al flujo de potencia resultante del transformador y la capacidad nominal del mismo cuando a este se le conecta una carga, para equilibrar el flujo de reactivos que circula a través de ellos.
- El segundo término minimiza las pérdidas de la potencia reactiva resultante del flujo de potencia.
- El tercer término minimiza la entrega de potencia reactiva por parte de los bancos de capacitores instalados hasta llegar al factor de potencia requerido.

$$\min \left(\sum_{i \in \Omega Tra} \left(\frac{Sop_i}{Snom_i} - K \right)^2 + \left(\frac{Qloss_k}{Snom_k} \right) + \sum_{i \in \Omega Cap} \alpha \left(\frac{Qcap_i}{Qcapnom_i} \right) \right) \quad (2.1)$$

Si,

$$K = \frac{\sum_{i \in \Omega Tra} Sop_i}{\sum_{i \in \Omega Tra} Snom_i} \quad (2.2)$$

Donde:

ΩTra : Conjunto de transformadores cuyos taps serán ajustados.

Sop_i : Potencia aparente que circula por el transformador i.

$Snom_i$: Potencia aparente nominal del transformador i.

Q_{loss_k} : Pérdidas de potencia reactiva resultante en el nodo k.

S_{nom_k} : Potencia aparente resultante del flujo de potencia en el nodo k.

Ω_{Cap} : Conjunto de banco de capacitores a los cuales se maximizará el margen de entrega / absorción de potencia reactiva.

Q_{cap_i} : Potencia reactiva entregada por cada banco de capacitores en condiciones de operación normal.

Q_{capnom_i} : Capacidad nominal de cada banco de capacitores.

De la formulación de la función objetivo en la Ecuación 2.1, se tiene que:

Adicionalmente se controla los niveles de voltaje, factor de potencia y posición del tap en transformadores con las siguientes restricciones:

- Restricciones de igualdad:

Las Ecuaciones 2.3 y 2.4, tienen relación directa con los flujos de potencia del nodo k, con lo cual se trata de exigir un balance de potencia, los valores responden a constantes del sistema eléctrico de distribución y variables programadas.

$$P_k - P_k^{sch} = 0 \quad (2.3)$$

$$Q_k + Q_c - Q_k^{sch} = 0 \quad (2.4)$$

Donde:

P_k : Inyección de potencia activa en el nodo k del sistema eléctrico de distribución.

P_k^{sch} : Inyección de potencia activa programada en el nodo k del sistema eléctrico de distribución.

Q_k : Inyección de potencia reactiva en el nodo k del sistema eléctrico de distribución.

Q_k^{sch} : Inyección de potencia reactiva programada en el nodo k del sistema eléctrico de distribución.

Q_c : Inyección de potencia reactiva de un banco de capacitores en el nodo k del sistema eléctrico de distribución.

α : Este coeficiente binario toma el valor de 1 cuando existe un capacitor instalado o 0 cuando no existe.

- Restricciones de desigualdad:

En la Ecuación 2.5, representa el límite mínimo y máximo del nivel de voltaje en cada barra, se debe especificar el límite de voltaje operación dependiendo del sistema eléctrico que se requiera evaluar.

$$V_j^{min} \leq V_j \leq V_j^{max} ; j \in \Omega Barra \quad (2.5)$$

Donde:

$\Omega Barra$: Conjunto de barras a las que se requieren controlar el voltaje.

V_j : Voltaje en la barra j.

Las Ecuaciones 2.6 y 2.7 son restricciones referentes a los límites físicos del conjunto de transformadores.

$$Sop_i \leq Snom_i ; i \in \Omega Tra \quad (2.6)$$

$$tap_i^{min} \leq tap_i \leq tap_i^{max} ; i \in \Omega Tra \quad (2.7)$$

Donde:

tap_i : Posición del cambiador de taps del transformador i.

La Ecuación 2.8 representa la restricción del factor de potencia obtenido en el nodo del sistema o punto de entrega en donde se relacionan la potencia de generación y la potencia de la carga, este valor debe ser un entero positivo cuyo valor depende de lo establecido de las condiciones del sistema de distribución.

$$fp_k \geq Cons \quad (2.8)$$

Donde:

fp_k : Factor de potencia en el nodo k.

$Cons$: Mínimo factor de potencia esperado.

Para este trabajo de titulación los valores de las variables requeridas en la optimización de reactivos, se adquieren del flujo de potencia del modelo simulado del Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito (SEQ) en PowerFactory y los límites establecidos en el numeral 1.3.7 Marco Regulatorio.

No se considera la afectación sobre otros elementos del SEQ como: alimentadores primarios, líneas de subtransmisión, generadores; esto debido a que el modelo base sobre el cual se aplica la herramienta computacional proporcionado por la EEQ, se elaboró en función del plan de expansión del SEQ hasta el año 2023, es decir, el modelo base guarda cierta reserva en cuanto a la capacidad de transferencia de los elementos antes mencionados.

2.1.2 APLICACIÓN DE ALGORITMOS GENÉTICOS

Los AG dentro de las técnicas metaheurísticas o evolutivas utilizan el principio de la genética y la selección natural, además proporcionan un mayor desempeño y por lo tanto un adecuado manejo de variables [32] conveniente para la gran cantidad de variables como las definidas por la Ecuación 2.1.

De manera clásica la formulación de los AG será como la expuesta en la Figura 2.2 a continuación:

```
(1) Iniciar Población () = 0
(2) Generación = 0
(3) Mientras NO (criterio de parada) hacer
    a. Evaluar Población (Generación)
    b. Padres = Seleccionar (Población (Generación))
    c. Hijos = Cruzar (Padres)
    d. Hijos = Mutar (Hijos)
    e. Nueva Población = Reemplazar (Hijos, Población (Generación))
    f. Generación ++
    g. Población (Generación) = Nueva Población
(4) Fin "Mejor solución encontrada"
```

Figura 2.2. Pseudocódigo de un algoritmo genético [33].

En donde se especifica que mediante un proceso iterativo cuya finalización se lleva a cabo una vez que la nueva población cumpla con el criterio de parada, permitiendo dentro de un amplio rango de opciones determinar la más óptima para solucionar el problema.

El éxito de los resultados que se obtiene al aplicar AG es definir una correcta función objetivo, Ecuación 2.1, cuyas variables definan el problema y se sujeten a las restricciones del mismo, esto se planteó en las Ecuaciones 2.3 a la Ecuación 2.8.

Tomando estas ecuaciones y el funcionamiento de AG empleado para la optimización de potencia reactiva, a continuación, se detalla un diagrama de flujo modificado el cual se utiliza en la programación de la herramienta computacional, Figura 2.3.

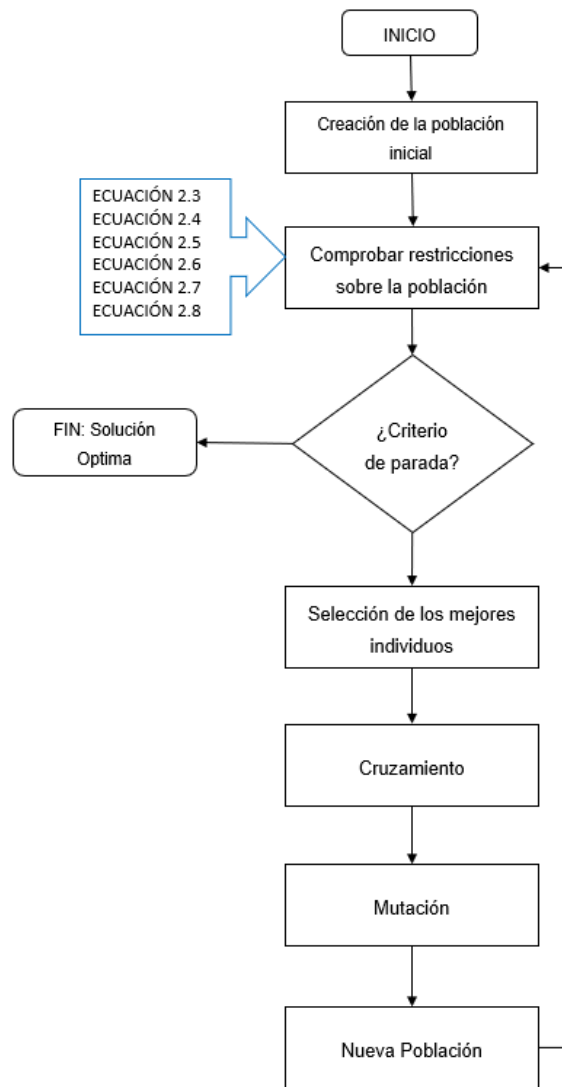


Figura 2.3. Diagrama de flujo AG para la optimización de reactivos.

- La población inicial se genera de manera aleatoria en función de los límites de cada variable, para el presente trabajo de titulación la población inicial es de 100 individuos [13].
- Los individuos seleccionados son evaluados por medio de las ecuaciones de restricciones anteriormente mencionadas con el fin de determinar su factibilidad.
- Una vez evaluada la población y detectados los individuos no factibles, se verifica el criterio de parada, este criterio se planteó bajo dos escenarios: el primero si se alcanza al número máximo de generaciones establecido en 100 y el segundo si se alcanza la mínima tolerancia entre la mejor solución de dos generaciones consecutivas $10e^{-6}$.
- Si no se cumple el criterio de parada se produce una nueva población.

- La selección se realiza por competición o torneo.
 - El cruzamiento se realiza por un punto, se aplica al 50% de la población.
 - La mutación permite introducir alteraciones en cada individuo para este trabajo se realiza la mutación uniforme con una probabilidad de 0.1%.
 - Finalmente, la nueva población está definida para ser evaluada por las restricciones anteriores.
- Si se cumple el criterio el mejor individuo de la última generación se convertirá en la solución óptima.

2.1.3 PROGRAMACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

2.1.3.1 Comunicación entre MATLAB y PowerFactory para intercambiar información [34]

PowerFactory es un programa extremadamente poderoso para realizar simulaciones de sistemas eléctricos de potencia sin importar su compleja topología o la cantidad de elementos que contenga, pero por esta misma razón el aplicar un control sobre el sistema eléctrico se vuelve complejo, es aquí en donde se aprovecha la facilidad de PowerFactory de intercambiar datos con otros programas, particularmente se utilizó MATLAB.

MATLAB es un programa que tiene implementado varias funciones definidas para cálculos matriciales, lo cual es conveniente para este trabajo de titulación debido a la gran cantidad de información presente en un sistema eléctrico en este caso de distribución.

Ambos programas tienen la capacidad de escribir sobre un archivo *comma-separated values (.csv)*, PowerFactory por medio de un script en lenguaje DPL y MATLAB también con un script. A continuación, se detalla el proceso de este intercambio de información.

Primero se define un archivo *flag.csv* cuyo contenido 1 o 0 ceda el control a uno de los dos programas, al momento de iniciar la herramienta computacional en MATLAB *flag = 0*, entonces se deja en ejecución un lazo de espera o ciclo repetitivo, mientras el DPL de PowerFactory realiza las instrucciones de simulación de flujo de potencia y al momento de leer el valor de *flag.csv* realiza la extracción de los parámetros del sistema en valores numéricos.

Segundo, con el script de DPL se empieza a almacenar los parámetros en una variable tipo vector, de una columna por *n* valores requeridos, y luego se escribe sobre un archivo nuevo denominado *Data.csv*, necesarios para el intercambio de información, se finaliza las ejecuciones del DPL cuando *flag = 1*, y ahora el DPL ejecuta un lazo de espera.

Tercero, en MATLAB como el lazo de espera constantemente está verificando el valor de *flag.csv*, inmediatamente cambia de valor y ejecuta el script de optimización por AG hasta entregar los resultados, finalmente cambia *flag = 0* para permitir al DPL salir de su lazo de espera y realizar las tareas asignadas por los resultados de la optimización.

En la Figura 2.4 se puede ver una representación gráfica de lo antes descrito.

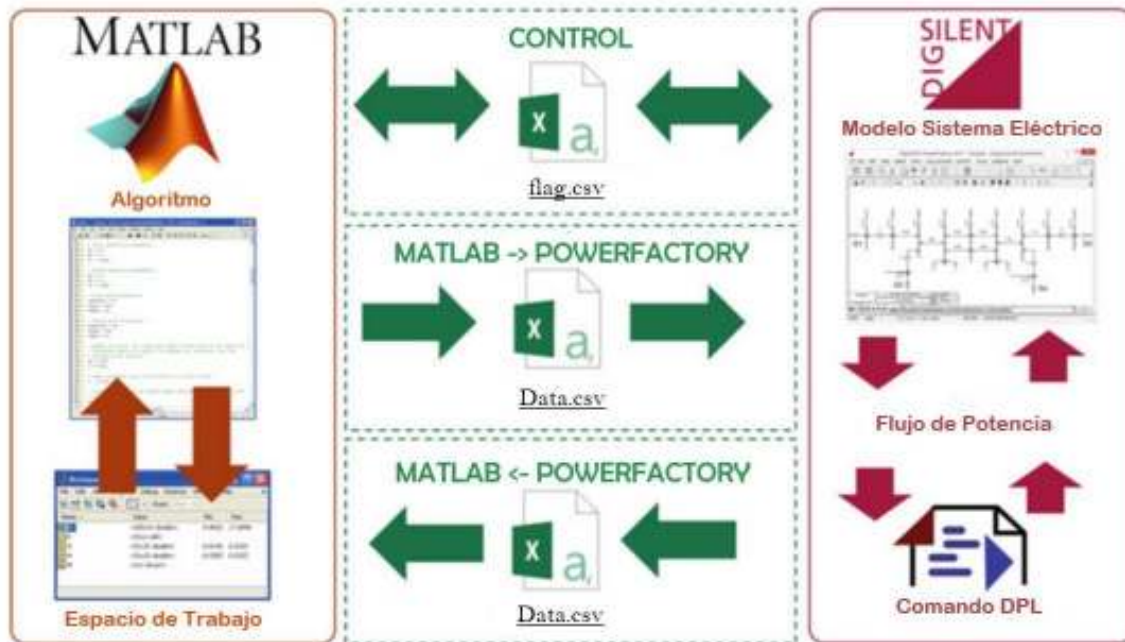


Figura 2.4. Representación de la comunicación entre MATLAB y PowerFactory [34].

Para su comprensión de cómo se realizó el script se puede revisar el ANEXO D con el código de programación en MATLAB y el ANEXO E con el código de programación DPL en PowerFactory.

2.1.3.4 Utilización de la función *ga()* de MATLAB

En MATLAB existen dos maneras de utilizar los AG, la primera por medio de una interfaz gráfica que incluye funciones, rutinas y sentencias establecidas por las cuales de manera manual se debe ingresar todas las variables, se denomina Toolbox; la segunda es utilizar la función *ga()* dentro un script o código lo cual se optó para este trabajo de titulación debido al proceso de intercambio de información entre los programas MATLAB y PowerFactory.

De acuerdo con [35], la función *ga()* en MATLAB modifica una población de soluciones individuales en cada iteración, selecciona individuos al azar de dicha población para que sean padres de los hijos de la siguiente generación, repite este proceso sucesivamente por varias generaciones y evoluciona la población de individuos hacia una óptima solución.

La función $ga()$ usa tres principales reglas para la creación de la siguiente generación similares a las definidas por Holland [5] en su primer trabajo sobre AG, estas reglas son:

- Selección: selecciona individuos de la población, lo denomina padres que contribuyen a la siguiente generación.
- Cruce: combina a dos padres para formar un hijo parte de la siguiente generación:
- Mutación: aplica cambios aleatorios a los padres de manera individual para formar un hijo.

Con lo antes mencionado se presenta un esquema resumen de cómo funciona $ga()$:

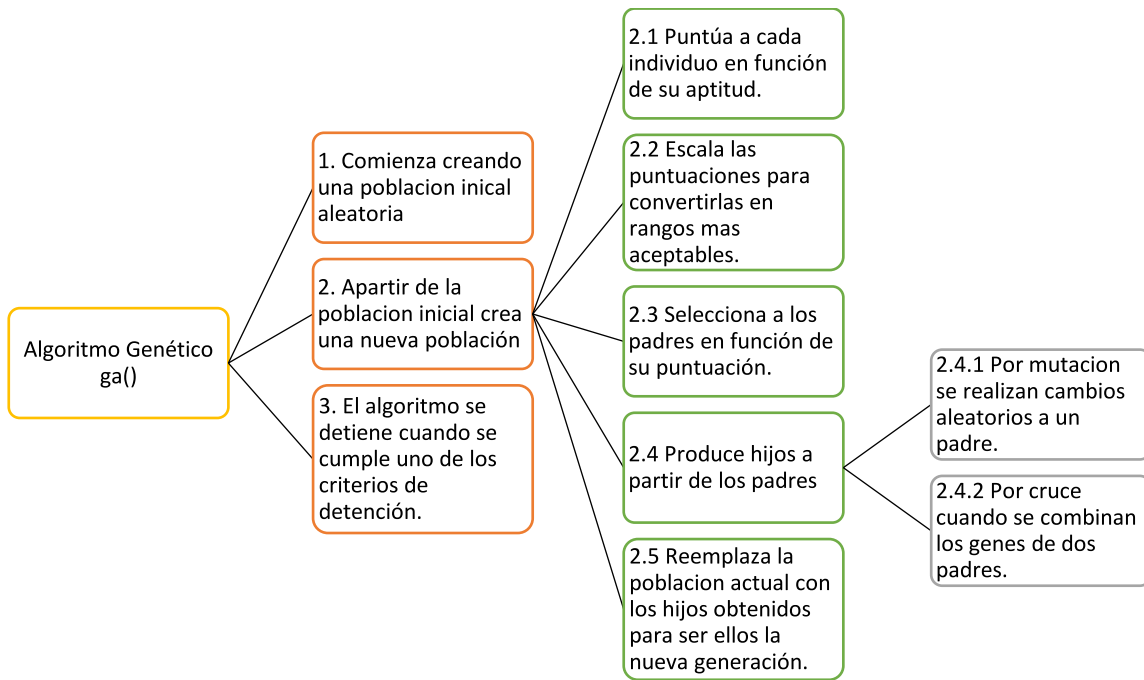


Figura 2.5. Esquema del funcionamiento $ga()$ de MATLAB [35].

Como queda demostrado en la Figura 2.5 y lo expuesto por la teoría en la sección 1.3.2, la función de MATLAB sigue el mismo proceso genético de evolución, por lo tanto, para resolver el problema de optimización de potencia reactiva se utiliza la función $ga()$ cuya sintaxis se expresa en la Ecuación 2.9. Al ser una función real necesita de variables de entrada y retorna variables de salida, pero con una sintaxis preestablecida por el software, a continuación, se presenta el significado de las variables que se utilizó para esta herramienta y después se especifica cómo se debe implementar estas variables dentro del script de MATLAB.

$$[x, fval] = ga (@fitnessfun, nvars, A, b, Aeq, beq, lb, ub, [], [], options) \quad (2.9)$$

Donde [35]:

- Variables de entrada

@fitnessfun: es el indicador para la función objetivo, Ecuación 2.1.

nvars: es el número de variables empleadas para resolver la función objetivo.

A: Matriz real de restricciones de desigualdad lineal.

b: Vector real de restricciones de desigualdad lineal.

Aeq: Matriz real de restricciones de igualdad lineal.

beq: Vector real de restricciones de igualdad lineal.

lb: Matriz o vector de límites inferiores.

ub: Matriz o vector de límites superiores.

options: es una estructura que contiene las opciones para el control del AG, si no se definen estas opciones en la programación, MATLAB utiliza unas predefinidas. En esta estructura es donde se encuentran los operadores genéticos.

- Variables de salida

x: Es el mejor valor por iteración con el cuál se evalúa la función objetivo.

fval: Valor de la función objetivo.

Todas las variables de entrada de la Ecuación 2.9, se definieron en la sección 2.1.1.

En MATLAB las restricciones de igualdad y desigualdad se deben dejar de la forma de una ecuación tradicional, se deja los términos con variables desconocidas del lado izquierdo y las constantes del lado derecho.

$$A \times x \leq b \quad (2.10)$$

$$Aeq \times x_n = beq \quad (2.11)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (2.12)$$

Con las Ecuaciones 2.10, 2.11 y 2.12 se forman las matrices y vectores con las variables de entrada para el *ga()*, ahora queda definir los parámetros de control del AG.

La programación de MATLAB sobre función $ga()$ utiliza una subfunción denominada $gaoptimset$, la misma que permite determinar el tamaño de la población, los operadores genéticos, entre otro términos, la sintaxis de esta función se expone en la Ecuación 2.13 [35].

$$options = gaoptimset('param1','value1','param2','value2',...) \quad (2.13)$$

Donde:

' $param1$ ': se definen de un grupo de opciones que se escogen para controlar el AG, ver Tabla 2.1.

' $value1$ ': valor de tipo escalar para cada opción de control.

En MATLAB para solucionar el $ga()$, existen varias opciones de control, según las referencias [13] y [16], en la Tabla 2.1 se resumen las subfunciones y valores utilizados para este trabajo de titulación, se toma en cuenta la sintaxis de MATLAB [35].

Tabla 2.1. Opciones para configurar el $gaoptimset$ y controlar el $ga()$ en MATLAB [35].

Opción	Descripción	Valores
SelectionFcn	Función que selecciona padres para que los hijos pasen por el proceso de cruce y mutación, para una función objetivo multivariable solamente se da la selección por torneo o competencia.	@selectiontournament
CrossoverFraction	Define la fracción de la población que forma la siguiente generación no incluye a los hijos elite producidos por el cruce.	0,5
CrossoverFcn	Por medio de una función realiza el cruce para la creación de hijos, el cruce está programado para darse en un solo punto.	@crossoversinglepoint
PopulationSize	Define el tamaño de la población, como un valor entero y real.	100
MutationFcn	Función que realiza la mutación en cada individuo descendiente.	@mutationuniform
Generations	Establece el número máximo de generaciones.	100

PlotFcns	Función que grafica los resultados en cada generación.	@gplotbest
-----------------	--	------------

Con los parámetros de control definidos se termina la programación para la optimización desde MATLAB.

2.2 PENALIZACIÓN DE REACTIVOS

Como se indicó al inicio de este capítulo existe una segunda parte de esta metodología, la cual consiste en determinar los valores a pagar por un bajo factor de potencia o penalización de reactivos. Esta sección trata de explicar de manera muy clara todo lo relacionado con la entidad encargada de penalizar a las empresas de distribución, como la empresa encargada obtiene los datos para determinar la penalización de reactivos, como se realiza el cálculo y con qué periodicidad se entrega estos informes.

2.2.1 ANTECEDENTES REGULATORIOS

Por lo establecido en la Regulación CONELEC 007/00 [3], en caso de existir eventos en donde las empresas de distribución o transmisión no puedan mantener los límites óptimos de operación en los puntos de entrega, el CENACE tiene la obligación de solicitar la penalización respectiva al responsable por requerir del despacho de un generador para no descompensar las condiciones eléctricas del SNI.

2.2.2 PUNTOS DE MEDICIÓN

Las empresas de distribución tienen la obligación de proporcionar al CENACE toda la información económica, técnica y operativa que requiere para cumplir con sus funciones [36], es por esa razón a todos los agentes del MEM requieren de la instalación de estos equipos de medición, un ejemplo se observa en la Figura 2.6, corresponde a un medidor que se encontraba en mantenimiento perteneciente a la S/E Santa Rosa de la EEQ.



(a)



(b)

Figura 2.6. Medidor bidireccional EEQ S.A.-S/E Santa Rosa - DQUI01_SROS_TRN_WB.

Las empresas de distribución instalan los medidores en los puntos frontera⁷, con el generador y el transmisor, son de tipo bidireccional, deben constar con su respaldo correspondiente en cada punto, deben cumplir con las condiciones técnicas y de envío que se acuerde con el CENACE [36].

2.2.3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Esta metodología considera el cálculo por punto de medición y en los estados de Demanda Base o Mínima (23h00 a 07h00), Demanda Media (08h00 a 17h00) y Demanda Punta o Máxima (18h00 a 22h00). De cada punto de medición se extrae los siguientes parámetros de los medidores:

- Demanda activa (kWh)
- Demanda reactiva (kVARh)
- Factor de potencia límite de 0,96 inductivo.

En la Ecuación 2.14, R_b es la demanda por reactivos de energía extraídos del medidor en el punto de medición a estudiarse, la Ecuación 2.15 y Ecuación 2.16 son funciones trigonométricas resultado del triángulo de potencias en el primer cuadrante descrito en la sección 1.3.3 y finalmente en la Ecuación 2.17 $R_{b_{lim}}$ es la demanda reactiva límite al aplicar el factor de potencia límite y R_a la demanda activa.

$$R_b = \text{Demanda Reactiva} \quad (2.14)$$

$$fp_{lim} = 0,96 = \frac{P}{S} = \cos(\phi) \rightarrow \phi = \cos^{-1} 0,96 \quad (2.15)$$

$$\tan(\phi) = \frac{Q}{P} \quad (2.16)$$

$$R_{b_{lim}} = R_a \cdot \tan(\cos^{-1}(0,96)) \quad (2.17)$$

Todos valores son magnitudes reales, estas ecuaciones más unas condiciones de operación son las utilizadas para determinar el valor de penalización por reactivos como energía reactiva, a continuación, se resumen el proceso mediante diagramas de flujo.

⁷ punto físico donde se conectan las empresas generadoras, las empresas distribuidoras, grandes consumidores, autoproducidos y sistemas petroleros, a las redes del sistema de transmisión o distribución [35].

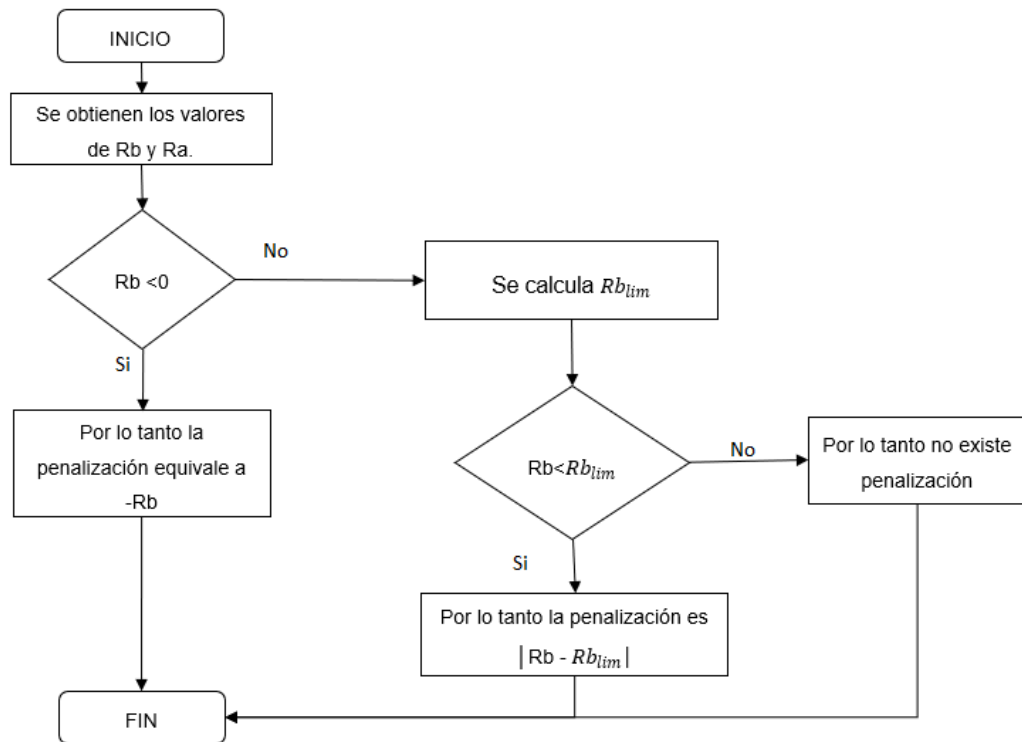


Figura 2.7. Diagrama de flujo para el cálculo de penalización de reactivos en demanda mínima y demanda media.

Explicación de la Figura 2.7:

- Primero se descargan los valores Ra en kWh y Rb en kVARh desde los medidores bidireccionales.
- Se toma la decisión, si Rb es menor a cero la penalización de reactivos es igual a Rb pero de signo negativo. Esto indica un exceso de reactivos en la carga que es absorbida por la fuente lo que provoca un desbalance de potencia y pérdidas en la fuente por lo tanto si es penalizable.
- Se toma la decisión, si Rb no es mejor que cero entonces se aplica la Ecuación 2.17 para determinar Rb_{lim} .
 - Si Rb es menor que el límite de reactivos entonces la penalización es el valor absoluto de la diferencia entre Rb y Rb_{lim} .
 - Si Rb no es menor que el límite de reactivos, entonces la penalización es igual a cero.
- Se obtiene el valor de penalización en kVARh.

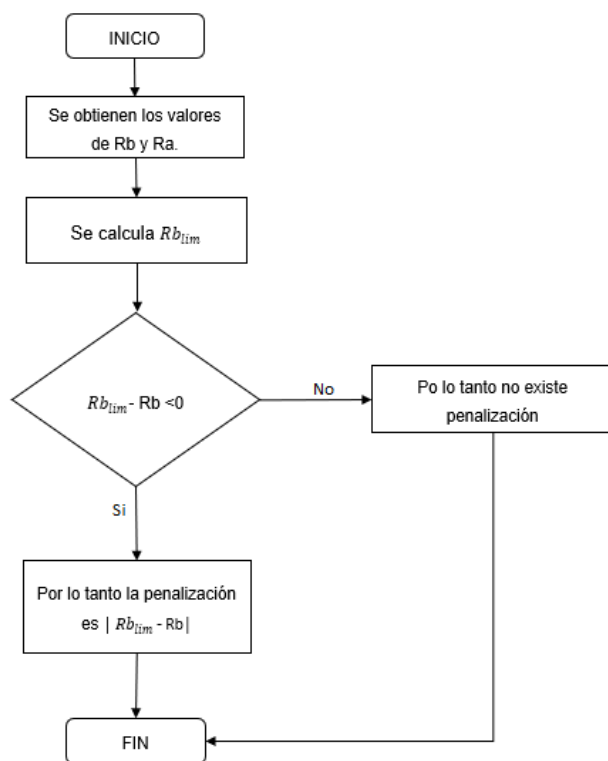


Figura 2.8. Diagrama de flujo para el cálculo de penalización de reactivos en demanda máxima.

Explicación de la Figura 2.8:

- Primero se descargan los valores Ra en kWh y Rb en kVARh desde los medidores bidireccionales y se aplica la Ecuación 2.17 para determinar Rb_{lim} .
- Se toma la decisión, si la diferencia entre Rb_{lim} y Rb es menor a cero, entonces la penalización es igual al valor absoluto de la diferencia entre Rb_{lim} y Rb.
- Si la diferencia entre Rb_{lim} y Rb no es menor a cero, entonces la penalización es igual a cero.
- Se obtiene el valor de penalización en kVARh.

Finalmente, como ya se determinó el valor de penalización en kVARh, se requiere conocer el costo a pagar en dólares americanos por esa penalización, para esto se multiplica por el costo unitario de energía reactiva que se utiliza en el país, este costo es de 0.02^8 (USD).

⁸ Este valor se establece en los reportes mensuales que presenta el CENACE a los agentes del MEM, archivo RSLIQ_PSC2_2019-07-01, hoja COSTO_FV_REAC.

Agente	Elemento	Uso	PCV/Reactivos por -AVAN-	PCV/Reactivos por -10-	PCV/Reactivos por -100-	PCV/Reactivos por -1000-	PCV/Reactivos por -10000-	PCV/Reactivos por -100000-	PCV/Reactivos por -1000000-	PCV/Reactivos por -10000000-	PCV/Reactivos por -100000000-	PCV/Reactivos por -1000000000-	PCV/Reactivos por -10000000000-	PCV/Reactivos por -100000000000-	PCV/Reactivos por -1000000000000-	Importe Total
EQAO	LAFIB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	CCOIB	48817.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	SAOIB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	BUOIB	19632.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	MOIB	17699.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	PRIB	338891.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	SAIB	397.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	CCOIB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SNI	SP	4991.11	4044.00	4104.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	IPCOB	180382.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	IPCOB	7488.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	VXIB	87811.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EQAO	PCIB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 2.9. Captura de pantalla, reporte del pago de reactivo.

El cálculo descrito en esta sección fue explicado por parte del CENACE, en la Figura 2.9 se puede apreciar el contenido de los reportes elaborados por el CENACE en función de las medidas obtenidas de los medidores para ser enviados a los agentes del MEM como la EEQ.

Si bien el valor de los reactivos se estableció en la sección anterior, existe ocasiones cuando el SNI tiene un pago excedente de reactivos al mes, este pago es cobrado directamente proporcional a los reactivos requeridos por los agentes del MEM.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN AL APLICAR LA METODOLOGÍA

En este capítulo se encuentra, el relevamiento de datos del modelo de simulación del sistema eléctrico de distribución perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito S.A. para después exponer los resultados de aplicar la herramienta computacional sobre el modelo base a fin de optimizar la potencia reactiva y así cumplir con un factor de potencia mayor o igual a 0,96 inductivo.

Parte de los resultados de la herramienta computacional es ofrecer estrategias de operación para los equipos de compensación reactiva existentes en el SEQ, con el propósito de corregir el factor de potencia, además al final de este capítulo se presenta el cálculo general de los montos económicos que la EEQ paga por penalización de reactivos, si la capacidad de los equipos de compensación no es suficiente para corregir el factor de potencia se propone la introducción de nuevo equipo, este análisis se desarrolla para todos los puntos de entrega con bajo factor de potencia.

3.1 CARACTERÍSTICAS DEL MODELO BASE DE LA EEQ

Puesto que el modelo sobre el cual se aplica la herramienta computacional fue creado a partir del modelo del SNI en PowerFactory, entregado por TRANSELECTRIC, del cual el departamento de Planificación de Sistema de Potencia, crea un modelo completo del sistema eléctrico de la EEQ, este modelo inicial se denomina “Modelo Base”, en esta sección se indica cuáles son las características relevantes del modelo sobre la cual se aplica la herramienta computacional desarrollada en este trabajo de titulación.

El modelo se crea en base al plan de expansión 2018-2023, esta es la primera etapa del plan de expansión de diez años, a preparar por parte de la EEQ; en esta primera etapa se proyecta la demanda global y espacial dentro de los primeros cinco años, correspondiente a una planificación de mediano plazo. Se considera toda el área de concesión la misma que contiene los niveles de subtransmisión, subestaciones de distribución y alimentadores primarios.

Para definir el plan de expansión del sistema eléctrico, el departamento de planificación de la EEQ, determina la proyección anual de la demanda para el periodo de estudio, esta proyección es utilizada como insumo para realizar el ajuste de la demanda espacial por micro-áreas, realizada por el departamento de comercialización, para prever la carga a nivel de alimentadores primarios y por subestaciones, tal como indica en [2].

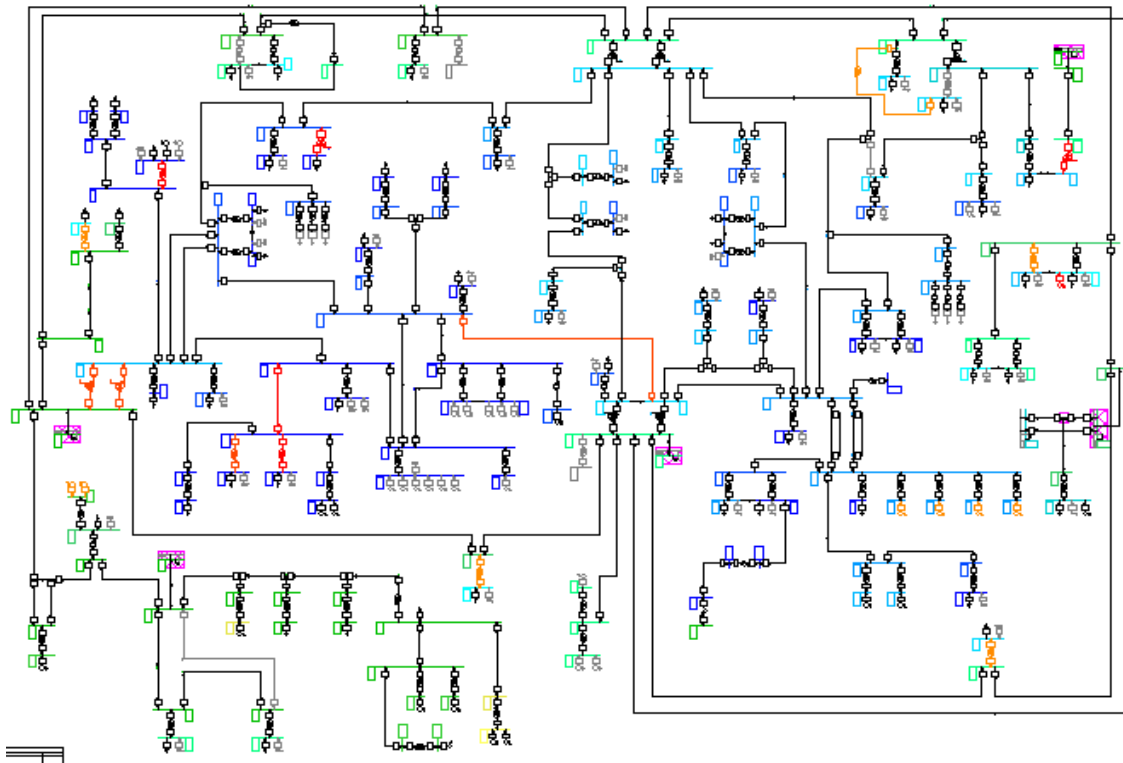


Figura 3.1. Modelo Base de la EEQ al año 2018, captura de pantalla.

En la Figura 3.1 se puede apreciar el esquema del sistema eléctrico de la EEQ en el programa PowerFactory.

3.1.1 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA Y ENERGÍA DEL SEQ

El pronóstico de la demanda se mostró una vez realizado el análisis estadístico de las series históricas de potencia suministrada en el SEQ, la EEQ escoge los datos de facturación, evolución de pérdidas y evolución de la demanda de los transformadores de las subestaciones de distribución disponibles desde el año de 1983 al 2018.

Según lo presentado en [37], todo pronóstico puede variar entre valores máximos a mínimos, correspondientes a tasas de crecimiento optimista, probable y pesimista, lo que en el caso del mercado eléctrico de la EEQ depende del crecimiento o recesión del sector industrial y/o comercial y del poder adquisitivo del sector residencial. A continuación, se presentan las proyecciones obtenidas para el SEQ en tres escenarios: optimista, probable y pesimista. De la Tabla 3.1 se previó un incremento promedio de la demanda de 25 MVA por año, notando que en ninguno de los escenarios para los cinco años el factor de potencia del sistema disminuye de 0,9859 inductivo.

Tabla 3.1. Pronósticos de potencia y factor de potencia del SEQ, proporcionado por la EEQ [2].

PROYECCIÓN – MVA						
Escenario	2018	2019	2020	2021	2022	2023
optimista	796,14	836,16	848,79	873,33	898,6	924,63
probable	787,35	821,00	833,32	854,34	875,91	898,03
pesimista	779,74	80736	819,44	837,49	855,94	874,81
PROYECCIÓN - MW						
Escenario	2018	2019	2020	2021	2022	2023
optimista	785,26	824,89	837,58	861,91	886,96	912,76
probable	776,42	809,71	822,04	842,84	864,18	886,07
pesimista	768,77	796,03	808,09	825,91	844,13	862,77
PROYECCIÓN - MVAR						
Escenario	2018	2019	2020	2021	2022	2023
optimista	131,15	136,79	137,52	140,82	144,2	147,66
probable	130,74	135,66	136,66	139,72	142,85	146,05
pesimista	130,38	134,82	135,91	138,77	141,68	144,65
COS (φ)						
Escenario	2018	2019	2020	2021	2022	2023
optimista	0,9863	0,9865	0,9868	0,9869	0,987	0,9872
probable	0,9861	0,9863	0,9865	0,9865	0,9866	0,9867
pesimista	0,9859	0,986	0,9861	0,9862	0,9862	0,9862

3.1.2 CONSIDERACIONES DEMANDA MÁXIMA Y DEMANDA MÍNIMA DEL SEQ

La EEQ a inicios del año 2019 con los datos obtenidos en el año 2018 y los registros históricos disponibles consideró algunas condiciones expuestas a continuación y que se ven utilizadas para el desarrollo del este trabajo de titulación.

3.1.2.1 Periodos de estudio

Se definen los periodos de estudio en base al plan de expansión del SEQ [2], es decir, para los años 2018 al 2023, pero los estados de demanda se modelaron con las mediciones realizadas en las subestaciones del SEQ en el año 2018, a fin de determinar el día y la hora en la cual se dispuso de la máxima y la mínima demanda, se concluyendo que:

- La demanda máxima se presentó el día martes 11 de diciembre a las 19h30.
- La demanda mínima se presentó el día martes 25 de diciembre a las 6h45.

Se considera en las siguientes secciones de este trabajo de titulación estos dos estados de demanda.

3.1.2.2 Despacho de centrales de generación

La EEQ dispone de algunas centrales de generación eléctrica propias, como indica la Tabla 3.2, son un total de siete centrales de la cuales seis son de tipo hidráulico y una es de tipo térmica pero también existen centrales de generación privadas pertenecientes a clientes especiales.

Tabla 3.2 Centrales de generación hasta el año 2018 de la EEQ [2].

CENTRAL	TIPO	CAPACIDAD-MW	VOLTAJE DE CONEXIÓN-kV	AÑO puesto en operación
Chillos	Hidráulica	1,76	22,80	1922
Guangopolo	Hidráulica	20,92	46,00	1937
Cumbayá	Hidráulica	40,00	46,00	1962
Nayón	Hidráulica	29,70	46,00	1974
Pasochoa	Hidráulica	4,50	46,00	1976
G. Hernández	Térmica	34,32	46,00	1980
Victoria	Hidráulica	10,00	22,80	2016

El despacho de estas centrales requiere de una planificación operativa energética que no es decisión de la EEQ, pero si del CENACE, por lo tanto, la EEQ para realizar el modelo base para desarrollar este trabajo de titulación, analizó las mediciones entregadas por los medidores en las barras de las centrales de generación con el propósito de determinar un patrón de ocurrencia de despacho de potencia.

Los datos utilizados fueron las mediciones tomadas cada 15 minutos durante un año, en el periodo 2018, como indica la Tabla 3.3, tal como se señala en el trabajo de la bibliografía [38].

Una vez procesados los datos, los resultados del análisis presenta potencia activa y potencia reactiva que se pueden utilizar para despachar las unidades de generación en su respectiva central, se comprende que dichos valores de despacho de potencia no son necesariamente los dispuesto por el CENACE, pero si los escogidos por la EEQ para el modelo base.

Tabla 3.3 Despacho aproximado de generación para expansión del SEQ.

CENTRAL	TIPO	CAPACIDAD- MW	POTENCIA ENTREGADA MW	%POSIBILIDAD DE OCURRENCIA	ESTIMADO				FECHA
					MW	MVAR	MVA	FP	
Cumbayá1	Hidráulica	10	9,632	57,53%	9,63489	0,36324	9,64173	0,99929	3/6/2018
Cumbayá2	Hidráulica	10	9,33	65,21%	9,30224	0,55380	9,31871	0,99823	24/4/2018
Cumbayá3	Hidráulica	10	9,366	59,73%	9,50177	0,04894	9,50189	0,99999	12/8/2018
Cumbayá4	Hidráulica	10	9,48	69,78%	9,44917	0,53155	9,46411	0,99842	13/10/2018
Nayón 1	Hidráulica	15	13,926	49,64%	14,24679	1,38815	14,31426	0,99529	8/12/2018
Nayón 6	Hidráulica	15	13,62	44,73%	13,60424	1,29664	13,66589	0,99549	2/12/2018
Chillos	Hidráulica	1,76	1,77	73,42%	1,78739	0,32878	1,81738	0,98350	18/3/2018
G. Hernández1	Térmica	5,7	5,07	80,55%	5,14718	0,79768	5,20862	0,98820	5/10/2018
G. Hernández2	Térmica	5,7	5,034	80,55%	5,04139	0,09891	5,04236	0,99981	29/3/2018
G. Hernández3	Térmica	5,7	5,034	81,10%	5,03338	0,37187	5,04709	0,99728	10/11/2018
G. Hernández4	Térmica	5,7	4,96	81,10%	4,98482	0,33322	4,99594	0,99777	6/11/2018
G. Hernández5	Térmica	5,7	4,958	81,92%	4,69564	0,54589	4,72727	0,99331	12/11/2018
G. Hernández6	Térmica	5,7	4,54	80,82%	4,14397	0,78366	4,21741	0,98258	31/10/2018
Victoria	Hidráulica	10	8,104	46,30%	8,14450	-0,24512	8,14819	0,99955	20/12/2018
Papallacta 1	Hidráulica	2	1,75	24,73%	1,74452	0,28493	1,76764	0,98692	19/6/2018
Papallacta2	Hidráulica	4,4	4,10	31,64%	4,09440	0,34864	4,10921	0,99639	16/9/2018
Loreto	Hidráulica	2,2	2,06	92,73%	2,07704	0,06343	2,07800	0,99953	30/10/2018
Termo. Pichincha	Térmica	31,2	22	85,82%	22,32657	0,83467	22,34216	0,99930	30/10/2018
Paschoa	Hidráulica	4,5	3,51	41,45%	3,55993	0,43581	3,58651	0,99259	31/10/2018
G. Hidráulica1,2,3,4,5	Hidráulica	9,4	6,668	69,45%	6,78892	0,24249	6,79325	0,99936	8/10/2018
G. Hidráulica6	Hidráulica	11,25	9,25	28,73%	9,25757	0,80433	9,29245	0,99625	15/11/2018
Gas Green	Biogas	5	4,806	79,18%	4,81590	0,14108	4,81796	0,99957	18/8/2018

La Tabla 3.4 y Tabla 3.5 incluyen la magnitud de potencia activa y potencia reactiva a despachar por las centrales de generación del SEQ para los estados de demanda definidos en la sección 3.1.2.2 y que son obtenidos y tabulados al momento de ejecutar un flujo de potencia del modelo base en PowerFactory.

Tabla 3.4 Potencia de generadores para simulación en demanda máxima.

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA ACTIVA - MW	POTENCIA REACTIVA- MVAR	POTENCIA APARENTE- MVA	FACTOR DE POTENCIA
Cumbayá1	EEQ	8,76366	0,32350	8,76963	0,99932
Cumbayá2	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Cumbayá3	EEQ	8,02600	0,03250	8,02607	0,99999
Cumbayá4	EEQ	8,70000	0,23000	8,70304	0,99965
Nayón 1	EEQ	12,28312	1,10800	12,33299	0,99596
Nayón 6	EEQ	10,88000	1,05460	10,93099	0,99534
Chillos	EEQ	1,82656	0,21313	1,83895	0,99326
G. Hernández1	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández2	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández3	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández4	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández5	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández6	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Victoria	EEQ	7,83236	-0,27824	7,83730	0,99937
Papallacta1	EPMAPS ⁹	1,07860	0,04920	1,07972	0,99896
Papallacta2	EPMAPS	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Loreto	EPMAPS	0,63807	-0,08500	0,64370	0,99124
Termo. Pichincha	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Pasochoa	EEQ	3,34000	0,44442	3,36944	0,99126
G. Hidráulica1,2,3,4,5	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hidráulica6	EEQ	6,79884	0,69128	6,83389	0,99487
Gas Green	EPMAPS	3,56369	0,20516	3,56959	0,99835
G. El Carmen	EPMAPS	4,00000	0,50000	4,03113	0,99228
G. Recuperadora	EPMAPS	7,50000	1,44000	7,63699	0,98206
G. Calera	AUTOPRODUCTOR	1,02600	-0,00600	1,02602	0,99998
G. Perlabí	AUTOPRODUCTOR	0,78000	0,29000	0,83217	0,93731
G. Sillunchi	AUTOPRODUCTOR	0,68400	-0,00400	0,68401	0,99998

⁹ La Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito (EPMAPS) es considerada como una empresa autoprodutora, porque ellos se encargan de la operación y mantenimiento de sus centrales hidroeléctricas.

Tabla 3.5 Potencia de generadores para simulación en demanda mínima.

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA ACTIVA - MW	POTENCIA REACTIVA- MVAR	POTENCIA APARENTE- MVA	FACTOR DE POTENCIA
Cumbayá1	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Cumbayá2	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Cumbayá3	EEQ	6,95151	0,19593	6,95427	0,99960
Cumbayá4	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Nayón 1	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Nayón 6	EEQ	7,93972	0,92230	7,99311	0,99332
Chillos	EEQ	1,82839	0,22642	1,84236	0,99242
G. Hernández1	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández2	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández3	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández4	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández5	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hernández6	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Victoria	EEQ	4,58390	-0,11580	4,58536	0,99968
Papallacta1	EPMAPS	1,04532	0,07626	1,04810	0,99735
Papallacta2	EPMAPS	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Loreto	EPMAPS	1,05827	0,10057	1,06304	0,99551
Termo. Pichincha	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
Paschoa	EEQ	2,93044	0,37380	2,95418	0,99196
G. Hidráulica1,2,3,4,5	EEQ	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Hidráulica6	EEQ	6,11020	0,68538	6,14852	0,99377
Gas Green	EPMAPS	4,63431	0,00597	4,63431	1,00000
G. El Carmen	EPMAPS	5,00000	0,67000	5,04469	0,99114
G. Recuperadora	EPMAPS	7,30000	1,51000	7,45454	0,97927
G. Calera	AUTOPRODUCTOR	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Perlabí	AUTOPRODUCTOR	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000
G. Sillunchi	AUTOPRODUCTOR	0,00000	0,00000	0,00000	1,00000

3.1.2.3 Otras

La mayor parte de los estudios realizados en la EEQ consideran un solo estado de demanda, la demanda coincidente que resulta ser la máxima demanda. Para el desarrollo de este trabajo de titulación se ve la necesidad de analizar el estado de demanda mínima ya que los reportes indican un mayor costo por penalización de reactivos en esas horas.

Por lo tanto, el departamento de planificación de la EEQ decidió aplicar un método empírico basado en la experiencia y lógica para determinar que la demanda mínima sea el 40% de la demanda máxima.

3.2 APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEQ

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al aplicar la herramienta computacional, como se vio en el capítulo dos, sobre el modelo desarrollado por el departamento de planificación de la EEQ y para todos los periodos de estudio, se consideran desde el año 2018 al 2023, y por cada año se considera dos casos de estudios los cuales son los estados de demanda máxima y demanda mínima.

Todo lo referente a la funcionalidad de la herramienta computacional sobre SEQ se puede revisar el ANEXO C.

3.2.1. PERIODO DE ESTUDIO 2018

El modelo desarrollado en PowerFactory por la EEQ al año 2018 se conforma de:

- 160 barras
- 111 líneas de transmisión (L/T)
- 92 transformadores trifásicos
- 59 cargas
- 55 subestaciones (S/E), clasificadas según su tipo detallado en el ANEXO F.
- 33 bancos de capacitores, detallado en el ANEXO F.
- 21 máquinas sincrónicas

Se puede evidenciar la topología del sistema eléctrico de la EEQ por medio del diagrama unifilar presente en el ANEXO G.

A continuación, se presenta la referencia que utiliza la EEQ para mencionar los puntos de entrega con los cuales se realiza la optimización de potencia reactiva:

- S/E 37 Santa Rosa ambos transformadores trifásicos 138/46 kV (TRN, TRP)
- S/E 39 Vicentina ambos transformadores trifásicos 138/46 kV (T1, T2)
- S/E 23 Conocoto el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 14 Gualo el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 22 San Antonio el transformador trifásico 138/23 kV
- L/T Santa Rosa-Chilibulo
- L/T Santa Rosa-Adelca-Eugenio Espejo
- L/T Inga-Tababela

- L/T Inga-Quinche
- L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)
- L/T Pomasqui-Cotocollao
- L/T Santo Domingo-Bancos
- S/E 26 Alangasí
- S/E Móvil Papallacta¹⁰.

Un punto de entrega es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de la Empresa Eléctrica Quito y la Unidad de Negocios TRANSELECTRIC, esta frontera esta determinada por una “barra” del sistema, con lo expuesto anteriormente las líneas de transmisión incumplirían esta definición, sin embargo, se mantiene el nombre para no alterar la referencia que maneja la EEQ y más adelante en este capítulo se especifica la barra a la cual hace referencia estos puntos de entrega.

3.2.1.1. Demanda Máxima al 2018

La Tabla 3.6 contiene los datos iniciales del flujo de potencia en los puntos de entrega de la EEQ, tal como se explicó en la metodología el archivo *Data.csv* fue el encargado de extraer estos valores. En este caso de estudio la demanda de potencia al año 2018 es de 674,63 MW y las pérdidas del sistema son 9,92 MW.

Tabla 3.6. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base en demanda máxima año 2018.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_ TRN 138 kV	58,55268	18,42326	0,95390
2	Santa Rosa_ TRP 138 kV	57,46697	26,90110	0,90568
3	Vicentina_1 46 kV	52,28871	5,71307	0,99408
4	Vicentina_2 46 kV	59,23237	12,45996	0,97858
5	L/T S Rosa-Chilibulo	63,98369	17,96876	0,96276
6	L/T S Rosa-Adelca-Eugenio Espejo	88,14066	22,63149	0,96858
7	S/E 23 Conocoto	21,60340	2,72127	0,99216
8	L/T Inga-Tababela	19,45297	4,20847	0,97739

¹⁰ SE26 y SE Móvil no forman parte de la optimización, estos son puntos de intercambio energético entre la EEQ y EPMAPS.

9	L/T Inga-Quinche	12,68983	1,68841	0,99126
10	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	110,73717	19,56931	0,98474
11	L/T Pomasqui-Cotocollao	54,19970	9,15853	0,98602
12	S/E 14 Gualo	22,42948	6,58690	0,95948
13	S/E 22 S Antonio	9,77323	1,51655	0,98817
14	L/T Sto. Domingo-Los Bancos	5,47029	2,17548	0,92921

Primero, de la Tabla 3.6, se observa que cuatro de los 14 puntos de entrega tienen un bajo factor de potencia, estos son los puntos de interés para aplicar la herramienta computacional, y cuyos resultados del flujo de potencia se trasladaron a la Tabla 3.7.

El factor de potencia más bajo se presentó en la subestación Santa Rosa 138 kV, en el transformador denominado TRP cuya cargabilidad se encuentra en 80,72% y sus pérdidas máximas son de 0,2033 MW.

Tabla 3.7. Características del flujo de potencia de los puntos con bajo factor de potencia.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia	Cargabilidad [%]	Pérdidas [MW]
1	S/E 37 Santa Rosa_TRN 138 kV	58,55268	18,42326	0,95390	78,17	0,1952
2	S/E 37 Santa Rosa_TRP 138 kV	57,46697	26,90110	0,90568	80,72	0,2033
3	S/E 14 Gualo	22,42948	6,58690	0,95948	69,26	0,0452
4	L/T Sto. Domingo-Los Bancos	5,47029	2,17548	0,92921	53,55	0,03953

Cabe mencionar algunas características de los puntos de entrega donde se extrae los datos del medidor en estos 4 casos de estudio y que dieron como resultado un bajo factor de potencia:

- S/E 37 Santa Rosa (TRN y TRP), esta subestación cuenta con dos transformadores reductores, aquí se realiza el intercambio de energía entre la empresa de distribución EEQ y la empresa de transmisión TRANSELECTRIC, es decir es un punto de entrega con SNT.
- S/E 14 Gualo, subestación de distribución cuya alimentación proviene de las S/E 39 Vicentina y S/E 57 Pomasqui. Esta subestación atiende la demanda de energía en las parroquias de Zámiza, Llano Chico y Calderón [39].

- L/T Sto. Domingo-Los Bancos, línea de transmisión propiedad de la EEQ, conecta la S/E 49 Los Bancos (EEQ), la barra de esta subestación es el punto de entrega, y la S/E Santo Domingo (CELEC EP).

Con los datos anteriores empieza la ejecución del algoritmo genético, en la Figura 3.2 y Figura 3.3, se muestra el resultado de la optimización desde la pantalla de MATLAB, este resultado considera la conexión de capacitores existentes y dependiendo el punto de entrega también incluye la instalación de nuevos equipos de compensación.

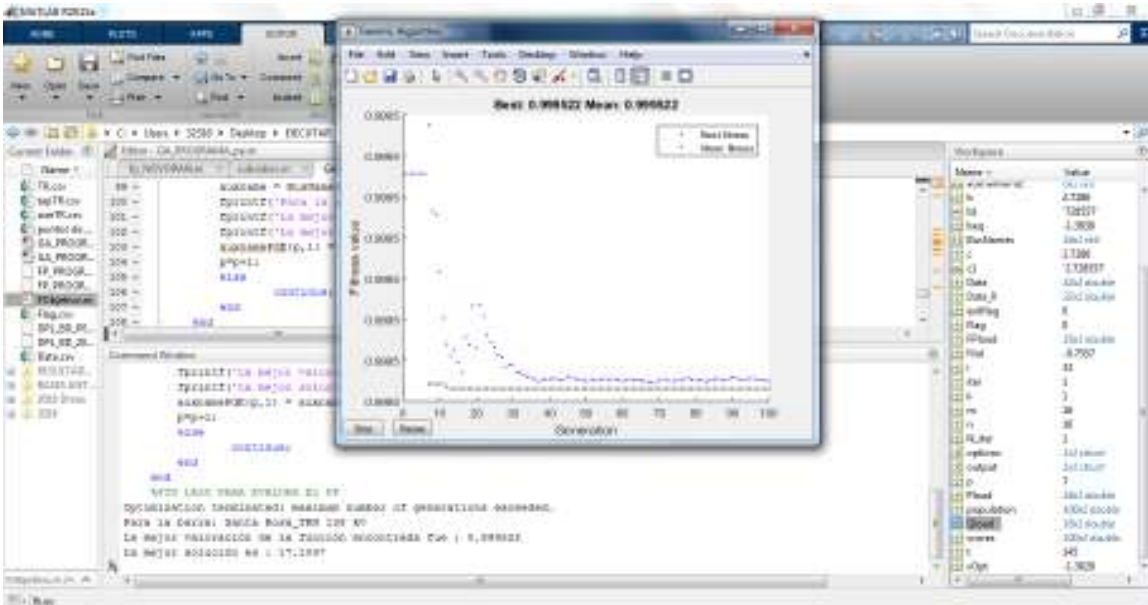


Figura 3.2. Captura de pantalla, optimización en curso de Santa Rosa_TRN 138 kV.

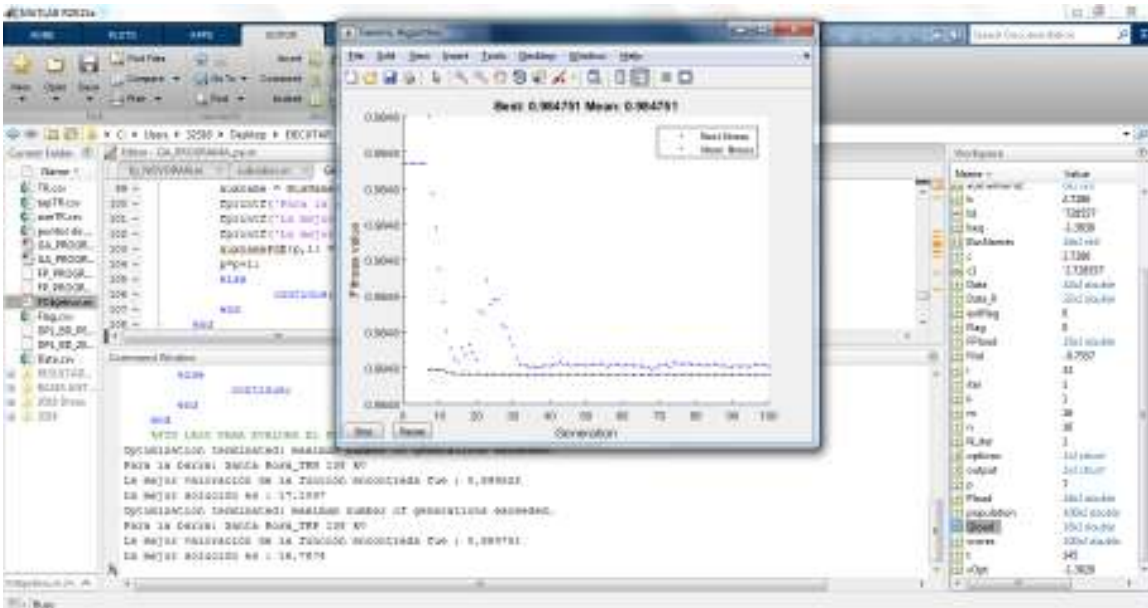


Figura 3.3. Captura de pantalla, optimización en curso de Santa Rosa_TRP 138 kV.

Al aplicar la optimización AG en el punto de entrega Santa Rosa_TRN 138 kV, la mejor solución para la compensación reactiva es si el flujo de potencia reactiva en el transformador TRN es 17,1047 MVAR, Figura 3.2. La subestación de Santa Rosa cuenta con un banco de capacitores de 3 MVAR existente en este periodo de estudio.

En resumen, este punto de entrega inicia con un factor de potencia de 0,95390 y una potencia reactiva de 18,42326 MVAR, como la respuesta de la optimización y los resultados iniciales no tienen mayor diferencia, entonces la propuesta de la optimización solo involucra mover los taps del TRN y así corregir a 0,96 inductivo el factor de potencia.

Como se mencionó el TRP presentó un factor de potencia de 0,90568 el más bajo de todos, el AG indica en la Figura 3.3 que el flujo de potencia reactiva óptima en este punto de entrega debe ser 16,7574 MVAR, pero aun con la conexión del banco de capacitores de 3 MVAR disponible en la subestación y al mover los taps del TRP, no son suficientes reactivos como para corregir el factor de potencia al nivel esperado.

Entonces como estrategia de operación se sugiere la instalación de un nuevo banco de capacitores de 4,5 MVAR conectados en el punto de entrega Santa Rosa_TRP 138 kV, el valor del banco de capacitores se establece según los capacitores existentes en el SEQ, ver ANEXO F.

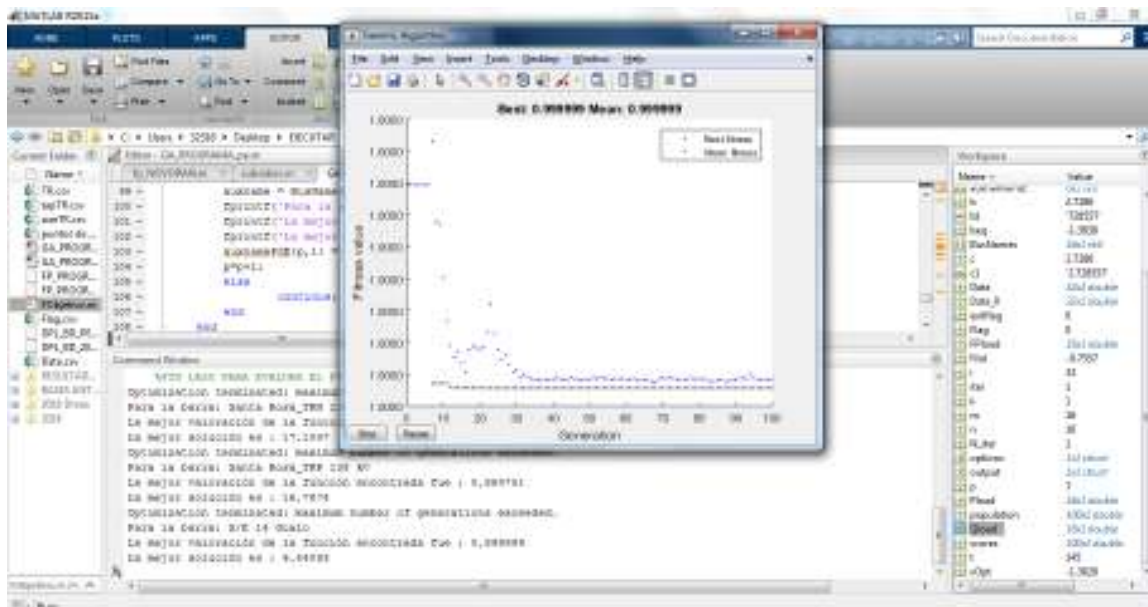


Figura 3.4. Captura de pantalla, optimización en curso de S/E 14 Gualo.

En la S/E Gualo ocurre una situación similar al TRN de Santa Rosa, el factor de potencia inicial fue de 0,95948 y en la Figura 3.4, la optimización de reactivos se alcanza en 6,5403 MVAR solo con el mover el tap de transformador “TR_GUALO-1”, nomenclatura del modelo

base, entonces se logra corregir el factor de potencia sin la necesidad de conectar el banco de capacitores existente de 4,5 MVAR de la subestación.

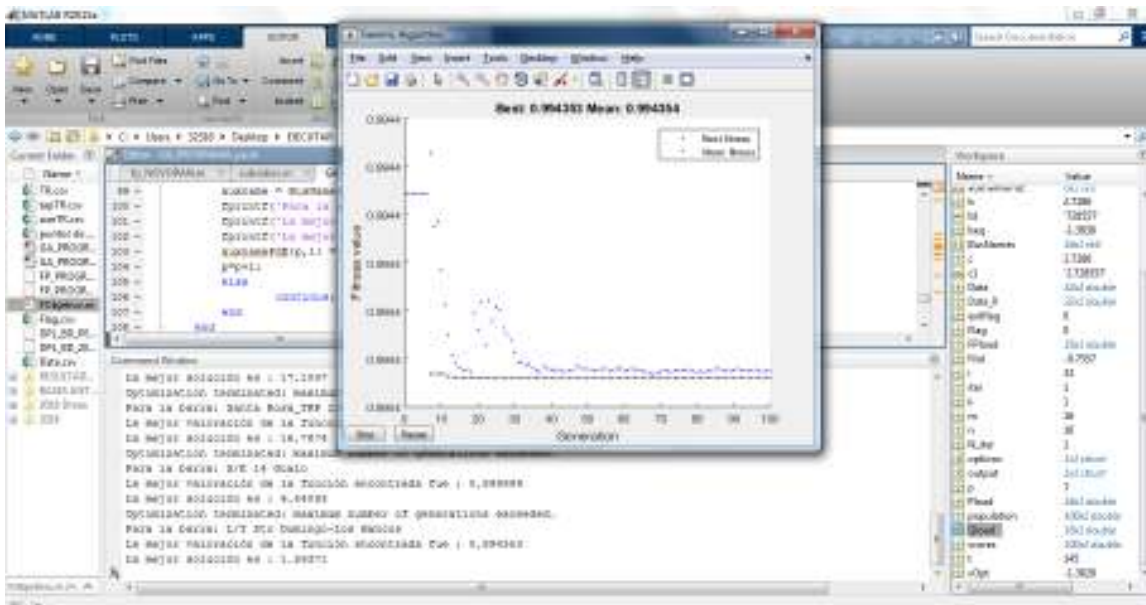


Figura 3.5. Captura de pantalla, optimización en curso de L/T Sto. Domingo-Los Bancos.

La L/T Sto Domingo – Los Bancos conecta dos subestaciones de las cuales solo una es propiedad de la EEQ y es en donde el punto de entrega inicia con un factor de potencia igual a 0,92921 y de acuerdo a la Figura 3.5 el flujo de potencia reactiva óptima es de 1,59371 MVAR, entonces la estrategia de operación considera la conexión del banco de capacitores de 3 MVAR instalado en la S/E 49 Los Bancos de la EEQ y mover los taps del transformador de esa misma subestación, “TR_BNCS-3D” es la nomenclatura del modelo base. En la Tabla 3.8, se presenta un resumen sintetizado de lo antes mencionado.

Tabla 3.8. Resultados del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados.

Puntos de Entrega (fp<0.96)	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Capacitor existente [MVAR]	Posición Tap		
				Lado HV	Lado MV	Lado LV
S/E 37 Santa Rosa_TRN 138 kV	58,55745	17,70470	-	2	18	0
S/E 37 Santa Rosa_TRP 138 kV	57,19811	22,81921	3	3	18	0
S/E 14 Gualo	21,30684	6,54093	-	1	-	-
L/T Sto. Domingo-Los Bancos (S/E 49 Los Bancos)	4,63459	1,30720	4.5	2	-	-

El modelo base en demanda máxima para el año 2018 esquematizado en PowerFactory se encuentra en el ANEXO H, este es capturado antes de aplicar la herramienta computacional y las estrategias de operación para corregir el factor de potencia.

Como el objetivo final es corregir el factor de potencia y las estrategias de operación sugeridas incluyen la instalación de nuevos bancos de capacitores con esta última se presentan los resultados finales descritos en la Tabla 3.9, y la modificación del modelo base de PowerFactory se lo denomina modelo mejorado se puede revisar en el ANEXO I, por el signo de las potencias todas las cargas son de tipo inductivo.

Tabla 3.9. Factor de potencia en puntos de entrega del modelo mejorado en demanda máxima año 2018.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia Mejorado
1	Santa Rosa_TRN 138 kv	58,55745	17,00470	0,96040
2	Santa Rosa_TRP 138 kv	57,19811	16,12114	0,96330
3	Vicentina_1 46 kv	48,72541	2,64825	0,99853
4	Vicentina_2 46 kv	55,70494	9,12074	0,98686
5	L/T S Rosa-Chilibulo	59,24428	17,0483	0,96100
6	L/T S Rosa-Adelca-Eugenio Espejo	82,21556	21,94345	0,96618
7	S/E 23 Conocoto	20,51927	2,39189	0,99327
8	L/T Inga-Tababela	18,47805	3,67264	0,98081
9	L/T Inga-Quinche	12,54031	1,33324	0,99440
10	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	105,70335	12,67488	0,99289
11	L/T Pomasqui-Cotocollao	51,47384	3,86505	0,99719
12	S/E 14 Gualo	21,90684	6,30415	0,96100
13	S/E 22 S Antonio	9,24933	1,39972	0,98874
14	L/T Sto Domingo-Los Bancos	4,63459	1,30720	0,96237

Como indica la Tabla 3.9 en todos los puntos de entrega el factor de potencia no es inferior al límite establecido por la Regulación y sobre el cuál la EEQ puede ser penalizada, con las estrategias del AG de la Tabla 3.8, las pérdidas del modelo mejorado son 9,84 MW.

Para ilustrar gráficamente la corrección del factor de potencia de este caso de estudio y su cumplimiento al ser mayor a 0,96, en la Figura 3.6 se expone eso.

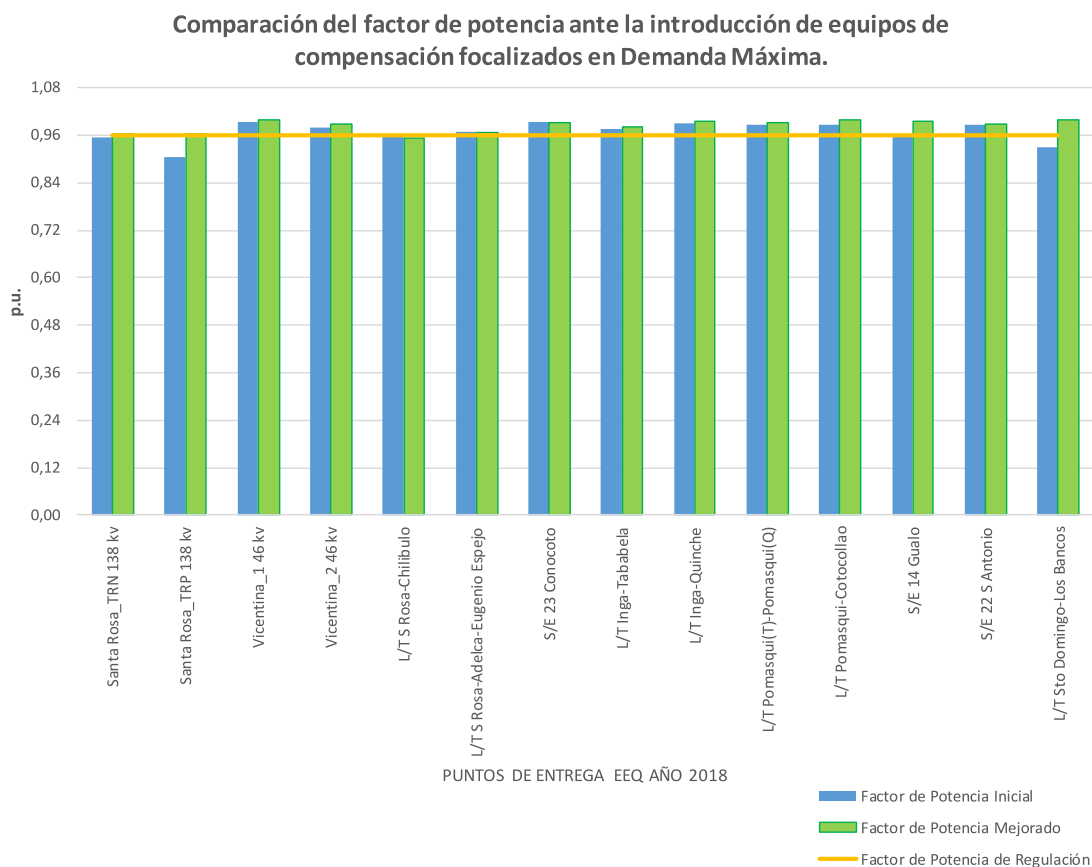


Figura 3.6. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización.

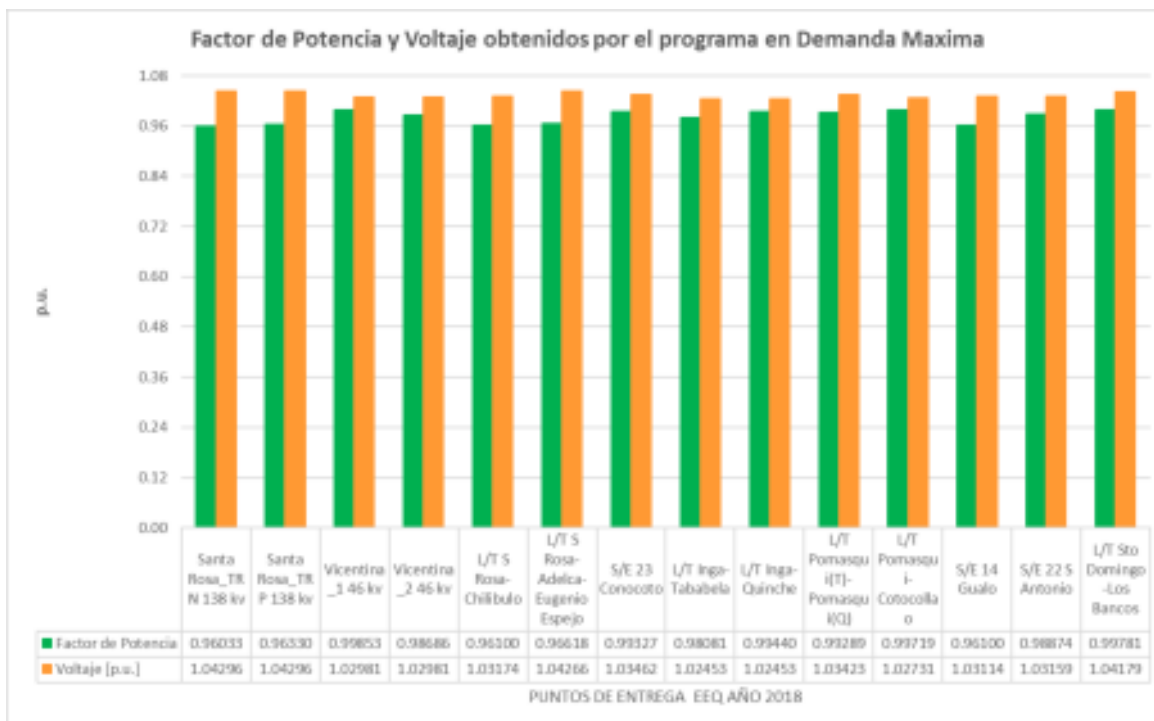


Figura 3.7. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

También con el fin de comprobar los límites de voltaje, la Figura 3.7 indica por cada punto de entrega su factor de potencia final y el voltaje en la barra en por unidad, ningún punto de entrega se encuentra fuera del límite de 1,0 a 1,05 por unidad.

3.2.1.2. Demanda Mínima al 2018

El denominado modelo base en el caso de estudio en demanda mínima, conserva la topología del sistema y los puntos de entrega de la sección 3.2.1.1, pero con respecto a la generación de las centrales, se considera las condiciones particulares de la sección 3.1.2.

La Tabla 3.10 contiene los valores de Potencia Activa MW y Potencia Reactiva MVAR de los puntos de entrega, se obtienen al ejecutar el flujo de potencia sobre el modelo base en este caso de estudio. Del resultado del flujo de potencia, la demanda de potencia es 283,41 MW con pérdidas de 3,94 MW.

Tabla 3.10. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base en demanda mínima año 2018.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	22,52761	3,48440	0,98825
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	22,52761	3,48440	0,98825
3	Vicentina_1 46 kV	12,20318	-7,43635	0,85394
4	Vicentina_2 46 kV	29,17006	22,62209	0,79021
5	L/T S Rosa-Chilibulo	25,37119	11,70651	0,90800
6	L/T S Rosa-Adelca-Eugenio Espejo	34,25319	13,27652	0,93241
7	S/E 23 Conocoto	10,49328	3,64052	0,94476
8	L/T Inga-Tababela	6,93186	0,30439	0,99904
9	L/T Inga-Quinche	5,62114	0,70111	0,99231
10	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	43,51658	18,92155	0,91706
11	L/T Pomasqui-Cotacollao	23,60688	12,64712	0,88147
12	S/E 14 Gualo	7,73954	1,95541	0,96953
13	S/E 22 S Antonio	3,29652	0,57283	0,98524
14	L/T Sto Domingo-Los Bancos	2,79551	0,45740	0,98688

Características de los puntos de entrega con bajo factor de potencia.

- S/E 39 Vicentina es de reducción de voltaje ya que es un punto de conexión del SNT con la EEQ, Vicentina_1 y Vicentina_2 son dos transformadores de tres devanados.
- L/T S Rosa – Chilibulo, es una línea de conexión entre las subestaciones: 37 Santa Rosa y 5 Chilibulo, se utiliza la barra de la subestación Santa Rosa como punto de entrega, abastece la demanda de energía de las parroquias del sur de Quito como: La Magdalena, La Libertad, La Mena, Chilibulo y Lloa.
- L/T S Rosa-Adelca-Eugenio Espejo, provee de servicio eléctrico a un gran consumidor regulado por la EEQ, la fábrica de acero Adelca, cuya planta principal se encuentra ubicada en Aloag, se utiliza la barra que conecta a la empresa Adelca en la S/E 37 Santa Rosa.
- S/E 23 Conocoto es de distribución y provee de energía a la parroquia de Conocoto.
- L/T Pomasqui(T) - Pomasqui(Q), es el punto de entrega del SNT, es decir, es un punto de intercambio de energía entre la empresa de transmisión TRANSELECTRIC y la empresa de distribución EEQ, la barra de la S/E 57 Pomasqui es el punto de entrega utilizado para la optimización.
- L/T Pomasqui – Cotocollao, línea de conexión entre las subestaciones 57 Pomasqui y 19 Cotocollao, la barra de la S/E 19 Cotocollao se utiliza como punto de entrega, de esta mismo distribuye energía para las subestaciones 15 El Bosque, 17 Andalucía y 49 Los Bancos.

Con los datos de la Tabla 3.10 comienza el proceso de optimización de los 14 puntos de entrega bajo el estado de demanda mínima en 2018, los resultados más relevantes del AG para compensación reactiva y mejorar el factor de potencia se expone en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Resumen resultado del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados e incorporación de nuevos capacitores.

Puntos de Entrega (fp<0.96)	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Posición Tap		
			Lado HV	Lado MV	Lado LV
Vicentina_1 46 kv	-	-4,5	3	12	0
Vicentina_2 46 kv	4,5	2(4,5)	5	20	0
L/T S Rosa-Chilibulo (S/E 05 Chilibulo)	4,5	3,0	-	-	-
L/T S Rosa – Adelca – Eugenio Espejo (S/E 59 E Espejo)	3,0	3,0	3	-	-
			4	-	-

S/E 23 Conocoto	4,5	-	-	-	-
L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q) (S/E 57 Pomasqui)	-	2(4,5)	4	-	-
L/T Pomasqui-Cotocollao (S/E 19 Cotocollao)	4,5	-	1	-	-

Igual que el caso de la sección 3.2.1.1 no existe capacitores suficientes para mejorar el factor de potencia en cuatro puntos de entrega, este caso en demanda mínima los factores de potencia son muy bajos como Vicentina_2 46 kV su factor de potencia es de 0,79021 tal como indica la Tabla 3.10, por lo tanto, mover los taps en los transformadores no permiten corregir el factor de potencia, su utilidad se ve reflejada al momento de regular el nivel de voltaje.

De la Tabla 3.10, en Vicentina_1 46kV el signo de la potencia activa es positiva y el signo de la potencia reactiva es negativa, según el flujo de potencia quiere decir en que en ese punto está conectada una carga de tipo capacitivo, por lo mismo dentro de la programación de la herramienta computacional se realiza la distinción de compensar con capacitores o inductor, el signo negativo de la Tabla 3.11, indica que no es requerido la instalación de una banco de capacitores, sino se necesita un inductor para corregir la potencia reactiva.

Tabla 3.12. Factor de potencia en puntos de entrega el modelo mejorado en demanda mínima año 2018.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	22,40238	3,44857	0,98836
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	22,40238	3,44857	0,98836
3	Vicentina_1 46 kV	13,17847	-2,40005	0,98382
4	Vicentina_2 46 kV	28,67534	7,01694	0,97134
5	L/T S Rosa-Chilibulo	25,22754	4,28678	0,98587
6	L/T S Rosa-Adelca-Eugenio Espejo	34,10245	7,27652	0,97799
7	S/E 23 Conocoto	10,49175	0,44122	0,99912
8	L/T Inga-Tababela	6,93222	0,33431	0,99884
9	L/T Inga-Quinche	5,62364	0,73078	0,99166
10	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	43,54114	9,92155	0,97501
11	L/T Pomasqui-Cotocollao	23,57831	8,42738	0,97000
12	S/E 14 Gualo	7,73984	1,95129	0,96966

13	S/E 22 S Antonio	3,29762	0,57480	0,98515
14	L/T Sto Domingo-Los Bancos	2,79553	0,44129	0,98777

Después de todo, utilizando los resultados de la optimización AG de la Tabla 3.11, se obtiene los resultados del flujo de potencia reactiva optimizada en la Tabla 3.12, se aprecia principalmente que los valores del factor de potencia obtenidos no son inferiores al límite establecido en la Regulación.

Del resultado del flujo de potencia las pérdidas del modelo mejorado fueron de 3,88 MW.

En la Figura 3.8 se compara los resultados obtenidos del flujo de potencia en el modelo base preparado por la EEQ y el modelo mejorado elaborado con las estrategias de optimización del AG.

Pero para dar por aceptada esta opción se verifica los niveles de voltaje en los puntos de entrega, se grafican en la Figura 3.9 y se puede observar que ningún voltaje se encuentra fuera de los límites establecidos en la Regulación.

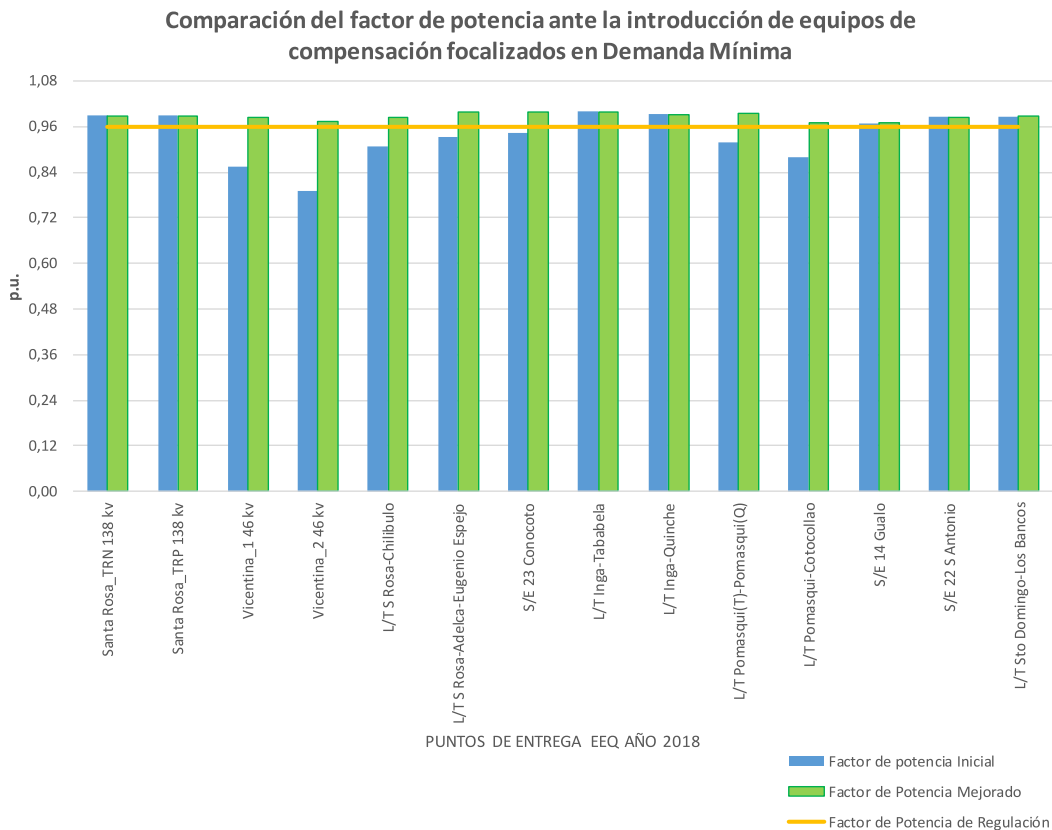


Figura 3.8. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización.

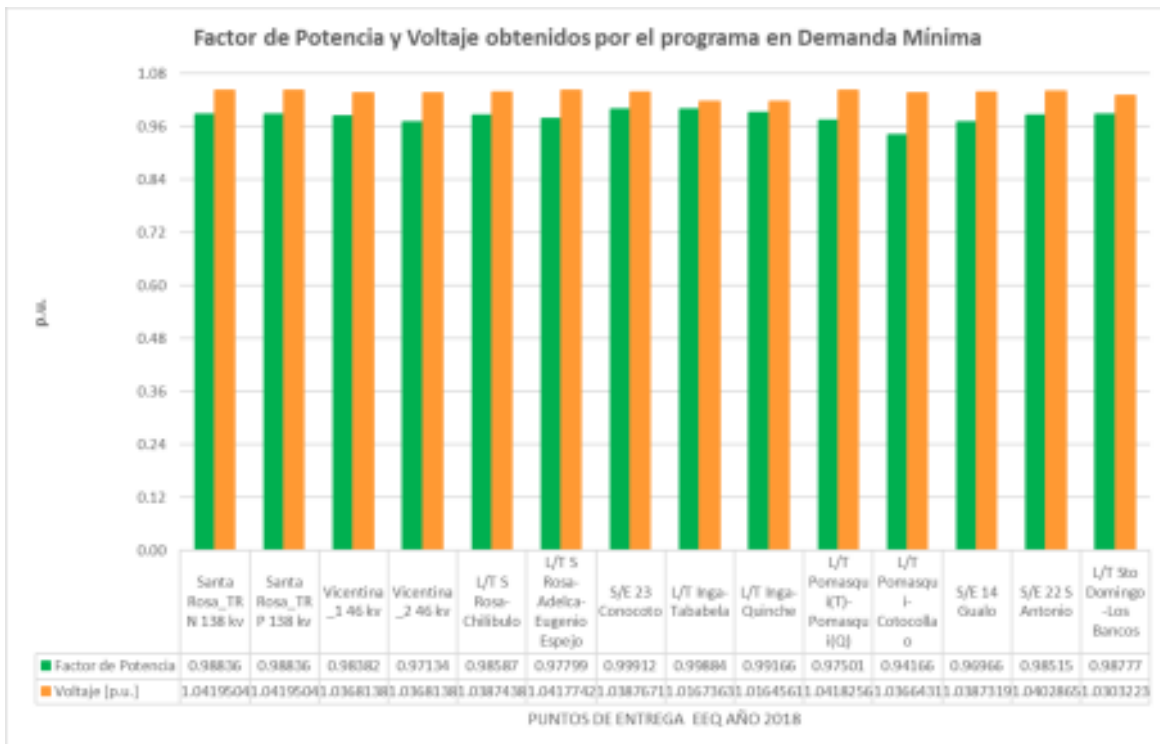


Figura 3.9. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

3.2.2. PERIODO DE ESTUDIO 2019

A partir de este periodo de estudio se empiezan a describir los puntos de entrega, debido a que son cambiados de periodo a periodo en función de la adquisición e incorporación de nuevos equipos como: transformadores, celdas de medio voltaje, etc. dentro del antes mencionado modelo base del sistema eléctrico EEQ del año 2018.

La EEQ para referir sus puntos de entrega utiliza las siguientes referencias:

- S/E 37 Santa Rosa ambos transformadores trifásicos 138/46 kV (TRN, TRP)
- S/E 48 Mirador Alto con transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 23 Conocoto el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 39 Vicentina ambos transformadores trifásicos 138/46 kV (T1, T2)
- S/E 14 Gualo el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 51 Parque Bicentenario con transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 22 San Antonio el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 25 San Pablo con transformador trifásico 138/23 kV

- L/T Santa Rosa-Chilibulo
- L/T Santa Rosa-Adelca-Eugenio Espejo
- L/T Santa Rosa-Adelca
- L/T Santa Rosa-Machachi
- L/T Inga-Inga Bajo
- L/T Inga-Quinche
- L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)
- L/T Pomasqui-Cotocollao
- L/T Santo Domingo-Bancos.

Terminan siendo 19 puntos de entrega para este periodo de estudio 2019, cinco puntos de entrega más que en periodo 2018.

En la Tabla 3.13 se describe por subestación el equipo a instalar por parte de la EEQ.

Tabla 3.13. Equipos nuevos de la EEQ, año 2019.

SUBESTACIÓN	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS
05 Chilibulo	Nuevo Transformador T2 20/27/33 MVA-138/23 kV
08 La Marín	Nuevas celdas 6.3 kV (cambio por existente)
34 Machachi	SE Móvil de 25 MVA-138/23 kV
36 Tumbaco	SE Móvil de 20 MVA-46/23 kV (provisional)
14 Gualo	Nuevo Transformador T2 20/27/33 MVA-138/23 kV
23 Conocoto	Nuevo Transformador T2 20/27/33 MVA-138/23 kV
24 Carolina	Disyuntores entrada-salida a 46 kV
	Nuevo Transformador T2 20/25 MVA-46/23 kV
25 San Pablo	Nuevo Transformador T3 20/27/33 MVA-138/23 kV
53 Pérez Guerrero	Nuevo Transformador 20/25 MVA-46/23 kV (cambio por existente)
12 Floresta	Disyuntores entrada-salida a 46 kV
17 Andalucía	Disyuntores entrada-salida a 46 kV
19 Cotocollao	Nuevo Transformador T2 15/20 MVA-46/23 kV (cambio por existente)
24 Carolina	Nueva celda 23 kV

32 Diez Vieja	Disyuntores entrada-salida a 46 kV
46 Inga Bajo	Nueva L/T 138 kV
	Nuevo Transformador 27/33/40 MVA-138/23 kV
73 El Obraje	Nueva L/T 138 Kv
	Nuevo Transformador T2 27/33/40 MVA-138/23 kV
09 Miraflores	Disyuntores entrada-salida a 46 kV
	Nuevo Transformador 20/25 MVA-46/23/6.6 kV (cambio por existente)
Sta Rosa TRANSELECTRI C	Montaje 4 posiciones a 138 kV (ADELCA, Mulaló, Vicentina, Conocoto)
15 El Bosque	Nuevo Transformador T2 20/25 MVA-46/23/6.3 kV (cambio por existente)
37 Santa Rosa	Nuevo Transformador 20/27/33 MVA-46/23 kV
48 Mirador Alto	Nueva L/T 138 Kv
	Nuevo Transformador 27/33/40 MVA-138/23 kV
51 Bicentenario	Nueva L/T 138 Kv
	Nueva SE Bicentenario 138 Kv

Las subestaciones: 05 Chilibulo, 25 San Pablo y 51 Bicentenario son construidas para anillar la nueva obra de la alcaldía, Metro de Quito, es decir desde este año 2019 la demanda del sistema incluye la utilización del Metro de Quito. En el ANEXO H, se presenta la nueva topología del sistema eléctrico EEQ para el año 2019 esquematizado en PowerFactory.

3.2.2.1. Demanda Máxima al 2019

El procedimiento para obtener los resultados de las tablas a continuación es el mismo encontrado en la sección 3.2.1. La L/T Sto. Domingo-Los Bancos, línea de transmisión propiedad de la EEQ, conecta la S/E 49 Los Bancos (EEQ), la barra de esta subestación es el punto de entrega, y la S/E Santo Domingo (CELEC EP). contiene los valores de Potencia Activa [MW] y Potencia Reactiva [MVAR] los cuales se obtienen al ejecutar el flujo de potencia sobre el Modelo Base 2019, en este periodo de estudio la demanda de potencia es 751,06 MW con pérdidas de 10,34 MW.

En la S/E 05 Chilibulo, la instalación del nuevo transformador es destinado para la conexión del sistema eléctrico que conecta el Metro de Quito.

Tabla 3.14. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base en demanda máxima al año 2019.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia
1	<i>Santa Rosa_TRN 138 kV</i>	41,55221	37,54173	0,74201
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	44,16180	7,68647	0,98519
3	L/T S Rosa-Chilibulo	58,77831	18,82423	0,95235
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	82,15985	23,48787	0,96148
5	L/T S Rosa-Adelca	6,99513	-1,16823	0,98634
6	<i>L/T S Rosa-Machachi</i>	17,97381	6,88108	0,93390
7	S/E 48 Mirador Alto	8,47603	1,92908	0,97507
8	S/E 23 Conocoto	24,76306	6,24188	0,96967
9	<i>L/T Inga-Inga Bajo</i>	32,80260	13,30529	0,92667
10	L/T Inga-Quinche	16,34768	3,54745	0,97726
11	Vicentina_1 46 kV	43,14437	1,89963	0,99903
12	Vicentina_2 46 kV	51,74363	45,30401	0,75237
13	<i>L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)</i>	109,25955	38,93993	0,94196
14	<i>L/T Pomasqui-Cotocollao</i>	51,10319	14,83782	0,96034
15	S/E 14 Gualo	26,25477	7,15470	0,96482
16	S/E 51 Parque Bicentenario	7,46234	2,25760	0,95716
17	<i>S/E 22 S Antonio</i>	11,22034	3,90888	0,94434
18	<i>L/T Sto Domingo-Los Bancos</i>	5,54611	2,27042	0,92546
19	S/E 25 San Pablo	4,59560	0,74191	0,98722

Se comprueba de los datos de la L/T Sto. Domingo-Los Bancos, línea de transmisión propiedad de la EEQ, conecta la S/E 49 Los Bancos (EEQ), la barra de esta subestación es el punto de entrega, y la S/E Santo Domingo (CELEC EP). que existe nueve puntos de entrega que no cumplen con el factor de potencia de la regulación, presentan las siguientes características:

- TRN S/E 37 Santa Rosa, en esta subestación reductora se genera el intercambio de energía entre la empresa de distribución EEQ y la empresa de transmisión TRANSELECTRIC.

- L/T Inga-Inga Bajo, es un punto de conexión entre la empresa de distribución EEQ y la empresa de transmisión TRANSELECTRIC, Inga Bajo antes se conocía como S/E 31 Tababela, la barra de esta subestación es el punto de entrega de esta referencia.
- L/T Pomasqui(T) - Pomasqui(Q), es el punto de intercambio de energía entre la empresa de distribución EEQ y la empresa de transmisión TRANSELECTRIC, la barra de la S/E 57 Pomasqui es el punto de entrega utilizado para la optimización.
- L/T Sto. Domingo-Los Bancos, línea de transmisión propiedad de la EEQ, conecta la S/E 49 Los Bancos (EEQ), la barra de esta subestación es el punto de entrega, y la S/E Santo Domingo (CELEC EP).

Con los datos de la L/T Sto. Domingo-Los Bancos, línea de transmisión propiedad de la EEQ, conecta la S/E 49 Los Bancos (EEQ), la barra de esta subestación es el punto de entrega, y la S/E Santo Domingo (CELEC EP). comienza el proceso de optimización de los puntos de entrega del año 2019, los resultados de la compensación entregados por el AG se resumen en la Tabla 3.15.

Los puntos L/T S Rosa-Chilibulo y S/E 51 Parque Bicentenario presentan al inicio un factor de potencia muy cercano al 0,96 inductivo, por lo tanto, su estrategia de operación concluye solo mover los taps de los transformadores.

El caso del TRN de Santa Rosa y el T2 de Vicentina presenta el valor más crítico hasta el momento de factor de potencia, siendo 0,74201 y 0,75237 respectivamente, lo que desencadena en incremento de pérdidas, incremento de corriente y es normal presentar una cargabilidad superior a 75% por cada transformador. Para estos puntos no son suficiente los equipos instalados en las cercanías, del resultado que presenta el AG indica la instalación de banco de capacitores del orden de 5x4,5 MVAR.

Tabla 3.15. Resumen resultado del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados e incorporación de nuevos capacitores.

Puntos de Entrega (fp<0.96)	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Posición Tap		
			Lado HV	Lado MV	Lado LV
Santa Rosa_TRN 138 kV	3	5(4,5)	2	17	0
L/T S Rosa-Chilibulo (S/E 05 Chilibulo)	-	-	1	4	0
L/T S Rosa-Machachi (S/E 34 Nuevo Machachi)	4,5	-	-	-	-
L/T Inga-Inga Bajo (S/E 31 Tababela)	4,5	4,5	-	-	-

Vicentina_2 46 kv	4,5	6(4.5)	2	-	-
L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q) (S/E 57 Pomasqui)	-	2(4.5)	-	-	-
S/E 51 Parque Bicentenario	-	-	2	-	-
S/E 22 S Antonio	-	4,5	-	-	-
L/T Sto Domingo-Los Bancos (S/E/ 49 Los Bancos)	3	-	1	-	-

Tabla 3.16. Factor de potencia mejorado en puntos de entrega el modelo base 2019.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	<i>Santa Rosa_TRN 138 kv</i>	41,84056	12,04173	0,96099
2	<i>Santa Rosa_TRP 138 kv</i>	44,44766	0,29877	0,99998
3	<i>L/T S Rosa-Chilibulo</i>	58,43709	17,01254	0,96014
4	<i>L/T S Rosa-Eugenio Espejo</i>	81,61519	13,95287	0,98570
5	<i>L/T S Rosa-Adelca</i>	6,99586	-1,22045	0,98512
6	<i>L/T S Rosa-Machachi</i>	17,96882	3,83393	0,97799
7	<i>S/E 48 Mirador Alto</i>	8,49562	1,92640	0,97524
8	<i>S/E 23 Conocoto</i>	24,76235	6,16908	0,97034
9	<i>L/T Inga-Inga Bajo</i>	32,80419	2,72508	0,99657
10	<i>L/T Inga-Quinche</i>	16,33396	2,44692	0,98896
11	<i>Vicentina_1 46 kv</i>	43,21759	-5,31698	0,99252
12	<i>Vicentina_2 46 kv</i>	52,11867	13,80401	0,96667
13	<i>L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)</i>	109,17742	29,93993	0,96439
14	<i>L/T Pomasqui-Cotocollao</i>	50,82637	10,80143	0,97816
15	<i>S/E 14 Gualo</i>	26,25524	7,84763	0,95812
16	<i>S/E 51 Parque Bicentenario</i>	7,46462	2,16840	0,96030
17	<i>S/E 22 S Antonio</i>	11,22073	0,66219	0,99826
18	<i>L/T Sto Domingo-Los Bancos</i>	5,53715	0,73760	0,99124
19	<i>S/E 25 San Pablo</i>	4,33712	0,52880	0,99265

En la Tabla 3.16, se exponen los resultados de aplicar las estrategias del algoritmo sobre el modelo base 2019 para crear un modelo mejorado de factor de potencia, del resultado de flujo de potencia las pérdidas del modelo mejorado fueron de 9,96 MW.

En la Figura 3.10 se compara el factor de potencia sobre el modelo base y el modelo mejorado, pero para dar por aceptada esta opción se verifica los niveles de voltaje en los puntos de entrega del modelo mejorado, la Figura 3.11 permite comprobar eso.

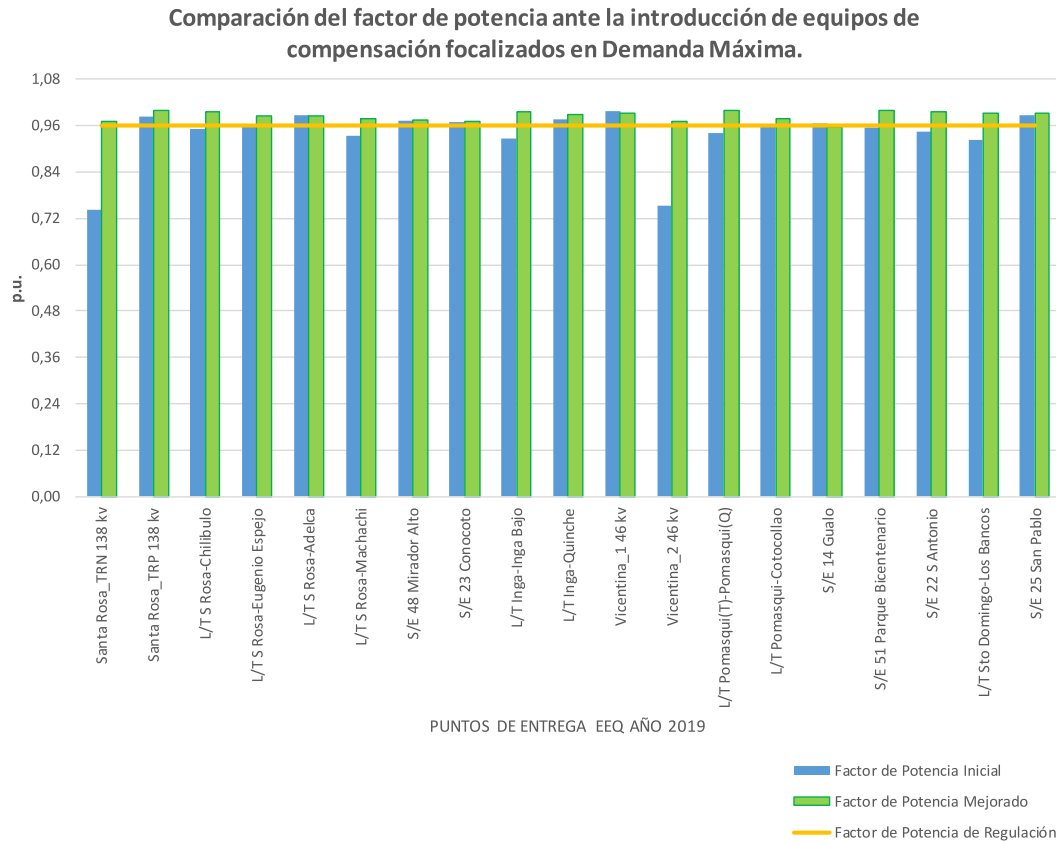


Figura 3.10. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización.

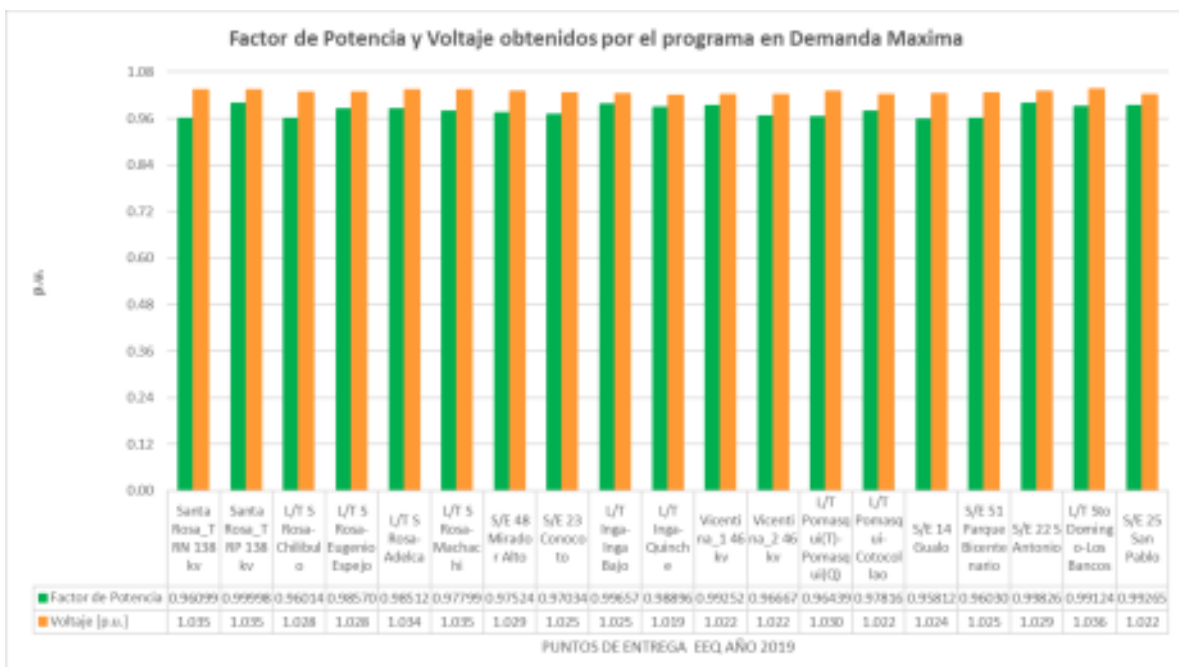


Figura 3.11. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

3.2.2.2. Demanda Mínima al 2019

En el literal 3.2.1.2 se evaluó el denominado modelo base 2019, en esta sección ese modelo conserva su topología, pero este caso de estudio es para demanda mínima. La demanda total de potencia fue 364,64 MW con pérdidas 4,31 MW.

La Tabla 3.17 contiene los valores de Potencia Activa [MW] y Potencia Reactiva [MVAR] de los puntos de entrega al año 2019, estos valores son el resultado del flujo de potencia del modelo base 2019.

Tabla 3.17. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	18,66310	-1,76876	0,99554
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	18,51726	4,48405	0,97191
3	L/T S Rosa-Chilibulo	21,52337	8,37433	0,93194
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	32,97163	6,89743	0,97881
5	L/T S Rosa-Adelca	40,48979	15,97851	0,93019
6	L/T S Rosa-Machachi	8,48159	0,35536	0,99912
7	S/E 48 Mirador Alto	3,71144	0,69109	0,98310
8	S/E 23 Conocoto	11,28320	1,34842	0,99293
9	L/T Inga-Inga Bajo	15,92332	0,99656	0,99805
10	L/T Inga-Quinche	7,63584	-1,92303	0,96972
11	Vicentina_1 46 kV	16,85437	3,24282	0,98199
12	Vicentina_2 46 kV	18,28346	0,85894	0,99890
13	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	53,97028	0,93220	0,99985
14	L/T Pomasqui-Cotocollao	25,47702	-1,53152	0,99820
15	S/E 14 Gualo	12,51824	1,43996	0,99345
16	S/E 51 Parque Bicentenario	4,64871	1,27480	0,96440
17	S/E 22 S Antonio	5,26062	0,25075	0,99887
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	1,44397	0,79147	0,87691
19	S/E 25 San Pablo	4,89900	1,38528	0,96227

Si se observa la Tabla 3.17, solo tres puntos de entrega no cumplen con el factor de potencia de 0,96 inductivo, con estos datos se empieza la optimización, los resultados del AG se tabulan a continuación:

Tabla 3.18. Resumen resultado del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados.

Puntos de Entrega (fp<0.96)	Capacitor existente [MVAR]	Posición Tap		
		Lado HV	Lado MV	Lado LV
L/T S Rosa-Chilibulo (S/E 05 Chilibulo)	4,5	1	-	-
L/T S Rosa-Adelca (S/E 37 S Rosa)	3	2	-	-
L/T Sto Domingo-Los Bancos (S/E 49 Los Bancos)	3	2	-	-

Al aplicar los resultados de la Tabla 3.18, se obtiene los resultados finales expuestos en la Tabla 3.19, se puede comprobar que todos los puntos de entrega cumplen con el factor de potencia esperado.

Una característica singular de los resultados en este estado de demanda fue que no se necesitó de capacitores nuevos, además llama la atención de que en el 21% de los puntos de entrega al contar con una potencia activa positiva y una potencia reactiva negativa se puede deducir que las cargas resultantes conectadas en estos puntos son de tipo capacitivo. Finalmente, del resultado de flujo de potencia las pérdidas del modelo mejorado fueron de 4,18 MW.

Tabla 3.19. Factor de potencia mejorado en puntos de entrega el modelo base.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	18,66382	-1,81859	0,99529
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	18,51880	4,47450	0,97203
3	L/T S Rosa-Chilibulo	21,13471	3,87433	0,98361
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	33,46240	6,55266	0,98136
5	L/T S Rosa-Adelca	40,46950	11,47851	0,96205
6	L/T S Rosa-Machachi	8,48295	0,36402	0,99908
7	S/E 48 Mirador Alto	3,71179	0,69195	0,98306
8	S/E 23 Conocoto	11,28335	1,34619	0,99296

9	L/T Inga-Inga Bajo	15,92357	-1,71160	0,99427
10	L/T Inga-Quinche	7,63593	-1,93325	0,96941
11	Vicentina_1 46 kV	16,85996	3,14387	0,98306
12	Vicentina_2 46 kV	18,29177	0,99526	0,99852
13	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	53,95086	0,75903	0,99990
14	L/T Pomasqui-Cotocollao	25,46002	-2,84787	0,99380
15	S/E 14 Gualo	12,51988	1,43912	0,99346
16	S/E 51 Parque Bicentenario	4,64902	1,27495	0,96439
17	S/E 22 S Antonio	5,26088	0,25555	0,99882
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	1,44416	0,19078	0,99139
19	S/E 25 San Pablo	3,91840	0,39406	0,99498

Pero para dar por aceptada las estrategias del AG, se verifica los niveles de voltaje en los puntos de entrega, la Figura 3.12 y la Figura 3.13 permiten evidenciar si la corrección del factor de potencia al valore establecido por la regulación y también se comprueba que los puntos de entrega no presentan niveles de voltaje fuera de los limites normales de operación. El nivel de voltaje en los puntos de entrega no llega a 1,0 voltio por unidad, pero tampoco son menores a los 0,95 por unidad que es el límite inferior.

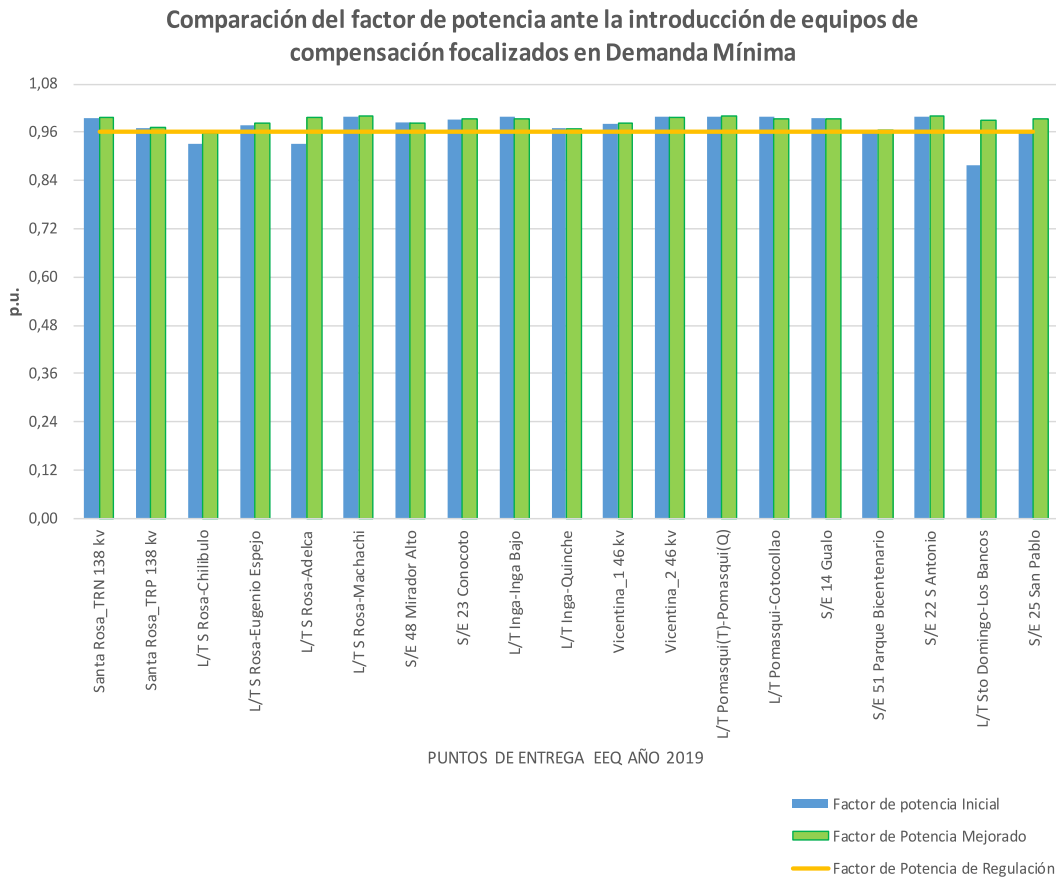


Figura 3.12. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización

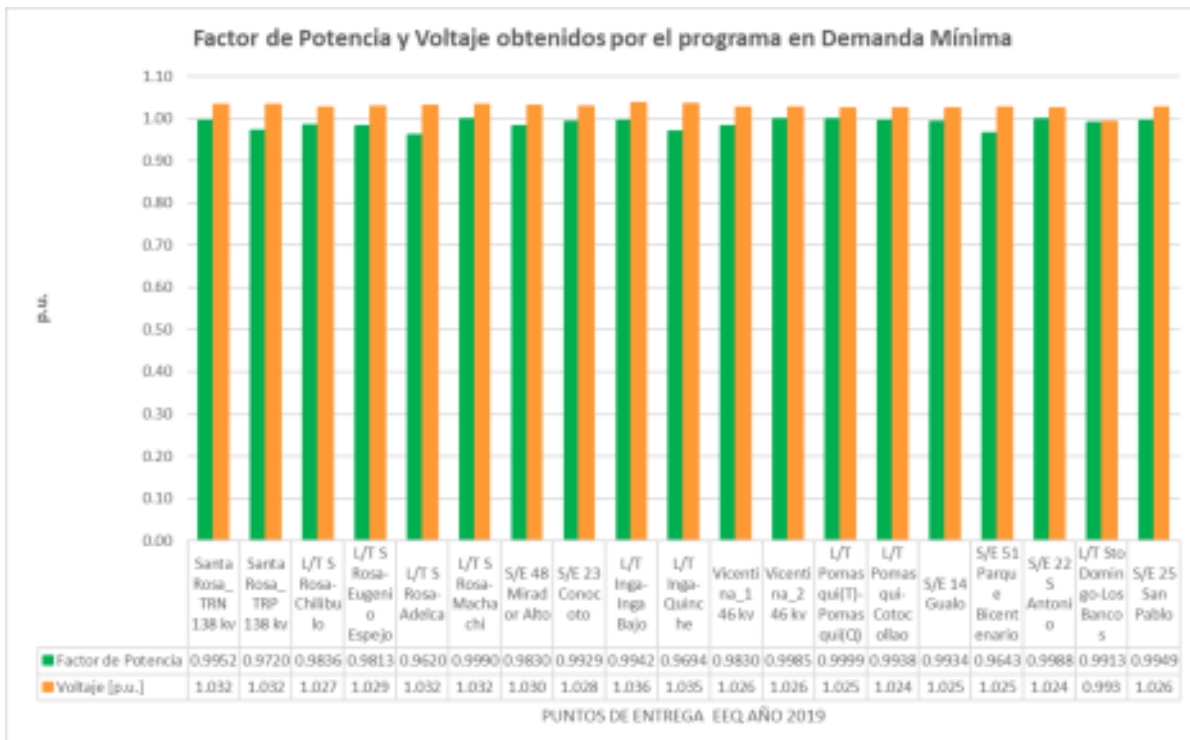


Figura 3.13. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

3.2.3. PERIODO DE ESTUDIO 2020

En este periodo de estudio la EEQ para referir sus puntos de entrega utiliza las siguientes referencias:

- S/E 37 Santa Rosa ambos transformadores trifásicos 138/46 kV (TRN, TRP)
- S/E 48 Mirador Alto con transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 23 Conocoto el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 39 Vicentina ambos transformadores trifásicos 138/46 kV (T1, T2)
- S/E 72 Parque Metropolitano con transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 14 Gualo el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 51 Parque Bicentenario con transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 22 San Antonio el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 25 San Pablo con transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 74 Chillo Jijon con transformador 138/23 kV
- L/T Santa Rosa-Chilibulo
- L/T Santa Rosa-Adelca-Eugenio Espejo
- L/T Santa Rosa-Adelca
- L/T Santa Rosa-El Obraje
- L/T Inga-Inga Bajo
- L/T Inga-Quinche
- L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)
- L/T Pomasqui-Cotocollao
- L/T Santo Domingo-Bancos

Finalmente son 21 puntos de entrega para este periodo de estudio 2020, dos puntos de entrega más que en 2019.

En la Tabla 3.20 se describe por subestación los nuevos equipos a repotenciar o instalar nuevos por parte de la EEQ.

Tabla 3.20. Resumen instalación de equipos nuevos de la EEQ al año 2020.

SUBESTACIÓN	ACTIVIDAD DE INSTALACIÓN
01 Olimpico	Nuevas celdas 6.3 kV (cambio por existente)
03 Barrio Nuevo	Nueva celda 23 kV
	Nuevo Transformador 15/20 MVA-46/23 kV (cambio por existente)
06 Escuela Sucre	Nuevas celdas 6.3 kV (cambio por existente)
	Nuevo Transformador 15/20 MVA-46/23 kV (cambio por existente)
07 San Roque	Nuevas celdas 6.3 kV (cambio por existente)
08 La Marín	Nuevo Transformador 15/20 MVA-46/23 kV (cambio por existente)
09 Miraflores	Nuevas celdas 6.3 kV (cambio por existente)
15 El Bosque	Nuevas celdas 6.3 kV (cambio por existente)
	Nueva celda 23 kV
21 Eplicachima	Nuevas celdas 23 kV (cambio por existente)
32 Diez Vieja	Nuevo Transformador 20/25 MVA-46/6.3 kV (cambio por existente)
36 Tumbaco	Nueva celda 23 kV
	Nuevo Transformador 20/27/33 MVA-46/23/6.3 kV (cambio por existente)
37 Santa Rosa	Nueva celda 23 kV
53 Pérez Guerrero	Nuevas celdas 6.3 kV (cambio por existente)
57 Pomasqui	Nuevas celdas 23 kV (cambio por existente)
72 Parque Metropolitano	Nueva celda 23 kV
	Nuevo Transformador 27/33/40 MVA-138/23 kV
74 Chillón-Jijón	Nueva L/T 138 kV
	Nueva S/E Nueva Sangolqui 138 kV
Celica	Nueva L/T Los Bancos-Celica 69 kV
	Nueva SE Celica 69 kV
Casa de la Selección	Nueva Derivación entra-salida L/T 138 kV hacia S/E Norte

3.2.3.1. Demanda Máxima al 2020

La Tabla 3.21 contiene los valores de Potencia Activa [MW] y Potencia Reactiva [MVAR] los cuales se obtienen al ejecutar el flujo de potencia sobre el modelo base 2020, en este periodo de estudio la demanda de potencia es 762,08 MW con pérdidas de 10,75 MW.

Tabla 3.21. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base 2020.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia
1	<i>Santa Rosa_TRN 138 kV</i>	36,75455	40,43477	0,67263
2	<i>Santa Rosa_TRP 138 kV</i>	40,39773	-6,90469	0,98571
3	<i>L/T S Rosa-Chilibulo</i>	60,48770	18,57730	0,95593
4	<i>L/T S Rosa-Eugenio Espejo</i>	83,56550	23,94065	0,96133
5	<i>L/T S Rosa-Adelca</i>	5,45599	-1,21932	0,97593
6	<i>L/T S Rosa-El Obraje</i>	18,62770	2,38832	0,99188
7	<i>S/E 48 Mirador Alto</i>	9,57356	2,30316	0,97226
8	<i>S/E 23 Conocoto</i>	25,96006	6,77402	0,96760
9	<i>L/T Inga-Inga Bajo</i>	34,10094	10,42217	0,95633
10	<i>L/T Inga-Quinche</i>	17,15312	3,63428	0,97828
11	<i>Vicentina_1 46 kV</i>	44,29496	23,37374	0,88442
12	<i>Vicentina_2 46 kV</i>	47,18056	30,50624	0,83975
13	<i>S/E 72 Parque Metropolitano</i>	0,94213	0,38970	0,92407
14	<i>L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)</i>	106,44392	43,45935	0,92581
15	<i>L/T Pomasqui-Cotocollao</i>	52,69740	20,40200	0,93255
16	<i>S/E 14 Gualo</i>	34,63072	9,99274	0,96080
17	<i>S/E 51 Parque Bicentenario</i>	10,46399	3,51706	0,94789
18	<i>S/E 22 S Antonio</i>	12,13286	3,32146	0,96451
19	<i>L/T Sto Domingo-Los Bancos</i>	5,65901	1,87251	0,94938
20	<i>S/E 25 San Pablo</i>	4,79975	1,75357	0,93928
21	<i>S/E 74 Chillo-Jijon</i>	18,18882	6,37408	0,94373

Con los datos de la Tabla 3.21 comienza el proceso de optimización de los puntos de entrega del año 2020 con la herramienta computacional, los resultados de compensación reactiva son los siguientes:

Tabla 3.22. Resumen resultado del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados e incorporación de nuevos capacitores.

Puntos de Entrega ($fp < 0.96$)	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Posición Tap		
			Lado HV	Lado MV	Lado LV
Santa Rosa_TRN 138 kV	3	6(4,5)	2	18	-
L/T S Rosa-Chilibulo (S/E 05 Chilibulo)	4,5	-	1	4	-
L/T Inga-Inga Bajo (S/E 31 Tababela)	-	-	4	-	-
Vicentina_1 46 kV	-	4(4,5)	-	-	-
Vicentina_2 46 kV	4,5	3(4,5)	-	-	-
S/E 72 Parque Metropolitano	-	-	4	-	-
L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q) (S/E 57 Pomasqui)	4.5	2(4,5)	-	-	-
L/T Pomasqui-Cotocollao (S/E 19 Cotocollao)	4.5	-	4	-	-
S/E 51 Parque Bicentenario	-	-	2	-	-
L/T Sto Domingo-Los Bancos (S/E 49 Los Bancos)	-	-	3	-	-
S/E 25 San Pablo	-	-	5	-	-
S/E 74 Chillo-Jijon	-	3	-	-	-

De las sugerencias de optimización de la Tabla 3.22, la subestación Santa Rosa y la subestación Vicentina siguen dando problemas con el balance de reactivos.

Debido a su situación inicial de tan bajo factor de potencia la optimización AG sugiere la instalación de seis bancos de capacitores de 4,5 MVAR, es decir, un total 27 MVAR para corregir el factor de potencia.

Al ser un equipo de gran capacidad es correcto asegurar que la compra del mismo incurre en un gasto no planificado, pero según el objetivo de este estudio esa sería la solución correcta, en todo caso no se puede concluir nada aun porque faltan por analizar los periodos 2021, 2022 y 2023.

Finalmente, en la Tabla 3.23 se exponen los resultados del flujo de potencia al aplicar sobre el modelo base las sugerencias de la Tabla 3.22, se elabora un modelo mejorado en cuanto a cumplir el factor de potencia esperado, las pérdidas del modelo mejorado fueron de 10,40 MW.

Como se puede apreciar en la Tabla 3.23, en ningún punto de entrega el factor de potencia es menor a 0,96 inductivo y la gran mayoría de las cargas son de tipo inductivo, con

potencia activa positiva y potencia reactiva positiva, a excepción del punto de entrega de L/T S Rosa-Adelca, cuya medición se extrae de la barra que conecta a la empresa Adelca, el cual además de presenta una carga de 5,6 MVA, algo notado cuando se agregó este punto de entrega al periodo 2019, representa una carga capacitiva.

Tabla 3.23. Factor de potencia mejorado en puntos de entrega el modelo base 2020.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	39,39026	10,43477	0,96666
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	39,38956	11,08807	0,96259
3	L/T S Rosa-Chilibulo	59,26449	16,21000	0,96457
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	82,11050	19,44065	0,97310
5	L/T S Rosa-Adelca	5,45669	-1,27004	0,97397
6	L/T S Rosa-El Obraje	18,60750	2,17329	0,99325
7	S/E 48 Mirador Alto	9,57539	1,24306	0,99168
8	S/E 23 Conocoto	25,95616	3,49512	0,99106
9	L/T Inga-Inga Bajo	34,11140	9,84000	0,96082
10	L/T Inga-Quinche	17,14000	2,56413	0,98899
11	Vicentina_1 46 kV	45,37892	9,87374	0,97714
12	Vicentina_2 46 kV	48,32247	14,00624	0,96047
13	S/E 72 Parque Metropolitano	0,94279	0,26990	0,96138
14	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	105,42575	29,95935	0,96191
15	L/T Pomasqui-Cotocollao	52,39989	15,90200	0,95691
16	S/E 14 Gualo	34,63060	9,85909	0,96178
17	S/E 51 Parque Bicentenario	10,46570	0,32064	0,99953
18	S/E 22 S Antonio	12,13378	0,10470	0,99996
19	L/T Sto Domingo-Los Bancos	5,65208	1,60256	0,96208
20	S/E 25 San Pablo	4,71881	1,36700	0,96051
21	S/E 74 Chillo-Jijon	18,18699	3,37408	0,98322

La Figura 3.14, expone el cambio al aplicar las estrategias de operación del AG al modelo base 2020 para crear un modelo mejorado 2020 del SEQ, siendo que el cambio más significativo ocurrió en el TRN de Santa Rosa, seguido por el T2 de la subestación Vicentina.

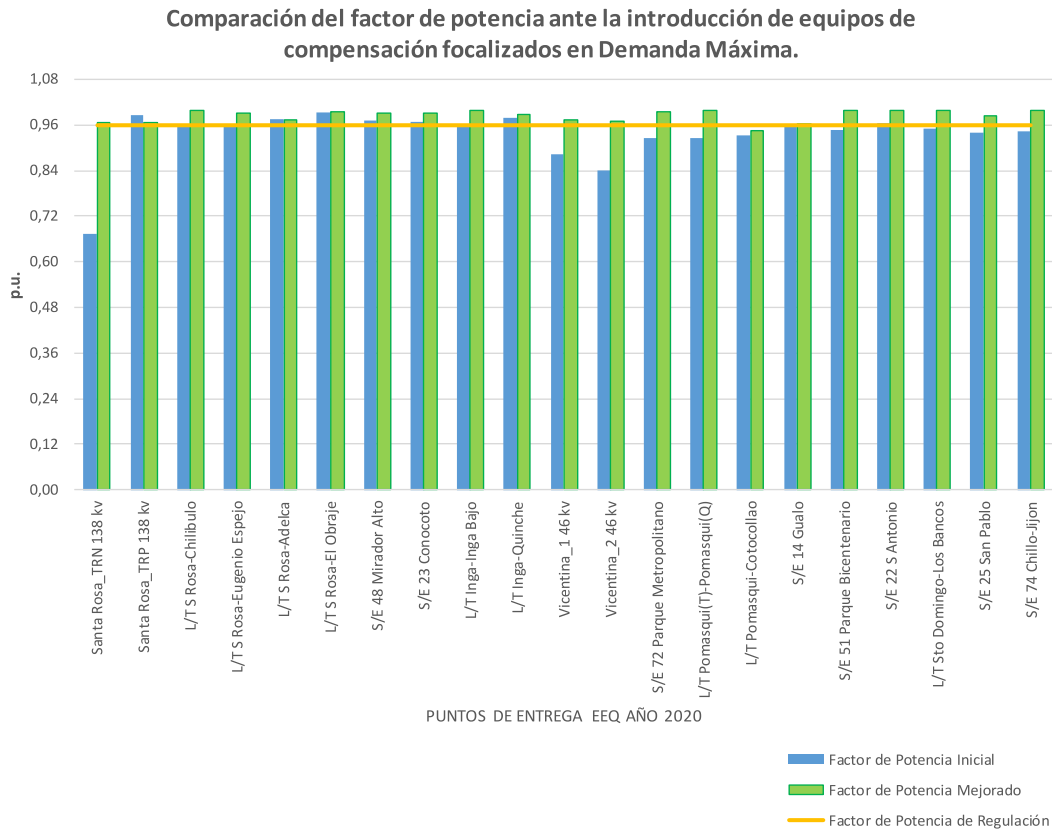


Figura 3.14. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización

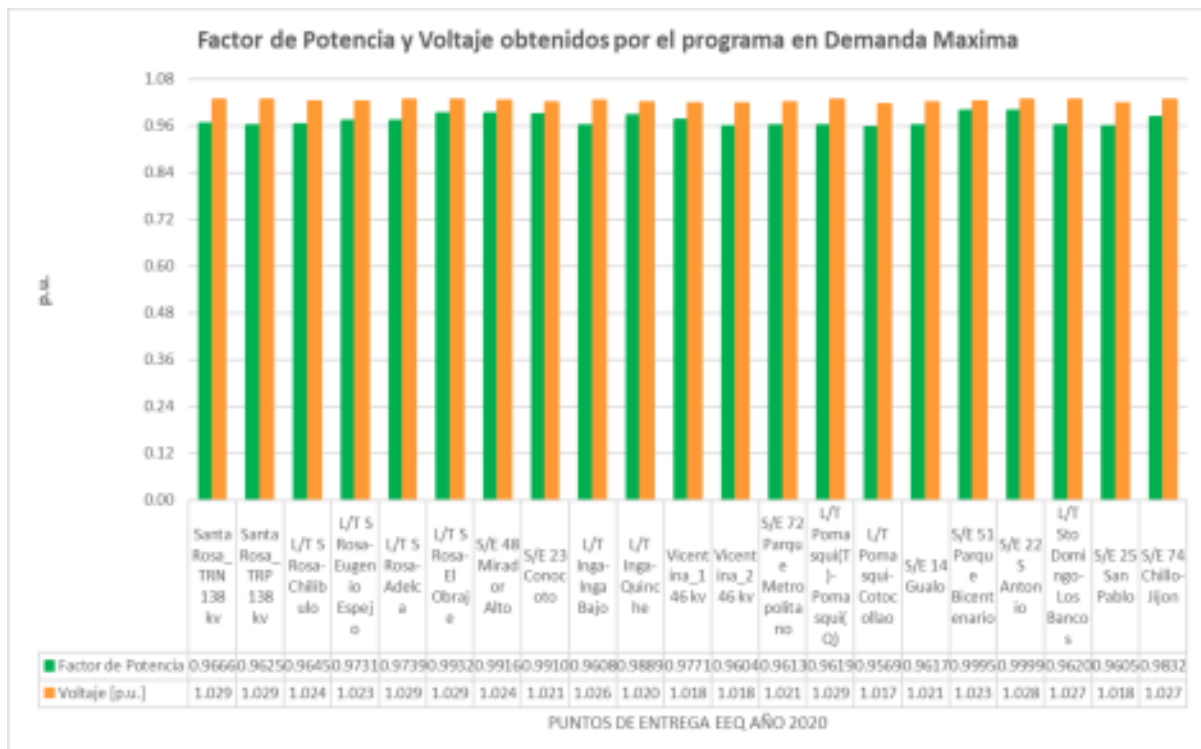


Figura 3.15. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

La Figura 3.15 permite comprobar que el AG supo restringir de manera correcta los límites de voltaje, siendo así que al final en el modelo mejorado 2020, los niveles de voltaje son del orden de 1,0 por unidad, entonces se puede dar por aceptada esta estrategia de optimización.

3.2.3.2. Demanda Mínima al 2020

Para iniciar este análisis se presenta los resultados del flujo de potencia del modelo base de 2020, como flujo de potencia resultante la demanda de potencia es de 374,31 MW con pérdidas de 4,5 MW.

Tabla 3.24. Factor de potencia en puntos de entrega del modelo base.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	15,34842	1,22202	0,99685
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	15,34842	1,22202	0,99685
3	L/T S Rosa-Chilibulo	19,73310	-4,11240	0,97897
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	31,45541	-3,85136	0,99259
5	L/T S Rosa-Adelca	40,48998	16,10962	0,92916
6	L/T S Rosa-El Obraje	7,64367	-2,10427	0,96413
7	S/E 48 Mirador Alto	4,86429	0,99555	0,97969
8	S/E 23 Conocoto	10,99754	2,33042	0,97828
9	L/T Inga-Inga Bajo	14,45569	2,88765	0,98063
10	L/T Inga-Quinche	7,26209	0,50140	0,99762
11	Vicentina_1 46 kV	16,40246	12,80330	0,78828
12	Vicentina_2 46 kV	17,52817	14,10912	0,77899
13	S/E 72 Parque Metropolitano	0,43530	0,28501	0,83662
14	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	48,24498	17,81916	0,93806
15	L/T Pomasqui-Cotocollao	24,11154	9,24648	0,93370
16	S/E 14 Gualo	14,67811	3,55398	0,97192
17	S/E 51 Parque Bicentenario	5,73329	1,86179	0,95111
18	S/E 22 S Antonio	5,16782	0,65163	0,99214
19	L/T Sto Domingo-Los Bancos	2,66482	0,15759	0,99826
20	S/E 25 San Pablo	4,19230	0,95311	0,97512
21	S/E 74 Chillo-Jijon	7,72702	2,43696	0,95369

Con los datos de la Tabla 3.24 se puede apreciar los ocho puntos de entrega con bajo factor de potencia, sobre estos la optimización AG empieza y entrega las siguientes estrategias de operación para mejorar el factor de potencia, como se expone en la Tabla 3.35.

Tabla 3.25. Resumen resultado del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados e incorporación de nuevos capacitores.

Puntos de Entrega (fp<0.96)	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Posición Tap		
			Lado HV	Lado MV	Lado LV
L/T S Rosa-Adelca (S/E 37 S Rosa)	3,0	4,5	4	-	-
Vicentina_1 46 kV	-	2(4,5)	3	12	0
Vicentina_2 46 kV	4,5	4,5	3	17	0
S/E 72 Parque Metropolitano	-	-	4	-	-
L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q) (S/E 57 Pomasqui)	4,5	-	-	-	-
L/T Pomasqui-Cotocollao (S/E 19 Cotocollao)	4,5	-	-	-	-
S/E 51 Parque Bicentenario	-	-	2	-	-
S/E 74 Chillo-Jijon	-	-	3	-	-

Con las sugerencias en las Tabla 3.25 se corrige el factor de potencia al valor esperado, resultado del flujo de potencia final aplicada la optimización se puede apreciar en la Tabla 3.26.

Tabla 3.26. Factor de potencia mejorado en puntos de entrega el modelo base 2020.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	15,33899	0,33686	0,99976
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	15,33899	0,33686	0,99976
3	L/T S Rosa-Chilibulo	20,23670	-2,90947	0,98982
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	31,53802	-2,60071	0,99662
5	L/T S Rosa-Adelca	40,47257	8,60962	0,97811
6	L/T S Rosa-El Obraje	7,64425	-2,73586	0,94152
7	S/E 48 Mirador Alto	4,86092	0,99478	0,97970
8	S/E 23 Conocoto	10,99739	2,33236	0,97824
9	L/T Inga-Inga Bajo	14,45647	2,55386	0,98475

10	L/T Inga-Quinche	7,26234	0,53379	0,99731
11	Vicentina_1 46 kV	16,61774	3,80330	0,97480
12	Vicentina_2 46 kV	17,97095	5,10912	0,96188
13	S/E 72 Parque Metropolitano	0,43492	0,12546	0,96082
14	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	47,37802	13,31916	0,96268
15	L/T Pomasqui-Cotocollao	23,38587	4,74648	0,98002
16	S/E 14 Gualo	14,67782	3,55721	0,97187
17	S/E 51 Parque Bicentenario	5,73342	1,65978	0,96056
18	S/E 22 S Antonio	5,16698	0,66699	0,99177
19	L/T Sto Domingo-Los Bancos	2,66491	0,17058	0,99796
20	S/E 25 San Pablo	4,16377	1,05192	0,96954
21	S/E 74 Chillo-Jijon	7,72682	2,23658	0,96057

En este caso de estudio la herramienta sugiere la incorporación de nuevos capacitores en especial en la subestación Vicentina, las pérdidas de todo el sistema en este caso de estudio son de 4.19 MW, mejoras a las iniciales. La Figura 3.16 compara el factor de potencia inicial con el obtenido en el modelo mejorado en los puntos de entrega antes definido, siendo gráficamente evidente que en Vicentina se tuvo el peor caso y que al final todos los puntos de entrega superaron el límite de la Regulación.

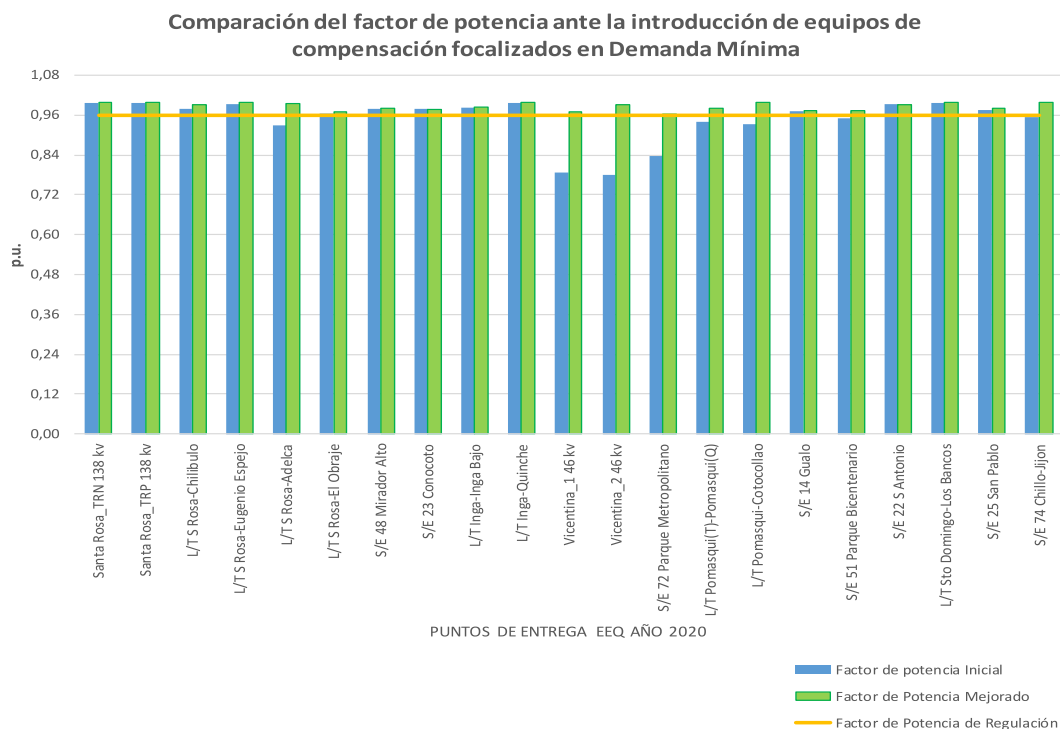


Figura 3.16. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización

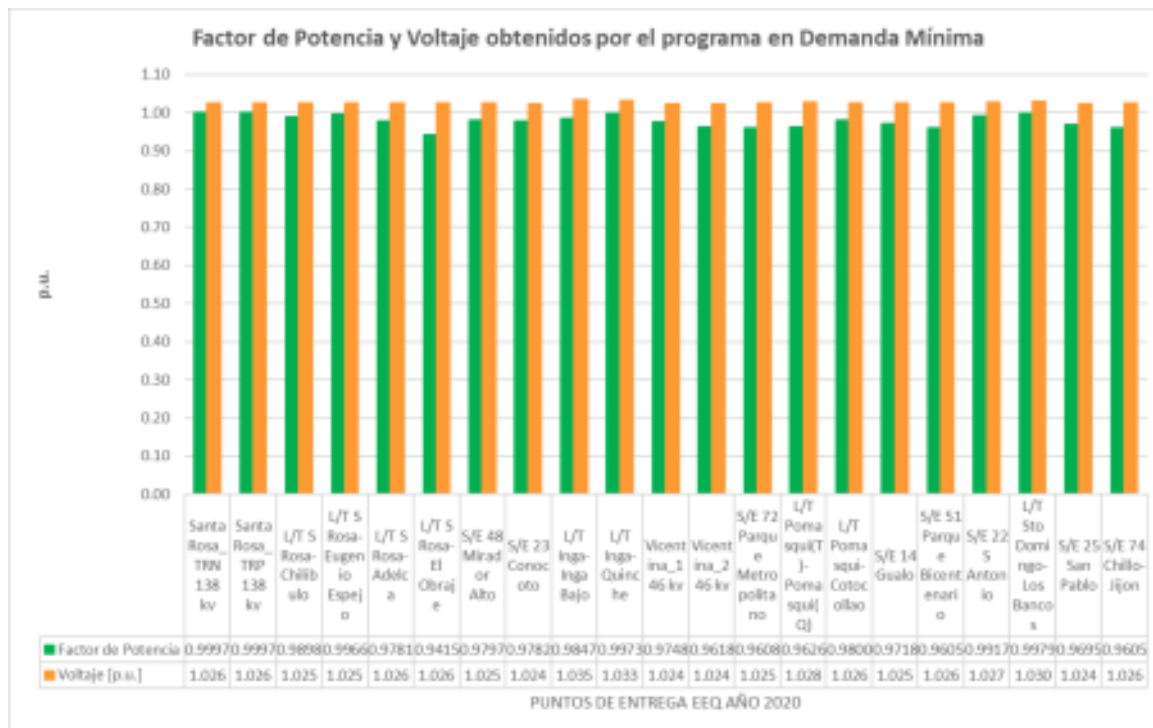


Figura 3.17. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

Pero para dar por aceptada esta opción se verifica los niveles de voltaje en los puntos de entrega cuando las sugerencias de optimización se encuentran ejecutadas, la Figura 3.17 permite comprobar eso.

3.2.4. PERIODO DE ESTUDIO 2021

En este periodo de estudio la EEQ para referir sus puntos de entrega utiliza las siguientes referencias:

- S/E 37 Santa Rosa ambos transformadores trifásicos 138/46 kV (TRN, TRP)
- S/E 22 San Antonio el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 74 Chillo Jijón con transformador 138/23 kV
- L/T Santa Rosa-Chilibulo
- L/T Santa Rosa-Adelca-Eugenio Espejo
- L/T Santa Rosa-Adelca
- L/T Santa Rosa-El Obraje
- L/T Santa Rosa-Conocoto

- L/T Santa Rosa-Mirador Alto
- L/T Inga-Inga Bajo
- L/T Inga-Quinche
- L/T Inga-Vicentina
- L/T Inga-Auqui
- L/T Pomasqui-Parque Bicentenario
- L/T Pomasqui-Gualo
- L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)
- L/T Pomasqui-Cotocollao
- L/T Santo Domingo-Bancos

Finalmente son 19 puntos de entrega para este periodo de estudio 2021, dos puntos de entrega menos que en 2020.

En la Tabla 3.27, se describe por subestación de incorporación de nuevos alimentadores primarios y la construcción de dos subestaciones al SEQ.

Tabla 3.27. Resumen instalación de equipos nuevos de la EEQ al año 2021.

SUBESTACIÓN	ACTIVIDAD DE INSTALACIÓN
35 Auqui	Nueva L/T 138 kV
	Nueva S/E Nueva Cumbayá 138 kV
61 PV Maldonado	Nueva L/T Los Bancos- PV Maldonado 69 kV
	Nueva S/E PV Maldonado 69 kV

3.2.4.1. Demanda Máxima al 2021

La Tabla 3.28. presenta los valores de Potencia Activa [MW] y Potencia Reactiva [MVAR] de los puntos de entrega los cuales se obtienen al ejecutar el flujo de potencia sobre el modelo base 2021, la demanda total de potencia es 807,78 MW con pérdidas de 11,71 MW.

CELEC EP-Unidad de Negocios TRANSELECTRIC tiene planificado para en este periodo ceder la propiedad de la subestación y línea de transmisión a la EEQ quien ha sido la encargada del mantenimiento y operación, por lo tanto, los puntos de entrega cambian en

su mayoría a ser la barra de conexión de la línea de transmisión, subtransmisión y alimentadores primarios.

Tabla 3.28. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base 2021.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	<i>Santa Rosa_TRN 138 kV</i>	41,56275	17,58175	0,92099
2	<i>Santa Rosa_TRP 138 kV</i>	41,56275	17,58175	0,92099
3	<i>L/T S Rosa-Chilibulo</i>	59,92639	21,23589	0,94257
4	<i>L/T S Rosa-Eugenio Espejo</i>	82,14091	26,45687	0,95184
5	<i>L/T S Rosa-Adelca</i>	5,45668	-1,18434	0,97725
6	<i>L/T S Rosa-El Obraje</i>	17,78842	2,45246	0,99063
7	<i>L/T S Rosa-Conocoto</i>	34,62718	16,40318	0,90373
8	<i>L/T S Rosa-Mirador Alto</i>	36,86263	18,68662	0,89194
9	<i>L/T Inga-Inga Bajo</i>	29,78259	9,42534	0,95340
10	<i>L/T Inga-Quinche</i>	5,73289	2,37560	0,92087
11	<i>L/T Inga-Vicentina</i>	63,41871	5,66821	0,99603
12	<i>L/T Inga-Auqui</i>	65,66681	5,99124	0,99586
13	<i>L/T Pomasqui-Parque Bicentenario</i>	5,83834	8,37028	0,57209
14	<i>L/T Pomasqui-Gualo</i>	13,71532	15,47890	0,66318
15	<i>L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)</i>	108,88525	40,91739	0,93609
16	<i>L/T Pomasqui-Cotocollao</i>	51,22850	16,43927	0,95217
17	<i>S/E 22 S Antonio</i>	15,13997	5,51041	0,93969
18	<i>L/T Sto Domingo-Los Bancos</i>	7,24102	1,58360	0,97691
19	<i>S/E 74 Chillo-Jijon</i>	18,20633	6,38207	0,94370

A partir de este año se toma en cuenta lo siguiente, la optimización AG da prioridad a la instalación de capacitores en el nodo i de las líneas de transmisión del SEQ, también si el factor de potencia en el punto de entrega tiene una diferencia con 0,96 de centésimas, no justifica la instalación de otro banco de capacitores y finalmente se mueven los taps de los transformadores en el nodo j. Del resultado de la aplicación de la Tabla 3.29, se crea un modelo mejorado cuyos valores obtenidos después de realizar un flujo de potencia se expone en la Tabla 3.30, este modelo mejorado presenta unas pérdidas de 11,31 MW.

Tabla 3.29. Resumen resultado del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados e incorporación de nuevos capacitores.

Puntos de Entrega (fp<0.96)	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Posición Tap		
			Lado HV	Lado MV	Lado LV
Santa Rosa_TRN 138 kV	3,0	4,5	-	-	-
Santa Rosa_TRP 138 kV	-	2(4,5)	-	-	-
L/T S Rosa-Chilibulo (S/E 05 Chilibulo)	2(4,5)	-	-	-	-
L/T S Rosa-Eugenio Espejo (S/E 59 Eugenio Espejo)	-	3,0	-	-	-
L/T S Rosa-Conocoto (S/E 23 Conocoto)	4,5	2(4,5)	-	-	-
L/T S Rosa-Mirador Alto (S/E 48 Mirador Alto)	-	2(4,5)	-	-	-
L/T Inga-Inga Bajo (S/E 31 Tababela)	4,5	-	-	-	-
L/T Inga-Quinche (S/E 58 Quiche)	4,5	-	5	-	-
L/T Pomasqui-Parque Bicentenario (S/E 51 Parque Bicentenario)	-	2(3,0)	-	-	-
L/T Pomasqui-Gualo (S/E 14 Gualo)	4,5	4(3,0)	-	-	-
L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q) (S/E/ 57 Pomasqui)	4,5	4,5	4	-	-
L/T Pomasqui-Cotocollao (S/E 19 Cotocollao)	4,5	-	-	-	-
S/E 22 S Antonio	4,5	-	-	-	-
S/E 74 Chillo-Jijon	-	3,0	-	-	-

Tabla 3.30. Factor de potencia mejorado en puntos de entrega el modelo base.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia Mejorado
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	41,25472	10,08175	0,97141
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	41,25472	8,58175	0,97904
3	L/T S Rosa-Chilibulo	59,61053	12,23589	0,97958
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	81,89800	23,45687	0,96135
5	L/T S Rosa-Adelca	5,45769	-1,25396	0,97461
6	L/T S Rosa-El Obraje	17,78808	2,15635	0,99273
7	L/T S Rosa-Conocoto	34,50708	7,40318	0,97775
8	L/T S Rosa-Mirador Alto	36,74854	9,68662	0,96697

9	L/T Inga-Inga Bajo	29,78781	4,92534	0,98660
10	L/T Inga-Quinche	5,70339	1,65870	0,96022
11	L/T Inga-Vicentina	63,78132	-5,73222	0,99599
12	L/T Inga-Auqui	65,41839	-4,71431	0,99741
13	L/T Pomasqui-Parque Bicentenario	8,92065	2,37028	0,96647
14	L/T Pomasqui-Gualo	14,27845	3,47890	0,97158
15	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	108,50349	31,51739	0,96031
16	L/T Pomasqui-Cotocollao	50,81189	11,93927	0,97349
17	S/E 22 S Antonio	15,13786	1,01041	0,99778
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	7,23991	1,54579	0,97796
19	S/E 74 Chillo-Jijon	18,20498	3,38207	0,98318

La Figura 3.18, expone el cambio al aplicar las estrategias de operación del AG al modelo base 2021 para crear un modelo mejorado 202 del SEQ, siendo que el cambio más significativo ocurrió en los puntos de entrega L/T Pomasqui-Parque Bicentenario y L/T Pomasqui-Gualo.

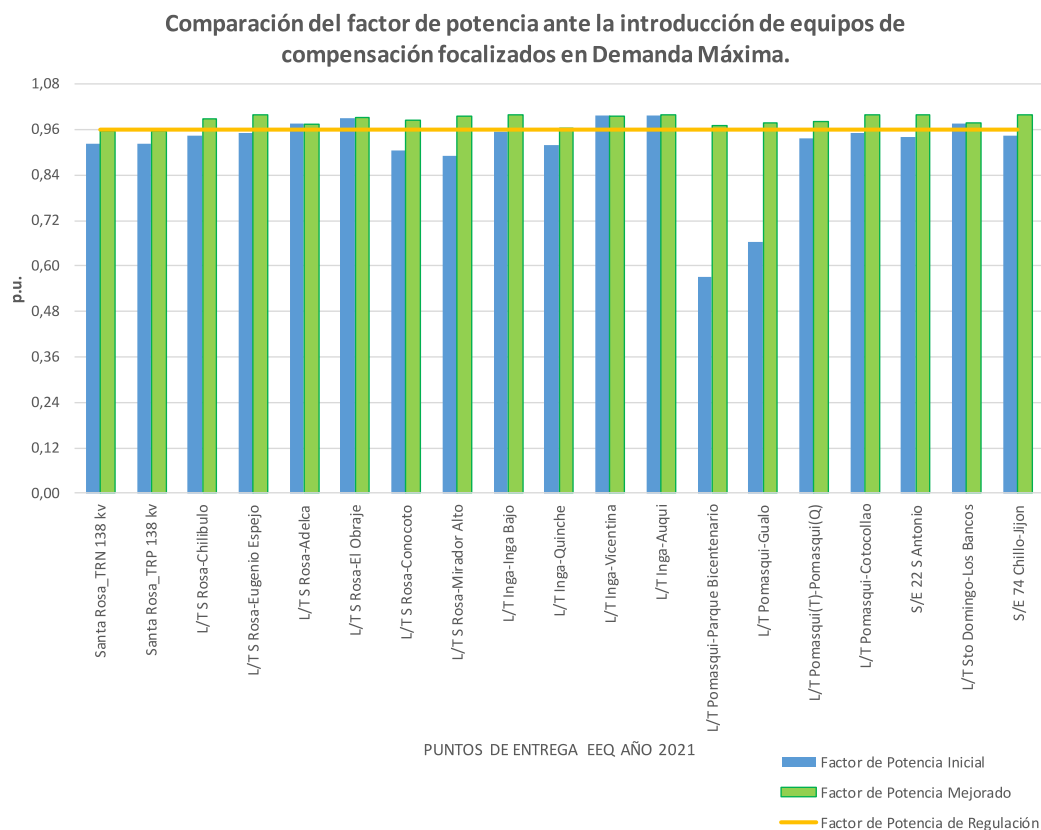


Figura 3.18. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización.

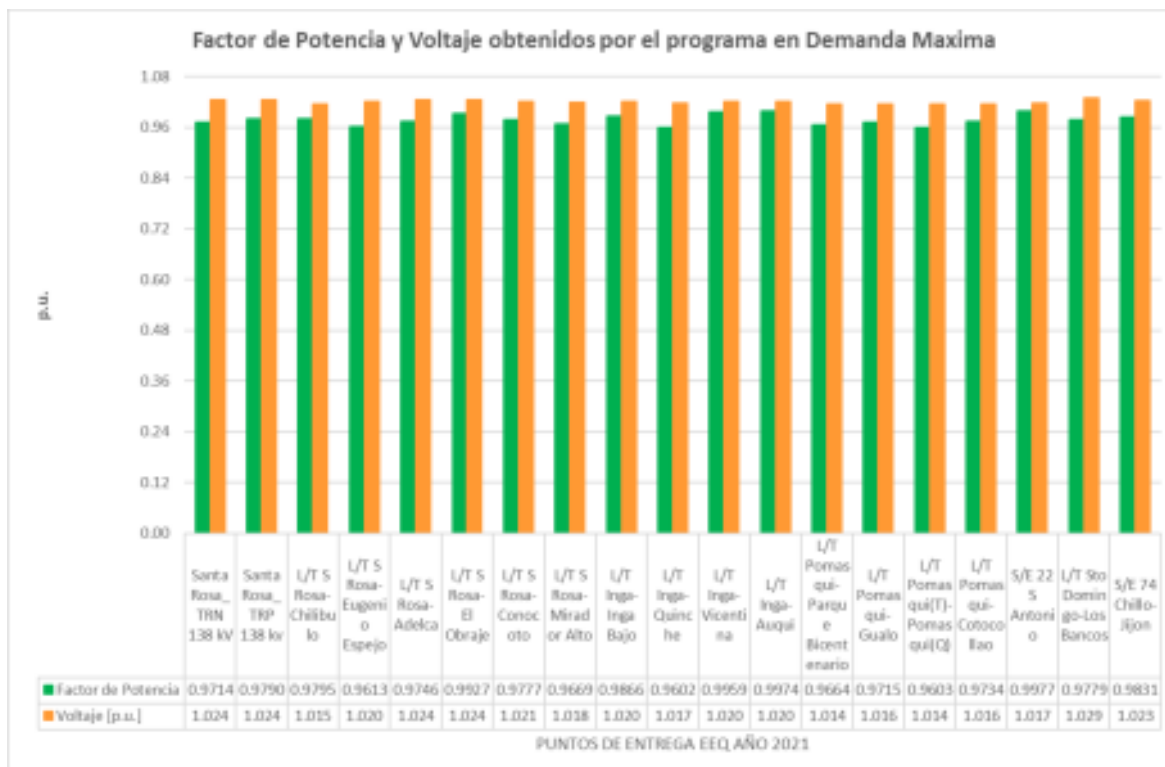


Figura 3.19. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

La Figura 3.19 permite comprobar que al incorporar las estrategias de optimización AG no se incumple con los límites de voltaje, siendo que el menor voltaje fue 1,014 por unidad en dos puntos de entrega y son: L/T Pomasqui-Parque Bicentenario y L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q).

3.2.4.2. Demanda Mínima al 2021

Del modelo base para el año 2021 tras ejecutar un flujo de potencia presenta una demanda total de potencia es 409,26 MW con pérdidas de 4,69 MW y los resultados de los puntos de entrega se observa en la Tabla 3.31.

Tabla 3.31. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base 2021.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	17,51116	2,26424	0,99174
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	17,51116	2,26424	0,99174
3	L/T S Rosa-Chilibulo	23,71753	3,49221	0,98933
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	34,48849	6,44897	0,98296
5	L/T S Rosa-Adelca	40,49303	16,57068	0,92550

6	L/T S Rosa-El Obraje	7,48231	-2,10623	0,96259
7	L/T S Rosa-Conocoto	8,65514	10,41816	0,63902
8	L/T S Rosa-Mirador Alto	8,35156	12,57120	0,55336
9	L/T Inga-Inga Bajo	12,33644	1,79376	0,98959
10	L/T Inga-Quinche	0,66463	0,16568	0,97031
11	L/T Inga-Vicentina	42,57894	-4,18625	0,99520
12	L/T Inga-Auqui	44,29587	-3,85121	0,99624
13	L/T Pomasqui-Parque Bicentenario	2,30565	6,21303	0,34792
14	L/T Pomasqui-Gualo	4,91427	10,60731	0,42037
15	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	49,63095	8,53061	0,98555
16	L/T Pomasqui-Cotocollao	25,25603	1,78085	0,99752
17	S/E 22 S Antonio	6,37903	1,16882	0,98362
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	3,28799	0,58703	0,98443
19	S/E 74 Chillo-Jijon	7,66736	2,41602	0,95377

De los datos de la Tabla 3.31, comienza el proceso de optimización AG, se puede observar que existen seis puntos de entrega con bajo factor de potencia, con estos datos y como ya se estableció en el caso de estudio anterior, se exponen las estrategias de operación de la optimización AG en la Tabla 3.32.

Tabla 3.32. Resumen resultado del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados e incorporación de nuevos capacitores.

Puntos de Entrega ($fp < 0.96$)	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Posición Tap		
			Lado HV	Lado MV	Lado LV
L/T S Rosa-Adelca (S/E 57 S Rosa)	3,0	3,0	-	-	-
L/T S Rosa-Conocoto (S/E 23 Conocoto)	4,5	4,5	-	-	-
L/T S Rosa-Mirador Alto (S/E/ 48 Mirador Alto)	-	4,5 + 2(3,0)	-	-	-
L/T Pomasqui-Parque Bicentenario (S/E 51 Parque Bicentenario)	-	4,5	4	-	-
L/T Pomasqui-Gualo (S/E 14 Gualo)	4,5	4,5	2	-	-
S/E 74 Chillo-Jijon	-	-	1	-	-

Se aplican las estrategias de operación de la Tabla 3.32 y se muestra en la Tabla 3.33 los resultados obtenidos del flujo de potencia del modelo mejorado, además las pérdidas bajo estas estrategias de optimización fueron 4,22 MW.

Tabla 3.33. Factor de potencia mejorado en puntos de entrega el modelo base 2021.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia Mejorado
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	17,52301	2,39040	0,99082
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	17,52301	2,39040	0,99082
3	L/T S Rosa-Chilibulo	23,77546	3,73272	0,98790
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	34,54431	6,70135	0,98170
5	L/T S Rosa-Adelca	40,46978	10,57068	0,96754
6	L/T S Rosa-El Obraje	7,48432	-2,20134	0,95936
7	L/T S Rosa-Conocoto	8,60140	1,41816	0,98668
8	L/T S Rosa-Mirador Alto	8,29838	2,07120	0,97024
9	L/T Inga-Inga Bajo	12,33731	2,32273	0,98274
10	L/T Inga-Quinche	0,65727	0,13129	0,98063
11	L/T Inga-Vicentina	42,65874	-9,98028	0,97371
12	L/T Inga-Auqui	44,37047	-9,62468	0,97727
13	L/T Pomasqui-Parque Bicentenario	2,29623	0,66170	0,96090
14	L/T Pomasqui-Gualo	4,89494	1,42680	0,96005
15	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	49,58533	7,41209	0,98901
16	L/T Pomasqui-Cotocollao	24,98484	0,84047	0,99943
17	S/E 22 S Antonio	6,38000	0,99686	0,98801
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	3,28803	0,59850	0,98383
19	S/E 74 Chillo-Jijon	7,66635	2,23415	0,96006

En la Figura 3.20 se grafica la comparación de los datos obtenidos del modelo base 2021 y los datos obtenidos después de aplicar las estrategias del AG, siendo muy visible su mejora en base a el factor de potencia requerido por la regulación, especialmente en los puntos L/T S Rosa-Conocoto, L/T S Rosa-Mirador Alto, L/T Pomasqui-Parque Bicentenario y L/T Pomasqui-Gualo.

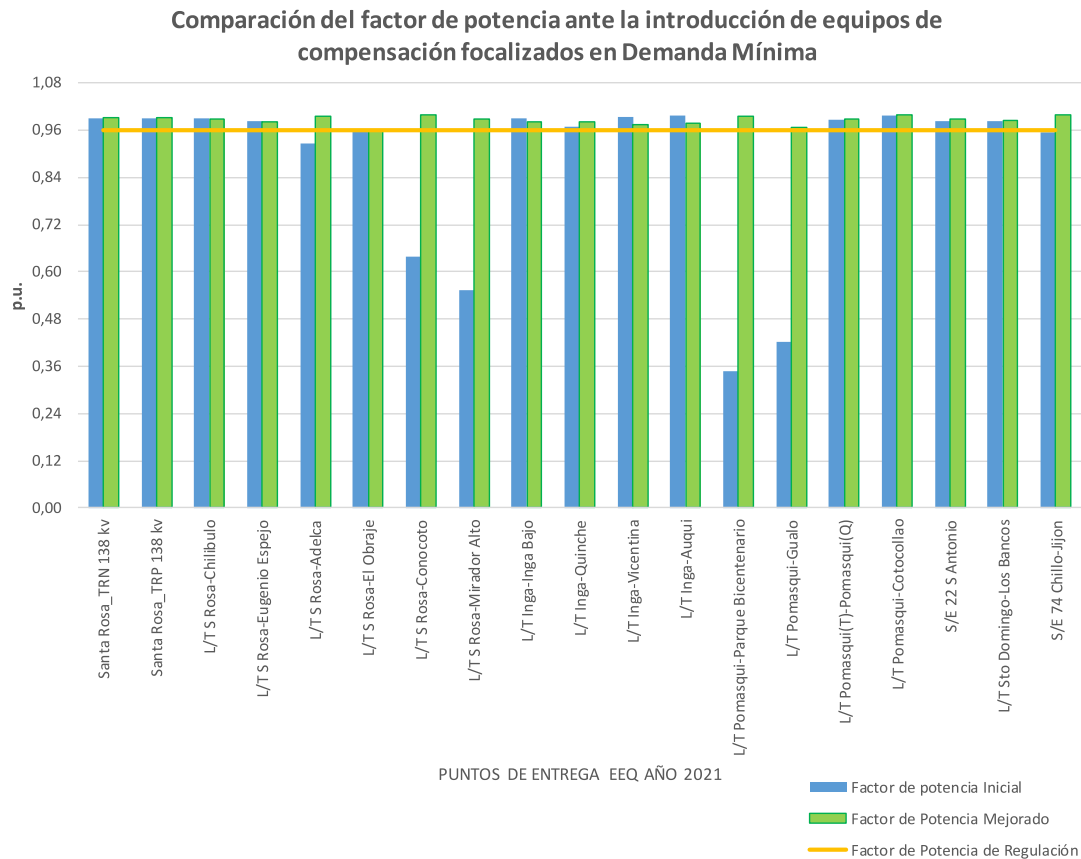


Figura 3.20. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización.

Pero para dar por aceptada la optimización del AG, se comprueban los niveles de voltaje con mediante un flujo de potencia del modelo mejorado 2021, en la Figura 3.21 se grafican una comparación de la corrección del factor de potencia y el voltaje de los puntos de entrega.

Por lo tanto, se da por aceptada las estrategias de la Tabla 3.32, porque se cumple con el objetivo del trabajo de titulación.

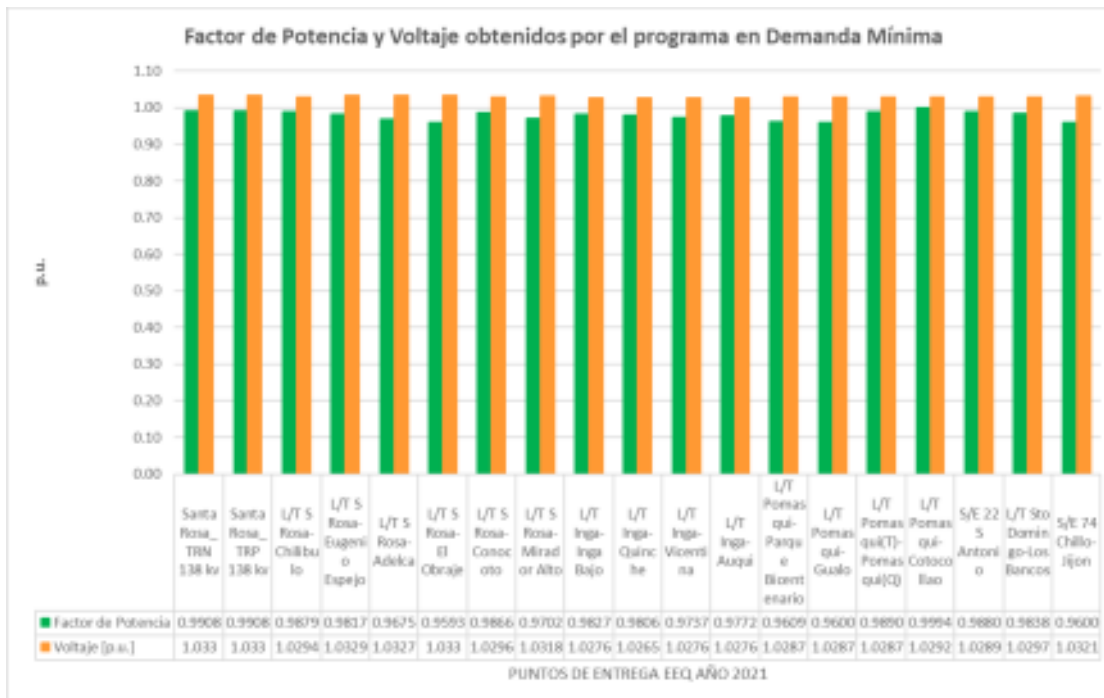


Figura 3.21. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

3.2.5. PERIODO DE ESTUDIO 2022

En este periodo de estudio la EEQ para referir sus puntos de entrega utiliza las siguientes referencias:

- S/E 37 Santa Rosa ambos transformadores trifásicos 138/46 kV (TRN, TRP)
- S/E 22 San Antonio el transformador trifásico 138/23 kV
- S/E 74 Chillo Jijón con transformador 138/23 kV
- L/T Santa Rosa-Chilibulo
- L/T Santa Rosa-Eugenio Espejo
- L/T Santa Rosa-Adelca
- L/T Santa Rosa-El Obraje
- L/T Santa Rosa-Conocoto
- L/T Santa Rosa-Mirador Alto
- L/T Inga-Inga Bajo
- L/T Inga-Quinche

- L/T Inga-Vicentina
- L/T Inga-La Morita
- L/T Pomasqui-Parque Bicentenario
- L/T Pomasqui-Gualo
- L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)
- L/T Pomasqui-Cotocollao
- L/T Santo Domingo-Bancos.

Son 19 puntos de entrega para este periodo de estudio 2022, los mismos puntos de entrega presentados en el periodo 2021.

En este año solo se prevé la instalación de una nueva S/E 75 La Morita, anterior denominada Nueva Sangolquí, se conecta en la barra de 138 kV, también incluye la construcción de la línea de transmisión.

3.1.5.1. Demanda Máxima al 2022

La Tabla 3.34 se presenta los valores de Potencia Activa [MW] y Potencia Reactiva [MVAR] de los puntos de entrega, estos se obtienen de la ejecución del flujo de potencia sobre el modelo base 2022, la demanda de potencia total del SEQ para este caso de estudio es 862,01 MW con pérdidas de 9,25 MW

Tabla 3.34. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base 2022.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	34,75993	8,46932	0,97158
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	34,75993	8,46932	0,97158
3	L/T S Rosa-Chilibulo	53,73561	5,10918	0,99551
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	74,50016	13,52981	0,98391
5	L/T S Rosa-Adelca	33,61804	8,47563	0,96966
6	L/T S Rosa-El Obraje	17,61851	2,30018	0,99159
7	L/T S Rosa-Conocoto	30,71371	5,36794	0,98507
8	L/T S Rosa-Mirador Alto	31,71334	7,28590	0,97461
9	L/T Inga-Inga Bajo	35,18197	1,97977	0,99842

10	L/T Inga-Quinche	12,57206	0,54848	0,99905
11	L/T Inga-Vicentina	58,56559	-4,54680	0,99700
12	L/T Inga-La Morita	64,38527	-3,12278	0,99883
13	L/T Pomasqui-Parque Bicentenario	11,77834	2,80353	0,97282
14	L/T Pomasqui-Gualo	22,55884	7,81033	0,94497
15	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	107,90931	13,60961	0,99214
16	L/T Pomasqui-Cotocollao	50,57880	2,73131	0,99855
17	S/E 22 S Antonio	15,92721	5,84045	0,93887
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	7,94907	1,63564	0,97948
19	S/E 74 Chillo-Jijon	16,48890	1,57240	0,99548

Para este año la EEQ planifica solo la construcción de una nueva central “La Morita”, por lo tanto, los puntos de entrega se mantienen a los del año pasado, a partir de este momento se aplica la herramienta computacional, y de los resultados de la optimización se presenta la Tabla 3.35.

Tabla 3.35. Resumen resultado del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados e incorporación de nuevos capacitores.

Puntos de Entrega (fp<0.96)	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Posición Tap		
			Lado HV	Lado MV	Lado LV
L/T Pomasqui-Gualo (S/E 14 Gualo)	4,5	-	-	-	-
S/E 22 S Antonio	4,5	-	-	-	-

En la Tabla 3.36 se exponen el resultado obtenido al aplicar las estrategias de optimización, este caso de estudio no requiere de la incorporación de nuevos capacitores, ni tampoco mover el tap de los transformadores, el tiempo de ejecución también fue menor ya que el modelo base solo presentó dos puntos de entrega con bajo factor de potencia.

Tabla 3.36. Factor de potencia mejorado en puntos de entrega el modelo base 2022.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia Mejorado
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	34,75088	8,25450	0,97293
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	34,75088	8,25450	0,97293

3	L/T S Rosa-Chilibulo	53,68426	4,22128	0,99692
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	74,44452	12,65135	0,98587
5	L/T S Rosa-Adelca	33,61739	8,23883	0,97126
6	L/T S Rosa-El Obraje	17,61847	2,27122	0,99179
7	L/T S Rosa-Conocoto	30,56770	4,48177	0,98942
8	L/T S Rosa-Mirador Alto	31,53998	5,69959	0,98406
9	L/T Inga-Inga Bajo	35,18118	1,88624	0,99857
10	L/T Inga-Quinche	12,56951	0,47969	0,99927
11	L/T Inga-Vicentina	58,65441	-5,30887	0,99593
12	L/T Inga-La Morita	64,47264	-3,88609	0,99819
13	L/T Pomasqui-Parque Bicentenario	11,83444	2,84611	0,97228
14	L/T Pomasqui-Gualo	22,14610	3,31033	0,98901
15	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	107,96358	14,10273	0,99158
16	L/T Pomasqui-Cotocollao	50,62274	3,15652	0,99806
17	S/E 22 S Antonio	15,92391	1,34045	0,99648
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	7,94889	1,63139	0,97958
19	S/E 74 Chillo-Jijon	16,48905	0,97564	0,99825

En la subestación de Gualo y la subestación San Antonio se encuentra instalado un banco de capacitores de 4,5 MVAR.

En la Figura 3.22 se compara el factor de potencia antes y después de incluir la estrategia de optimización AG. El factor de potencia se cumple en la mayoría de los puntos de entrega de este caso de estudio, solo se presentó incumplimiento en L/T Pomasqui-Gualo y S/E 22 S Antonio.

En la Figura 3.23 se puede comprobar que no se excede ningún límite inferior o superior de voltaje, los puntos de entrega se presentan voltajes en el rango de 1,01 a 1,06 por unidad.

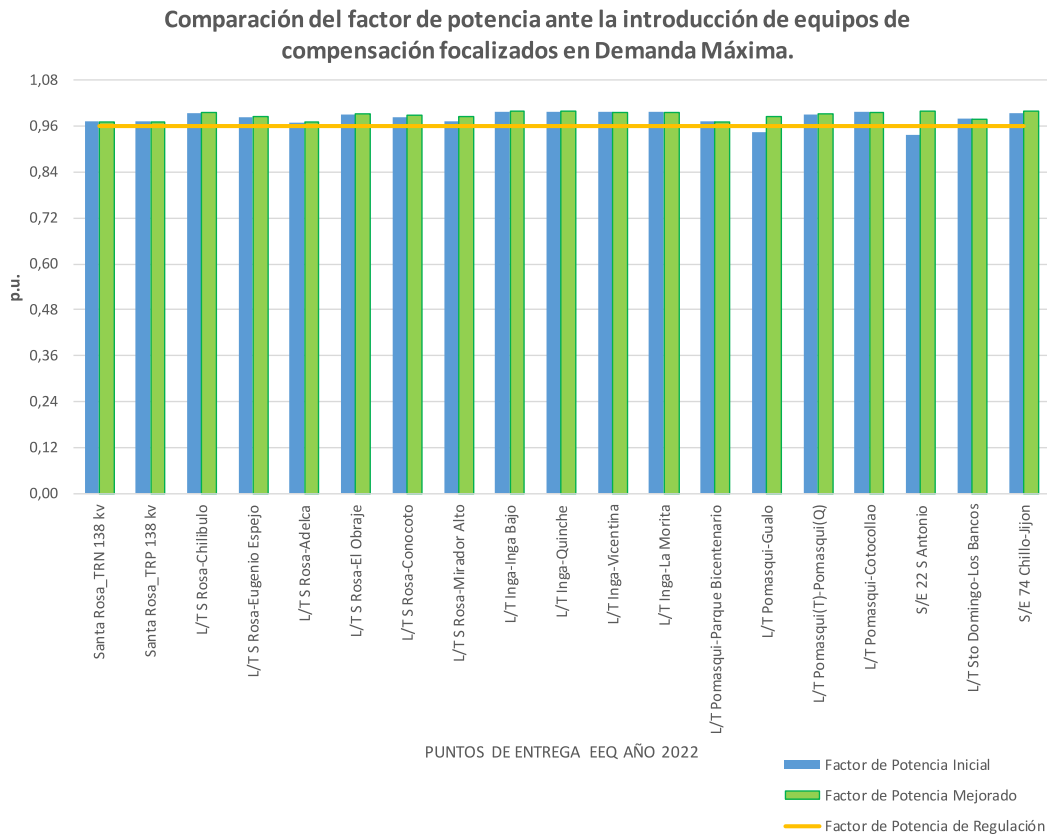


Figura 3.22. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización.

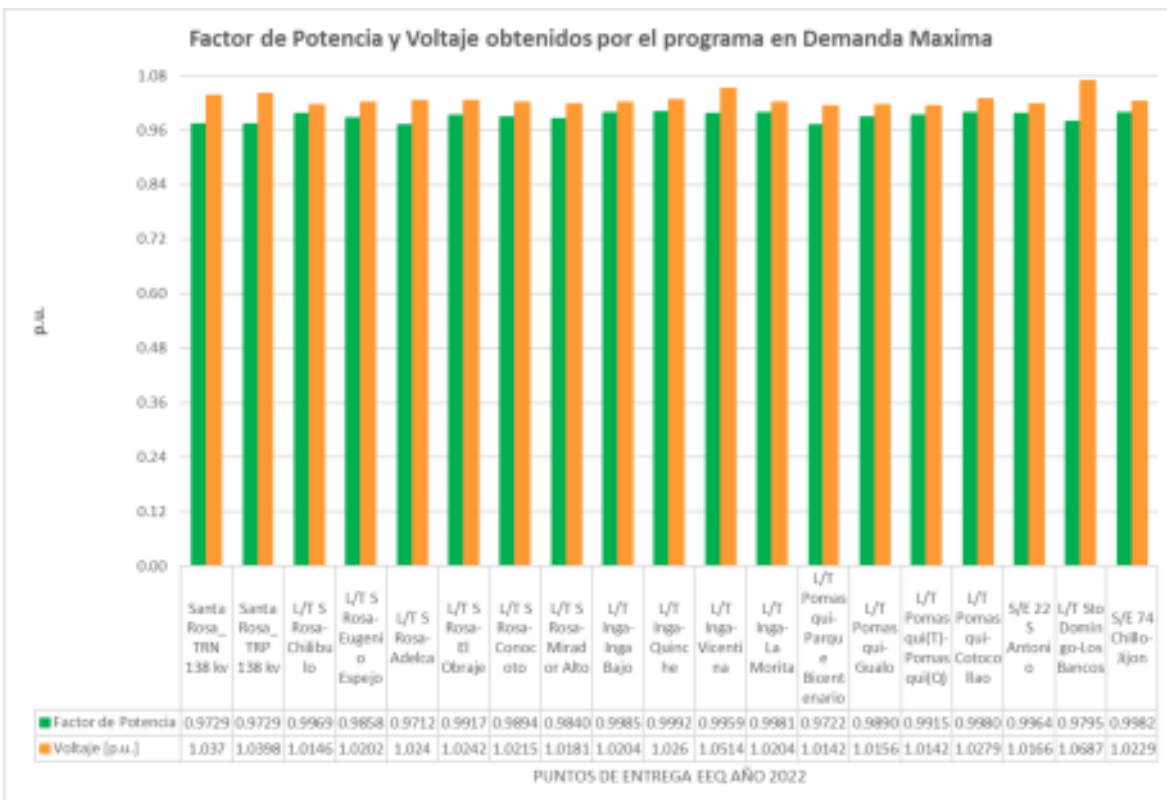


Figura 3.23. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

3.2.5.2. Demanda Mínima al 2022

Para este caso de estudio se mantiene la topología del modelo base 2022, como cambia lo relacionado con el estado de demanda mínima. Como resultado del flujo de potencia del modelo base 2022 se conoce que la demanda total de potencia es es 411,5 MW con pérdidas de 4,27 MW, y en la Tabla 3.37 se encuentran los resultados de potencia de los puntos de entrega en la simulación del modelo base, solo dos puntos de entrega presentan un bajo factor de potencia, el primero es la línea que conecta a la S/E 51 Pomasqui con la S/E 14 Gualo y la segunda es la S/E 22 San Antonio.

Tabla 3.37. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	10,42798	2,54079	0,97158
2	Santa Rosa_TRP 138 kv	10,42798	2,54079	0,97158
3	L/T S Rosa-Chilibulo	16,12068	1,53275	0,99551
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	22,35005	4,05894	0,98391
5	L/T S Rosa-Adelca	40,49303	10,57870	0,96753
6	L/T S Rosa-El Obraje	5,28555	0,69005	0,99159
7	L/T S Rosa-Conocoto	9,21411	1,61038	0,98507
8	L/T S Rosa-Mirador Alto	9,51400	2,18577	0,97461
9	L/T Inga-Inga Bajo	10,55459	0,59393	0,99842
10	L/T Inga-Quinche	3,77162	0,16454	0,99905
11	L/T Inga-Vicentina	17,56968	-1,36404	0,99700
12	L/T Inga-La Morita	19,31558	-0,93683	0,99883
13	L/T Pomasqui-Parque Bicentenario	3,53350	0,84106	0,97282
14	<i>L/T Pomasqui-Gualo</i>	<i>6,76765</i>	<i>2,34310</i>	<i>0,94497</i>
15	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	32,37279	4,08288	0,99214
16	L/T Pomasqui-Cotocollao	15,17364	0,81939	0,99855
17	<i>S/E 22 S Antonio</i>	<i>4,77816</i>	<i>1,75214</i>	<i>0,93887</i>
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	2,38472	0,49069	0,97948
19	S/E 74 Chillo-Jijon	4,94667	0,47172	0,99548

Con los datos de la Tabla 3.37, empieza el proceso de optimización, los resultados son las estrategias de operación expuestas en la Tabla 3.38.

Tabla 3.38. Resumen resultado del AG considerando los equipos de compensación reactiva instalados e incorporación de nuevos capacitores.

Puntos de Entrega (fp<0.96)	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Posición Tap		
			Lado HV	Lado MV	Lado LV
L/T Pomasqui-Gualo (S/E 14 Gualo)	-	-	2	-	-
S/E 22 S Antonio	-	-	4	-	-

La alternativa de optimización solo contempla el mover los taps de los transformadores de la S/E 14 Gualo y S/E 22 San Antonio, esto es debido a la poca cantidad de reactivos requeridos por la carga.

Con las estrategias de la Tabla 3.38 se modifica el modelo base de este caos de estudio, y se crea un modelo mejorado, los resultados del flujo de potencia del modelo mejorado se exponen en la Tabla 3.39.

Para exponen gráficamente la corrección del factor de potencia mediante las estrategias de optimización del AG en el moldeo base 2022, se grafica la Figura 3.24, comparando ambos modelos y se comprueba el valor del factor de potencia requerido por la Regulación.

Pero para dar por aceptada la optimización, se verifica los niveles de voltaje en los puntos de entrega cuando las estrategias de optimización se encuentran ejecutadas, la

Figura **3.25** permite comprobar gráficamente eso.

Tabla 3.39. Factor de potencia mejorado en puntos de entrega el modelo base 2022.

No.	Puntos de Entrega	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia Mejorado
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	10,42526	2,47635	0,97293
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	10,42526	2,47635	0,97293
3	L/T S Rosa-Chilibulo	16,10528	1,26638	0,99692
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	22,33335	3,79540	0,98587
5	L/T S Rosa-Adelca	10,08522	2,47165	0,97126
6	L/T S Rosa-El Obraje	5,28554	0,68137	0,99179

7	L/T S Rosa-Conocoto	9,17031	1,34453	0,98942
8	L/T S Rosa-Mirador Alto	9,46199	1,70988	0,98406
9	L/T Inga-Inga Bajo	10,55435	0,56587	0,99857
10	L/T Inga-Quinche	3,77085	0,14391	0,99927
11	L/T Inga-Vicentina	17,59632	-1,59266	0,99593
12	L/T Inga-La Morita	19,34179	-1,16583	0,99819
13	L/T Pomasqui-Parque Bicentenario	3,55033	0,85383	0,97228
14	L/T Pomasqui-Gualo	6,64383	1,90157	0,96140
15	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	32,38907	4,23082	0,99158
16	L/T Pomasqui-Cotocollao	15,18682	0,94695	0,99806
17	S/E 22 S Antonio	4,77717	1,39014	0,96017
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	2,38467	0,48942	0,97958
19	S/E 74 Chillo-Jijon	4,94671	0,29269	0,99825

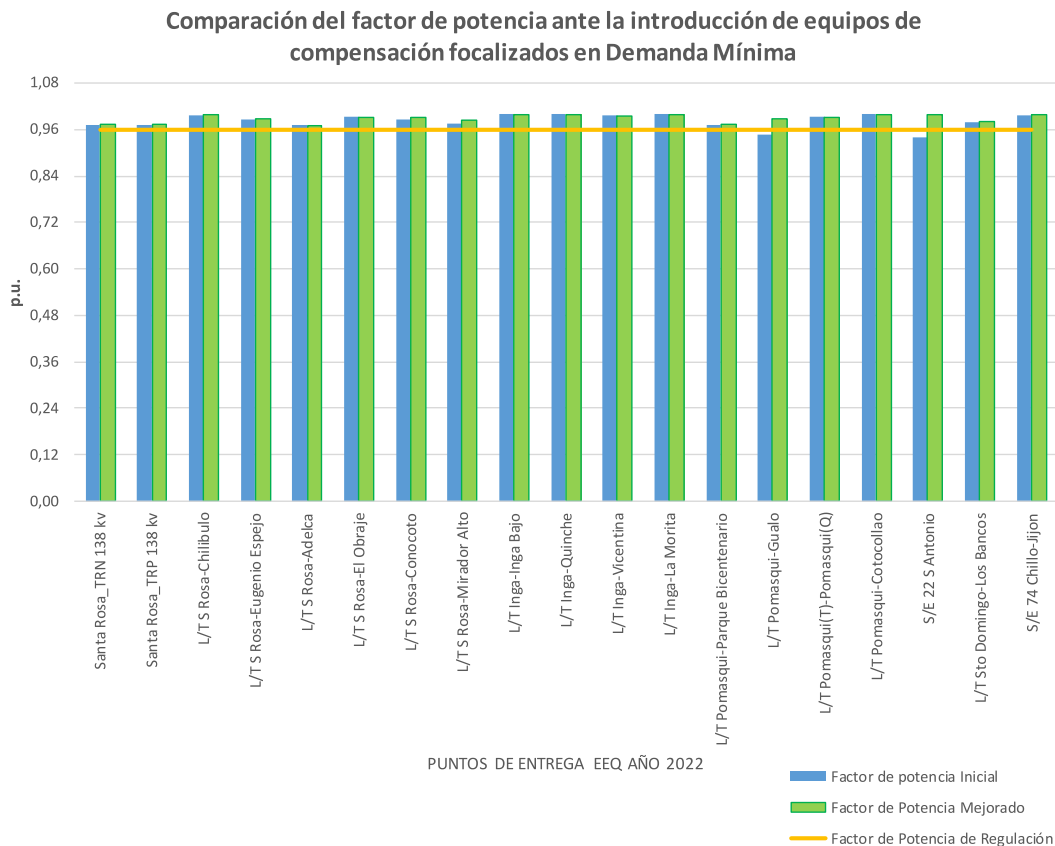


Figura 3.24. Cambio del factor de potencia antes y después de aplicada la optimización.

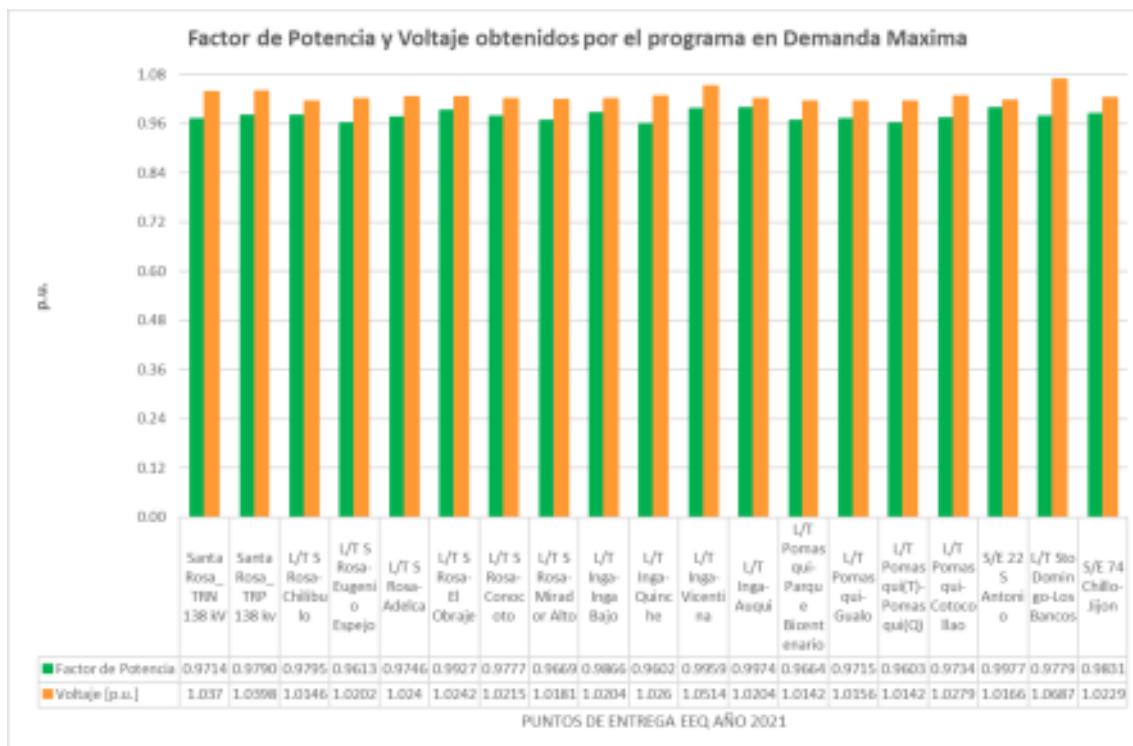


Figura 3.25. Comprobación del factor de potencia y voltaje final en los puntos de entrega.

3.2.6. PERIODO DE ESTUDIO 2023

La EEQ planifica en este periodo de estudio solo la construcción de la línea de transmisión L/T Cristiania – Gualo, como su nombre indica, se encarga de la conexión de las subestaciones Cristiania y subestación Gualo. Como la topología no cambio mayormente se mantiene los puntos de entrega del periodo 2022.

3.2.6.1. Demanda Máxima al 2023

La Tabla 3.40 contiene los valores de Potencia Activa [MW] y Potencia Reactiva [MVAR] los cuales se obtienen al ejecutar el flujo de potencia sobre el modelo base 2023.

Tabla 3.40. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base 2023.

No.	Puntos de Entrega al 2023	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kV	40,72959	8,96037	0,97665
2	Santa Rosa_TRP 138 kV	30,81484	6,61140	0,97775
3	L/T S Rosa-Chilibulo	46,37525	5,46160	0,99314
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	66,78827	10,49591	0,98788

5	L/T S Rosa-Adelca	34,27237	8,21013	0,97249
6	L/T S Rosa-El Obraje	17,34302	2,27420	0,99151
7	L/T S Rosa-Conocoto	27,22264	3,23817	0,99300
8	L/T S Rosa-Mirador Alto	28,29218	4,97044	0,98492
9	L/T Inga-Inga Bajo	35,85100	2,29698	0,99795
10	L/T Inga-Quinche	13,37610	-2,20380	0,98670
11	L/T Inga-Vicentina	54,17830	4,16440	0,99706
12	L/T Inga-La Morita	64,31427	3,67261	0,99837
13	L/T Pomasqui-Parque Bicentenario	23,12160	1,54088	0,99779
14	L/T Pomasqui-Gualo	40,46900	0,58548	0,99990
15	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	108,98755	2,83296	0,99966
16	L/T Pomasqui-Cotocollao	56,93177	2,14353	0,99929
17	S/E 22 S Antonio	15,93497	0,97648	0,99813
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	8,26209	1,71011	0,97924
19	S/E 74 Chillo-Jijon	16,35409	0,89486	0,99851

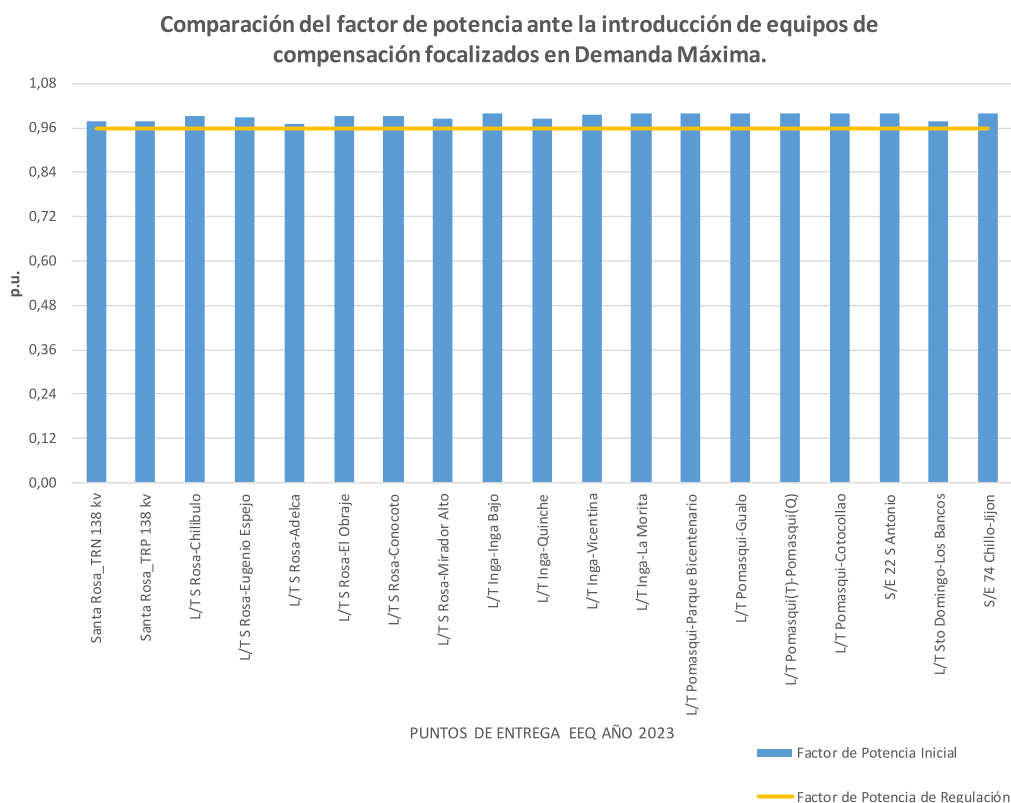


Figura 3.26. Comprobación Factor de potencia en demanda máxima para el año 2023.

Con los datos de la tabla anterior se aplica la herramienta computacional, pero al no detectar ningún factor de potencia menor a 0,96 termina su ejecución.

En la Figura 3.26 se grafica los puntos de entrega de este caso de estudio y el valor con el cual se cumplen el factor de potencia de la Regulación.

3.2.6.2. Demanda Mínima al 2023

En este estado de demanda mínima ocurre exactamente lo mismo que en demanda máxima, al aplicar la herramienta computacional, termina su ejecución porque no determina bajos factores de potencia entre los valores de los puntos de entrega.

Tabla 3.41. Factor de potencia en puntos de entrega del Modelo Base.

No.	Puntos de Entrega al 2023	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Factor de Potencia
1	Santa Rosa_TRN 138 kv	13,44077	2,95692	0,97665
2	Santa Rosa_TRP 138 kv	10,16890	2,18176	0,97775
3	L/T S Rosa-Chilibulo	15,30383	1,80233	0,99314
4	L/T S Rosa-Eugenio Espejo	22,04013	3,46365	0,98788
5	L/T S Rosa-Adelca	11,30988	2,70934	0,97249
6	L/T S Rosa-El Obraje	5,72320	0,75049	0,99151
7	L/T S Rosa-Conocoto	8,98347	1,06859	0,99300
8	L/T S Rosa-Mirador Alto	9,33642	1,64024	0,98492
9	L/T Inga-Inga Bajo	11,83083	0,75800	0,99795
10	L/T Inga-Quinche	4,41411	-0,72725	0,98670
11	L/T Inga-Vicentina	17,87884	1,37425	0,99706
12	L/T Inga-La Morita	21,22371	1,21196	0,99837
13	L/T Pomasqui-Parque Bicentenario	7,63013	0,50849	0,99779
14	L/T Pomasqui-Gualo	13,35477	0,19321	0,99990
15	L/T Pomasqui(T)-Pomasqui(Q)	35,96589	0,93488	0,99966
16	L/T Pomasqui-Cotocollao	18,78748	0,70737	0,99929
17	S/E 22 S Antonio	5,25854	0,32224	0,99813
18	L/T Sto Domingo-Los Bancos	2,72649	0,56434	0,97924
19	S/E 74 Chillo-Jijon	5,39685	0,29530	0,99851

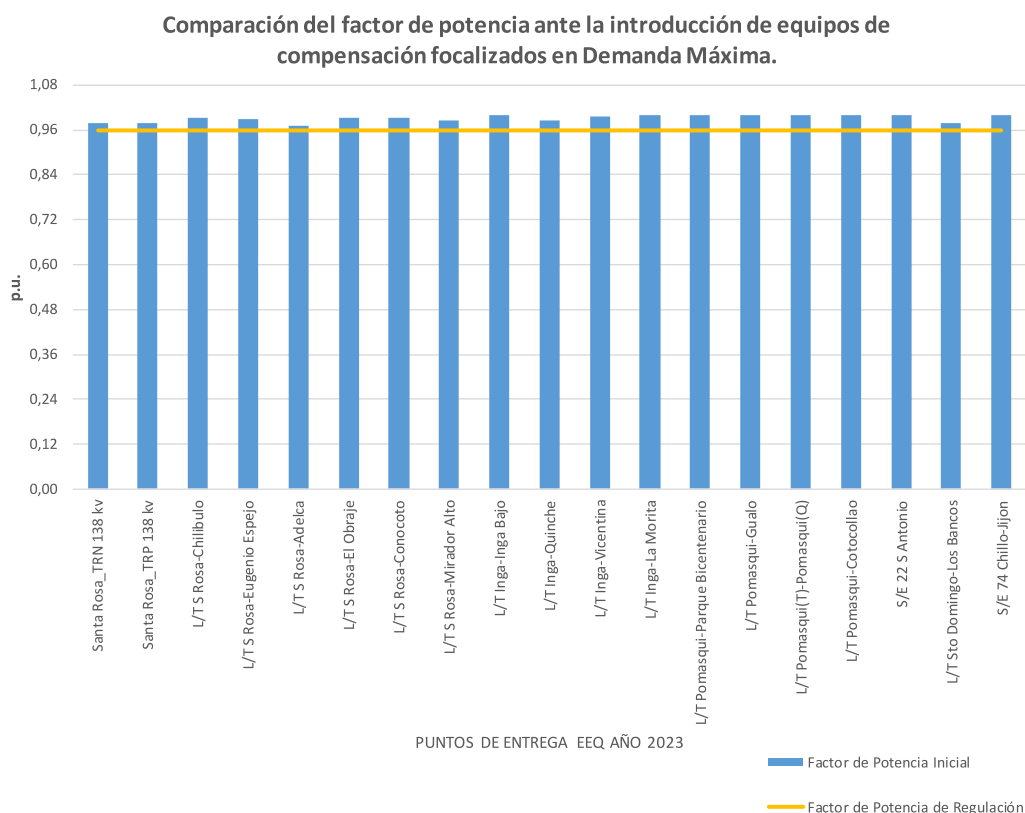


Figura 3.27. Comparación del factor de potencia en demanda mínima para el año 2023.

En la Tabla 3.41, se presenta los resultados del flujo de potencia del modelo base, en la Figura 3.27 gráficamente se comprueba que los puntos de entrega cumplen con el límite de factor de potencia.

Finalmente, antes de terminar este capítulo se presenta en la Tabla 3.42 resumen que recopila el listado de capacitores existentes y capacitores requeridos en los puntos de entrega para compensar el factor de potencia según la optimización del AG.

Tabla 3.42.Listado de capacitores instalados y nuevos en los puntos de entrega.

Subestación	2018		2019		2020		2021		2022	
	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]
Santa Rosa_TRN 138 kv	---	---	3	5(4,5)	3	6(4,5)	3	4,5	---	---
Santa Rosa_TRP 138 kv	3	3	---	---	---	---	3	2(4,5)	---	---
L/T S Rosa-Chilibulo (S/E 05 Chilibulo)	4,5	3	4,5	---	4,5	---	2(4,5)	---	---	---
L/T S Rosa – Adelca – Eugenio Espejo (S/E 59 E Espejo)	3	3	3	---	3	4,5	---	3	---	---
Vicentina_1 46 kv	---	-4,5	---	---	---	4(4,5)	---	---	---	---
Vicentina_2 46 kv	4,5	2(4,5)	4,5	6(4,5)	4,5	3(4,5)	---	---	---	---
L/T S Rosa-Machachi (S/E 34 Nuevo Machachi)	---	---	4,5	---	---	---	---	---	---	---
S Rosa - Conocoto (S/E 23 Conocoto)	4,5	---	---	---	---	---	4,5	2(4,5)	---	---
S Rosa - Mirador Alto L/T 477 ACSR	---	---	---	---	---	---	---	4,5 + 2(3)	---	---
L/T Inga-Inga Bajo (S/E 31 Tababela)	---	---	4,5	4,5	---	---	4,5	---	---	---
L/T Inga-Quinche (S/E 58 Quiche)	---	---	---	---	---	---	4,5	---	---	---
L/T Pomasqui-Parque Bicentenario (S/E 51 Parque Bicentenario)	---	---	---	---	---	---	4,5	2(3)	---	---
L/T Pomasqui-Gualo (S/E 14 Gualo)	---	---	---	---	---	---	4,5	4(3)	4,5	---

Subestación	2018		2019		2020		2021		2022	
	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]	Capacitor existente [MVAR]	Capacitor sugerido [MVAR]
L/T Pomasqui(T)- Pomasqui(Q) (S/E 57 Pomasqui)	---	2(4,5)	---	2(4,5)	4,5	2(4,5)	4,5	4,5	---	---
L/T Pomasqui- Cotocollao (S/E 19 Cotocollao)	4,5	---	---	---	4,5	---	4,5	---	---	---
S/E 22 S.Antonio	---	---	---	4,5	---	---	4,5	---	4,5	---
L/T Sto Domingo- Los Bancos (S/E 49 Los Bancos)	4,5	---	3	---	---	---	---	---	---	---
S/E 74 Chillo-Jijon	---	---	---	---	---	3	---	---	---	3

3.3 ANÁLISIS DEL PAGO DE REACTIVOS EN LOS PUNTOS DE ENTREGA DE LA EEQ POR INCUMPLIMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA

Inicialmente la Empresa Eléctrica Quito en la mayoría de sus periodos de estudio incumple el límite de factor de potencia de 0,96 inductivo, esto se estableció en la sección 3.2, este bajo factor de potencia en sus puntos de entrega, por medio de la las estrategias de optimización AG que forma parte de la herramienta computacional desarrollada en este trabajo de titulación, se puede corregir.

Pero existe la posibilidad de que la EEQ, no aplique las estrategias de la herramienta computacional, por tal razón se realiza un cálculo en función de la metodología utilizada por el CENACE y descrita en la sección 2.2.3 para determinar los costos por penalización de reactivos por periodo de estudio.

Para este cálculo y con datos obtenidos en los distintos periodos de estudio no es posible determinar el valor real a ser penalizado, ese cálculo requiere del valor en energía reactiva de los puntos de entrega durante todo el día. Pero si se aproxima el calculo a una hora puntual en donde ocurren los estados de demanda máxima y demanda mínima, entonces en la Tabla 3.44, presenta el desarrollo de penalización de reactivos para todos los casos de estudio para una hora puntual siendo el valor obtenido el máximo alcanzado en el peor día del periodo de estudio. En la Tabla 3.43, se presente el costo estimado total por penalización por cada periodo de estudio.

Tabla 3.43. Pagos totales por penalización de reactivos estimado de cada periodo de estudio.

Periodo de estudio	Penalización de reactivos [UDS]
2018	\$ 242.21
2019	\$ 1,422.69
2020	\$ 1,559.90
2021	\$ 1,276.50
2022	\$ 48.51
2023	\$ 48.51
Total	\$ 3,422.03

Tabla 3.44. Planilla de pagos por penalización de reactivos estimada por punto de entrega.

2018	N° Punto de Entrega	Ra: Demanda activa (kWh)	Rb: Demanda reactiva (kVARh)	Verificación de Factor de Potencia	Rb _{lim} : Demanda reactiva límite (kVARh)	Penalización (kVARh)	Penalización (UDS)	
DEMANDA MÁXIMA	1	58552,680	18423,260	0,954	17077,865	1345,395	\$26.91	
	2	57466,970	26901,100	0,906	16761,200	10139,900	\$202.80	
	12	22429,480	6586,900	0,959	6541,932	44,968	\$0.90	
	14	5470,290	2175,480	0,929	1595,501	579,979	\$11.60	
	3	12203,100	-7436,350	0,854	3559,238	7436,350	\$0.00	
	4	29170,06	22622,09	0,790	8507,934	0,000	\$0.00	
	5	25371,19	11706,51	0,908	7399,930	0,000	\$0.00	
	6	34253,19	13276,52	0,932	9990,514	0,000	\$0.00	
	7	10493,28	3640,52	0,945	3060,540	0,000	\$0.00	
	10	43510	18921,55	0,917	12690,417	0,000	\$0.00	
	11	23606,88	12647,12	0,881	6885,340	0,000	\$0.00	
TOTAL							19546,593 \$	242,21
2019	N° Punto de Entrega	Ra: Demanda activa (kWh)	Rb: Demanda reactiva (kVARh)	Verificación de Factor de Potencia	Rb _{lim} : Demanda reactiva límite (kVARh)	Penalización (kVARh)	Penalización (UDS)	
DEMANDA MÁXIMA	1	41552,210	37541,730	0,742	12119,395	25422,335	\$508.45	
	3	58778,310	18824,230	0,952	17143,674	1680,556	\$33.61	
	6	17973,810	6881,080	0,934	5242,361	1638,719	\$32.77	
	9	32802,600	13305,290	0,927	9567,425	3737,865	\$74.76	
	12	51743,630	45304,010	0,752	15091,892	30212,118	\$604.24	
	13	109259,550	38939,930	0,942	31867,369	7072,561	\$141.45	
	16	7462,340	2257,600	0,957	2176,516	81,084	\$1.62	
	17	11220,340	3908,880	0,944	3272,599	636,281	\$12.73	
	18	5546,110	2270,420	0,925	1617,615	652,805	\$13.06	

DEMANDA MÍNIMA	3	21523,370	8374,330	0,932	6277,650	0,000	\$0.00
	5	40489,79	15978,51	0,930	11809,522	0,000	\$0.00
	18	1443,97	791,47	0,877	421,158	0,000	\$0.00
TOTAL							
2020	N° Punto de Entrega	Ra: Demanda activa (kWh)	Rb: Demanda reactiva (kVARh)	Verificación de Factor de Potencia	Rb_{lim}: Demanda reactiva límite (kVARh)	Penalización (kVARh)	Penalización (UDS)
	1	36754,550	40434,770	0,673	10720,077	29714,693	\$594.29
	3	60487,770	18577,300	0,956	17642,266	935,034	\$18.70
	9	34100,940	10422,170	0,956	9946,108	476,062	\$9.52
	11	44294,960	23373,700	0,884	12919,363	10454,337	\$209.09
	12	47180,560	30506,240	0,840	13760,997	16745,243	\$334.90
	13	942,130	389,700	0,924	274,788	114,912	\$2.30
	14	106443,920	43459,350	0,926	31046,143	12413,207	\$248.26
	15	52697,400	20402,000	0,933	15370,075	5031,925	\$100.64
	17	10463,990	3517,060	0,948	3051,997	465,063	\$9.30
	19	5659,010	1872,510	0,949	1650,545	221,965	\$4.44
	20	4799,750	1753,570	0,939	1399,927	353,643	\$7.07
	21	18188,820	6374,080	0,944	5305,073	1069,008	\$21.38
	5	40489,98	16109,62	0,929	11809,578	0,000	\$0.00
	11	16402,46	12803,3	0,788	4784,051	0,000	\$0.00
	12	17528,17	14109,12	0,779	5112,383	0,000	\$0.00
	13	435,3	285,01	0,837	126,963	0,000	\$0.00
	14	48244,98	17819,16	0,938	14071,453	0,000	\$0.00
	15	24111,54	9246,48	0,934	7032,533	0,000	\$0.00
	17	5733,29	1861,79	0,951	1672,210	0,000	\$0.00
	21	7727,02	2436,96	0,954	2253,714	0,000	\$0.00
TOTAL							
						77995,092	\$ 1,559.90

2021	N° Punto de Entrega	Ra: Demanda activa (kWh)	Rb: Demanda reactiva (kVARh)	Verificación de Factor de Potencia	Rblim: Demanda reactiva límite (kVARh)	Penalización (kVARh)	Penalización (UDS)	
DEMANDA MÁXIMA	1	41562,750	17581,750	0,921	12122,469	5459,281	\$109.19	
	2	41562,750	17581,750	0,921	12122,469	5459,281	\$109.19	
	3	59926,390	21235,890	0,943	17478,530	3757,360	\$75.15	
	4	82140,910	26456,870	0,952	23957,765	2499,105	\$49.98	
	7	34627,180	16403,180	0,904	10099,594	6303,586	\$126.07	
	8	36862,630	18686,620	0,892	10751,600	7935,020	\$158.70	
	9	29782,590	9425,340	0,953	8686,589	738,751	\$14.78	
	10	5732,890	2375,600	0,924	1672,093	703,507	\$14.07	
	13	5838,340	8370,280	0,572	1702,849	6667,431	\$133.35	
	14	13715,320	15478,900	0,663	4000,302	11478,598	\$229.57	
	15	108885,250	40917,390	0,936	31758,198	9159,192	\$183.18	
	16	51228,500	16439,270	0,952	14941,646	1497,624	\$29.95	
	17	15139,970	5510,410	0,940	4415,825	1094,585	\$21.89	
	19	18206,330	6382,070	0,944	5310,180	1071,890	\$21.44	
	5	40493,03	16570,68	0,926	11810,467	0,000	\$0.00	
	7	8655,14	10418,16	0,639	2524,416	0,000	\$0.00	
	8	8351,56	12571,2	0,553	2435,872	0,000	\$0.00	
	13	2305,65	6213,03	0,348	672,481	0,000	\$0.00	
	14	4914,27	10607,31	0,420	1433,329	0,000	\$0.00	
19	7667,36	2416,02	0,954	2236,313	0,000	\$0.00		
TOTAL							63825,212 \$	1,276.50
2022	N° Punto de Entrega	Ra: Demanda activa (kWh)	Rb: Demanda reactiva (kVARh)	Verificación de Factor de Potencia	Rblim: Demanda reactiva límite (kVARh)	Penalización (kVARh)	Penalización (UDS)	
DEMANDA MÁXIMA	14	22558,840	7810,330	0,945	6579,662	1230,668	\$24.61	
	17	15927,210	5840,450	0,939	4645,436	1195,014	\$23.90	

DEMANDA MÍNIMA	14	6767,65	2343,1	0,945	1973,898	0,000	\$0.00
	17	4778,16	1752,14	0,939	1393,630	0,000	\$0.00
	TOTAL						
2023	N° Punto de Entrega	Ra: Demanda activa (kW/h)	Rb: Demanda reactiva (kVARh)	Verificación de Factor de Potencia	Rb_{lim}: Demanda reactiva límite (kVARh)	Penalización (kVARh)	Penalización (UDS)
DEMANDA MÁXIMA	-	-	-	-	-	0,000	\$0.00
DEMANDA MÍNIMA	-	-	-	-	-	0,000	\$0.00
	TOTAL						
						2425.682	\$ 48.51

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- Como se observa en la Tabla 3.6, el 28% de los puntos de entrega presentan un factor de potencia menor a 0,96 inductivo, esto sucede en el caso de demanda máxima. De la misma forma se observa en la Tabla 3.9, el 50% de los puntos de entrega no cumplen con el factor de potencia requerido, esto sucede en el caso de demanda mínima. En ambos casos, la Empresa Eléctrica Quito al incumplir con el factor de potencia requerido, el CENACE tiene la autoridad de penalizar económicamente a la empresa de distribución por requerir reactivos que en el tiempo se transforma en energía, y dicha energía es un exceso que produce pérdidas para el SNI. Por esta razón, se vuelve necesaria la aplicación de una herramienta computacional sobre el sistema eléctrico de la EEQ, que permita realizar un diagnóstico preliminar y resolver el problema del incumplimiento del factor de potencia mediante para incurrir en gastos por penalización de reactivos.
- Las empresas encargadas de comercializar energía en el país suelen utilizar programas como DIgSILENT PowerFactory por su gran capacidad de simulación pero tiene la carencia de no incluir funciones predeterminadas para aplicar métodos de optimización, muy utilizados en toma de decisiones operativas, de requerir esto se deben desarrollar un código en lenguaje C++ con sentencias repetitivas y largas que incrementa líneas de código y vuelven lento la ejecución, pero en cambio existen otros programas como MATLAB que contiene librerías con funciones de optimización, de intuitivo desarrollo y de amigable interfaz, con tiempos más cortos de simulación porque se encargan solo de una tarea. Es así como el presente trabajo de titulación presento la propuesta de intercambiar datos entre PowerFactory y MATLAB aplicando el método de compartir un archivo que vincula ambos programas, desarrollado y ejecutado con éxito.
- Se logró desarrollar una herramienta computacional que permite intercambiar información entre PowerFactory y MATLAB por medio de utilizar archivos csv, además se establece una función objetivo multivariable para optimizar la potencia reactiva, la función utilizada como parámetros de entrada los valores resultantes del flujo de potencia y se definió el valor de las restricciones como: el límite del factor de potencia, capacidad de transferencia de los equipos, capacidad de los equipos de compensación como capacitores, OLTC y los límites del nivel de voltaje.

- Se logró implementar los algoritmos genéticos dentro de la herramienta computacional como una rutina desarrollada en MATLAB que expone estrategias de operación de equipos de compensación instalados dentro de sistemas eléctricos de potencia o sistemas eléctricos de distribución, los algoritmos genéticos permitieron encontrar estas soluciones a pesar de que el problema a solucionar es no lineal.
- Del análisis previo realizado por la herramienta computacional con los datos exportado de PowerFactory, y las estrategias de operación resultantes del algoritmo genético se determina que, la subestación Vicentina presenta problemas reiterativos de desbalance de reactivos, en 4 de 6 casos de estudio analizados, lo que provoca entre otros problemas un bajo factor de potencia, se transforma entonces en un punto crítico dentro del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito.
- Al aplicar la herramienta computacional de todos los casos de estudio, el mejor resultado en cuanto a mejorar las pérdidas totales del sistema fue en el periodo demanda mínima 2020, en el análisis previo las pérdidas eran de 4,5 MW y al terminar fueron 4,19 MW, es decir, las pérdidas disminuyeron un 6,89%.
- Al aplicar la metodología para determinar la penalización de reactivos al incumplir con el factor de potencia límite sobre los resultados de la sección 3.2, y lo presentado en la Tabla 3.44, se concluye que el estado de demanda mínima no será penalizado si el comportamiento de la carga es de tipo inductiva, caso contrario si el comportamiento de la carga es de tipo capacitivo se puede determinar un valor a ser penalizado pero de acuerdo a la norma, no hay penalización si el factor de potencia es capacitivo, esto solo ocurrió en el periodo de estudio 2018 con el punto de entrega Vicentina_1 46 kV.
- Se ha comprobado que la metodología planteada en este trabajo de titulación permite determinar estrategias de operación para optimizar los recursos de reactivos en sistemas eléctricos y calcular el costo aproximado de penalización de reactivos a pagar por los que incumplan el factor de potencia.

4.2. RECOMENDACIONES

- Como es se trata de un caso particular y debido a que la nomenclatura de los elementos dentro del modelo base de PowerFactory no tiene alguna homologación, la programación para obtener los datos de los equipos se volvió poco flexible al

cambiar de año de estudio, por lo tanto, se recomienda utilizar un modelo que no modifique la nomenclatura de sus elementos.

- En el presente trabajo de titulación se habla de una penalización de reactivos al incumplir el factor de potencia de 0,96 inductivo en los puntos de entrega del sistema de la EEQ, pero existen puntos de entrega con bajo factor de potencia que colindan con clientes especiales como ADELCA cuya penalización por bajo factor de potencia es distinta y se establece en 0,92, según el pliego tarifario de ese año, por lo tanto, se recomienda controlar a este tipo de clientes para no incurrir en penalización de reactivos.
- Al aplicar la herramienta de comunicación se utilizó una computadora con un procesador Core (TM) i3-32277U CPU @ 1.9 GHz, la versión de PowerFactory 18.0.3 y la versión de MATLAB R2013-b, se recomienda utilizar un computador con un procesador mínimo de esas características y de la misma manera las versiones de los programas involucrados.
- Del intercambio de datos que se permite entre PowerFactory y MATLAB, se recomienda desarrollar en otras aplicaciones como la elaboración de informes o estudios sobre el estado del sistema eléctrico.
- Se recomienda la utilización de algoritmos genéticos cuando el problema a resolver es tipo no lineal, se definen con multivariantes y se rigen a más de una restricción.
- En el caso de incorporar un capacitor nuevo dentro del sistema eléctrico de la EEQ, se recomienda realizar un estudio complementario a este trabajo de titulación el cual realice una comparación costo beneficio de ese capacitor, además se debe tener en cuenta las limitaciones físicas de las subestaciones donde se requiera instalar.

5 BIBLIOGRAFIA

- [1] Empresa Eléctrica Quito, "EEQ en cifras". [En línea]. Disponible en: <http://www.eeq.com.ec:8080/nosotros/eeq-encifras;jsessionid=58BDD21DFD58471209EE0A7DD038B90E>. [Último acceso: 18 dic 2018]
- [2] Gerencia de Planificación Departamento de Planificación técnica y Planificación de distribución- Empresa Eléctrica Quito, "Plan de expansión 2018-2023 del sistema de la EEQ subtransmisión y distribución mediano plazo", EEQ, ene. 2018.
- [3] Agencia de Regulacion y Control de Electricidad, "CONELEC 007/00 Procedimientos del mercado eléctrico mayorista." ARCONEL, ago 2000. [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-007-00.pdf>. [Último acceso: 25 nov 2019].
- [4] J. Mendoza, "Optimización de los sistemas eléctricos de distribución utilizando algoritmos genéticos: aplicación a la reconfiguración, al posicionamiento de reguladores de voltaje y reconectores de servicio", Universidad de Concepción, Concepción, 2007.
- [5] J. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems*, Michigan: University of Michigan Press, 1975.
- [6] T. Weise, "*Global optimization algorithm - Theory and application- Newest Version*", 2ª ed., Hefei, 2009.
- [7] M. Delfanti, G. Granelli, P. Marannino y M. Montagna, "Optimal capacitor placement using deterministic and genetic algorithms", *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 15, nº 3, pp. 1041-1046, 2000.
- [8] H. Chiang, J. Wang y G. Darling, "Optimal capacitor placement, replacement and control in large-scale unbalance distribution systems: system solution algorithms and numerical studies", *IEEE Trans. on power systems*, vol. 10, nº 1, pp. 363-369, 1996.
- [9] S. Sundhararajan y A. Pahwa, "Optimal selection of capacitors for radial distribution system using a genetic algorithm", *IEEE Trans. on power systems*, vol. 9, nº 10, pp. 1499-1507, 1994.
- [10] G. Livitin, A. Kalyuzhny, A. Shenkman y M. Chertkov, "Optimal capacitor allocation in distribution systems using a genetic algorithm and fast energy loss computation technique", *IEEE Trans. on power delivery*, vol. 15, nº 2, pp. 623-628, 2000.
- [11] J. Carlisle y A. El-Kieb, "A graph search algorithm for optimal placement of fixed and switched capacitors on radial distribution systems", *IEEE Trans. on delivery*, vol. 15, nº 1, pp. 423-427, 2000.
- [12] C. Bridengaugh, D. DiMascio y R. D'Aquila, "Voltage control improvement through capacitor and transformer tap optimization", *IEEE Trans. on power systems*, vol. 7, nº 1, pp. 222-226, 1992.
- [13] M. Alonso, "Gestión óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica", Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2010.
- [14] J. Hidalgo y P. Feijoo, "Implementación de Algoritmos Genéticos sobre la plataforma de desarrollo paralelo CUDA", Universidad Complutense de Madrid, Madrid, 2009.
- [15] J. Gómez y C. Borda, "Algoritmo genético para el uso óptimo de la potencia reactiva", *XVI ERIAC*, pp. 1-8, 2015.
- [16] J. Legerén, A. Núñez y J. Ortiz de Lanzagorta, *Introducción a los Algoritmos Genéticos*, Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, jun. 2012.
- [17] G. Albuja, "Ubicación óptima de capacitores en redes primarias de distribución utilizando algoritmos genéticos considerando demanda variable", Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2011.

- [18] J. Grainger y W. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia", 2ª ed., McGraw-Hill, 2001.
- [19] H. Stevens, "Power flow direction definitions for metering of bidirectional power", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 102, n° 9, pp. 3018-3022, 1983.
- [20] M. Galarza, "Localización óptima de capacitores en redes primarias de distribución vía algoritmos genéticos", Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2005.
- [21] J. Campos y O. Caicedo, "Corrección del factor de potencia y control de la demanda", Unidad de planeación minero energético de Colombia (UPME) y Instituto colombiano para el desarrollo de la ciencia y la tecnología (COLCIENCIAS), Colombia, 2010.
- [22] G. Hidalgo y G. Paguay, "Reducción de pérdidas de energía eléctrica en los alimentadores mediante compensación reactiva considerando clientes finales industriales", Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2009.
- [23] C. Garza, R. Matínez y S. Ramón, "Análisis de factibilidad técnica y económica de corrección de factor de potencia con bancos de capacitores distribuidos en varios sistemas electrónicos S. de R.L. de C.V.", Centro de investigación en materiales avanzados-CIMAV, Monterrey, México, 2016.
- [24] P. Hidalgo, "Selección y protección de un banco de capacitores estáticos en derivación en una subestación de distribución", Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 1977.
- [25] C. Fonseca, "Capacitores en media tensión. Aplicación en la subestación Loja", Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2003.
- [26] "IEEE Standard for Shunt Power Capacitors", *IEEE Std 18™-2002 (Revision of IEEE Std 18™-1992)*, pp 5, 2002.
- [27] A. Granero, "Ingeniería de máquinas y sistemas eléctricos" [En Línea], Disponible: <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/06/cambiadores-de-tomas-bajo-carga-oltc.html>. [Último acceso: 15 mar 2020].
- [28] DlgSILENT, DlgSILENT Power Factory Manual DPL, Gomaringen, Alemania: DlgSILENT GmbH, 2003.
- [29] DlgSILENT, "Curso práctico de DlgSILENT Programming Language (DPL) ", Quito, 2005.
- [30] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "ARCONEL 053/18 - Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica", [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>. [Último acceso: 28 ene 2019].
- [31] Concejo Nacional de Electricidad, "004/02 - Transacciones de potencia reactiva en el MEM", CONELEC, [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-02.pdf>. [Último acceso: 21 jun 2018].
- [32] Concejo Nacional de Electricidad, "004/02 - Transacciones de potencia reactiva en el MEM", CONELEC, [En línea]. Disponible en : <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-02.pdf>. [Último acceso: 21 jun 2018].
- [33] P. Otero, "Optimización de la instalación de generación eléctrica distribuida con los aprovechamientos de energía potencial de los sistemas de agua de la empresa pública metropolitana de agua potable y saneamiento de Quito", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2017.
- [34] S. Nesmachnow, "Algoritmos genéticos paralelos y su aplicación al diseño de comunicaciones confiables", Universidad de la República Montevideo, Uruguay, 2004.

- [35] A. Stativã y F. Gonzalez, "Peer-to-Peer (P2P) MATLAB-PowerFactory Communication: Optimal Placement and Setting of Power System Stabilizer", *Advance Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory*, Springer, Cham, pp. 301-318, 2017.
- [36] MATLAB, Genetic Algorithm and Direct search Toolbox for use with MATLAB, User's Guide, Math Works Inc. , 2004.
- [37] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "ARCONEL - 054/16 Sistema de Medición Comercial - SISMEC - del Sector Eléctrico Ecuatoriano", [En línea]. Disponible en : <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/01/054-16.pdf>. [Último acceso: 01 Dic 2020].
- [38] J. Loya, "Estudio de expansión decenal en el sistema de la Empresa Eléctrica Quito EEQ para los cantones, Los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y Puerto Quito", Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2017.
- [39] C. Montaluisa, "Estudios de los resultados obtenidos de la medición electrónica en los alimentadores primarios de la red de distribución de la E.E.Q. S.A.", *Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, Quito, 2006.

ANEXOS

ANEXO A. Oficio Nro. ARCONEL-DE-2016-0603-PF: Límites de Voltaje y Factores de potencia para la operación del SNI.

ANEXO B. Tipos de cargas en sistemas eléctricos.

ANEXO C. Guía de funcionamiento de Herramienta Computacional para la optimización de potencia reactiva y cumplir con el factor de potencia.

ANEXO D. Código en MATLAB.

ANEXO E. Código en DPL de PowerFactory.

ANEXO F. Datos relevantes de la topología del sistema eléctrico de la EEQ

Tabla 1f. Clasificación de las subestaciones pertenecientes al sistema de distribución de la EEQ al año 2018.

Tabla 2f. Lista de banco de capacitores para compensación de las subestaciones pertenecientes a la Empresa Eléctrica Quito desde el año 2010 al año 2021.

ANEXO G. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de la EEQ (año 2018).

ANEXO H. Simulaciones en DIgSILENT PowerFactory del modelo base del sistema eléctrico de la EEQ.

ANEXO I. Simulaciones en DIgSILENT PowerFactory del modelo mejorado del sistema eléctrico de la EEQ.

ORDEN DE EMPASTADO