

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS  
CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO DE ACELERACIÓN DEL FLUJO  
ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF) BASADO EN APROXIMACIONES LINEALES**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

**Autor:**

Kevin Alexander Velasco Avilés

**Tutor Académico:**

Ing. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios M.Sc

**LATACUNGA – ECUADOR**

**2023**



## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **VELASCO AVILES KEVIN ALEXANDER**, con cédula de ciudadanía No. 050368009-2, declaro ser autor del presente proyecto de investigación **“IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO DE ACELERACIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF) BASADO EN APROXIMACIONES LINEALES”**, siendo el **ING. MSc. GABRIEL NAPOLEÓN PESANTEZ PALACIOS**, con cedula de ciudadanía No. 030189388-9 tutor del presente trabajo; y eximamos expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Latacunga, agosto 2023

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Kevin Alexander Velasco Avilés'.

Kevin Alexander Velasco Avilés

C.C. 050368009-2




## AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de investigación con el título “IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO DE ACELERACIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF) BASADO EN APROXIMACIONES LINEALES”, de VELASCO AVILES KEVIN ALEXANDER, con cedula de ciudadanía No. 050368009-2, de la Carrera de INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD, considero que dicho informe cumple con los requerimientos metodológicos y aporte científico técnico suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad De Ciencia De La Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi digne, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, agosto 2023

Atentamente:

  
Tutor de Titulación  
Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón MSc.  
C.C. 030189388-9



## APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, el postulante **VELASCO AVILES KEVIN ALEXANDER** con cédula de ciudadanía N° 050368009-2, con el Título de Proyecto de titulación: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO DE ACELERACIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF) BASADO EN APROXIMACIONES LINEALES”**, ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, agosto 2023

Por constancia firman:

Lector 1 (Presidente)  
Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca MSc  
C.C. 060357895-6

Lector 2  
Dr. Juan Pablo Palacios Solórzano  
C. C. 130688632-4

Lector 3  
Ing. Jiménez Jiménez Diego Leonardo MSc.  
C.C. 050349370-2

## **AGRADECIMIENTO**

Primero agradezco a Dios por guiarme a lo largo del camino, dándome la paciencia y sabiduría para perseguir con éxito mis metas, siendo mi apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y debilidad, a mis padres Wellington y Blanca, a mis hermanos Cristhofer y Aileen, les agradezco de corazón por ser pilares fundamentales en mi vida, respaldándome en momentos tanto buenos como difíciles. A Araceli, mi apoyo constante, quien estuvo a mi lado motivándome en cada paso hacia este logro, y a toda mi familia que han estado presentes con sus palabras de ánimos y apoyo en todo momento.

También, quisiera extender mi agradecimiento a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a los docentes que han enriquecido mi formación profesional. Un reconocimiento especial al Ing. Gabriel Pesantez, cuya disposición constante para compartir su conocimiento fue fundamental en el desarrollo de mi trabajo de investigación. Finalmente, a mis compañeros de aula quienes demostraron un constante apoyo mutuo en cada momento.

**Alexander Velasco**

## **DEDICATORIA**

A Dios, fuente de inspiración y guía en cada paso de mi trayecto académico. A mis padres, cuyo amor, dedicación y sacrificio me impulsaron a lograr mi meta universitaria y convertirme en un profesional. A mis abuelitos Segundo, Euclides, Elvia y Mélida, quienes siempre me alentaron a perseverar en mis estudios; en especial a mi abuelito Euclides, quien desde el cielo ha sido mi compañero constante durante esta etapa universitaria. A mis hermanos, por iluminar cada uno de esos días difíciles, y a esa persona especial que nunca me abandonó, brindándome su amor y cariño.

A todos aquellos que brindaron su apoyo y contribuyeron al éxito de este trabajo, a quienes compartieron generosamente su conocimiento, allanando el camino hacia la realización de este logro.

**Alexander Velasco**

# ÍNDICE GENERAL

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
ACRÓNIMOS	2
2. INTRODUCCIÓN	4
2.1. EL PROBLEMA	4
2.1.1. Situación Problemática	4
2.1.2. Formulación del problema	5
2.2. ANTECEDENTES	5
2.3. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN	8
2.4. BENEFICIARIOS	8
2.4.1. Beneficiarios directos:	8
2.4.2. Beneficiarios indirectos:	8
2.5. JUSTIFICACIÓN	8
2.6. HIPÓTESIS	9
2.7. OBJETIVOS	9
2.7.1. Objetivo General	9
2.7.2. Objetivos Específicos	9
2.8. SISTEMA DE TAREAS	10
3. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO	11
3.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	11
3.1.1. Definición del Sistema Eléctrico de Potencia	11
3.1.2. Estrategias de Modelado en Sistemas Eléctricos de Potencia	12
3.2. FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO	14
3.2.1. Definición del Flujo de Potencia	14
3.2.2. Definición del Flujo de Potencia Óptimo	16
3.3. FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO AC (AC-OPF)	19
3.4. APROXIMACIONES LINEALES	19
3.4.1. Aproximaciones lineales AC-OPF	20
3.5. FLUJO DE POTENCIA OPTIMO DC (DC-OPF)	23
3.6. SOFTWARE	23
3.6.1. DigSILENT Power Factory	23
3.6.2. AMPL	24
4. METODOLOGÍA Y MATERIALES	27
4.1. DIAGRAMA DE FLUJO	27

4.2.	MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN	30
4.3.	APROXIMACIONES LINEALES SUCESIVAS	30
4.4.	MÉTODO DE SOLUCIÓN	32
4.4.1.	Función objetivo	33
4.4.2.	Restricciones	33
4.4.3.	Aproximaciones Lineales Sucesivas del OPF	34
4.5.	CASOS DE ESTUDIOS	38
4.5.1.	Caso 1: IEEE 14 Barras	38
4.5.2.	Caso 2: IEEE 118 Barras	38
4.5.3.	Caso 3: SNI ecuatoriano	38
4.5.4.	Caso 4: Sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras	40
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	41
5.1.	RESULTADO DEL CASO 1	41
5.1.1.	IEEE 14 Barras AC-OPF	41
5.1.2.	IEEE 14 Barras AC-OPF ALS	42
5.1.3.	Comparación de resultados entre AC-OPF y AC-OPF ALS de 14 Barras	43
5.2.	RESULTADO DEL CASO 2	44
5.2.1.	IEEE 118 Barras AC-OPF	44
5.2.2.	IEEE 118 Barras AC-OPF ALS	45
5.2.3.	Comparación de resultados entre AC-OPF y AC-OPF ALS de 118 Barras	45
5.3.	RESULTADO DEL CASO 3	46
5.3.1.	SNI ecuatoriano AC-OPF	46
5.3.2.	SNI ecuatoriano AC-OPF ALS	47
5.3.3.	Comparación de resultados entre AC-OPF y AC-OPF ALS del SNI	47
5.4.	RESULTADO DEL CASO 4	48
5.4.1.	Sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras AC-OPF	48
5.4.2.	Sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras AC-OPF ALS	48
5.4.3.	Comparación entre AC-OPF y AC-OPF ALS del sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras	49
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	51
6.1.	CONCLUSIONES	51
6.2.	RECOMENDACIONES	52
7.	REFERENCIAS	53
8.	ANEXOS	1



## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 4.1 Sistema Eléctrico de Potencia [11].....	11
Fig. 4.2 Balance de potencia y cantidades de un bus conectado a tres buses adyacentes [13].	13
Fig. 4.3 Barra de Tipo P-V [19]. .....	15
Fig. 4.4 Barra de tipo P-Q [19].....	16
Fig. 4.5 Planificación de Operación del SEP [3].....	17
Fig. 4.6 Interpretación geométrica del método de las aproximaciones sucesivas [26]. .....	19
Fig. 4.7 Software DigSILENT Power Factory [33].....	24
Fig. 5.1 Diagrama de flujo del proyecto de investigación general .....	28
Fig. 5.2 Sub diagrama de flujo del método ALS .....	29
Fig. 5.3 Interpretación geométrica de aproximaciones lineales [26].....	32

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Comparación de formulaciones BIM y BFM básicas [13].....	14
Tabla 3.2 Ventajas y desventajas de un AC-OPF y AC-OPF ALS.....	22
Tabla 3.3 Modelos en AMPL. ....	25
Tabla 3.4 Semejanzas y diferencias de los solucionadores en AMPL. ....	26
Tabla 5.1 Ejecución del AC-OPF de 14 barras IEEE en los tres solvers. ....	41
Tabla 5.2 Sistema AC-OPF 14 barras IEEE.....	42
Tabla 5.3 Ejecución del AC-OPF ALS de 14 barras IEEE en los tres solvers.....	42
Tabla 5.4 Sistema AC-OPF ALS 14 barras.....	43
Tabla 5.5 Error de las pérdidas activas de 14 barras IEEE.....	43
Tabla 5.6 Diferencia AC-OPF y AC-OPF ALS de 14 barras IEEE. ....	44
Tabla 5.7 Diferencia del tiempo de ejecución de 14 barras.....	44
Tabla 5.8 Ejecución del AC-OPF de 118 barras IEEE en los tres solvers. ....	45
Tabla 5.9 Ejecución del AC-OPF ALS de 118 barras IEEE en los tres solvers.....	45
Tabla 5.10 Error de las pérdidas activas de 118 barras IEEE.....	46
Tabla 5.11 Diferencia del tiempo de ejecución de 118 barras IEEE. ....	46
Tabla 5.12 Ejecución del SNI AC-OPF en los tres solvers.....	46
Tabla 5.13 Ejecución del SNI AC-OPF ALS en los tres solvers.....	47
Tabla 5.14 Error de las pérdidas activas del SNI.....	47
Tabla 5.15 Diferencia del tiempo de ejecución del SNI.....	48
Tabla 5.16. Ejecución del Sistema de 793 barras IEEE PES AC-OPF.....	48
Tabla 5.17 Ejecución del Sistema de 793 barras IEEE PES AC-OPF ALS.....	49
Tabla 5.18 Error de las pérdidas del sistema de 793 barras.....	49
Tabla 5.19 Diferencia del tiempo de ejecución del sistema de 793 barras.....	49

## RESUMEN

**Tema:** “IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO DE ACELERACIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF) BASADO EN APROXIMACIONES LINEALES”

**Autor:**

Kevin Alexander Velasco Avilés

En el presente proyecto de investigación se lleva a cabo la implementación de un algoritmo de aceleración del OPF basado en aproximaciones lineales, en el software AMPL. Se aborda una variedad de sistemas eléctricos, como IEEE de 14 barras, IEEE de 118 barras, el Sistema Nacional de Interconexión (SNI) ecuatoriano y el Sistema de Red Eléctrica IEEE PES 793 barras, el cual deben cumplir con las restricciones técnicas y operativas. El enfoque se basa en un algoritmo de aproximaciones lineales Sucesivas (ALS) que parte del Modelo de Inyección de Bus (BIM) en el análisis de flujo de energía. Posteriormente, se aplica este algoritmo a los sistemas mencionados mediante una modelación de relajación convexa, transformando así el problema en una serie ALS, esto permite acelerar el proceso de cálculo y obtener soluciones eficientes. Sin embargo, es importante tener en cuenta sus propias características y limitaciones del enfoque, realizando un análisis detallado para evaluar su desempeño en diferentes escenarios.

Durante la ejecución, se recopilan datos de generadores, barras y líneas de transmisión del sistema eléctrico en estudio, estos datos son esenciales para establecer un modelo adecuado. Se emplean solucionadores como KNITRO7, IPOPT y CONOPT, que son capaces de resolver problemas de optimización. La evaluación y comparación de los resultados obtenidos validan la metodología implementada, garantizando que las soluciones cumplan con las restricciones técnicas y operativas del sistema el cual proporcionen un tiempo computacional satisfactorio.

**Palabras clave:** Aceleración, Algoritmo, Aproximaciones lineales, Flujo Óptimo de Potencia, Optimización, Sistema de Potencia.

## ABSTRACT

**Topic:** "IMPLEMENTATION OF AN OPTIMAL POWER FLOW (OPF) ACCELERATION ALGORITHM BASED ON LINEAR APPROXIMATIONS"

**Author:**

Kevin Alexander Velasco Avilés

In the present research project, an OPF acceleration algorithm based on linear approximations is implemented in the AMPL software. Various electrical systems are addressed, such as 14-bus IEEE, 118-bus IEEE, the Ecuadorian National Interconnection System (SNI), and the IEEE PES 793-bus Power Grid System, which must comply with technical and operational constraints. The approach is based on an algorithm of linear successive approximations (ALS) that starts from the Bus Injection Model (BIM) in the energy flow analysis. Subsequently, this algorithm is applied to the mentioned systems through a convex relaxation modeling, thus transforming the problem into an ALS series, speeding up the calculation process, and obtaining efficient solutions. However, it is essential to take into account the characteristics and limitations of the approach, performing a detailed analysis to evaluate its performance in different scenarios.

During the execution, data are collected from generators, busbars, and transmission lines of the power system under study, and these data are essential to establish an adequate model. Solvers such as KNITRO, IPOPT, and CONOPT, which are capable of solving optimization problems, are used. The evaluation and comparison of the obtained results validate the implemented methodology, ensuring that the solutions comply with the technical and operational constraints of the system and provide a satisfactory computational time.

**Keywords:** Acceleration, Algorithm, Linear Approximations, Optimal Power Flow, Optimization, Power System.



UNIVERSIDAD  
TÉCNICA DE  
COTOPAXI



CENTRO  
DE IDIOMAS

## *AVAL DE TRADUCCIÓN*

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO DE ACELERACIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF) BASADO EN APROXIMACIONES LINEALES”** presentado por: **Velasco Aviles Kevin Alexander** egresado de la Carrera de **Ingeniería en Electricidad** perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizo bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, agosto del 2023

Atentamente,



CENTRO  
DE IDIOMAS



firmado electrónicamente por:  
BLANCA GLADYS  
SANCHEZ AVILA

**MSc. Blanca Gladys Sánchez Avila**

**DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC**

**CI: 2100275375**

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

**Título:** Implementación de un Algoritmo de Aceleración del Flujo Óptimo de Potencia (OPF) basado en aproximaciones lineales.

**Fecha de inicio:** Abril del 2023

**Fecha de finalización:** Agosto del 2023

**Lugar de ejecución:** Universidad Técnica de Cotopaxi.

**Facultad que auspicia:** Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

**Carrera que auspicia:** Carrera de Electricidad

**Proyecto de investigación vinculado:** Desarrolló de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional

**Equipo de Trabajo:**

**Estudiante:** Kevin Alexander Velasco Avilés

**Docente:** Ing. Gabriel Pesantez M.Sc.

**Área de Conocimiento:** 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

**Línea de investigación:** Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

**Sublíneas de investigación de la Carrera:** Explotación y diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia.

## ACRÓNIMOS

A continuación, se detalla todos los conjuntos, parámetros y variables que son útiles al resolver un sistema de potencia óptimo.

### Nomenclatura de los conjuntos del sistema.

$OB$	Conjunto de barras.
$OL$	Conjunto de ramales.

### Nomenclatura de los parámetros de las barras y ramales.

$gsh_i$	Shunt de admitancia conectado al bus $i$ .
$bsh_i$	Shunt de susceptancia conectado al bus $i$ .
$P_{g0}/Q_{g0}$	Potencia activa/reactiva inicial en barras PV.
$Pd_i/Qd_i$	Potencia activa/reactiva demandada en la barra $i$ .
$V_g$	Magnitud de voltaje de las barras PV y Slack.
$th_0$	Ángulo de voltaje en la barra Slack.
$V_{max}/V_{min}$	Voltajes máximos/mínimos.
$Q_{gmax}/Q_{gmin}$	Potencia reactiva generada máxima/mínima en la barra $i$ .
$P_{gmax}/P_{gmin}$	Potencia activa generada máxima/mínima en la barra $i$ .
$g_{ij}$	Componente real de la admitancia en serie de la línea en el ramal $ij$ .
$b_{ij}$	Componente imaginario de la admitancia serie de la línea en el ramal $ij$ .
$bshl_{ij}$	Susceptancia de la línea equivalente en el ramal $ij$ .
$a_{ij}$	Relación de transformación en el transformador del ramal $ij$ .
$a_{max}$	Relación de transformación máximo en el transformador.
$a_{min}$	Relación de transformación mínimo en el transformador.
$\theta_{ij}$	Ángulo de fase del transformador regulador en el ramal $ij$ .
$r_{ij}$	Resistencia en el ramal $ij$ .
$x_{ij}$	Reactancia en el ramal $ij$ .

## Nomenclatura de las variables del sistema.

$V_i$	Voltaje en la barra $i$ .
$th_i$	Ángulo de fase en la barra $i$ .
$P_{gi}/Q_{gi}$	Potencia activa/reactiva generada en barras $i$ .
$P_{de}/Q_{de}$	Flujo de potencia activa/reactiva despachada de la barra $i$ a la barra $j$ .
$P_{pa}/Q_{pa}$	Flujo de potencia activa/reactiva absorbida de la barra $i$ a la barra $j$ .



## **2. INTRODUCCIÓN**

El capítulo introductorio presenta los fundamentos para realizar la implementación de un algoritmo de aceleración del Flujo Óptimo de Potencia considerando aproximaciones lineales sucesivas. En la Sección 2.1 se abordan los problemas que causan el cálculo computacional de sistemas de gran escala. Después, en las Secciones 2.2, 2.3 y 2.4 se plantean el campo de acción, los antecedentes del proyecto y los beneficiarios, tanto directos como indirectos de esta investigación. Posteriormente en la sección 2.5 se presenta la justificación de la importancia que conlleva al implementar aproximaciones lineales en los flujos de potencia. A continuación, en la sección 2.6 se presenta la hipótesis que será evaluada para determinar la viabilidad del estudio. Finalmente, en las Secciones 2.7 y 2.8 se plantean los objetivos y el sistema de tareas respectivamente que guiarán el desarrollo de la investigación.

### **2.1. EL PROBLEMA**

#### **2.1.1. Situación Problemática**

Las redes de transmisión presentan diversos desafíos, entre ellos el despacho óptimo de las unidades de generación, los límites de potencia de los generadores y las pérdidas en las líneas. Sin embargo, uno de los problemas más significativos es la congestión, que se produce cuando el flujo de potencia supera las restricciones de transmisión relacionadas con los límites físicos. Ante la congestión, los operadores del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) buscan utilizar sus sistemas de manera eficiente y cercana a sus límites de capacidad de carga, y deben tomar medidas preventivas para aliviarla [1].

El Flujo Óptimo de Potencia (OPF) es un problema matemático utilizado en sistemas de potencia para minimizar los costos de generación de energía al mismo tiempo que se cumplen diversas restricciones, incluyendo el balance de energía, los límites de voltaje y los límites de transmisión. Sin embargo, resolver el OPF puede resultar complejo y, en ocasiones, puede no converger hacia una solución, además el OPF es un desafío de gran magnitud en términos de optimización, ya que se trata de un problema no lineal y no convexo, lo que puede involucrar las variables continuas como discretas de control [2].

Existen diversas versiones del problema que han sido formuladas para abordar situaciones específicas, las cuales se diferencian en los supuestos, restricciones del sistema, funciones objetivo y controles que se utilizan. Aunque los nombres de estos problemas pueden variar dependiendo de la función objetivo y las restricciones que se consideren, cualquier problema de optimización relacionado con sistemas de energía eléctrica que contenga un conjunto de

ecuaciones de flujo de potencia dentro de sus restricciones puede ser clasificado como una forma de OPF [3].

El artículo [4] se enfoca en un problema AC-OPF cuadrático con una única restricción cónica y lineal que presenta un único valor propio negativo en la función objetivo. El método de solución propuesto para este modelo AC-OPF aborda el problema clásico del despacho económico AC. En este artículo, se presenta un algoritmo global para AC-OPF que combina la optimización cónica lineal sucesiva, la relajación convexa y la técnica de búsqueda de línea para localizar una solución óptima global dentro de una tolerancia dada, a través de la resolución de problemas de optimización cónica lineal. El algoritmo se evaluó en un sistema de prueba de 6 buses IEEE modificado.

### **2.1.2. Formulación del problema**

El crecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia conlleva un aumento en la complejidad del problema de Flujo Óptimo de Potencia, lo que resulta que los tiempos de cálculo requeridos para resolverlo sean considerablemente más prolongados.

## **2.2. ANTECEDENTES**

La creciente expansión del SEP, acompañada de la inclusión de múltiples componentes, genera grandes volúmenes de datos que se utilizan de manera limitada en distintas aplicaciones, tales como el análisis de seguridad del sistema, la confiabilidad y el despacho. El OPF es un problema matemático de optimización para SEP que busca identificar los puntos óptimos de los equipos, tales como generadores, transformadores, compensadores reactivos, entre otros. Básicamente, se considera como una combinación del despacho económico y el cálculo de flujos de potencia, y se resuelve de forma simultánea. El OPF abarca cualquier problema que busque optimizar el rendimiento de un sistema eléctrico de potencia, sujetándose a las restricciones operativas de los componentes implicados [3].

En el año 2017 K, Baker [5] examina la relación entre las soluciones del problema de DC-OPF y AC-OPF. Aunque se ha investigado mucho sobre el error de aproximación de la suposición de DC, la viabilidad de AC no se ha explorado a fondo, a pesar de que en la práctica es difícil lograr la viabilidad de AC. También, se analiza el conjunto de puntos factibles en un problema DC-OPF estándar y el conjunto de puntos factibles en un problema AC-OPF estándar. Por otra parte, se demuestra que la intersección de estos conjuntos es el conjunto vacío, lo que significa que ninguna solución al problema DC-OPF cumple las restricciones del flujo de potencia AC. Además, se demuestra que incluso cuando se realizan ajustes de generación en el

problema DC-OPF para tener en cuenta las pérdidas, las soluciones de DC-OPF aún no son factibles para el problema AC-OPF.

En 2021 los autores de [6], se resuelve el problema del OPF utilizando aproximaciones lineales, un método que sigue siendo crucial para resolver este problema, especialmente en aplicaciones industriales. El método más utilizado en la industria eléctrica es el de flujo de potencia de DC, que ha sido ampliado en muchos estudios para incorporar la magnitud del voltaje, la potencia reactiva y las pérdidas. Este estudio proporciona un análisis detallado e investigación comparando las formulaciones y la precisión de las aproximaciones lineales existentes. Aprovechando la formulación desacoplada de estas aproximaciones lineales, se ilustra la propiedad de las ecuaciones de flujo de potencia desde una nueva perspectiva, por tanto, se explica teóricamente por qué las ecuaciones de flujo de potencia reactiva son difíciles de linealizar. Para demostrar el rendimiento numérico de las aproximaciones lineales existentes, se llevan a cabo pruebas en sistemas IEEE y polacos. Estos análisis y resultados permiten comprender mejor las ventajas y limitaciones de las aproximaciones lineales para el AC-OPF y su aplicabilidad en escenarios prácticos.

Por otra parte en el año 2016 los autores de [7], han propuesto una solución innovadora para el problema del flujo de potencia óptimo en corriente alterna, que se basa en la utilización de aproximaciones lineales sucesivas de las ecuaciones de flujo de potencia, explotando la relación casi lineal  $P - \theta$  y la coordinación polar. Para mejorar la precisión de la aproximación lineal en las primeras iteraciones, se emplea una transformación matemática para el término de intersección de la magnitud del voltaje. Esto da como resultado una alta precisión en muy pocas iteraciones. Además, se proporciona un método de linealización para los límites de flujo de rama aparente cuadrática y técnicas para recuperar la viabilidad de la solución de flujo de potencia óptima y corregir cualquier posible violación de restricciones.

En [8] los autores mencionan que las Líneas de Transmisión (LT) desempeñan un papel vital en la operación del Sistema ya que son las encargadas del transporte seguro y confiable de la Energía Eléctrica. Por lo tanto, las adiciones ya sea de generación o de transmisión deben planificarse, lo que implica una gran inversión, por lo tanto, se pretende la construcción de LT con la menor inversión y un grado alto de recuperación del capital. En los últimos años, el AC-OPF se ha convertido en una herramienta esencial sostenible en la operación y control del sistema en desarrollo de energía para industrias de energía integradas y desregularizadas. El AC-OPF se establece como un problema de optimización no lineal, con variables discretas y continuas. El proceso de linealizar en el documento involucra algunas técnicas para el desarrollo

lineal, los cuales son; Series de Taylor, aproximación lineal mediante derivadas. El AC-OPF tiene muchas aplicaciones, por lo que se realizará el análisis en la expansión de la transmisión, para el caso se hace la aproximación lineal mediante series de Taylor.

Los autores de [9], muestran casos de óptimos locales en diversas redes de prueba, incluyendo versiones modificadas de redes comunes, con el fin de demostrar que estos óptimos pueden surgir debido a que la región factible se encuentra desconectada y/o a causa de no linealidades en las restricciones. En todos los ejemplos presentados en este artículo, los límites de tensión se encuentran dentro del rango de  $\pm 5\%$  a  $\pm 10\%$  del valor nominal. Para evitar clasificar incorrectamente un punto como óptimo local, se verifican las condiciones de optimalidad de primer orden y se asegura que varios solucionadores puedan converger. Para encontrar soluciones locales, se genera un punto aleatorio dentro de los límites de cada variable utilizando una distribución uniforme y se resuelve el problema de OPF a partir de este punto inicial.

En 2017 los autores [10], en el artículo abordan el problema del flujo de potencia en un SEP para redistribuir el flujo de reactivos y minimizar la pérdida de energía. Para llevar a cabo este análisis, se utilizaron los parámetros de generadores, barras, líneas y cargas del caso de 14 barras de DigSILENT Power Factory, considerado como modelo de SEP para el estudio. El objetivo principal del trabajo es minimizar las pérdidas de potencia reactiva mediante un modelo de programación no lineal (PNL) a través del software GAMS, utilizando el solver MINOS, que emplea el método de gradiente reducido para restricciones lineales y función objetivo no lineal. Una vez obtenidos los resultados de la optimización con GAMS, se analizarán y compararán con los resultados de la simulación del caso de 14 barras para la utilidad de resolver problemas de flujo óptimo de potencia para minimizar la potencia reactiva en un sistema.

En 2022 los autores en [11], realizaron un modelo matemático de optimización para determinar la cantidad de potencia horaria a ser suministrada por los generadores, tomando en cuenta diversas tecnologías como hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica y térmica, así como también la contribución horaria de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el suministro de la demanda. Se ha modelado un sistema de prueba utilizando flujos de carga o potencia AC. El modelo matemático se ha aplicado en un sistema de 24 nodos IEEE, obteniendo resultados como la minimización de costos en el suministro de la demanda, la distribución de potencia activa y reactiva de cada generador durante 24 horas, los flujos de potencia en los

enlaces y la contribución del sistema de almacenamiento en la cobertura de la carga horaria, enfocándose principalmente en el análisis de la demanda mínima, media y máxima.

Finalmente, en 2022 los autores en [12], hacen referencia al problema de la insuficiencia de la generación convencional para satisfacer la demanda de los usuarios, lo que resulta en mayores costos y pérdidas de operación en los SEP. Para abordar esta situación, se propone la integración de plantas virtuales de generación (VPP) para brindar servicios de soporte al sistema y permitir una mayor participación y visibilidad de las energías renovables no convencionales (ERNCC), lo que conlleva a una transición hacia una fuente de energía más amigable con el medio ambiente. Para lograr esto, se aplicará una heurística basada en AC-OPF para el despacho de la VPP.

### **2.3. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN**

- Objeto:

ANALIZAR LA SOLUCIÓN DEL OPF MEDIANTE APROXIMACIONES LINEALES SUCESIVAS

#### **¿Qué se investiga?**

Algoritmo de aceleración del Flujo Óptimo de Potencia: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.

#### **¿En dónde o en qué sistema se investiga?**

En el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI): OBJETO DE ESTUDIO.

- Campo de Acción:

330000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.09 Transmisión y Distribución.

### **2.4. BENEFICIARIOS**

#### **2.4.1. Beneficiarios directos:**

- Estudiantes y docentes universitarios

#### **2.4.2. Beneficiarios indirectos:**

- Profesionales
- Empresas eléctricas públicas y privadas del Ecuador.

### **2.5. JUSTIFICACIÓN**

El presente proyecto de investigación se realiza previo a la obtención del título de Ingeniero en Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi el cual, se alinea con los objetivos de los proyectos macro formativos de la carrera de Electricidad “Energías alternativas y

renovables, eficiencia energética y protección ambiental, asociado a la Sublínea Explotación y Diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia, titulado “IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO DE ACELERACIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF) BASADO EN APROXIMACIONES LINEALES” con la finalidad de optimizar la operación del SEP y minimizar las pérdidas de energía.

La aceleración del OPF es importante en la planificación y operación de un SEP, lo cual para el OPF puede ser un desafío en sistemas grandes y complejos. Una de las técnicas utilizadas para acelerar el OPF es la Aproximación Lineal Sucesiva (ALS), la cual reduce el tiempo de cómputo al aproximar el problema no lineal del OPF como una serie de problemas lineales más pequeños y fáciles de resolver.

Además, la ALS es una técnica iterativa que mejora la precisión de la solución a medida que se repiten las aproximaciones lineales sucesivas. La aceleración de OPF mediante la ALS es importante porque permite rapidez en el cálculo de los sistemas eléctricos de potencia, lo que beneficia tanto a las empresas de suministro de energía como a los consumidores finales.

## **2.6. HIPÓTESIS**

¿La implementación de un algoritmo de aceleración del OPF basado en aproximaciones lineales permitirá reducir significativamente los tiempos de cálculo en comparación con el método convencional?

## **2.7. OBJETIVOS**

### **2.7.1. Objetivo General**

Implementar un algoritmo de aceleración mediante aproximaciones sucesivas para la solución del AC-OPF basado en aproximaciones lineales.

### **2.7.2. Objetivos Específicos**

- Revisar métodos de aproximaciones lineales sucesivas para los Flujos Óptimos de Potencia propuestos.
- Evaluar la efectividad de un método de aceleración para reducir el tiempo de cálculo requerido al resolver el OPF.
- Aplicar el algoritmo de aceleración basado en ALS al Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano.

**2.8. SISTEMA DE TAREAS**

<b>Objetivos específicos</b>	<b>Actividades (tareas)</b>	<b>Resultados Esperados</b>	<b>Técnicas, Medios e Instrumentos</b>
Revisar métodos aproximaciones lineales sucesivas para los Flujos Óptimos de Potencia propuesto.	- Revisión de trabajos relacionados con el flujo de potencia óptimo apoyado en aproximaciones lineales.	- Marco teórico basado en el OPF.	- Investigación bibliográfica relacionado al tema basado en artículos científicos, libros y tesis de pregrado y posgrado.
Evaluar la efectividad de un método de aceleración para reducir el tiempo de cálculo requerido al resolver el OPF.	- Seleccionar un algoritmo basado en ALS que representen la efectividad del método de aceleración.	- Algoritmo de solución del OPF aplicando ALS.	- <i>Software AMPL</i>
Aplicar el algoritmo de aceleración basado en ALS al Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano.	- Implementar el SNI ecuatoriano en AMPL. - Análisis comparativos de los resultados obtenidos del AC-OPF y el AC-OPF ALS.	- Análisis de comparación del método AC-OPF ALS y AC-OPF asociados al OPF.	- <i>Software AMPL</i> - <i>Software DigSILENT Power Factory</i> - Microsoft Word - Microsoft Excel

### 3. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO

#### 3.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

##### 3.1.1. Definición del Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema de potencia es una infraestructura compuesta por una red interconectada de componentes eléctricos diseñados para suministrar, transferir y utilizar energía eléctrica. Este sistema abarca una variedad de máquinas, dispositivos y equipos que se encargan de convertir la electricidad en diferentes formas primarias de energía eléctrica, así como de transportar y distribuir a los usuarios finales [10].

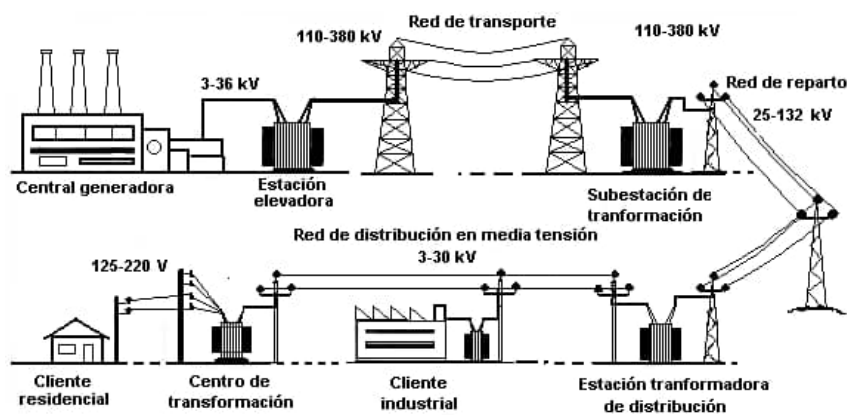


Fig. 3.1 Sistema Eléctrico de Potencia [11].

En la Fig. 3.1 se observa un SEP y se compone de tres partes fundamentales: generación o producción, transmisión y distribución.

En un SEP para operar en estado estable hay que considerar los siguientes criterios.

- La generación debe abastecer a toda la demanda más las pérdidas de potencia que se generan en las líneas de transmisión por efecto Joule.
- Las magnitudes de voltaje en las barras deben permanecer dentro del rango del valor nominal.
- Los generadores no deben operar fuera de los límites especificados de potencia reactiva y activa.
- Los transformadores y las líneas de transmisión deben manejar dentro de sus límites de operación, es decir no tienen que estar sobrecargados.



### **Generación o Producción**

La generación o producción de electricidad es el proceso mediante el cual se produce electricidad a partir de diferentes fuentes de energías primarias, como las térmicas, hidroeléctricas, nucleares, eólicas, entre otras [11].

Existen diversas tecnologías y métodos utilizados en la generación de electricidad, cada uno con sus propias ventajas y desventajas.

### **Transmisión**

La transmisión se refiere al transporte de la electricidad generada desde las plantas de generación hasta los puntos de consumo, como hogares, empresas e industrias. La electricidad se transmite a través de una red de infraestructura que incluye cables, torres de transmisión, transformadores y subestaciones [11].

Además, el transporte de electricidad es un proceso complejo el cual requiere una planificación que garantice la eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico. Lo cual, las empresas de servicios públicos, privados y operadores de la red eléctrica deben llevar a cabo un mantenimiento regular de la infraestructura de transmisión para asegurar su buen funcionamiento.

### **Distribución**

La distribución es una parte integral del sistema eléctrico de potencia y tiene la responsabilidad de transportar la energía eléctrica desde los centros de consumo hasta los usuarios finales, como hogares, empresas e industrias. Implica trasladar la electricidad desde la red de transmisión a través de una red de distribución local hasta los puntos de consumo [11].

Por lo tanto, las empresas de servicios públicos trabajan para mejorar la eficacia del suministro, minimizar las interrupciones y de manera eficiente a las necesidades de los consumidores.

### **3.1.2. Estrategias de Modelado en Sistemas Eléctricos de Potencia**

#### **Modelo de inyección en barras (BIM)**

El modelo de inyección en barras presenta un modelo utilizado para representar sistemas de potencia, se enfoca en encontrar inyección de potencia activa y reactiva en cada barra. Este modelo es ampliamente utilizado tanto en el flujo de potencia convencional como en los primeros enfoques sobre el OPF [13].

El BIM se ha utilizado en un nuevo modelo OPF basado en el enfoque de programación semidefinida para redes de distribución [14].

En la Fig. 3.2 se identifica un conjunto de buses que están conectados directamente al bus  $i$ , donde en la gráfica se tiene lo siguiente:

$S_i^{gen}$  = Potencia generada que fluye hacia el bus  $i$ .

$S_i^{carga}$  = Energía de demanda que sale del bus  $i$ .

$S_i$  = Inyección de potencia en el bus  $i$ .

$S_i^{trans}$  = Potencia transmitida que fluye entre el bus  $i$  y sus autobuses adyacentes.

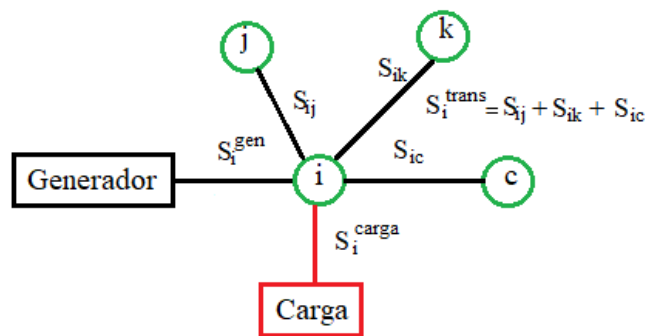


Fig. 3.2 Balance de potencia y cantidades de un bus conectado a tres buses adyacentes [13]

### Modelo del flujo de rama (BFM)

El modelo de flujo de rama BFM se emplea en el análisis y optimización de redes eléctricas, tanto en configuraciones de malla como radiales. Este modelo presenta un enfoque innovador para el estudio y mejora del flujo de potencia en dichas redes [15]. En el contexto del flujo de potencia óptimo, se ha utilizado una variante basada en la relajación de cono de segundo orden, que incorpora el BFM [16]. Cabe destacar que, en sistemas radiales, el BFM es equivalente al modelo de inyección de bus BIM, habiendo sido rigurosamente probada la correspondencia exacta y la condición de equivalencia entre ambos modelos.

### Diferencia entre el BIM y BFM

El modelo de flujo de rama BFM y el modelo de inyección de bus BIM son dos enfoques utilizados para representar sistemas de potencia, además se basan en la representación gráfica dirigida y no dirigida de la red eléctrica, respectivamente, los modelos se definen mediante diferentes conjuntos de ecuaciones, con variables propias de cada uno [17]. A pesar de estas

diferencias, los dos modelos son equivalentes entre sí, es decir definen el mismo problema físico y aportan la misma solución.

El modelo de inyección de barras BIM se centra en variables nodales como voltajes, corrientes e inyecciones de potencia, no considera directamente los flujos de energía en ramas individuales [18]. Por otro lado, el modelo de flujo de rama BFM presenta la ventaja de que sus variables se corresponden directamente con cantidades físicas, como la potencia en las ramas y los flujos de corriente [3].

Cada modelo es autónomo, lo que significa que se pueden formular y analizar problemas de flujo de potencia dentro de cada uno utilizando exclusivamente las variables nodales o de rama correspondientes [13]. En la Tabla 3.1 se tiene formulaciones entre el BIM y el BFM.

Tabla 3.1 Comparación de formulaciones BIM y BFM básicas [13].

Formulación	Variables	Número de variables	Número de ecuaciones
BIM	$V_i(v_i, \delta_i)$	$2N$	$N$
	$S_i(p_i, q_i)$	$(4N)$	$(2N)$
BFM	$V_i(v_i, \delta_i)$	$2N + 2E$	$N + 2E$
	$S_i(p_i, q_i)$		
	$I_{ij}(i_{ij}, \gamma_{ij})$	$(4N + 4E)$	$(2N + 4E)$
	$S_{ij}(p_{ij}, q_{ij})$		

### 3.2. FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO

#### 3.2.1. Definición del Flujo de Potencia

El FP implica el cálculo de los flujos de carga que circulan en el Sistema Eléctrico de Potencia, a través del voltaje en cada barra y las impedancias en las líneas de transmisión que conectan dichas barras [12]. Las soluciones de flujo de potencia son realizadas usando programas de computadoras diseñados específicamente para este propósito [19].

El objetivo es calcular todas las tensiones de barras y las inyecciones de potencia del sistema. A continuación, se determina las ecuaciones de los flujos de potencia activa y reactiva de las líneas de transmisión [3].

$$P_k = V_k \sum_{n=1}^N V_n Y_{kn} \cos(\theta_k - \theta_n - \theta_{kn}) \quad (4.1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{n=1}^N V_n Y_{kn} \sin(\theta_k - \theta_n - \theta_{kn}) \quad (4.2)$$

Donde:

$P_k$  = Potencia activa

$Q_k$  =Potencia reactiva.

$V_k$  = Magnitud de tensión en  $k$ .

$V_m$  = Magnitud de tensión en  $m$ .

$Y_{km}$  = Admitancias conectadas a la barra.

$\theta_k$  = Angulo de tensión en  $k$ .

$\theta_m$  = Angulo de tensión en  $m$ .

$\theta_{km}$  = Angulo de tensión de  $k$  hacia  $m$ .

### **Clasificación del tipo de barras**

- Barra Tipo P-V o Barra de Generación

En la Fig. 3.3 se ilustra la barra, donde se especifica la potencia activa y el módulo de la tensión ( $P, V$ ). Para las barras de generación es razonable especificar  $P$  y  $V$ , debido a que esos valores son cantidades controlables a través del gobernador y la excitación, respectivamente [19].



Fig. 3.3 Barra de Tipo P-V [19].

En este tipo de barras las incógnitas que se persigue encontrar es el ángulo de voltaje ( $\theta$ ) y la potencia total reactiva ( $Q$ ) inyectada a la barra.

- Barra Tipo P-Q o Barra de Carga

En la Fig. 3.4 se presenta la barra de carga, se conocen la potencia activa y la potencia reactiva totales inyectadas a la barra ( $P_{total}, Q_{total}$ ), es equivalentemente válido conocer la potencia activa y el factor de potencia ( $S, \cos\phi$ ).

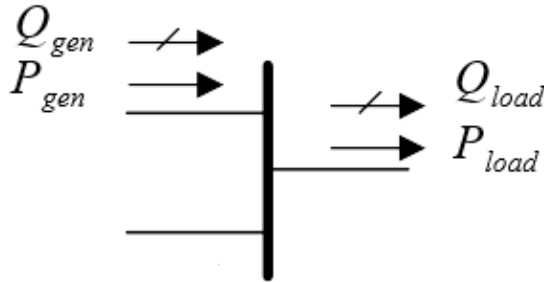


Fig. 3.4 Barra de tipo P-Q [19].

Este tipo de barras se debe encontrar la tensión ( $V$ ) en la barra y el ángulo de la tensión ( $\theta$ ) [19].

- Barra Tipo Slack

En los sistemas de transmisión donde no se conocen las pérdidas antes de los FP, es necesario mantener una barra colectora donde no se especifique  $P$ , dado que el  $\theta$  está determinado, se mantiene constante mientras se resuelve el flujo de potencia. Por lo general, el bus del osciloscopio se establece en el número uno como referencia, este bus tiene una fuente conectada y es necesario lograr una solución del flujo de carga. Esta barra también conocida como swing, oscilante o de compensación, debido a la potencia activa  $P$  y la potencia reactiva  $Q$ .

El estudio de FP es de gran interés en la planeación de la red eléctrica y en el diseño de futuras expansiones de los sistemas eléctricos, por tanto, mejora las condiciones de operación de los sistemas eléctricos existentes.

Para optimizar un FP, es importante considerar las magnitudes de voltaje, las pérdidas de la red, la cargabilidad y la generación. Al considerar lo mencionado, se puede optimizar el sistema de potencia para garantizar un suministro de energía confiable y eficiente.

### 3.2.2. Definición del Flujo de Potencia Óptimo

El OPF, sus siglas en inglés (Optimal Power Flow), es una metodología clave para la operación en tiempo real de los sistemas de energía eléctrica en el contexto de las redes inteligentes, donde la demanda y la generación son muy variables en el tiempo. También puede

ser una subrutina de otras metodologías de optimización asociadas con problemas de planificación. Por lo tanto, es necesario desarrollar algoritmos eficientes que reduzcan el tiempo de cálculo, si es posible, sean independientes de la condición inicial, ya sea para fines de operación o planificación [2].

El flujo de potencia óptimo implica el despacho estratégico de generadores para lograr la minimización o maximización de una función objetivo, considerando restricciones de igualdad y desigualdad. La función objetivo puede abarcar la reducción de pérdidas, el aumento del beneficio social neto, la disminución de los costos de generación, entre otros [20]. El problema de los flujos óptimos de potencia se planteó a comienzos de la década de los años sesenta como una extensión del problema de despacho económico, el OPF debe cumplir con dos objetivos principales que son [1]:

- Mantener una operación segura.
- Encontrar un punto de operación económico.

Esto se alcanza mediante la minimización de una función objetivo y cambiando diferentes sistemas de control, tomando en cuenta las restricciones de igualdad y desigualdad, usadas para modelar las restricciones de balance de potencia activa y varios límites operativos [3].

El sistema eléctrico se modela como un conjunto de buses  $N$  conectados por un conjunto de ramales  $L$ , con generadores controlables situados en un subconjunto  $G \subseteq N$  de los buses del sistema.

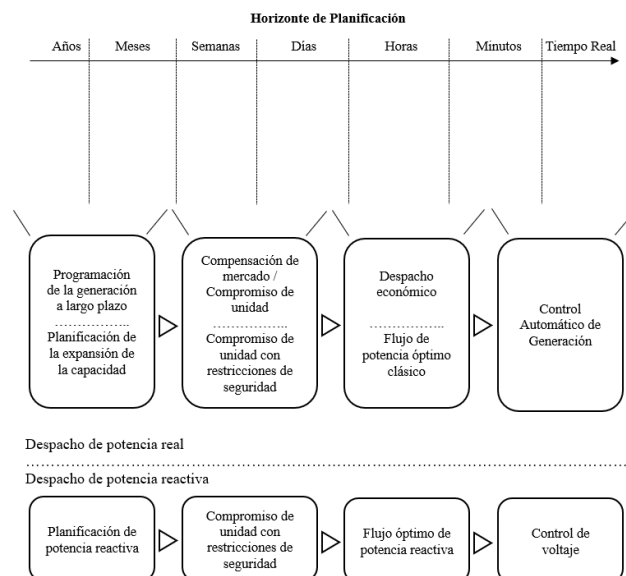


Fig. 3.5 Planificación de Operación del SEP [3].

La Fig. 3.5 ilustra el proceso de planificación que se lleva a cabo, iniciando con decisiones a largo plazo y avanzando hacia decisiones operativas conforme el horizonte temporal se reduce. El OPF se puede aplicar a la planificación en cualquier horizonte de tiempo [21].

### Función Objetivo

El objetivo es minimizar el costo de operación de los generadores del sistema como se observa en la ecuación (4.3).

$$\text{Min costo} = \sum_{i \in G} C_{ij} * P_i^g \quad (4.3)$$

Donde:

$C_{ij}$  = Costo total de generación de las barras  $ij$ .

$P_i^g$  = Potencia activa generada en el nodo  $i$ .

### Restricciones

Las limitaciones y restricciones del problema del OPF guardan similitud con las restricciones de las variables de control y las variables dependientes, además de la restricción de equilibrio de potencia en todos los nodos. Las restricciones de las variables representan los límites de los componentes eléctricos presentes en la red de transporte, tales como generadores de centrales térmicas, compensadores estáticos, cambiadores de tomas de transformadores, cargas y líneas de transmisión. Entre estos componentes, los generadores de centrales térmicas son los más complejos, ya que involucran potencia activa, reactiva y voltaje. En términos de formulación matemática, las restricciones de los componentes eléctricos se expresan generalmente como desigualdades, mientras que la restricción de equilibrio de potencia en todos los nodos de carga se expresa como igualdades [22].

En la actualidad, el OPF se destaca como uno de los problemas fundamentales en los sistemas de energía, su resolución ha involucrado el empleo de diversos métodos numéricos y heurísticos. Los estudios realizados en la actualidad indican que los métodos heurísticos han demostrado ser más efectivos y veloces que los métodos numéricos [23].

### 3.3. FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO AC (AC-OPF)

AC-OPF es una herramienta fundamental para que los operadores de sistemas de energía tomen decisiones precisas de despacho y mercado para utilizar mejor los recursos disponibles y preservar los intereses de todas las partes interesadas del mercado [24].

Se utiliza para optimizar la operación de los sistemas de energía minimizando el costo de generación y satisfaciendo varias restricciones operativas. Por lo general, el problema AC-OPF utiliza una formulación de balance de potencia que contiene tensiones y ecuaciones de potencia [25].

Para resolver el problema AC-OPF, se han desarrollado varios algoritmos, que incluyen:

- Algoritmo alterno
- Marco de solución para problemas generales de AC-OPF que incluyen decisiones discretas
- Método de aprendizaje aumentado que integra ecuaciones de redes eléctricas y aprendizaje automático para generar soluciones casi óptimas
- Algoritmos completamente descentralizados para resolver problemas de AC-OPF, especialmente en un entorno de red inteligente.

### 3.4. APROXIMACIONES LINEALES

Dada la ecuación  $f(x) = 0$ , el método de las aproximaciones lineales reemplaza esta ecuación por una equivalente,  $x = g(x)$ , definida en la forma  $g(x) = f(x) + x$ . Para encontrar la solución se parte de un valor inicial  $x_0$  y se calcula una nueva aproximación  $x_1 = g(x_0)$ . Reemplaza el nuevo valor obtenido y el proceso es repetitivo. Esto da lugar a una sucesión de valores  $\{x_0, x_1, \dots, x_n\}$ , si converge tendrá como límite la solución del problema [26].

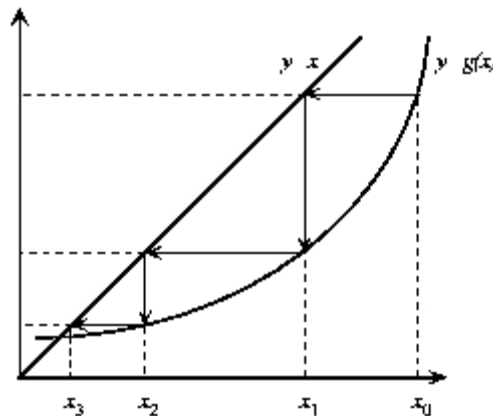


Fig. 3.6 Interpretación geométrica del método de las aproximaciones sucesivas [26].



En la Fig. 3.6 se ilustra la interpretación geométrica del método, donde se parte de un punto inicial  $x_0$  por ende se calcula  $y = g(x_0)$ . La intersección de esta solución con la recta  $y = x$  dará un nuevo valor  $x_1$  más próximo a la solución final.

### 3.4.1. Aproximaciones lineales AC-OPF

Las aproximaciones lineales es una técnica utilizada en matemáticas y cálculo para obtener una aproximación numérica de una función complicada mediante la construcción de funciones lineales más simples. Además, se basa en la idea de que una ecuación no lineal se puede reescribir como una ecuación lineal mediante la introducción de una función auxiliar. El método de aproximaciones sucesivas comienza con una estimación inicial de la solución y luego utiliza una función auxiliar para generar una nueva estimación de la solución, el cual permita obtener una solución aproximada del problema original, pero con un menor costo computacional [26].

Por otra parte, es un proceso que consiste en transformar las ecuaciones no lineales del problema de AC-OPF, busca encontrar valores óptimos de las variables de control en una red de eléctrica, como los voltajes en los ramales y las potencias generadas por los generadores. Esto se realiza con el fin de minimizar los costos de generación o las pérdidas de potencia en el sistema [8].

La ALS converge de manera rápida y puede ser utilizado para procesar sistemas no lineales grandes y complejos. Sin embargo, también puede ser particularmente susceptible a errores de redondeo y puede requerir esfuerzo adicional en la elección del punto de inicio para la solución.

Se considera lo siguiente para resolver un problema AC-OPF ALS en lugar de un problema no lineal:

- Mayor eficiencia computacional: La resolución de un problema lineal son conocidos por tener un algoritmo de solución más rápida y eficiente que la resolución de un problema no lineal, lo cual reduce el tiempo de cálculo para una solución óptima pero se pierde la eficiencia al encontrar la solución [27].
- Mayor estabilidad numérica: La linealización de las ecuaciones del problema reduce la complejidad numérica y mejora la estabilidad del algoritmo de solución, lo que puede resultar soluciones más estables y menos sensibles a perturbaciones [8].
- Facilidad de análisis y comprensión: La linealización simplifica el problema mediante modelos lineales en torno a un punto de operación, lo cual produce que el problema sea más fácil de analizar y comprender [8].

Por otra parte, se puede utilizar en la solución de problemas OPF para acelerar la convergencia del algoritmo. Además, se puede utilizar para resolver ecuaciones no lineales, lo que lo hace adecuado para resolver problemas de OPFE. Esto conlleva la aproximación entre las variables del sistema (como voltajes, corrientes y potencias) mediante relaciones lineales. De esta forma, se simplifica el problema y se pueden aplicar técnicas de optimización lineal para hallar soluciones aproximadas [28].

Permiten abordar sistemas eléctricos complejos con eficiencia y obtener soluciones numéricas aceptables para una amplia gama de condiciones operativas. Sin embargo, al igual que con cualquier método numérico, la elección del punto inicial y otros parámetros puede afectar la velocidad de convergencia y la calidad de la solución obtenida.

### **Proceso para aplicar AC-OPF ALS**

**Inicialización:** Se parte de un punto de operación inicial del sistema eléctrico, que es una solución factible del flujo de potencia en condiciones de operación normal.

**Linealización:** Se realizan aproximaciones lineales de las ecuaciones del flujo de potencia y las restricciones del sistema alrededor del punto de operación inicial. Esto implica calcular las derivadas parciales de las ecuaciones en función de las variables del problema (tensiones, ángulos de fase, flujos de potencia, entre otros.) en el punto de operación inicial [29].

**Resolución del modelo lineal:** Se resuelve el modelo lineal resultante, de tal modo se obtiene un nuevo punto de operación, que se considera una aproximación de la solución óptima del OPF [29].

**Verificación de convergencia:** Se verifica que la solución obtenida cumpla con las restricciones y criterios de convergencia establecidos para el problema OPF [29].

En la Tabla 3.2 se presenta las ventajas y desventajas que tiene los sistemas AC-OPF y AC-OPF ALS.

Tabla 3.2 Ventajas y desventajas de un AC-OPF y AC-OPF ALS.

	Ventajas	Desventajas
AC-OPF	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mayor precisión en la solución del problema debido a la inclusión de variables como la potencia activa, reactiva, corriente y el voltaje.</li> <li>- Mayor flexibilidad en la solución del problema debido a la inclusión de restricciones adicionales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mayor complejidad computacional debido al gran número de variables y restricciones.</li> <li>- Mayor tiempo de cálculo debido a la complejidad del problema.</li> </ul>
AC-OPF ALS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mayor velocidad al convergir debido a la utilización de aproximaciones lineales sucesivas.</li> <li>- Menor complejidad computacional debido a la reducción del número de variables y restricciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Menor precisión en la solución del problema debido a la utilización de aproximaciones lineales</li> <li>- Mayor delicadeza a las condiciones iniciales debido a la iteración del método.</li> </ul>

### Formulación de aproximaciones lineales

En [6] se presenta la descripción de cuatro enfoques lineales aproximados que abordan el problema OPF en la generación eléctrica.

- Método de flujo de potencia DC: Es un método de formulación básica que muestra una relación casi lineal entre  $P$  y  $\theta$ , es decir solo se centra en la parte de ‘MW’ de las ecuaciones de flujo de potencia, donde se desprecia la potencia reactiva ( $Q$ ) y se supone un perfil plano de voltaje ( $V$ ), además las pérdidas se ignoran [6].
- Método de aproximación por serie de Taylor: Es un método utilizado en matemáticas para aproximar funciones mediante una serie de polinomios de Taylor, dicha

aproximación se basa en el reemplazo de que cualquier función blanda por una serie de polinomios cada vez más complejos [6].

- Método de aproximación lineal: Es completamente lineal porque se ignoran las pérdidas, por tanto, en las ecuaciones de flujo de potencia activa el error es el más grande. El escalar 0.95 utilizado no puede ser adecuado para todos los sistemas de prueba, por lo que se ignoran las pérdidas, es decir estas aumenta aún más el error de aproximación [6].
- Método de relajación convexa: Se basa en la relajación de las restricciones no convexas a restricciones convexas, lo que permite el uso de técnicas estándar de optimización convexa para resolver el problema [30]. Este método puede ser muy eficaces para resolver problemas de OPF y se utiliza para la ALS en [6].

### **3.5. FLUJO DE POTENCIA OPTIMO DC (DC-OPF)**

El problema estándar de DC-OPF implica la minimización de los costos totales variables de generación, sujeto a restricciones operativas, de capacidad y de equilibrio no lineal. Se basa en las ecuaciones de flujo de potencia de corriente directa, que son una aproximación lineal de las ecuaciones de flujo de potencia de corriente alterna [31].

El DC-OPF se utiliza cuando las ecuaciones de flujo de potencia de corriente alternan no son necesarias o cuando el sistema presenta restricciones significativas, lo que dificulta el uso del AC-OPF [5]. Sin embargo, es importante tener en cuenta que las soluciones del DC-OPF no son siempre factibles en corriente alterna, lo que implica que podrían violar algunas limitaciones físicas del sistema AC.

Para resolver el problema DC-OPF, se aplica diversos métodos como la programación de flujo de red del método de Newton, programación lineal, programación no lineal, programación cuadrática y métodos de puntos interiores [32].

## **3.6. SOFTWARE**

### **3.6.1. DigSILENT Power Factory**

Es una aplicación de software de análisis de sistemas de potencia, que se utiliza para analizar la generación, transmisión, distribución y sistemas industriales. Además, es una herramienta poderosa y completa para diseñar, analizar y optimizar sistemas de energía eléctrica.

El software integra varios módulos especializados para diferentes tareas de análisis de sistemas de potencia [33].

**Software Básico:**

- Análisis del Flujo de Carga
- Análisis de Fallas
- Reducción de la Red
- Análisis de la Estabilidad de la Tensión
- Sensibilidades del Flujo de Carga
- Análisis de Contingencia
- Cálculo de los Parámetros de la LT y del Cable Aéreo
- Análisis de la Red de Distribución

**Funciones Avanzadas:**

- Funciones de Protección
- Optimización de la Red de Distribución
- Funciones de Análisis de Armónicos
- Flujo de Potencia Óptimo
- Análisis de Confiabilidad
- Estimación de Estado

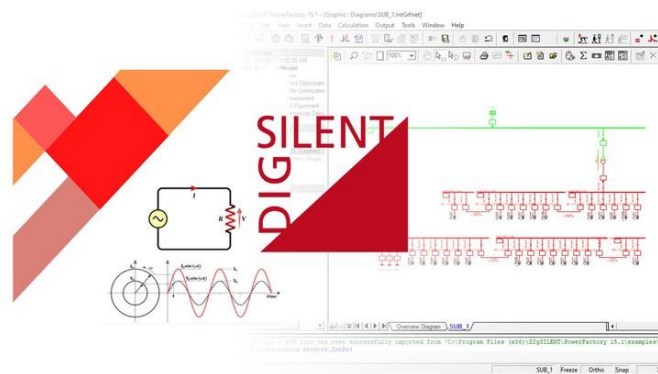


Fig. 3.7 Software DigSILENT Power Factory [33].

**3.6.2. AMPL**

Es un lenguaje de programación de alto nivel utilizado principalmente para formular y resolver problemas de programación matemática y optimización. Se utiliza para modelar una amplia gama de problemas de optimización, como problemas de programación lineal, programación entera, programación no lineal, programación cuadrática y otros tipos de problemas de optimización, es decir resuelve problemas de optimización complejos [34]. Los modelos en AMPL involucran variables, restricciones y objetivos, expresados con la ayuda de conjuntos y parámetros.

Los modelos de AMPL se presenta en la Tabla 3.3, los cuales pueden ser escritos en cualquier editor de texto.

Tabla 3.3 Modelos en AMPL.

Archivo	Descripción
Archivo del modelo	Se programará el modelo, tal como lo escribimos en las secciones anteriores. Se declararán los parámetros y variables, pero no se les asignará valores. Este archivo se puede escribir en cualquier editor de texto y se debe guardar con la extensión (*.mod)
Archivo de datos	Se asignarán valores a los parámetros del problema. Lo poderoso de utilizar esta modalidad, es que un mismo modelo se puede ejecutar con múltiples instancias solo llamando a archivos de datos diferentes, sin tener que modificar el archivo .mod. Se debe guardar con la extensión (*.dat)
Archivo de Ejecución o rutinas	En él se escribe la secuencia de comandos que se aplicará en la pantalla de AMPL. También se escribe en cualquier editor de texto y se guarda bajo la extensión (*.run)

### Solver

**KNITRO:** Un solver de optimización no lineal utilizado para resolver problemas de programación no lineal de manera eficiente y efectiva, permitiendo la resolución de problemas complejos con restricciones y funciones no lineales [35].

**IPOPT:** (*Interior Point Optimizer*) Un solver no lineal de programación matemática que utiliza el método de Newton para resolver problemas complejos con funciones y restricciones no lineales, lo que proporciona una solución efectiva y eficiente para diversos desafíos de optimización [34].

**CONOPT:** Un solver no lineal que utiliza el método de optimización de programación cuadrática secuencial para resolver problemas de optimización no lineal. Además, encuentra soluciones óptimas aprovechando técnicas avanzadas de programación matemática [34].

Los solucionadores KNITRO, IPOPT y CONOPT tienen algunas similitudes en cuanto a la resolución de problemas de optimización no lineal, pero también presentan diferencias. A continuación, en la tabla Tabla 3.4 se detallan las semejanzas y diferencias.

Tabla 3.4 Semejanzas y diferencias de los solucionadores en AMPL.

<b>Semejanzas</b>	<b>Diferencias</b>
Todos son solvers utilizados en la resolución de problemas de optimización no lineal.	KNITRO es conocido por su potencia y capacidad para trabajar con problemas a gran escala, mientras que IPOPT y CONOPT tienen enfoques y características diferentes.
Los tres solucionadores son ampliamente utilizados y reconocidos en la investigación y análisis de operaciones.	KNITRO ofrece una variedad de algoritmos y opciones avanzadas, mientras que IPOPT se basa en el método de Newton y CONOPT utiliza el método de programación cuadrática secuencial.
Ofrecen algoritmos y métodos avanzados para problemas de optimización no lineal.	Cada solucionador tiene diferentes beneficios y eficiencias dependiendo del tipo de problema del mismo.
Son compatibles con AMPL, un lenguaje de modelado algebraico que es utilizado para describir y resolver problemas de optimización.	KNITRO e IPOPT son solucionadores comerciales, mientras que CONOPT es un solucionador de código abierto.

## 4. METODOLOGÍA Y MATERIALES

En este capítulo se analiza la aproximación lineal sucesiva al método AC-OPF en diferentes sistemas eléctricos, para ello, en la Sección 4.1 se presenta el diagrama de flujo, la Sección 4.2 se contempla los métodos de investigación para el desarrollo del proyecto de investigación, seguidamente en la Sección 4.3 se detalla el proceso para realizar las aproximaciones lineales sucesivas, además en la Sección 4.4 se describe el procedimiento del método que se utiliza, finalmente en la Sección 4.5 se describe los casos de estudio a realizarse.

### 4.1. DIAGRAMA DE FLUJO

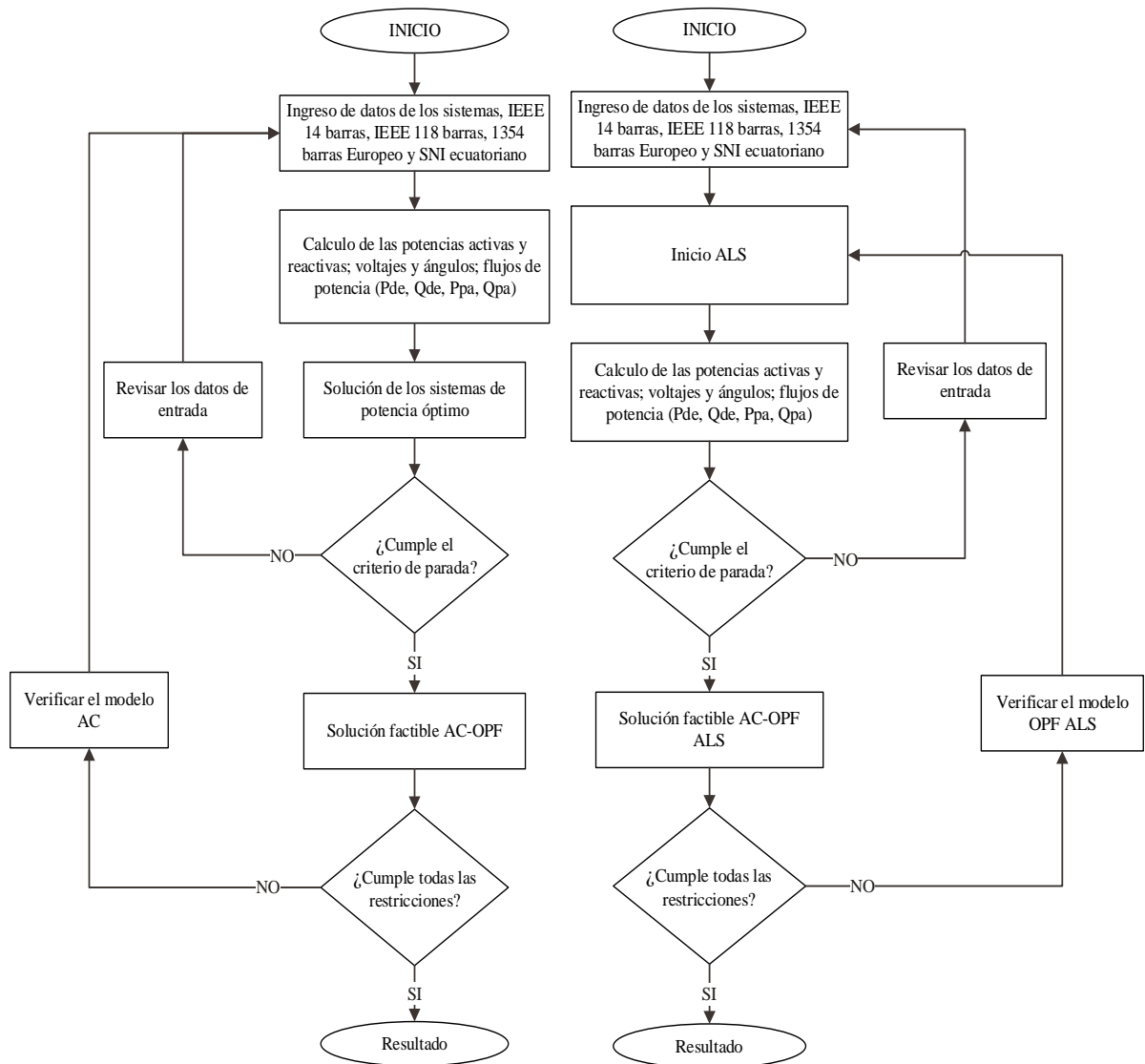
En la Fig. 4.1 presenta el procedimiento para llevar a cabo el proyecto de investigación. En la primera parte (a), parte del ingreso de datos de los sistemas de potencia, por tanto, se calcula diferentes parámetros de resolución para obtener una solución factible que cumpla con el criterio de parada. Si el sistema satisface estos criterios, se considera como un sistema factible.

En la siguiente etapa (b), se ingresa datos de los sistemas, seguidamente se realiza el modelo del algoritmo de aproximaciones lineales sucesivas utilizando el método correspondiente, este método se describe en la Fig. 4.2 donde se detalla el paso a paso del método luego, se verifica si la ALS cumple con los criterios de parada. Si los cumple, se obtiene una solución factible; de lo contrario, indica que el método de aproximaciones lineales no ha sido definido adecuadamente.

En ambos casos, es esencial evaluar las restricciones para asegurar que se cumplan la solución obtenida, garantizando así la viabilidad y la correcta operación del sistema. Este procedimiento permite comparar y evaluar los resultados obtenidos a partir del modelo no lineal convencional y el modelo con ALS, lo que contribuye a la validación y el análisis de la efectividad del método para resolver el problema AC-OPF ALS.

En la Fig. 4.2 se proporciona un sub diagrama de flujo del trabajo de investigación utilizado para el método de solución de la Sección 4.4, donde primero se identifica los parámetros, variables, restricciones y función objetivo, seguidamente las aproximaciones que se realiza donde se considera las variables, por ultimo se implementa el software AMPL con una función objetivo de minimizar perdidas en el sistema.





(a) Diagrama del modelo AC-OPF

(b) Diagrama del modelo AC-OPF ALS

Fig. 4.1 Diagrama de flujo del proyecto de investigación general

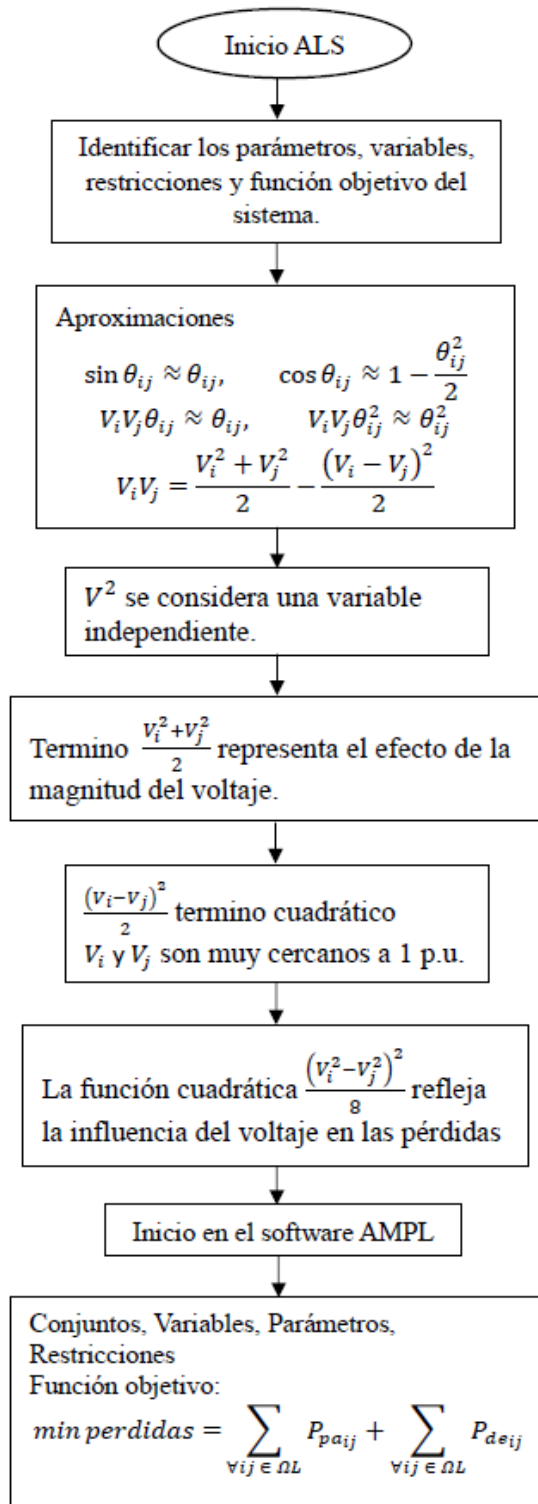


Fig. 4.2 Sub diagrama de flujo del método ALS

#### 4.2. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

Para el desarrollo de la investigación se basará en varios métodos de investigación, incluyendo el método experimental y cuantitativo. Estos métodos de investigación tienen un enfoque específico en el uso de aproximaciones lineales para el OPF.

- Método experimental

Se utiliza para diseñar y considerar el algoritmo de aceleración del OPF en un entorno controlado. Esto puede implicar la maniobra y control de variables, así como la recopilación de datos para evaluar el rendimiento y la eficacia del algoritmo implementado.

- Método cuantitativo

Se emplea para analizar los resultados obtenidos y medir el rendimiento del algoritmo utilizando. Esto involucra el uso de datos cuantitativos, como mediciones de flujo de potencia, costos de generación y tiempos de ejecución del sistema, para evaluar el rendimiento del algoritmo en términos de precisión, eficiencia y escalabilidad.

#### 4.3. APROXIMACIONES LINEALES SUCESIVAS

Los procesos iterativos residen en su capacidad para establecer una ecuación de recurrencia que, en apariencia, puede parecer carente de sentido desde una perspectiva algebraica. Sin embargo, esta aproximación resulta altamente efectiva al abordar el problema de manera iterativa, comenzando con un valor inicial y mejorándolo a lo largo de sucesivas iteraciones. Este método sirve como base para el desarrollo de otros métodos abiertos que permiten abordar una amplia gama de problemas relacionados con la optimización y el cálculo de soluciones [26].

- Aproximación: Hace referencia a la aproximación de una función no lineal por una función lineal o una serie de funciones lineales más simples. La aproximación se utiliza para simplificar el problema y así sea fácil de resolver.
- Lineal: Hace referencia a la utilización de funciones lineales para aproximar una función no lineal y sea una técnica útil para simplificar problemas complejos.
- Sucesiva: Se refiere a la naturaleza iterativa del enfoque, es decir que el proceso se repite en pasos sucesivos o iteraciones, refinando gradualmente la aproximación y mejorando la solución en cada paso. Cada iteración se basa en la solución obtenida en la iteración anterior y puede ajustar y mejorar la aproximación, lo que permite una convergencia más rápida y precisa hacia la solución óptima.

El método de aproximaciones sucesivas se basa en resolver ecuaciones mediante el despeje de la variable independiente. Esta estrategia se destaca por su utilidad al enfrentar ecuaciones que presentan complicaciones para obtener una solución directa de la incógnita debido a su estructura. La ecuación  $x^2 + 7x - e^x = 0$  no se puede lograr un despeje sencillo, hablando en términos algebraicos, desde el punto de vista iterativo, la ecuación se puede expresar de la siguiente manera:

$$x^2 + 7x - e^x = 0 \rightarrow x = \frac{e^x - x^2}{7} \quad (5.1)$$

En términos algebraicos el despeje anterior no aporta en la solución de la ecuación, por tanto, si se define en forma iterativa:

$$x_{i+1} = \frac{e^x - x^2}{7} \quad (5.2)$$

Donde:

$x_i$  = Valor inicial

$x_{i+1}$  = Valor corregido

El valor corregido es un escenario favorable, es decir tendrá una cantidad de error menor con respecto a la raíz de la ecuación. El proceso iterativo se detendrá cuando entre dos aproximaciones sucesivas por tanto se satisfaga la tolerancia.

Una manera de obtener una ecuación general, sea una función algebraica  $f(x) = 0$ , sin alterar la ecuación se suma a ambos miembros una variable independiente:

$$f(x) + x = x \quad (5.3)$$

Se define al término como:

$$G(x) = f(x) + x \quad (5.4)$$

Se sustituye la ecuación (5.4) en (5.3) se tiene lo siguiente:

$$G(x) = x \quad (5.5)$$

La ecuación (5.5) representa el método de ALS por lo cual se debe expresar en forma iterativa:

$$x_{i+1} = G(x_i) \quad (5.6)$$

Las aproximaciones lineales consisten en proporcionar una aproximación lineal a la raíz de la ecuación, ya puede obtenerse por medios gráficos o cambios de signo en la función a tabular, es decir sustituir en la ecuación (5.6), se deberá sustituirse hasta que la diferencia satisfaga la tolerancia, lo que permitirá la obtención de un criterio de convergencia que puede aplicarse a varios métodos abiertos.

En la Fig. 4.3 muestra la ecuación (5.6) geoméricamente, el cual representa la curva  $y = G(x)$  y a la recta con pendiente unitaria  $y = x$ . El punto de intersección corresponde a la raíz en su proyección en el eje horizontal.

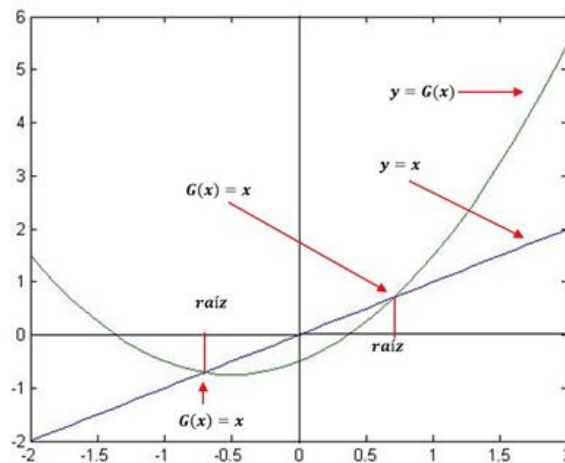


Fig. 4.3 Interpretación geométrica de aproximaciones lineales [26].

#### 4.4. MÉTODO DE SOLUCIÓN

El método OPF basado en aproximaciones lineales emplea ecuaciones linealizadas para aproximar las ecuaciones originales de flujo de potencia, que son no lineales. Con aproximaciones deseables, la solución obtenida deberá estar cerca del óptimo del modelo AC-OPF no lineal original [6]. Por otra parte, el problema del OPF en muchas compañías y operadores del sistema eléctrico emplean aproximaciones lineales. Estas aproximaciones lineales se basan en el método de flujo de potencia de DC, el cual se utiliza cumplidamente en tareas como la compensación del mercado y la planificación del sistema.

En [36] y [37] se propone un modelo de red con aproximaciones lineales para el problema OPF con  $Q$ ,  $V$  y pérdidas, por lo tanto se utiliza una transformación matemática de los términos de magnitud de voltaje no lineal para mejorar la exactitud de la aproximación lineal.

#### 4.4.1. Función objetivo

La función objetivo en el OPF consiste en minimizar las pérdidas en el sistema como se muestra en la ecuación (5.7), es decir encontrar la configuración óptima de las variables de control, como los niveles de generación y las configuraciones de los transformadores, para minimizar las pérdidas de energía en el sistema eléctrico lo cual garantiza un uso más eficiente de los recursos disponibles.

$$\text{minimizar perdidas} = \sum_{\forall ij \in \Omega_L} P_{pa_{ij}} + \sum_{\forall ij \in \Omega_L} P_{de_{ij}} \quad (5.7)$$

#### 4.4.2. Restricciones

$$P_i^g + gsh_i * V_i^2 - P_i^d - \sum_{\forall ij \in OL} P_{de_{ij}} - \sum_{\forall ji \in OL} P_{pa_{ij}} = 0 \quad ; \forall i \in OB \quad (5.8)$$

$$Q_i^g + bsh_i * V_i^2 - Q_i^d - \sum_{\forall ij \in OL} Q_{de_{ij}} - \sum_{\forall ji \in OL} Q_{pa_{ij}} = 0 \quad ; \forall i \in OB \quad (5.9)$$

$$-th_{max} \leq th_i \leq th_{max} \quad ; \forall i \in OB \quad (5.10)$$

$$V_{min\ i} \leq V_i \leq V_{max\ i} \quad ; \forall i \in OB \quad (5.11)$$

$$P_{g\ min\ i} \leq P_{g\ i} \leq P_{g\ max\ i} \quad ; \forall i \in OB \quad (5.12)$$

$$Q_{g\ min\ i} \leq Q_{g\ i} \leq Q_{g\ max\ i} \quad ; \forall i \in OB \quad (5.13)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq Smax_{ij}^2 \quad ; \forall ij \in OL \quad (5.14)$$

Las ecuaciones (5.8) y (5.9) se establecen dos restricciones de igualdad que se refieren al equilibrio de potencia activa y reactiva en cada nodo. Estas restricciones aseguran que la suma de las potencias activas y reactivas generadas y consumidas en cada nodo sea igual, lo que garantiza el equilibrio en el sistema de potencia, la ecuación (5.10) es la restricción del ángulo de las barras, seguidamente las ecuaciones (5.11), (5.12) y (5.13) son límites de la salida de la

magnitud del voltaje y la potencia activa y reactiva del generador, respectivamente. Finalmente, la ecuación (5.14) establece el límite de los flujos de potencias, estas restricciones definen los límites dentro de los cuales el generador puede operar de manera segura y eficiente.

#### 4.4.3. Aproximaciones Lineales Sucesivas del OPF

Para obtener un sistema acelerado se aplica el método ALS en el problema de OPF, se parte de un modelo no lineal de flujos de potencia AC. Este modelo no lineal es la base del método OPF ALS, el proceso consiste en aproximar el modelo no lineal mediante una serie de ecuaciones lineales. Por otra parte, las ecuaciones (5.15) y (5.16) representan los flujos de potencia en los ramales.

Flujos de potencia activa  $P_{ij}$ .

$$\begin{aligned}
 P_{ij} = & g_{ij} * a_{ij}^2 * V_i^2 - a_{ij} * V_i * V_j * g_{ij} \\
 & * \cos\left((th_i - th_j) + fi_{ji}\right) - a_{ij} * V_i * V_j * b_{ij} \\
 & * \sin\left((th_i - th_j) + fi_{ji}\right) \quad ; \forall ij \in OL
 \end{aligned} \tag{5.15}$$

Flujos de potencia reactiva  $Q_{ij}$ .

$$\begin{aligned}
 Q_{ij} = & -(b_{ji} + bshl_{ji}) * a_{ij}^2 * V_i^2 - a_{ij} * V_i * V_j * g_{ij} \\
 & * \sin\left((th_i - th_j) + fi_{ji}\right) + a_{ij} * V_i * V_j * b_{ij} \\
 & * \cos\left((th_i - th_j) + fi_{ji}\right) \quad ; \forall ij \in OL
 \end{aligned} \tag{5.16}$$

Para las restricciones del modelo OPF, la no convexidad viene principalmente de las ecuaciones de flujo de potencia (5.15) y (5.16). Además, los flujos de balance de potencia en los ramales de las ecuaciones (5.8) y (5.9) producen la falta de convexidad al considerar  $V$  como variables. Por lo tanto, la linealización de las ecuaciones de flujo de potencia (5.15) y (5.16) es fundamental para la formulación linealizada.

Para simplificar las ecuaciones de flujo de potencia, en [6] se utilizan las aproximaciones de segundo orden de las funciones seno y coseno, suponiendo que el valor de  $\theta_{ij}$  es pequeño se tiene las siguientes ecuaciones:

$$\sin \theta_{ij} \approx \theta_{ij}, \quad \cos \theta_{ij} \approx 1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2} \tag{5.17}$$

Se sustituye la ecuación (5.17) en la (5.15) y (5.16), se obtienen las siguientes expresiones:

$$P_{ij} = g_{ij} * a_{ij}^2 * V_i^2 - a_{ij} * V_i * V_j * g_{ij} * 1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2} - a_{ij} * V_i * V_j * b_{ij} * \theta_{ij} \quad (5.18)$$

$$Q_{ij} = -(b_{ji} + b_{shl_{ji}}) * a_{ij}^2 * V_i^2 - a_{ij} * V_i * V_j * g_{ij} * \text{sen } \theta_{ij} + a_{ij} * V_i * V_j * b_{ij} * 1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2} \quad (5.19)$$

Desacoplar el  $V$  y  $\theta$ , por tanto, se utilizan las siguientes aproximaciones asumiendo la magnitud, las siguientes aproximaciones pueden ser obtenido:

$$V_i V_j \theta_{ij} \approx \theta_{ij}, \quad V_i V_j \theta_{ij}^2 \approx \theta_{ij}^2 \quad (5.20)$$

Las aproximaciones (5.20) son utilizadas en el modelo de red DC. Además, en (5.20) el coeficiente del término de magnitud de voltaje  $V_i V_j$  es  $\theta_{ij0}$  porque  $\theta_{ij0} = 0$ , la influencia de la magnitud del voltaje en  $V_i V_j \theta_{ij}$  y  $V_i V_j \theta_{ij}^2$  no pueden ser considerados [36].

En el proceso de derivación, es importante mantener las aproximaciones tanto del componente lineal como del componente cuadrático. El componente lineal es la representación mejorada del modelo de red de DC lineal, mientras que el componente cuadrático representa las pérdidas de la red. Para lograr esto, se utiliza una transformación matemática que permite descomponer el término no lineal  $V_i V_j$  en un término lineal y uno cuadrático, sin complicar la precisión de los resultados [37].

$$V_i V_j = \frac{V_i^2 + V_j^2}{2} - \frac{(V_i - V_j)^2}{2} \quad (5.21)$$

En la ecuación (5.21) el primer término es lineal usando  $V^2$  como variable independiente, mientras el segundo término es un reflejo de la influencia del voltaje en las pérdidas. Porque  $V^2$  se utiliza como variable independiente y se basa en la aproximación de que los valores de  $V_i$  y  $V_j$  son muy cercanos a 1.0 p.u [6].

$$\frac{(V_i - V_j)^2}{2} \approx \frac{1}{2} \left[ (V_i - V_j) * \frac{V_i + V_j}{2} \right]^2 = \frac{(V_i^2 - V_j^2)^2}{8} \quad (5.22)$$



Al reemplazar la ecuación (5.22) en (5.21), la expresión para el término  $V_i V_j$  se modifica de la siguiente manera:

$$V_i V_j \approx \frac{V_i^2 + V_j^2}{2} - \frac{(V_i^2 - V_j^2)^2}{8} \quad (5.23)$$

En la ecuación (5.23),  $V_i V_j$  se descompone en un término lineal y otro cuadrático, ambos dependientes de  $V_i^2$  y  $V_j^2$ . El término lineal  $\frac{V_i^2 + V_j^2}{2}$  representa el efecto de la magnitud del voltaje en la distribución de energía, además, la función cuadrática  $\frac{(V_i^2 - V_j^2)^2}{8}$  refleja la influencia del voltaje en las pérdidas [6]. Al sustituir las ecuaciones (5.20) y (5.23) en (5.18) y (5.19) respectivamente, se obtiene la aproximación lineal en las ecuaciones (5.24) y (5.25) de flujo de potencia activa y reactiva respectivamente que son despachadas de la barra  $i$  a la barra  $j$ , considerando las pérdidas.

$$P_{deij} = g_{ij} * a_{ij}^2 * \frac{V_i^2 - V_j^2}{2} - b_{ij} * a_{ij} * \theta_{ij} + a_{ij} * g_{ij} * \left[ \frac{\theta_{ij}^2}{2} + \frac{(V_i^2 - V_j^2)^2}{8} \right] \quad ; \forall ij \in OL \quad (5.24)$$

$$Q_{deij} = -(b_{ji} + b_{shl_{ji}}) * a_{ij}^2 * \frac{V_i^2 - V_j^2}{2} - g_{ij} * a_{ij} * \theta_{ij} - b_{ij} * a_{ij} * \left[ \frac{\theta_{ij}^2}{2} + \frac{(V_i^2 - V_j^2)^2}{8} \right] \quad ; \forall ij \in OL \quad (5.25)$$

Además, las ecuaciones (5.26) y (5.27) expresan los flujos de potencia activa y reactiva absorbida de la barra  $i$  a la barra  $j$ . Estas ecuaciones facilitan información sobre la transferencia de potencia entre las diferentes barras del sistema, permitiendo así un análisis más detallado de los flujos en el sistema eléctrico.

$$P_{pa_{ij}} = g_{ij} * a_{ij}^2 * \frac{V_j^2 - V_i^2}{2} + b_{ij} * a_{ij} * \theta_{ij} + a_{ij} * g_{ij} * \left[ \frac{\theta_{ij}^2}{2} + \frac{(V_j^2 - V_i^2)^2}{8} \right] \quad ; \forall ij \in OL \quad (5.26)$$

$$Q_{pa_{ij}} = -(b_{ji} + b_{shl_{ji}}) * a_{ij}^2 * \frac{V_j^2 - V_i^2}{2} + g_{ij} * a_{ij} * \theta_{ij} - b_{ij} * a_{ij} * \left[ \frac{\theta_{ij}^2}{2} + \frac{(V_j^2 - V_i^2)^2}{8} \right] ; \forall ij \in OL \quad (5.27)$$

### Solvers utilizados para la ejecución de la programación

Para la resolución de los sistemas de optimización en el presente trabajo, se utilizan tres solucionadores específicos para el algoritmo de aproximaciones lineales. Estos solvers son utilizados debido a que son adecuados para la programación no lineal, la cual es necesaria ya que el trabajo contiene restricciones con aproximaciones lineales, es decir, no es linealizada.

Los solucionadores utilizados son: KNITRO – IPOPT y CONOPT, estos permiten abordar de manera eficiente y efectiva los problemas de optimización no lineales presentes en el trabajo, teniendo en cuenta las restricciones con aproximaciones lineales.

### Métrica de tiempo para problemas en AMPL

Una métrica de tiempo específica el contexto de la resolución de problemas en AMPL, es decir en un sistema de modelado y optimización [35]. A continuación, se presenta algunas muestras de tiempo.

- Tiempo total Shell transcurrido (*total Shell elapsed time*): Muestra el tiempo total transcurrido desde que se inició el comando de AMPL hasta el momento actual.
- Tiempo total de resolución del usuario (*total solve user time*): Muestra el tiempo total de CPU (unidad central de procesamiento) utilizado por el usuario durante la resolución de un problema.
- Resolver el tiempo del sistema (*solve system time*): Muestra el tiempo de CPU utilizado por el sistema durante la resolución del problema.
- Tiempo del sistema AMPL (*ampl system time*): Muestra el tiempo de CPU utilizado por el sistema en las operaciones relacionadas con AMPL.
- Tiempo de usuario de AMPL (*ampl user time*): Muestra el tiempo de CPU utilizado por el usuario en las operaciones relacionadas con AMPL.
- Tiempo en AMPL (*ampl time*): Muestra el tiempo de CPU total utilizado por AMPL, incluyendo tanto el tiempo del sistema como el tiempo del usuario.
- Tiempo transcurrido en AMPL (*ampl elapsed time*): Muestra el tiempo transcurrido desde que AMPL inició hasta el momento actual, incluyendo tiempos en pausa (por ejemplo, cuando la CPU está ocupada con otras tareas).

- Tiempo del sistema AMPL - Tiempo del usuario AMPL (*ampl system time – ampl user time*): Muestra la diferencia entre el tiempo de CPU del sistema y el tiempo de CPU del usuario en operaciones relacionadas con AMPL. Puede indicar la cantidad de tiempo que el sistema operativo utiliza independientemente de las acciones del usuario.
- Tiempo transcurrido en AMPL – Tiempo en AMPL (*ampl elapsed time – ampl time*): Muestra la diferencia entre el tiempo total transcurrido desde que AMPL inició y el tiempo total de CPU utilizado por AMPL. Puede revelar el tiempo en pausa o inactivo mientras AMPL está en ejecución.

Estos indicadores resultan valiosos para comprender la distribución del tiempo durante la resolución de problemas en AMPL, lo que a su vez puede concurrir en la detección de puntos críticos y la mejora de rendimiento en la optimización de los modelos [35]. Para los casos de este trabajo de investigación se toma en cuenta el tiempo total de resolución de cada uno de los solvers mencionados anteriormente.

## **4.5. CASOS DE ESTUDIOS**

### **4.5.1. Caso 1: IEEE 14 Barras**

El sistema IEEE 14 barras es un sistema de prueba ampliamente utilizado en el campo de la ingeniería eléctrica para validar y evaluar algoritmos y técnicas de análisis en sistemas eléctricos de potencia. En el **ANEXO B**, consta de 14 barras y 21 líneas de transmisión que conectan las barras entre sí, lo cual forma una red interconectada.

### **4.5.2. Caso 2: IEEE 118 Barras**

El sistema IEEE 118 barras es otro sistema de prueba utilizado en el campo de la ingeniería eléctrica. En el **ANEXO C**, se muestra el sistema que consta de 118 barras y 186 líneas de transmisión que conectan las barras entre sí, formando una red eléctrica interconectada más grande y compleja en comparación con el sistema IEEE 14 barras. Además, es un modelo más representativo de un sistema eléctrico de potencia real, lo que convierte en un sistema más desafiante para realizar análisis y estudios de estabilidad, flujo de potencia, planificación y otras aplicaciones [38].

### **4.5.3. Caso 3: SNI ecuatoriano**

De acuerdo con el Plan Maestro de Electricidad (PME) actual [39], en el SNI del Ecuador se describe el sistema de transmisión que abarca todo el país. Esta área representa el sistema principal donde se conectan todos los sistemas radiales y las centrales de generación.

Los autores de [40] llevaron a cabo una extensión del trabajo, esta extensión culminó en la generación de un nuevo escenario de estudio denominado “SNI\_ECUADOR\_230kV.pfd” el cual incorpora la configuración topológica actualizada del diagrama unifilar correspondiente al año 2020, en el **ANEXO D** muestra dicha zona. Esta red eléctrica interconecta las diferentes regiones del país como las interconexiones con Colombia y Perú a través de las barras de Jamondino y Zorritos respectivamente, permitiendo la transferencia de energía eléctrica entre las distintas plantas generadoras y los centros de consumo. La interconexión entre las regiones permite optimizar la operación y el suministro eléctrico en todo el territorio nacional.

Por otra parte, en el **ANEXO E**, se proporciona una representación detallada del diagrama unifilar del SNI de Ecuador. Este diagrama se ha elaborado tomando como fuente principal la información proporcionada por CELEC E.P., la entidad responsable del sistema eléctrico en el país. Se destacan de manera prominente las centrales de generación eléctrica con capacidades de 138 kV, 230 kV y 500 kV. Esta representación gráfica brinda una visión panorámica y completa que será de gran utilidad para análisis de los flujos óptimos de potencia basado en ALS.

### **Modelado de los elementos del SNI ecuatoriano**

Los datos de los elementos se realizan en AMPL teniendo como referencia el “SNI\_ECUADOR\_230kV.pfd” y el Diagrama unifilar elaborado por CELEC E.P. Además, se tomó como referencia la máquina de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair debido a que es la hidroeléctrica más grande de Ecuador con una capacidad de 1500 MW [40].

#### **- Barras**

Los datos de las barras se obtuvieron del **ANEXO E**, estos datos proporcionan información detallada sobre cada barra en el sistema eléctrico, lo que resulta fundamental para el modelado y análisis. Los datos recopilados incluyen características técnicas de las barras, como su ubicación geográfica, nivel de voltaje, tipo de conexión (PQ, PV o SLACK), capacidad de carga y generación, así como información sobre los equipos de control y regulación asociados. Se consideran un total de 118 barras con voltajes de 138, 230 y 500kV.

#### **- Generadores**

La disponibilidad de los datos de los generadores también se obtuvieron del **ANEXO E**, el cual cuenta con 43 unidades de generación, brindando una base sólida para la toma de decisiones y la implementación de estrategias de operación [39].

- Líneas de transmisión

El SNI está conformado por 178 líneas de transmisión. Para el modelado respectivo de cada línea de transmisión se consideró información de CELEC E.P. Adicionalmente se obtienen datos tales como resistencias, reactancias y capacidades de los sistemas eléctricos [40].

- Transformadores

El sistema cuenta con 22 transformadores de potencia de tres devanados en las principales subestaciones del SNI, lo cual los datos manejados son la potencia nominal, resistencias/reactancias y las barras de conexión.

En relación al Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, se utilizó como punto de referencia la información provista por las fuentes [39] y [40], al realizar esta metodología, se buscó asegurar que el modelo reflejara de manera indiscutible el funcionamiento y la estructura del sistema. De esta manera, el análisis y las evaluaciones llevadas a cabo utilizando el modelo podrían proporcionar un criterio a la realidad del sistema eléctrico ecuatoriano.

#### **4.5.4. Caso 4: Sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras**

En [41] esta biblioteca se trata de puntos de referencia, está comisariada y mantenida por el Grupo de Trabajo IEEE PES sobre Puntos de Referencia para la Validación de Algoritmos Emergentes de Sistemas de Potencia y está diseñada para evaluar una versión bien establecida del problema de Flujo Óptimo de Potencia de AC. Además, *Power Grid Lib* es seleccionada y mantenida por el Grupo de Trabajo de la IEEE *Power and Energy Society* sobre *Benchmarks* para la Validación de Algoritmos Emergentes de Sistemas de Potencia.

Todos los archivos de casos se proporcionan bajo una Licencia de Atribución de *Creative Commons*, que permite a cualquiera compartir o adaptar estos casos siempre que se dé el crédito apropiado al autor original

## 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se realizará el análisis de resultados obtenidos para la aceleración del OPF basado en ALS, el cual se desarrolló en el capítulo 4 del presente trabajo.

A continuación, los resultados del método de ALS se ejecutaron en el software AMPL, con el fin de optimizar los flujos óptimos de potencia, mediante la función objetivo, restricciones planteadas el cual permite realizar una optimización convexa y obtener un sistema más acelerado, además se realizó un análisis comparativo de un sistema AC-OPF convencional y un AC-OPF ALS.

En la Sección 5.1 la base de datos fue tomada del sistema de IEEE 14 barras, en la Sección 5.2 datos de IEEE 118 barras, mientras en la Sección 5.3 son datos tomados del SNI ecuatoriano y finalmente en la Sección 5.4 del sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras.

Una vez obtenidos los resultados del AC-OPF y AC-OPF ALS, se realiza la comparación para dichos sistemas en tres solucionadores de optimización el cual ayuda a distinguir el tiempo de aceleración y las pérdidas activas de cada sistema mencionado.

### 5.1. RESULTADO DEL CASO 1

#### 5.1.1. IEEE 14 Barras AC-OPF

En la Tabla 5.1 se muestra las pérdidas del sistema y el tiempo total de resolución para los 3 solucionadores, mientras en la Tabla 5.2 presenta los datos obtenidos del sistema IEEE 14 barras, obtenidos mediante el uso del software AMPL, donde la demanda de este sistema es de 269 MW o 2.69 p.u., por lo tanto, la potencia generada es de 2.698 p.u., es decir cumple el balance de potencia.

Tabla 5.1 Ejecución del AC-OPF de 14 barras IEEE en los tres solvers.

Descripción	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
Perdidas activas del sistema AC-OPF (MW)	0.75482	0.754825	0.754825
Tiempo total de resolución (s)	0.078125	0.046875	0.015625

Tabla 5.2 Sistema AC-OPF 14 barras IEEE.

Barras	AC-OPF			
	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	0.034	0.051	1.060	0.000
2	0.273	0.167	1.058	0.000
3	0.970	0.196	1.056	-0.001
4	0.000	0.000	1.044	-0.002
5	0.000	0.000	1.043	0.000
6	0.480	0.031	1.062	0.010
7	0.000	0.000	1.056	0.066
8	0.940	0.340	1.100	0.209
9	0.000	0.000	1.033	0.008
10	0.000	0.000	1.031	0.003
11	0.000	0.000	1.043	0.005
12	0.000	0.000	1.046	-0.004
13	0.000	0.000	1.040	-0.005
14	0.000	0.000	1.018	-0.016
TOTAL	2.698			

### 5.1.2. IEEE 14 Barras AC-OPF ALS

En la en la Tabla 5.3 se muestra las pérdidas del sistema y el tiempo total de resolución para los 3 solucionadores. Por otra parte, en la Tabla 5.4 de la misma manera se muestra los datos del sistema IEEE 14 barras, obtenidos mediante el uso del software AMPL, donde la demanda de este sistema es de 269 MW o 2.69 p.u., por lo tanto, la potencia generada en el modelo de aproximaciones lineales sucesivas es de 2.697 p.u., es decir también cumple el balance de potencia.

Tabla 5.3 Ejecución del AC-OPF ALS de 14 barras IEEE en los tres solvers.

Descripción	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
Perdidas activas del sistema AC-OPF ALS (MW)	0.69968	0.69968	0.69968
Tiempo total de resolución (s)	0.0625	0.015625	0.001

Tabla 5.4 Sistema AC-OPF ALS 14 barras

Barras	AC-OPF ALS			
	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	0.038	0.067	1.060	0.000
2	0.294	0.213	1.059	0.000
3	0.981	0.224	1.057	-0.001
4	0.000	0.000	1.048	-0.006
5	0.000	0.000	1.048	-0.004
6	0.486	0.159	1.031	0.009
7	0.000	0.000	1.041	0.063
8	0.898	0.441	1.100	0.221
9	0.000	0.000	1.011	0.001
10	0.000	0.000	1.007	-0.003
11	0.000	0.000	1.015	0.000
12	0.000	0.000	1.015	-0.007
13	0.000	0.000	1.010	-0.008
14	0.000	0.000	0.992	-0.022
TOTAL	2.697			

### 5.1.3. Comparación de resultados entre AC-OPF y AC-OPF ALS de 14 Barras

En la en la Tabla 5.5 se observa el error de las pérdidas del sistema entre ambos casos para los tres solucionadores de AMPL, el cual se tiene una diferencia del 7.31% entre AC-OPF y AC-OPF ALS, Por otra parte, en la Tabla 5.6 se muestra la comparación de los voltajes, ángulos, potencias activas y reactivas del sistema de 14 barras, donde AC-OPF ALS es muy próximo a un sistema AC-OPF, además la diferencia de potencia generada entre ambos sistemas es del 0.020%., finalmente en la Tabla 5.7 se presenta la diferencia del tiempo de ejecución del sistema en los tres solvers.

Tabla 5.5 Error de las pérdidas activas de 14 barras IEEE.

Algoritmos	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
AC-OPF (MW)	0.75482	0.754825	0.754825
AC-OPF ALS (MW)	0.699679	0.699678	0.699678
Error (%)	7.31	7.31	7.31



Tabla 5.6 Diferencia AC-OPF y AC-OPF ALS de 14 barras IEEE.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	-0.128	-0.313	0.000	0.000
2	-0.077	-0.272	-0.001	-0.469
3	-0.011	-0.146	-0.001	-0.520
4	0.000	0.000	-0.004	-1.722
5	0.000	0.000	-0.006	-7.503
6	-0.013	-4.164	0.030	0.104
7	0.000	0.000	0.014	0.048
8	0.045	-0.296	0.000	-0.057
9	0.000	0.000	0.021	0.899
10	0.000	0.000	0.023	1.941
11	0.000	0.000	0.026	0.908
12	0.000	0.000	0.030	-0.662
13	0.000	0.000	0.029	-0.721
14	0.000	0.000	0.026	-0.424

Tabla 5.7 Diferencia del tiempo de ejecución de 14 barras

		AC-OPF	AC-OPF ALS	Diferencia (s)	Diferencia (%)
KNITRO7	Tiempo total de resolución (s)	0.078125	0.0625	0.200	20.000
IPOPT	Tiempo total de resolución (s)	0.046875	0.015625	0.667	66.667
CONOPT	Tiempo total de resolución (s)	0.015625	0.009	0.424	42.400

## 5.2. RESULTADO DEL CASO 2

### 5.2.1. IEEE 118 Barras AC-OPF

En el **ANEXO F** se presenta los datos resultantes del sistema IEEE 118 barras, donde la demanda de este sistema es de 3833.07 MW o 38.3307 p.u., por lo tanto, la potencia generada en este sistema es de 39.212 p.u., es decir cumple el balance de potencia.

Por otra parte, en la Tabla 5.8 se muestra las pérdidas del sistema y el tiempo total de resolución en el software AMPL para los 3 solucionadores.

Tabla 5.8 Ejecución del AC-OPF de 118 barras IEEE en los tres solvers.

Descripción	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
Perdidas activas del sistema AC-OPF (MW)	9.11825	9.11838	9.11838
Tiempo total de resolución (s)	0.15625	0.171875	0.9375

### 5.2.2. IEEE 118 Barras AC-OPF ALS

En el **ANEXO G** se muestra los datos del sistema IEEE 118 barras ALS, donde la demanda de este sistema es de 3833.07 MW o 38.3307 p.u., por lo tanto, la potencia generada en el modelo de aproximaciones lineales sucesivas es de 38.428 p.u., es decir también cumple el balance de potencia.

Por otra parte, en la Tabla 5.9 se muestra las pérdidas del sistema y el tiempo total de resolución en el software AMPL para los 3 solucionadores.

Tabla 5.9 Ejecución del AC-OPF ALS de 118 barras IEEE en los tres solvers.

Descripción	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
Perdidas activas del sistema AC-OPF ALS (MW)	9.68621	9.6863	9.6863
Tiempo total de resolución (s)	0.125	0.15625	0.84375

### 5.2.3. Comparación de resultados entre AC-OPF y AC-OPF ALS de 118 Barras

En el **ANEXO H** se muestra la comparación de los voltajes, ángulos, potencias activas y reactivas del sistema de 118 barras, donde AC-OPF ALS es muy próximo a un sistema AC-OPF, además la diferencia de potencia generada entre ambos sistemas es de 2.001%. Por otra parte, en la Tabla 5.10, se observa el error de las pérdidas del sistema entre ambos casos para los tres solucionadores de AMPL, lo cual se tiene un 6.22% entre AC-OPF y AC-OPF ALS, es decir el sistema de aproximación lineal tiene más pérdidas cuando exista más barras, posterior en la Tabla 5.11 se presenta la diferencia del tiempo de ejecución del sistema en los tres solvers.

Tabla 5.10 Error de las pérdidas activas de 118 barras IEEE.

Algoritmos	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
AC-OPF (MW)	9.11825	9.11838	9.11838
AC-OPF ALS (MW)	9.68621	9.6863	9.6863
Error (%)	6.2288	6.2283	6.2283

Tabla 5.11 Diferencia del tiempo de ejecución de 118 barras IEEE.

		AC-OPF	AC-OPF ALS	Diferencia (s)	Diferencia (%)
KNITRO7	Tiempo total de resolución (s)	0.15625	0.125	0.20	20.00
IPOPT	Tiempo total de resolución (s)	0.171875	0.15625	0.09091	9.09
CONOPT	Tiempo total de resolución (s)	0.9375	0.84375	0.1	10.00

### 5.3. RESULTADO DEL CASO 3

#### 5.3.1. SNI ecuatoriano AC-OPF

En el ANEXO I se muestra los datos obtenidos del SNI, donde la demanda de este sistema es de 4228.024 MW o 42.28024 p.u., por lo tanto, la potencia generada es de 42.482 p.u., es decir cumple el balance de potencia.

Mientras en la Tabla 5.12 se muestra las pérdidas del sistema y el tiempo total de resolución en el software AMPL para los 3 solucionadores.

Tabla 5.12 Ejecución del SNI AC-OPF en los tres solvers.

Descripción	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
Perdidas activas del sistema AC-OPF (MW)	20.1285	20.1284	20.1284
Tiempo total de resolución (s)	0.2343	0.281	0.6719

### 5.3.2. SNI ecuatoriano AC-OPF ALS

En el **ANEXO J** de la misma manera se muestra los datos del SNI, la demanda de este sistema es de 4228.024 MW o 42.28024 p.u., por lo tanto, la potencia generada en el modelo de aproximaciones lineales sucesivas es de 42.495 p.u., es decir también cumple el balance de potencia.

Por otra parte, en la Tabla 5.13 se presenta las pérdidas del sistema y el tiempo total de resolución en el software AMPL para los 3 solucionadores.

Tabla 5.13 Ejecución del SNI AC-OPF ALS en los tres solvers.

Descripción	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
Perdidas activas del sistema AC-OPF ALS (MW)	21.3635	21.3635	21.3635
Tiempo total de resolución (s)	0.1718	0.234	0.59375

### 5.3.3. Comparación de resultados entre AC-OPF y AC-OPF ALS del SNI

En el **ANEXO K** se muestra la comparación de los voltajes, ángulos, potencias activas y reactivas del SNI ecuatoriano, donde AC-OPF ALS es muy próximo a un sistema AC-OPF, además la diferencia de potencia generada entre ambos sistemas es del 0.029%. Por otra parte, en la Tabla 5.14, se observa el error de las pérdidas del sistema entre ambos casos para los tres solucionadores de AMPL, lo cual se tiene un 6.1356% entre AC-OPF y AC-OPF ALS, es decir el sistema de aproximación lineal tiene más pérdidas cuando exista más barras, finalmente en la Tabla 5.15 se presenta la diferencia del tiempo de ejecución del SNI en los 3 solvers.

Tabla 5.14 Error de las pérdidas activas del SNI.

Algoritmos	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
AC-OPF (MW)	20.1285	20.1284	20.1284
AC-OPF ALS (MW)	21.3635	21.3635	21.3635
Error (%)	6.1356	6.1356	6.1356

Tabla 5.15 Diferencia del tiempo de ejecución del SNI.

		AC-OPF	AC-OPF ALS	Diferencia (s)	Diferencia (%)
KNITRO7	Tiempo total de resolución (s)	0.2343	0.1718	0.267	26.675
IPOPT	Tiempo total de resolución (s)	0.281	0.2344	0.167	16.667
CONOPT	Tiempo total de resolución (s)	0.672	0.594	0.116	11.628

#### 5.4. RESULTADO DEL CASO 4

##### 5.4.1. Sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras AC-OPF

Los datos obtenidos de este sistema se presentan desde el **ANEXO L** hasta el **ANEXO O**, donde la demanda de este sistema es de 13198.280 MW o 131.9828 p.u., por lo tanto, la potencia generada es de 132.558 p.u., es decir cumple el balance de potencia.

Mientras en la Tabla 5.16 se muestra las pérdidas del sistema y el tiempo total del programa con los 3 solucionadores de AMPL.

Tabla 5.16. Ejecución del Sistema de 793 barras IEEE PES AC-OPF.

Descripción	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
Perdidas activas del sistema AC-OPF (MW)	53.6233	53.6233	53.6233
Tiempo total de resolución (s)	0.546875	1.20312	10.375

##### 5.4.2. Sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras AC-OPF ALS

Los datos obtenidos de este sistema se presentan desde el **ANEXO P** hasta el **ANEXO S**, donde la demanda de este sistema es de 13198.280 MW o 131.9828 p.u., por lo tanto, la potencia generada es de 132.520 p.u., es decir cumple el balance de potencia.

En la Tabla 5.17 se presenta las pérdidas del sistema y el tiempo total del programa con los 3 solucionadores de AMPL.

Tabla 5.17 Ejecución del Sistema de 793 barras IEEE PES AC-OPF ALS.

Descripción	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
Perdidas activas del sistema AC-OPF ALS (MW)	57.4705	57.4705	57.4705
Tiempo total de resolución (s)	0.438	0.9844	7.859

#### 5.4.3. Comparación entre AC-OPF y AC-OPF ALS del sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras

La comparación de las variables el AC-OPF ALS es muy próximo a un sistema AC-OPF, además la diferencia de potencia generada entre ambos sistemas es del 0.028%.

La Tabla 5.18, se observa el error de las pérdidas del sistema entre ambos casos para los tres solucionadores de AMPL, lo cual se tiene un 7.1745% entre AC-OPF y AC-OPF ALS, es decir el sistema de aproximación lineal va a tener más pérdidas cuanto más sea el número de barras, finalmente en la Tabla 5.19 se presenta la diferencia del tiempo de ejecución del sistema en los 3 solvers.

Tabla 5.18 Error de las pérdidas del sistema de 793 barras.

Algoritmos	Solver		
	KNITRO7	IPOPT	CONOPT
AC-OPF (MW)	53.6233	53.6233	53.6233
AC-OPF ALS (MW)	57.4705	57.4705	57.4705
Error (%)	7.1745	7.1745	7.1745

Tabla 5.19 Diferencia del tiempo de ejecución del sistema de 793 barras

		AC-OPF	AC-OPF ALS	Diferencia (s)	Diferencia (%)
KNITRO7	Tiempo total de resolución (s)	0.546875	0.438	0.200	20.000
IPOPT	Tiempo total de resolución (s)	1.20312	0.984375	0.182	18.181
CONOPT	Tiempo total de resolución (s)	10.375	7.859	0.243	24.251

En lo referente a los sistemas de prueba utilizados en esta investigación, se ha empleado con éxito la aproximación lineal sucesiva con el fin de optimizar la eficacia del cálculo de soluciones para el OPF. Mediante la simplificación y aproximación de determinados componentes y restricciones inherentes al problema, se logra obtener soluciones que se encuentran en cercanos al AC-OPF, sin que esto conlleve una notable disminución en la precisión de los resultados.

Este método ALS ha demostrado ser especialmente efectiva en la mejora del rendimiento de los cálculos, permitiendo obtener soluciones en un período de tiempo computacionalmente del 23.8% con respecto al método tradicional. En particular, a medida que el sistema analizado crece en complejidad y dimensiones, esta técnica se torna aún más distinguida en términos de la reducción en el tiempo de ejecución.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. CONCLUSIONES

Luego de una exhaustiva revisión de la literatura, se puede afirmar que existen múltiples enfoques para llevar a cabo las aproximaciones lineales sucesivas, lo que posibilita una convergencia más acelerada y precisa hacia la solución óptima, mejorando significativamente la eficiencia de un método para obtener resultados más eficientes en un tiempo reducido.

Para el desarrollo del modelo ALS, se utilizó el método de relajación convexa como punto de referencia para comparar los tiempos de resolución. Se observó que la aproximación lineal sucesiva presenta un tiempo de resolución más rápido del 23.8% que el método convencional. Este método se aplicó a sistemas eléctricos de potencia como; IEEE de 14 barras, IEEE de 118 barras y la red eléctrica IEEE PES de 793 barras, y se observó una diferencia de tiempo en los casos de estudio del 20% al 66.6%, 9.09% al 20% y del 18.18% al 24% respectivamente, entre el AC-OPF y AC-OPF ALS. Sin embargo, cuando se tienen un mayor número de barras, se comienza a ver el error de aproximaciones lineales, lo cual afecta directamente a la función objetivo que es la minimización de pérdidas. El error de la función de optimización para el primer sistema entre el convencional y el ALS es del 7.31%, mientras que en el segundo sistema el ALS incrementa un 6.2288% con relación al convencional y por último el sistema de 793 barras, el ALS aumenta un 7.7145% respecto al método tradicional, esto se evidencio en los tres solucionadores del software AMPL.

En la evaluación del método de aproximaciones lineales sucesivas en el SNI ecuatoriano, se destaca su agilidad de ejecución en comparación con el enfoque convencional. El sistema ALS muestra una mejora en el tiempo de ejecución con una variación del 18.181% al 24.251% en los tres solucionadores utilizados. Sin embargo, es crucial mencionar que, aunque su eficiencia es evidente, el método ALS también conlleva un aumento del 6.1356% en las pérdidas activas en relación al método convencional. Este incremento se atribuye a las aproximaciones lineales efectuadas durante el proceso de optimización.



## **6.2. RECOMENDACIONES**

A partir del análisis de este proyecto de investigación, se llegaron a las siguientes recomendaciones:

Se sugiere la implementación de las aproximaciones lineales sucesivas en sistemas más extensos. La ejecución exitosa de este enfoque en sistemas más extensos permitirá verificar su viabilidad y aplicabilidad en entornos más cercanos a situaciones del mundo real. Esta expansión en el alcance de aplicación brindaría un panorama más completo de las ventajas y limitaciones de ALS.

La implementación de un modelo matemático lineal en las restricciones del OPF representa un paso crítico en la comprensión de los sistemas de potencia, permitiendo una evaluación profunda y una observación detallada de la función objetivo, variables y tiempos de ejecución.

La verificación de los datos en sistemas eléctricos extensos es crucial para garantizar su correcto funcionamiento. Una forma de validar los datos es mediante el uso de un diagrama unifilar, el cual proporcionara una representación visual que simplifica la comprensión y verificación de la estructura y conexiones del sistema, lo cual facilita la detección de posibles discrepancias o errores en los datos.

## 7. REFERENCIAS


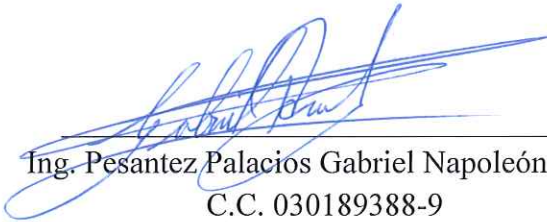
- [1] L. Muñoz and P. Quezada, “Flujo óptimo de potencia DC considerando restricciones por congestión y pérdidas en las líneas para resolución de problemas de despacho económico,” 2015.
- [2] O. D. Montoya-Giraldo, W. J. Gil-González, and A. Garcés-Ruíz, “Flujo de potencia óptimo para redes radiales y enmalladas empleando programación semidefinida Optimal Power Flow for radial and mesh grids using semidefinite programming,” *Tecnológicas*, vol. 20, no. 40, pp. 29–42, 2017.
- [3] S. Frank and S. Rebennack, “An introduction to optimal power flow: Theory, formulation, and examples,” *IIE Trans. (Institute Ind. Eng.)*, vol. 48, no. 12, pp. 1172–1197, Dec. 2016, doi: 10.1080/0740817X.2016.1189626.
- [4] B. Masoud and A. Kargarian, “A Global Algorithm for AC Optimal Power Flow Based on Successive Linear Conic Optimization,” 2017.
- [5] K. Baker, “Solutions of DC OPF are Never AC Feasible,” *e-Energy 2021 - Proc. 2021 12th ACM Int. Conf. Futur. Energy Syst.*, pp. 264–268, 2021, doi: 10.1145/3447555.3464875.
- [6] Z. Yang, H. Zhong, Q. Xia, and C. Kang, “Solving OPF using linear approximations: Fundamental analysis and numerical demonstration,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 17, pp. 4115–4125, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.1078.
- [7] Z. Yang, H. Zhong, Q. Xia, A. Bose, and C. Kang, “Optimal power flow based on successive linear approximation of power flow equations,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 14, pp. 3654–3662, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0547.
- [8] P. V. Escudero and D. F. Carrión, “Modelo de Expansión de un sistema de transmisión basado en linealización de flujos de potencia óptimos AC.,” p. 34, 2018, doi: 10.20868/UPM.thesis.39079.
- [9] W. A. Bukhsh, A. Grothey, K. I. M. McKinnon, and P. A. Trodden, “Local solutions of the optimal power flow problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4780–4788, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2274577.
- [10] I. Romero, “Flujos óptimos de potencia reactiva basado en óptimo despacho de carga usando Gams,” 2017.
- [11] J. Cajamarca and C. Cuji, “Aplicación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en las Redes Eléctricas para el Abastecimiento de la Demanda usando Flujos Óptimos de Potencia AC,” 2022.
- [12] R. A. F. Moyón, *Planeación de Despacho Óptimo de Plantas Virtuales de Generación en Sistemas Eléctricos de Potencia mediante Flujos Óptimos de Potencia AC*. 2020.
- [13] L. Mones, “Una introducción suave al flujo de potencia,” *Blog de Invenia*, 2022. <https://invenia.github.io/blog/2020/12/04/pf-intro/> (accessed Aug. 08, 2023).
- [14] M. Usman, A. Cervi, M. Coppo, F. Bignucolo, and R. Turri, “Bus injection relaxation based OPF in multi-phase neutral equipped distribution networks embedding wye- and delta-connected loads and generators,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 114, no. June 2019, p. 105394, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105394.

- [15] B. Subhonmesh, S. H. Low, and K. M. Chandy, “Equivalence of branch flow and bus injection models,” *2012 50th Annu. Allert. Conf. Commun. Control. Comput. Allert. 2012*, pp. 1893–1899, 2012, doi: 10.1109/Allerton.2012.6483453.
- [16] T. Ding, R. Lu, Y. Yang, and F. Blaabjerg, “A Condition of Equivalence between Bus Injection and Branch Flow Models in Radial Networks,” *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, vol. 67, no. 3, pp. 536–540, 2020, doi: 10.1109/TCSII.2019.2916208.
- [17] F. Geth and B. Liu, “Notes on BIM and BFM Optimal Power Flow With Parallel Lines and Total Current Limits,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2022-July, pp. 1–5, 2022, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9917005.
- [18] M. Farivar and S. H. Low, “Branch flow model: Relaxations and convexification-part i,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2554–2564, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2255317.
- [19] G. Arguello, “Flujo de Potencia Estocástico,” *Jornadas Ing. Eléctrica y Electrónica*, pp. 1–27, 1983.
- [20] J. M. López Lezama and L. A. Gallego Pareja, “Flujo de potencia óptimo para reducción de pérdidas en sistemas de potencia,” *Ing. y Cienc. - ing.cienc.*, vol. 4, no. 7, pp. 71–85, 2008, [Online]. Available: <http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/ingciencia/article/view/230>
- [21] H. Abdi, S. D. Beigvand, and M. La Scala, “A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 71, no. December 2016, pp. 742–766, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.102.
- [22] S. Rengifo, “Flujo de potencia óptimo en sistemas eléctricos de potencia usando el método del punto interior con criterios de minimización de pérdidas de potencia activa,” 2022.
- [23] F. Mosquera, “Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2. 2020. doi: 10.33412/idt.v16.2.2827.
- [24] K.-M. Aigner, R. Burlacu, F. Liers, and A. Martin, “Solving AC Optimal Power Flow with Discrete Decisions to Global Optimality,” *INFORMS J. Comput.*, pp. 1–38, 2023, doi: 10.1287/ijoc.2023.1270.
- [25] J. Rahman, C. Feng, and J. Zhang, “A learning-augmented approach for AC optimal power flow,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 130, pp. 1–34, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106908.
- [26] C. R. J. Javier, G. C. M. Eduardo, P. M. V. Damián, S. M. Alfonso, and T. P. V. Hugo, “Metodos abiertos para la solucion numerica de ecuaciones algebraicas y trascendentes,” 2019.
- [27] R. Noriega, “Herramienta computacional para cálculo de flujos óptimos de potencia, considerando diferentes formulaciones AC, DC y linealizació.” pp. 1–56, 2022.
- [28] Z. Yang, A. Bose, H. Zhong, N. Zhang, Q. Xia, and C. Kang, “Optimal Reactive Power Dispatch with Accurately Modeled Discrete Control Devices: A Successive Linear Approximation Approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2435–2444, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2608178.

- [29] H. Bri, “Formulación y comparación de cinco métodos para el análisis de flujo de potencia en sistemas de distribución AC en el software MATLAB.,” 2021.
- [30] F. Mesa, G. Correa-Vélez, and J. J. Barba-Ortega, “Optimización de ecuaciones con restricciones no lineales: comparativo entre técnicas heurística y convexa,” *Rev. UIS Ing.*, vol. 21, no. 2, pp. 53–60, 2022, doi: 10.18273/revuin.v21n2-2022005.
- [31] J. Sun and L. Tesfatsion, “DC Optimal Power Flow Formulation and Solution Using QuadProgJ,” *ISU Econ. Work. Pap. No. 06014*, no. March 1, pp. 1–62, 2010.
- [32] L. Gan and S. H. Low, “Optimal power flow in direct current networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 2892–2904, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2313514.
- [33] “PowerFactory de DIGSILENT en Ecuador,” *Innovaciones de Ingeniería Eléctrica*, 2022. [https://iee.ec/productos/iee\\_digsilent\\_powerfactory.html](https://iee.ec/productos/iee_digsilent_powerfactory.html) (accessed Aug. 07, 2023).
- [34] J. A. Caballero and I. E. Grossmann, “A review of the state of the art in optimization,” *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 4, no. 1, pp. 5–23, 2007, doi: 10.1016/s1697-7912(07)70188-7.
- [35] P. L. Luque, “Lenguaje AMPL,” pp. 1–28, 2000.
- [36] Z. Yang, H. Zhong, A. Bose, T. Zheng, Q. Xia, and C. Kang, “A Linearized OPF Model with Reactive Power and Voltage Magnitude: A Pathway to Improve the MW-Only DC OPF,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 1734–1745, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2718551.
- [37] Z. Yang, H. Zhong, Q. Xia, and C. Kang, “A novel network model for optimal power flow with reactive power and network losses,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 144, pp. 63–71, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2016.11.009.
- [38] “Index for Directory matpower6.0,” *m2htm*, 2016. <https://matpower.org/docs/ref/matpower6.0/menu6.0.html> (accessed Aug. 05, 2023).
- [39] “Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Energía y Minas,” 2018. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/> (accessed Aug. 05, 2023).
- [40] R. A. Robinson Daniel, “Desarrollo de casos de estudios en base al sistema nacional interconectado de Ecuador para el análisis de sistemas eléctricos de potencia,” *Univ. Técnica Cotopaxi Fac.*, vol. 1, p. 162, 2022, [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/4501/1/PI-000727.pdf>
- [41] C. Coffrin and R. Zimmerman, “Puntos de referencia para la validación de algoritmos de sistemas de potencia IEEE PES,” *Power Grid Lib*. <https://power-grid-lib.github.io/> (accessed Aug. 14, 2023).

## 8. ANEXOS

## ANEXO A. Informe anti plagio del proyecto de titulación.

<b>Facultad:</b>	Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas
<b>Carrera:</b>	Ingeniería en electricidad
<b>Nombre del docente evaluador que emite el informe:</b>	Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón MSc.
<b>Documento evaluado:</b>	Implementación de un Algoritmo de Aceleración del Flujo Óptimo de Potencia (OPF) basado en aproximaciones lineales.
<b>Autores del documento:</b>	Kevin Alexander Velasco Avilés
<b>Programa de similitud utilizado:</b>	Sistema COMPILATIO
<b>Programa de similitud según el programa utilizado:</b>	2%
<b>Observaciones:</b> Calificación de originalidad atendiendo a los siguientes criterios: <ul style="list-style-type: none"> <li>• El documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones.</li> <li>• El documento cumple criterios de originalidad, con observaciones.</li> <li>• El documento no cumple criterios de originalidad.</li> </ul>	-X-  ---  ---
<b>Fecha de realización del informe:</b>	09/08/2023
<b>Captura de pantalla del documento analizado:</b>	
 <p><b>CERTIFICADO DE ANÁLISIS</b> magister</p> <p><b>Tesis_Kevin_Velasco</b></p> <p>2% Similitudes</p> <p>2% Texto entre comillas &lt; 1% similitudes entre comillas</p> <p>2% Idioma no reconocido</p> <p>Nombre del documento: Tesis_Kevin_Velasco.pdf ID del documento: 1a064a613e4aea7d9110bbb6adc566fc0db46aec Tamaño del documento original: 1,16 MB</p> <p>Depositante: GABRIEL NAPOLEON PESANTEZ PALACIOS Fecha de depósito: 9/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 9/8/2023</p> <p>Número de palabras: 25.186 Número de caracteres: 156.996</p> <p>Ubicación de las similitudes en el documento:</p>	
 Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón MSc. C.C. 030189388-9	



CERTIFICADO DE ANÁLISIS  
magister

# Tesis\_Kevin\_Velasco

2% Similitudes  
2% Texto entre comillas  
< 1% similitudes entre comillas  
2% Idioma no reconocido

Nombre del documento: Tesis\_Kevin\_Velasco.pdf  
ID del documento: 1a064a613e4aea7d9110bb6ad566fc0db46aec  
Tamaño del documento original: 1,16 MB

Depositante: GABRIEL NAPOLEON PESANTEZ PALACIOS  
Fecha de depósito: 9/8/2023  
Tipo de carga: interfaz  
fecha de fin de análisis: 9/8/2023

Número de palabras: 25.186  
Número de caracteres: 156.996

Ubicación de las similitudes en el documento:



## Fuentes principales detectadas

Nº	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	<a href="https://revistascientificas.cuc.edu.co/ingecuc/article/download/1835/2015">revistascientificas.cuc.edu.co</a>   Expansión de un sistema de transmisión mediante... https://revistascientificas.cuc.edu.co/ingecuc/article/download/1835/2015	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (95 palabras)
2	<a href="http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/11286/3/UPS-KT01199.pdf">dspace.ups.edu.ec</a>   Flujo óptimo de potencia dc considerando restricciones por co... http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/11286/3/UPS-KT01199.pdf	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (74 palabras)
3	<a href="http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13586/3/UPS-KT00256.pdf">dspace.ups.edu.ec</a>   Flujo óptimo de potencia reactiva basado en óptimo despac... http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13586/3/UPS-KT00256.pdf	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (68 palabras)
4	<a href="https://www.redalyc.org/journal/3442/344253674003/html/#:-:text=El%20flujo%20de%20carga%20%C3%B3ptimo%20u%20OPF%20p...">www.redalyc.org</a>   Flujo de potencia óptimo para redes radiales y enmalladas em... https://www.redalyc.org/journal/3442/344253674003/html/#:-:text=El flujo de carga óptimo u OPF p... 1 fuente similar	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (55 palabras)
5	<a href="http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/7952/3/PI-001730.pdf.txt">repositorio.utc.edu.ec</a>   Modelo matemático de aproximación cuadrático para el fl... http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/7952/3/PI-001730.pdf.txt	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (44 palabras)

## Fuentes con similitudes fortuitas

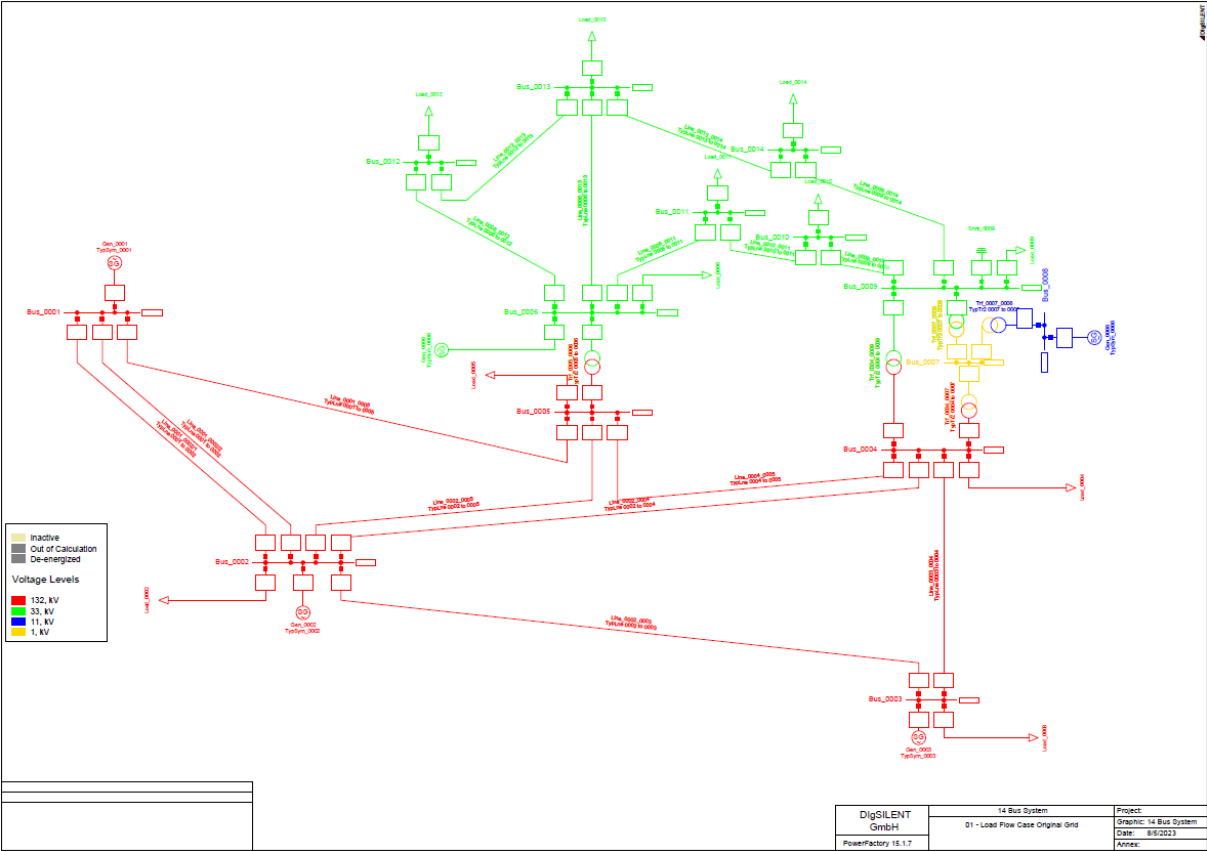
Nº	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	<a href="http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/7966/3/PI-001739.pdf.txt">repositorio.utc.edu.ec</a>   Desarrollo de un modelo de optimización para el despach... http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/7966/3/PI-001739.pdf.txt	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (25 palabras)
2	<a href="#">Documento de otro usuario</a> #624a23 El documento proviene de otro grupo	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (23 palabras)
3	<a href="https://docplayer.es/91268037-Flujo-optimo-de-potencia-dc-considerando-restricciones-por-conges...">docplayer.es</a>   FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA DC CONSIDERANDO RESTRICCIONES P... https://docplayer.es/91268037-Flujo-optimo-de-potencia-dc-considerando-restricciones-por-conges...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (19 palabras)
4	<a href="https://www.doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2802271">www.doi.org</a>   Table of Contents https://www.doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2802271	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (25 palabras)
5	<a href="https://invenia.github.io/blog/2020/12/04/pf-intro/">invenia.github.io</a>   A Gentle Introduction to Power Flow · Invenia Blog https://invenia.github.io/blog/2020/12/04/pf-intro/	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (21 palabras)

## Fuentes mencionadas (sin similitudes detectadas)

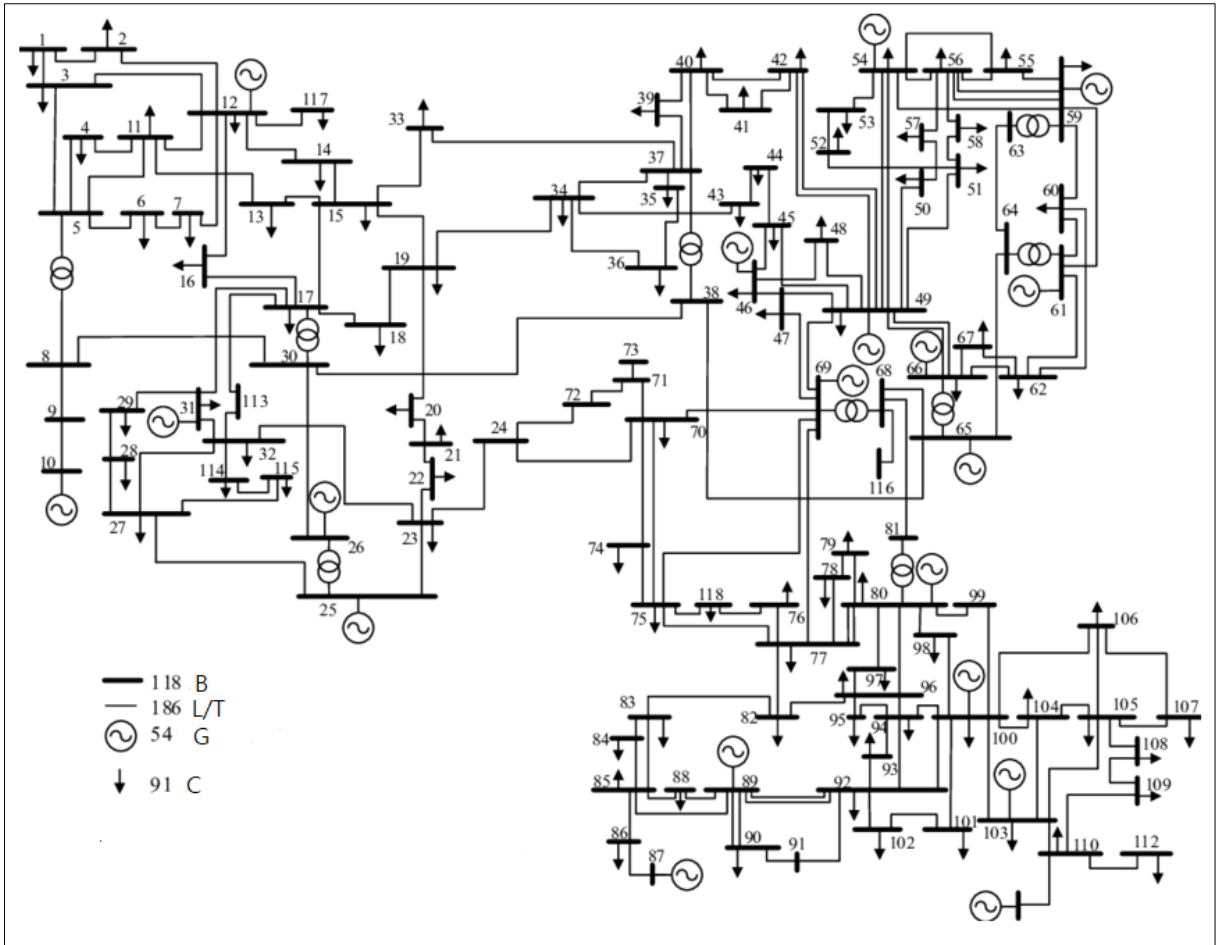
Estas fuentes han sido citadas en el documento sin encontrar similitudes.

1	<a href="http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/ingciencia/article/view/230">http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/ingciencia/article/view/230</a>
2	<a href="https://iee.ec/productos/iee_digsilent_powerfactory.html">https://iee.ec/productos/iee_digsilent_powerfactory.html</a>
3	<a href="https://matpower.org/docs/ref/matpower6.0/menu6.0.html">https://matpower.org/docs/ref/matpower6.0/menu6.0.html</a>
4	<a href="https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/">https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/</a>
5	<a href="http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/4501/1/PI-000727.pdf">http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/4501/1/PI-000727.pdf</a>

ANEXO B. Sistema IEEE de 14 barras.

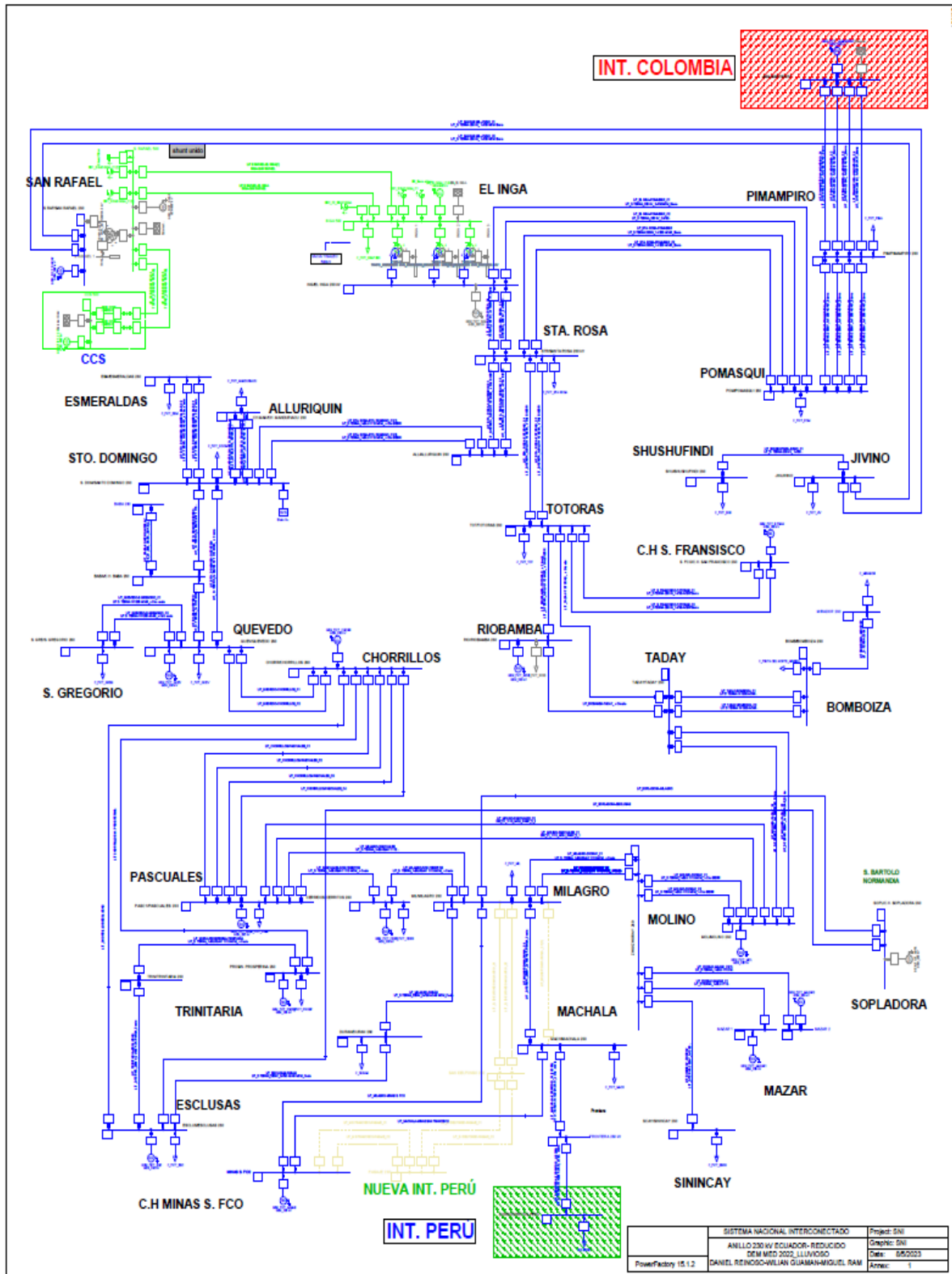


ANEXO C. Sistema IEEE de 118 barras.





ANEXO D. Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano.





ANEXO F. Sistema AC-OPF 14 barras IEEE.

AC-OPF									
Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	0.000	0.000	0.989	-0.051	61	0.559	-0.284	1.037	0.001
2	0.000	0.000	1.008	-0.027	62	1.044	0.102	1.037	0.001
3	0.000	0.000	1.000	-0.041	63	0.000	0.000	1.042	0.001
4	0.586	0.501	1.028	-0.001	64	0.000	0.000	1.043	0.002
5	0.000	0.000	1.025	-0.001	65	0.167	-1.469	1.041	0.003
6	0.695	0.285	1.029	-0.001	66	0.450	0.002	1.036	0.000
7	0.000	0.000	1.028	-0.004	67	0.000	0.000	1.031	-0.014
8	0.687	-1.749	1.030	0.012	68	0.000	0.000	1.046	0.002
9	0.000	0.000	1.050	0.011	69	0.048	-0.644	1.035	0.000
10	0.002	-1.289	1.030	0.013	70	0.742	0.045	1.036	0.000
11	0.000	0.000	1.021	-0.012	71	0.000	0.000	1.036	0.000
12	2.433	0.706	1.029	-0.002	72	0.002	-0.053	1.033	0.001
13	0.000	0.000	1.009	-0.027	73	0.002	-0.022	1.035	0.001
14	0.000	0.000	1.027	-0.009	74	0.981	0.280	1.037	0.001
15	1.269	0.162	1.027	-0.214	75	0.000	0.000	1.032	-0.010
16	0.000	0.000	1.022	-0.016	76	0.953	0.415	1.038	0.001
17	0.000	0.000	1.032	-0.002	77	1.528	0.392	1.039	0.000
18	0.654	0.221	1.027	0.000	78	0.000	0.000	1.032	-0.008
19	0.757	0.261	1.027	0.000	79	0.000	0.000	1.031	-0.012
20	0.000	0.000	1.016	-0.029	80	2.138	0.095	1.040	0.002
21	0.000	0.000	1.012	-0.035	81	0.000	0.000	1.049	0.002
22	0.000	0.000	1.016	-0.030	82	1.082	0.086	1.040	-0.001
23	0.000	0.000	1.031	-0.005	83	0.000	0.000	1.040	-0.007
24	0.104	-0.147	1.031	0.000	84	0.000	0.000	1.037	-0.007
25	0.000	-0.175	1.030	0.003	85	0.669	0.155	1.042	-0.002
26	1.129	-0.689	1.031	0.007	86	0.000	0.000	1.035	-0.012
27	0.975	0.097	1.030	0.002	87	0.117	0.014	1.046	0.010
28	0.000	0.000	1.024	-0.010	88	0.000	0.000	1.035	-0.020
29	0.000	0.000	1.025	-0.008	89	0.285	-0.118	1.042	-0.002
30	0.000	0.000	1.048	0.003	90	0.780	0.322	1.042	-0.002
31	0.731	0.259	1.029	-6.417	91	0.791	-0.029	1.042	-0.002
32	0.840	0.157	1.030	0.001	92	1.097	0.168	1.042	-0.002
33	0.000	0.000	1.018	-0.015	93	0.000	0.000	1.030	-0.014
34	1.031	-0.276	1.023	0.001	94	0.000	0.000	1.027	-0.018
35	0.000	0.000	1.022	-0.001	95	0.000	0.000	1.017	-0.026
36	0.653	0.176	1.022	0.002	96	0.000	0.000	1.027	-0.018
37	0.000	0.000	1.025	-0.001	97	0.000	0.000	1.029	-0.014
38	0.000	0.000	1.050	0.001	98	0.000	0.000	1.033	-0.020
39	0.000	0.000	1.019	-0.009	99	0.003	-0.042	1.041	0.000
40	0.661	0.249	1.026	0.001	100	1.033	0.247	1.042	-0.001
41	0.000	0.000	1.020	-0.011	101	0.000	0.000	1.030	-0.016
42	0.472	0.107	1.029	0.000	102	0.000	0.000	1.037	-0.008
43	0.000	0.000	1.015	-0.038	103	0.230	0.061	1.042	-0.001
44	0.000	0.000	1.018	-0.055	104	0.380	0.193	1.042	-0.001
45	0.000	0.000	1.017	-0.046	105	0.647	0.048	1.042	-0.001
46	0.821	-0.053	1.037	0.001	106	0.000	0.000	1.035	-0.015
47	0.000	0.000	1.035	-0.012	107	0.357	0.023	1.042	-0.002
48	0.000	0.000	1.037	-0.009	108	0.000	0.000	1.041	-0.004
49	1.803	-0.001	1.036	-0.001	109	0.000	0.000	1.040	-0.005
50	0.000	0.000	1.031	-0.012	110	0.441	0.162	1.042	-0.001
51	0.000	0.000	1.022	-0.026	111	0.002	-0.011	1.042	-0.001
52	0.000	0.000	1.018	-0.034	112	0.250	0.096	1.042	-0.001
53	0.000	0.000	1.021	-0.028	113	0.022	-0.201	1.028	0.000
54	1.442	0.274	1.038	0.001	114	0.000	0.000	1.025	-0.008
55	0.629	0.177	1.037	0.001	115	0.000	0.000	1.024	-0.009
56	1.176	0.140	1.037	0.001	116	0.047	-0.496	1.045	0.003
57	0.000	0.000	1.033	-0.011	117	0.000	0.000	1.013	-0.029
58	0.000	0.000	1.026	-0.019	118	0.000	0.000	1.029	-0.012
59	2.817	0.826	1.037	0.001	TOTAL	39.212			
60	0.000	0.000	1.035	-0.007					

ANEXO G. Sistema AC-OPF ALS 118 barras IEEE.

AC-OPF ALS									
Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	0.000	0.000	0.989	-0.051	61	0.559	0.013	1.036	0.001
2	0.000	0.000	1.009	-0.028	62	1.044	0.181	1.036	0.001
3	0.000	0.000	1.000	-0.042	63	0.000	0.000	1.036	0.001
4	0.585	0.298	1.031	-0.001	64	0.000	0.000	1.036	0.002
5	0.000	0.000	1.031	-0.001	65	0.167	0.134	1.037	0.003
6	0.695	0.264	1.031	-0.001	66	0.455	0.165	1.035	0.000
7	0.000	0.000	1.031	-0.004	67	0.000	0.000	1.028	-0.014
8	0.696	0.721	1.045	0.013	68	0.000	0.000	1.037	0.002
9	0.000	0.000	1.045	0.013	69	0.066	-0.026	1.035	0.000
10	0.003	0.000	1.045	0.013	70	0.742	0.228	1.035	0.000
11	0.000	0.000	1.023	-0.013	71	0.000	0.000	1.035	0.001
12	2.415	0.880	1.031	-0.002	72	0.002	0.000	1.035	0.001
13	0.000	0.000	1.010	-0.027	73	0.002	0.000	1.035	0.001
14	0.000	0.000	1.029	-0.009	74	0.980	0.362	1.035	0.001
15	1.271	0.435	1.034	0.000	75	0.000	0.000	1.028	-0.010
16	0.000	0.000	1.023	-0.015	76	0.952	0.469	1.035	0.001
17	0.000	0.000	1.034	-0.001	77	1.525	0.600	1.035	0.000
18	0.656	0.358	1.034	0.000	78	0.000	0.000	1.029	-0.009
19	0.756	0.371	1.034	0.000	79	0.000	0.000	1.027	-0.013
20	0.000	0.000	1.016	-0.029	80	2.136	0.609	1.036	0.002
21	0.000	0.000	1.009	-0.035	81	0.000	0.000	1.037	0.002
22	0.000	0.000	1.012	-0.029	82	1.079	0.279	1.034	-0.001
23	0.000	0.000	1.030	-0.004	83	0.000	0.000	1.032	-0.008
24	0.104	0.047	1.034	0.001	84	0.000	0.000	1.028	-0.007
25	0.000	-0.110	1.035	0.003	85	0.668	0.295	1.034	-0.002
26	1.129	0.180	1.041	0.007	86	0.000	0.000	1.026	-0.012
27	0.974	0.248	1.035	0.002	87	0.117	0.058	1.040	0.010
28	0.000	0.000	1.027	-0.010	88	0.000	0.000	1.026	-0.021
29	0.000	0.000	1.029	-0.009	89	0.284	0.065	1.034	-0.002
30	0.000	0.000	1.038	0.005	90	0.780	0.420	1.034	-0.002
31	0.731	0.349	1.034	-1.108	91	0.000	0.000	1.034	-0.002
32	0.839	0.324	1.034	0.001	92	1.094	0.380	1.034	-0.002
33	0.000	0.000	1.022	-0.014	93	0.000	0.000	1.020	-0.015
34	1.053	0.408	1.034	0.002	94	0.000	0.000	1.016	-0.018
35	0.000	0.000	1.032	-0.001	95	0.000	0.000	1.006	-0.026
36	0.658	0.306	1.034	0.002	96	0.000	0.000	1.017	-0.019
37	0.000	0.000	1.032	0.001	97	0.000	0.000	1.021	-0.015
38	0.000	0.000	1.035	0.003	98	0.000	0.000	1.025	-0.021
39	0.000	0.000	0.103	-0.008	99	0.003	0.000	1.035	0.000
40	0.663	0.402	1.034	0.001	100	1.029	0.537	1.034	-0.002
41	0.000	0.000	1.027	-0.011	101	0.000	0.000	1.019	-0.016
42	0.472	0.257	1.034	0.001	102	0.000	0.000	1.028	-0.008
43	0.000	0.000	1.012	-0.037	103	0.230	0.160	1.034	-0.002
44	0.000	0.000	1.010	-0.054	104	0.380	0.250	1.034	-0.002
45	0.000	0.000	1.010	-0.046	105	0.645	0.178	1.034	-0.001
46	0.814	0.070	1.035	0.001	106	0.000	0.000	1.025	-0.016
47	0.000	0.000	1.031	-0.013	107	0.357	0.085	1.034	-0.002
48	0.000	0.000	1.034	-0.009	108	0.000	0.000	1.032	-0.004
49	1.797	0.434	1.035	-0.001	109	0.000	0.000	1.031	-0.005
50	0.000	0.000	1.028	-0.012	110	0.441	0.257	1.034	-0.001
51	0.000	0.000	1.015	-0.026	111	0.002	0.000	1.034	-0.001
52	0.000	0.000	1.010	-0.033	112	0.250	0.130	1.034	-0.001
53	0.000	0.000	1.014	-0.028	113	0.026	-0.005	1.034	0.000
54	1.439	0.459	1.036	0.001	114	0.000	0.000	1.029	-0.008
55	0.629	0.219	1.036	0.001	115	0.000	0.000	1.028	-0.009
56	1.173	0.291	1.036	0.001	116	0.044	0.036	1.037	0.003
57	0.000	0.000	1.028	-0.011	117	0.000	0.000	1.012	-0.029
58	0.000	0.000	1.021	-0.019	118	0.000	0.000	1.025	-0.012
59	2.817	1.127	1.036	0.001	TOTAL	38.428			
60	0.000	0.000	1.034	-0.007					

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

ANEXO H. Diferencia AC-OPF y AC-OPF ALS de 118 barras IEEE.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	0	0	-0.000122346	-0.0033038	60	0.000	0.000	0.001	-0.063
2	0	0	-0.000734134	-0.01524059	61	-0.001	1.045	0.001	-0.052
3	0	0	-0.000618234	-0.01052177	62	0.001	-0.778	0.001	-0.060
4	0.002260022	0.40465778	-0.003229164	0.06752571	63	0.000	0.000	0.006	-0.076
5	0	0	-0.004954068	-0.39586517	64	0.000	0.000	0.006	-0.099
6	0.000169736	0.07506884	-0.002692745	0.0348333	65	0.002	1.091	0.004	-0.025
7	0	0	-0.002470841	-0.01997373	66	-0.010	-85.634	0.001	0.024
8	-1.31E-02	1.41230077	-0.01475413	-0.0503307	67	0.000	0.000	0.003	-0.041
9	0	0	0.004352381	-0.17454978	68	0.000	0.000	0.009	-0.090
10	-0.918977875	0.99997076	-0.014753844	-0.01874452	69	-0.373	0.960	0.000	0.000
11	0	0	-0.0024103	0.02733828	70	0.000	-4.034	0.001	-0.057
12	0.007185166	-0.24561192	-0.002332452	0.00423601	71	0.000	0.000	0.001	-0.348
13	0	0	-0.001021056	-0.00233822	72	0.073	1.000	-0.001	-0.029
14	0	0	-0.001625431	0.02005144	73	0.244	1.000	0.000	0.004
15	-0.00163154	-1.68034963	-0.006318023	1.00056862	74	0.001	-0.293	0.001	-0.059
16	0	0	-0.000176068	0.01548628	75	0.000	0.000	0.004	0.002
17	0	0	-0.00162715	0.69593572	76	0.001	-0.130	0.002	-0.069
18	-0.004195361	-0.61673999	-0.007207909	-0.55797169	77	0.002	-0.530	0.003	-0.037
19	0.00112895	-0.41996817	-0.006787286	-0.6039615	78	0.000	0.000	0.004	-0.065
20	0	0	0.000137822	0.00776559	79	0.000	0.000	0.004	-0.062
21	0	0	0.003033837	0.01482713	80	0.001	-5.440	0.004	-0.064
22	0	0	0.003974813	0.02476574	81	0.000	0.000	0.012	-0.208
23	0	0	0.00028137	0.1746734	82	0.002	-2.226	0.006	-0.084
24	0.006809245	1.32237694	-0.002889697	-0.05762475	83	0.000	0.000	0.008	-0.017
25	0.116762414	0.37229715	-0.004707961	-0.04080727	84	0.000	0.000	0.008	-0.003
26	-9.74633E-05	1.26132116	-0.009752169	-0.04286599	85	0.001	-0.901	0.007	-0.084
27	0.000674167	-1.56056932	-0.004582969	-0.07451463	86	0.000	0.000	0.009	-0.029
28	0	0	-0.003351213	-0.013755	87	0.006	-3.293	0.005	-0.074
29	0	0	-0.004136828	-0.01885957	88	0.000	0.000	0.008	-0.068
30	0	0	0.009928848	-0.55242829	89	0.004	1.547	0.007	-0.086
31	2.59968E-05	-0.34747545	-0.004887719	0.82733129	90	0.000	-0.303	0.007	-0.086
32	0.00078697	-1.06020322	-0.004564525	-0.10028296	91	1.000	1.000	0.007	-0.086
33	0	0	-0.003980031	0.06413257	92	0.003	-1.269	0.007	-0.086
34	-0.021194867	2.47715889	-0.01082249	-0.20996326	93	0.000	0.000	0.010	-0.019
35	0	0	-0.0105224	0.31964825	94	0.000	0.000	0.010	-0.016
36	-0.007974711	-0.73265048	-0.011462887	-0.2129006	95	0.000	0.000	0.010	-0.021
37	0	0	-0.006036786	1.96109992	96	0.000	0.000	0.009	-0.019
38	0	0	0.0146	-1.67491372	97	0.000	0.000	0.008	-0.023
39	0	0	0.899341673	0.07213035	98	0.000	0.000	0.008	-0.045
40	-0.002427882	-0.61237268	-0.008061686	-0.29432643	99	-0.025	0.999	0.006	-0.114
41	0	0	-0.006549276	-0.00386812	100	0.004	-1.178	0.007	-0.090
42	0.00091876	-1.39428279	-0.005150231	-0.47393832	101	0.000	0.000	0.010	-0.033
43	0	0	0.002198019	0.02689634	102	0.000	0.000	0.009	-0.032
44	0	0	0.008572523	0.00987703	103	0.000	-1.620	0.007	-0.090
45	0	0	0.007017544	-0.00214495	104	0.000	-0.295	0.007	-0.090
46	0.00813125	2.32506885	0.001610508	-0.10176056	105	0.002	-2.700	0.007	-0.090
47	0	0	0.003382165	-0.01249276	106	0.000	0.000	0.010	-0.038
48	0	0	0.002555646	-0.01796573	107	0.001	-2.740	0.008	-0.087
49	0.003615594	393.797852	0.001235235	-0.01368023	108	0.000	0.000	0.008	0.005
50	0	0	0.00352891	0.00311017	109	0.000	0.000	0.008	-0.004
51	0	0	0.006666014	0.00832149	110	0.000	-0.586	0.007	-0.090
52	0	0	0.008016032	0.00640665	111	-0.027	1.000	0.007	-0.086
53	0	0	0.006985471	-0.00674991	112	0.000	-0.349	0.007	-0.090
54	0.001588491	-0.67288895	0.001638523	-0.09829359	113	-0.162	0.977	-0.006	-0.486
55	-3.65634E-05	-0.2380305	0.001638633	-0.09781332	114	0.000	0.000	-0.004	-0.031
56	0.002271297	-1.07237616	0.001657911	-0.09953563	115	0.000	0.000	-0.004	-0.032
57	0	0	0.004067285	0.01906661	116	0.063	1.072	0.007	-0.027
58	0	0	0.005407828	0.00606898	117	0.000	0.000	0.000	-0.017
59	-0.000244973	-0.36454579	0.001099272	-0.06705134	118	0.000	0.000	0.003	-0.027

ANEXO I. Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano AC-OPF.

AC-OPF									
Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	0.294	0.075	1.036	-0.017	61	0.314	0.055	1.038	-0.018
2	0.000	0.000	1.033	-0.034	62	6.653	0.836	1.032	0.025
3	0.998	0.413	1.035	-0.017	63	0.000	0.000	1.034	-0.002
4	1.145	0.309	1.035	-0.006	64	0.271	1.616	1.050	-0.001
5	0.000	0.000	1.045	-0.004	65	0.274	-1.910	1.035	-0.004
6	0.000	0.000	1.035	-0.018	66	0.000	0.000	0.992	-0.120
7	0.000	0.000	1.022	-0.053	67	0.000	0.000	1.018	0.003
8	0.257	-0.033	1.045	-0.004	68	0.000	0.000	1.022	-0.055
9	0.000	0.000	1.003	-0.089	69	0.000	0.000	1.024	-0.052
10	0.245	0.069	1.050	-0.036	70	0.000	0.000	1.036	-0.014
11	0.000	0.000	1.020	-0.056	71	0.000	0.000	1.024	-0.076
12	0.000	0.000	0.980	-0.141	72	0.000	0.000	0.981	-0.047
13	0.000	0.000	1.034	-0.005	73	0.015	-0.011	1.035	-0.019
14	0.000	0.000	1.050	-0.004	74	0.000	0.000	1.030	-0.026
15	0.328	0.076	1.039	-0.017	75	0.000	0.329	1.050	-0.040
16	0.000	0.000	1.029	-0.042	76	2.377	0.002	1.045	-0.004
17	0.000	0.000	1.017	-0.063	77	0.000	0.000	1.048	0.055
18	0.859	0.110	1.050	-0.001	78	0.000	0.000	1.023	-0.058
19	0.000	0.000	1.048	-0.003	79	0.000	0.000	1.027	-0.048
20	0.000	0.000	1.026	-0.047	80	0.000	0.000	1.020	-0.058
21	0.032	-5.625	1.000	0.000	81	0.000	0.000	1.022	-0.055
22	1.098	0.355	1.050	-0.041	82	0.000	0.000	1.022	-0.053
23	0.413	0.063	1.050	0.001	83	0.000	0.000	1.029	-0.067
24	0.000	0.000	1.032	-0.008	84	0.000	0.000	1.025	-0.069
25	0.000	0.000	1.018	-0.042	85	0.000	0.000	1.020	-0.083
26	1.194	0.368	1.041	0.024	86	1.912	0.548	1.033	0.027
27	0.154	0.038	1.034	-0.032	87	0.001	-0.010	1.036	0.000
28	3.417	0.799	1.050	0.057	88	0.692	0.004	1.041	-0.007
29	0.000	0.000	1.039	0.002	89	1.873	0.574	1.034	-0.032
30	0.000	0.000	1.027	0.000	90	0.000	0.000	1.038	-0.012
31	0.000	0.000	1.006	-0.081	91	0.000	0.000	1.019	-0.060
32	0.000	0.000	1.026	-0.023	92	0.000	0.000	1.034	-0.005
33	1.121	0.136	1.039	-0.022	93	0.000	0.000	1.034	-0.012
34	0.000	0.000	1.044	-0.021	94	0.000	0.000	0.976	-0.148
35	0.000	0.000	1.025	-0.048	95	0.000	0.000	1.010	-0.073
36	0.097	0.012	1.036	-0.017	96	0.661	0.136	1.034	-0.004
37	0.000	0.000	1.038	-0.034	97	1.267	-0.026	1.036	0.000
38	0.595	0.192	1.034	-0.035	98	1.077	0.289	1.041	0.025
39	0.000	0.000	0.991	-0.109	99	0.000	0.000	1.034	-0.043
40	0.000	0.000	1.019	-0.059	100	0.000	0.000	1.042	-0.018
41	0.486	-0.301	1.044	0.008	101	2.204	2.780	1.050	-0.003
42	0.000	0.000	1.036	0.018	102	0.000	0.000	1.003	0.000
43	0.000	0.000	1.021	-0.064	103	0.000	0.000	1.048	0.054
44	0.806	0.205	1.049	-0.006	104	0.000	0.000	1.035	-0.013
45	0.000	0.000	1.026	-0.036	105	0.000	0.000	1.036	-0.020
46	0.236	0.006	1.050	-0.003	106	0.156	-0.055	1.033	-0.002
47	0.770	0.177	1.034	-0.004	107	0.000	0.000	1.050	-0.002
48	0.000	0.000	1.033	-0.015	108	0.000	0.000	1.035	-0.019
49	0.709	-0.026	1.045	0.000	109	0.000	0.000	1.032	-0.022
50	0.000	0.000	1.049	-0.038	110	0.000	0.000	1.038	-0.019
51	0.000	0.000	1.044	-0.018	111	2.099	0.437	1.033	0.029
52	0.000	0.000	1.035	-0.006	112	0.000	0.000	1.027	-0.019
53	3.161	0.283	1.033	-0.007	113	0.000	0.000	0.978	-0.133
54	0.168	-0.119	1.033	-0.007	114	0.000	0.000	1.028	-0.044
55	1.095	0.351	1.050	-0.036	115	0.000	0.000	1.047	-0.010
56	0.772	0.200	1.035	-0.024	116	0.000	0.000	1.024	-0.051
57	0.002	-0.080	1.034	-0.004	117	0.000	0.000	1.035	-0.004
58	0.002	-0.080	1.034	-0.004	118	0.181	-0.118	1.033	-0.007
59	0.000	0.000	1.027	-0.019	TOTAL	42.482			
60	0.000	0.000	1.025	-0.025					

ANEXO J. Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano AC-OPF ALS.

AC-OPF ALS									
Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	0.295	0.106	1.015	-0.017	61	0.313	0.094	1.015	-0.017
2	0.000	0.000	1.012	-0.035	62	6.714	2.306	1.032	0.029
3	1.001	0.470	1.015	-0.016	63	0.000	0.000	1.021	-0.001
4	1.145	0.334	1.020	-0.004	64	0.271	-1.259	1.008	0.000
5	0.000	0.000	1.023	-0.003	65	0.273	1.460	1.020	-0.002
6	0.000	0.000	1.015	-0.017	66	0.000	0.000	0.955	-0.121
7	0.000	0.000	0.997	-0.054	67	0.000	0.000	1.018	0.006
8	0.254	0.089	1.023	-0.003	68	0.000	0.000	0.999	-0.056
9	0.000	0.000	0.988	-0.090	69	0.000	0.000	1.001	-0.053
10	0.245	0.073	1.026	-0.037	70	0.000	0.000	1.013	-0.013
11	0.000	0.000	0.998	-0.058	71	0.000	0.000	0.998	-0.080
12	0.000	0.000	0.955	-0.145	72	0.000	0.000	0.969	-0.044
13	0.000	0.000	1.020	-0.003	73	0.015	0.002	1.015	-0.018
14	0.000	0.000	1.016	-0.002	74	0.000	0.000	1.007	-0.025
15	0.327	0.098	1.015	-0.017	75	0.000	0.349	1.030	-0.042
16	0.000	0.000	1.007	-0.043	76	2.368	0.500	1.024	-0.003
17	0.000	0.000	0.994	-0.065	77	0.000	0.000	1.048	0.060
18	0.858	0.251	1.008	0.000	78	0.000	0.000	0.992	-0.059
19	0.000	0.000	1.007	-0.002	79	0.000	0.000	1.001	-0.049
20	0.000	0.000	1.004	-0.048	80	0.000	0.000	0.997	-0.059
21	0.033	-2.672	1.000	0.000	81	0.000	0.000	0.999	-0.056
22	1.106	0.486	1.030	-0.043	82	0.000	0.000	1.000	-0.055
23	0.414	0.124	1.009	0.002	83	0.000	0.000	1.002	-0.070
24	0.000	0.000	1.019	-0.006	84	0.000	0.000	0.997	-0.072
25	0.000	0.000	1.001	-0.042	85	0.000	0.000	0.990	-0.087
26	1.175	0.379	1.031	0.028	86	1.912	0.557	1.033	0.031
27	0.154	0.045	1.013	-0.033	87	0.001	0.000	1.022	0.002
28	3.413	1.778	1.050	0.063	88	0.683	0.233	1.020	-0.006
29	0.000	0.000	1.021	0.004	89	1.904	0.786	1.013	-0.033
30	0.000	0.000	1.008	0.001	90	0.000	0.000	1.016	-0.012
31	0.000	0.000	0.991	-0.082	91	0.000	0.000	0.995	-0.062
32	0.000	0.000	1.011	-0.022	92	0.000	0.000	1.020	-0.004
33	1.119	0.346	1.016	-0.023	93	0.000	0.000	1.017	-0.010
34	0.000	0.000	1.015	-0.021	94	0.000	0.000	0.950	-0.151
35	0.000	0.000	1.003	-0.049	95	0.000	0.000	1.005	-0.077
36	0.096	0.029	1.015	-0.017	96	0.661	0.193	1.020	-0.003
37	0.000	0.000	0.981	-0.028	97	1.256	0.427	1.022	0.002
38	0.597	0.217	1.012	-0.035	98	1.074	0.319	1.032	0.029
39	0.000	0.000	0.964	-0.111	99	0.000	0.000	1.006	-0.044
40	0.000	0.000	1.014	-0.063	100	0.000	0.000	1.015	-0.017
41	0.478	0.181	1.024	0.009	101	2.188	3.159	1.050	-0.004
42	0.000	0.000	1.027	0.022	102	0.000	0.000	1.001	0.000
43	0.000	0.000	0.989	-0.065	103	0.000	0.000	1.048	0.060
44	0.806	0.237	1.007	-0.005	104	0.000	0.000	1.016	-0.012
45	0.000	0.000	1.000	-0.035	105	0.000	0.000	1.013	-0.019
46	0.236	0.073	1.008	-0.001	106	0.155	0.047	1.021	-0.001
47	0.770	0.225	1.020	-0.002	107	0.000	0.000	1.011	0.000
48	0.000	0.000	1.016	-0.014	108	0.000	0.000	1.014	-0.018
49	0.700	0.248	1.023	0.001	109	0.000	0.000	1.011	-0.022
50	0.000	0.000	1.024	-0.040	110	0.000	0.000	1.014	-0.018
51	0.000	0.000	0.995	-0.015	111	2.112	0.718	1.033	0.033
52	0.000	0.000	1.019	-0.005	112	0.000	0.000	1.013	-0.018
53	3.160	1.000	1.019	-0.006	113	0.000	0.000	0.950	-0.133
54	0.168	0.051	1.019	-0.006	114	0.000	0.000	1.006	-0.045
55	1.086	0.391	1.026	-0.037	115	0.000	0.000	1.004	-0.009
56	0.773	0.227	1.014	-0.024	116	0.000	0.000	1.001	-0.053
57	0.002	0.000	1.020	-0.003	117	0.000	0.000	1.020	-0.003
58	0.002	0.000	1.020	-0.003	118	0.181	0.054	1.019	-0.005
59	0.000	0.000	1.013	-0.019	TOTAL	42.495			
60	0.000	0.000	1.010	-0.025					

ANEXO K. Diferencia AC-OPF y AC-OPF ALS del SNI.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	-0.003	-0.408	0.020	0.035	60	0.000	0.000	0.014	0.020
2	0.000	0.000	0.020	-0.014	61	0.003	-0.706	0.022	0.033
3	-0.002	-0.138	0.019	0.039	62	-0.009	-1.759	0.000	-0.159
4	0.000	-0.079	0.014	0.240	63	0.000	0.000	0.012	0.737
5	0.000	0.000	0.020	0.259	64	0.003	1.779	0.040	1.251
6	0.000	0.000	0.020	0.032	65	0.004	1.764	0.014	0.371
7	0.000	0.000	0.024	-0.011	66	0.000	0.000	0.038	-0.007
8	0.010	3.722	0.020	0.275	67	0.000	0.000	0.000	-0.969
9	0.000	0.000	0.015	-0.015	68	0.000	0.000	0.023	-0.026
10	-0.001	-0.063	0.023	-0.043	69	0.000	0.000	0.023	-0.025
11	0.000	0.000	0.022	-0.027	70	0.000	0.000	0.022	0.051
12	0.000	0.000	0.026	-0.027	71	0.000	0.000	0.026	-0.045
13	0.000	0.000	0.013	0.370	72	0.000	0.000	0.012	0.073
14	0.000	0.000	0.032	0.482	73	0.005	1.221	0.019	0.028
15	0.004	-0.289	0.023	0.035	74	0.000	0.000	0.022	0.018
16	0.000	0.000	0.021	-0.021	75	-0.170	-0.059	0.019	-0.054
17	0.000	0.000	0.022	-0.028	76	0.003	-212.861	0.019	0.289
18	0.000	-1.289	0.040	1.251	77	0.000	0.000	0.000	-0.109
19	0.000	0.000	0.040	0.397	78	0.000	0.000	0.030	-0.018
20	0.000	0.000	0.022	-0.024	79	0.000	0.000	0.025	-0.019
21	-0.032	0.525	0.000	0.000	80	0.000	0.000	0.022	-0.027
22	-0.007	-0.371	0.019	-0.050	81	0.000	0.000	0.023	-0.026
23	-0.001	-0.983	0.039	-2.751	82	0.000	0.000	0.022	-0.026
24	0.000	0.000	0.013	0.175	83	0.000	0.000	0.026	-0.044
25	0.000	0.000	0.017	-0.002	84	0.000	0.000	0.028	-0.039
26	0.016	-0.031	0.009	-0.165	85	0.000	0.000	0.029	-0.040
27	0.000	-0.182	0.020	-0.010	86	0.000	-0.016	0.000	-0.151
28	0.001	-1.225	0.000	-0.109	87	0.098	1.000	0.014	-7.569
29	0.000	0.000	0.017	-0.617	88	0.012	-55.766	0.020	0.143
30	0.000	0.000	0.018	2.543	89	-0.017	-0.369	0.020	-0.010
31	0.000	0.000	0.015	-0.015	90	0.000	0.000	0.021	0.062
32	0.000	0.000	0.014	0.027	91	0.000	0.000	0.023	-0.026
33	0.002	-1.539	0.023	-0.017	92	0.000	0.000	0.014	0.306
34	0.000	0.000	0.027	0.002	93	0.000	0.000	0.016	0.107
35	0.000	0.000	0.021	-0.025	94	0.000	0.000	0.027	-0.023
36	0.003	-1.380	0.021	0.034	95	0.000	0.000	0.006	-0.059
37	0.000	0.000	0.055	0.173	96	0.000	-0.421	0.014	0.335
38	-0.003	-0.126	0.021	-0.013	97	0.009	17.579	0.014	-8.416
39	0.000	0.000	0.027	-0.013	98	0.003	-0.106	0.009	-0.159
40	0.000	0.000	0.005	-0.067	99	0.000	0.000	0.027	-0.031
41	0.018	1.600	0.019	-0.222	100	0.000	0.000	0.026	0.031
42	0.000	0.000	0.009	-0.208	101	0.007	-0.136	0.000	-0.209
43	0.000	0.000	0.032	-0.016	102	0.000	0.000	0.002	0.224
44	0.000	-0.154	0.040	0.167	103	0.000	0.000	0.000	-0.109
45	0.000	0.000	0.025	0.008	104	0.000	0.000	0.018	0.091
46	-0.002	-12.130	0.040	0.528	105	0.000	0.000	0.022	0.026
47	0.000	-0.272	0.013	0.369	106	0.004	1.863	0.012	0.739
48	0.000	0.000	0.017	0.070	107	0.000	0.000	0.036	0.814
49	0.011	10.598	0.020	9.088	108	0.000	0.000	0.021	0.032
50	0.000	0.000	0.023	-0.046	109	0.000	0.000	0.020	0.018
51	0.000	0.000	0.048	0.205	110	0.000	0.000	0.024	0.034
52	0.000	0.000	0.015	0.233	111	-0.006	-0.641	0.000	-0.146
53	0.000	-2.528	0.013	0.184	112	0.000	0.000	0.013	0.038
54	-0.001	1.428	0.013	0.170	113	0.000	0.000	0.029	-0.003
55	0.008	-0.112	0.023	-0.043	114	0.000	0.000	0.021	-0.022
56	0.000	-0.134	0.020	0.008	115	0.000	0.000	0.041	0.091
57	0.085	1.000	0.014	0.337	116	0.000	0.000	0.022	-0.025
58	0.085	1.000	0.014	0.337	117	0.000	0.000	0.014	0.340
59	0.000	0.000	0.013	0.038	118	-0.002	1.460	0.013	0.189



ANEXO L. Sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras AC-OPF.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	AC-OPF								
						Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	0.000	0.000	1.049	-0.089	81	0.000	0.000	1.056	-0.087	156	0.000	0.000	1.042	-0.073
2	0.000	0.000	1.051	-0.051	82	0.000	0.000	1.050	-0.097	157	0.000	0.000	1.046	-0.063
3	0.000	0.000	1.051	-0.083	83	0.000	0.000	1.044	-0.118	158	0.000	0.000	1.046	-0.062
4	0.000	0.000	1.058	-0.081	84	0.000	0.000	1.042	-0.122	159	1.197	0.202	1.049	-0.057
5	0.000	0.000	1.050	-0.063	85	0.000	0.000	1.022	-0.161	160	0.000	0.000	1.049	-0.058
6	0.000	0.000	1.043	-0.047	86	0.206	0.018	1.052	-0.060	161	0.000	0.000	1.043	-0.065
7	0.000	0.000	1.053	-0.080	87	0.000	0.000	1.053	-0.048	162	0.000	0.000	1.043	-0.065
8	0.000	0.000	1.051	-0.052	88	0.000	0.000	1.057	-0.080	163	0.000	0.000	1.045	-0.065
9	0.000	0.000	1.049	-0.088	89	0.000	0.000	1.041	-0.069	164	0.000	0.000	1.045	-0.065
10	0.000	0.000	1.049	-0.062	90	0.303	-0.054	1.051	-0.041	165	0.000	0.000	1.042	-0.074
11	0.000	0.000	1.049	-0.097	91	0.000	0.000	1.045	-0.116	166	0.000	0.000	1.042	-0.073
12	0.000	0.000	1.056	-0.081	92	0.000	0.000	1.049	-0.097	167	0.000	0.000	1.046	-0.065
13	0.000	0.000	1.056	-0.088	93	-0.052	-0.303	1.058	-0.079	168	0.000	0.000	1.046	-0.065
15	0.000	0.000	1.060	-0.084	94	0.000	0.000	1.058	-0.097	169	0.000	0.000	1.053	-0.049
16	0.000	0.000	1.058	-0.079	95	0.000	0.000	1.029	-0.069	170	0.000	0.000	1.053	-0.049
17	0.000	0.000	1.058	-0.079	96	0.000	0.000	1.029	-0.069	171	0.000	0.000	1.045	-0.065
18	0.000	0.000	1.052	-0.060	97	0.000	0.000	1.026	-0.077	172	0.000	0.000	1.045	-0.065
19	0.000	0.000	1.052	-0.061	98	0.000	0.000	1.026	-0.077	173	0.000	0.000	1.053	-0.050
20	0.000	0.000	1.058	-0.082	99	0.000	0.000	1.029	-0.075	174	0.000	0.000	1.054	-0.049
21	0.000	0.000	1.035	-0.143	100	0.000	0.000	1.028	-0.075	175	0.000	0.000	1.044	-0.065
22	0.000	0.000	1.052	-0.077	101	0.000	0.000	1.035	-0.074	176	0.000	0.000	1.045	-0.065
23	2.274	2.171	1.057	-0.044	102	0.000	0.000	1.037	-0.069	177	0.000	0.000	1.041	-0.069
24	0.000	0.000	1.057	-0.098	103	0.000	0.000	1.050	-0.058	178	0.000	0.000	1.041	-0.069
25	0.000	0.000	1.043	-0.047	104	0.000	0.000	1.054	-0.049	179	0.065	0.019	1.054	-0.049
27	0.000	0.000	1.049	-0.062	105	0.055	0.014	1.054	-0.049	180	0.000	0.000	1.054	-0.049
28	0.000	0.000	1.047	-0.056	106	0.000	0.000	1.042	-0.072	181	0.000	0.000	1.045	-0.064
30	0.000	0.000	1.055	-0.092	107	0.000	0.000	1.042	-0.072	182	0.000	0.000	1.045	-0.064
31	0.450	0.016	1.052	-0.060	108	0.000	0.000	1.054	-0.049	183	0.000	0.000	1.049	-0.056
32	0.000	0.000	1.050	-0.056	109	0.000	0.000	1.040	-0.069	184	0.000	0.000	1.047	-0.061
33	0.000	0.000	1.053	-0.060	110	0.000	0.000	1.042	-0.071	185	0.000	0.000	1.047	-0.062
34	0.000	0.000	1.051	-0.072	111	0.000	0.000	1.042	-0.071	186	0.000	0.000	1.048	-0.061
35	0.000	0.000	1.052	-0.061	112	0.000	0.000	1.041	-0.067	187	0.000	0.000	1.048	-0.061
36	0.000	0.000	1.053	-0.060	113	0.000	0.000	1.041	-0.067	188	0.000	0.000	1.051	-0.052
37	0.000	0.000	1.055	-0.048	114	0.000	0.000	1.041	-0.067	189	0.000	0.000	1.052	-0.052
38	0.000	0.000	1.052	-0.061	115	0.000	0.000	1.041	-0.068	190	1.833	0.519	1.049	-0.055
39	0.000	0.000	1.032	-0.065	116	0.000	0.000	1.047	-0.062	191	0.000	0.000	1.040	-0.069
40	0.000	0.000	1.058	-0.081	117	0.000	0.000	1.047	-0.062	192	0.000	0.000	1.040	-0.069
41	0.000	0.000	1.053	-0.048	118	0.000	0.000	1.045	-0.063	193	0.000	0.000	1.040	-0.069
43	0.098	-0.021	1.058	-0.079	119	0.000	0.000	1.046	-0.063	194	0.000	0.000	1.048	-0.060
44	0.000	0.000	1.056	-0.048	120	0.000	0.000	1.040	-0.069	195	0.000	0.000	1.048	-0.060
45	0.000	0.000	1.053	-0.060	121	0.000	0.000	1.042	-0.066	196	0.000	0.000	1.049	-0.055
46	0.888	-0.018	1.051	-0.041	122	0.000	0.000	1.042	-0.066	197	0.000	0.000	1.042	-0.066
47	0.144	-0.044	1.058	-0.079	123	0.000	0.000	1.042	-0.066	198	0.000	0.000	1.040	-0.069
49	0.000	0.000	1.051	-0.072	124	0.000	0.000	1.042	-0.066	199	0.000	0.000	1.040	-0.069
50	0.000	0.000	1.051	-0.053	125	0.000	0.000	1.040	-0.069	200	0.000	0.000	1.042	-0.073
51	0.000	0.000	1.056	-0.098	126	0.000	0.000	1.041	-0.068	201	0.000	0.000	1.042	-0.073
52	1.945	0.003	1.053	-0.046	127	0.000	0.000	1.044	-0.068	202	0.000	0.000	1.042	-0.073
53	0.000	0.000	1.051	-0.097	128	0.000	0.000	1.044	-0.068	203	0.000	0.000	1.042	-0.073
54	0.000	0.000	1.040	-0.103	129	0.000	0.000	1.053	-0.050	204	0.000	0.000	1.042	-0.073
55	0.023	-0.084	1.054	-0.047	130	0.000	0.000	1.053	-0.049	205	0.000	0.000	1.042	-0.072
56	0.000	0.000	1.057	-0.079	131	0.000	0.000	1.041	-0.067	206	0.000	0.000	1.042	-0.073
57	0.000	0.000	1.022	-0.161	132	0.000	0.000	1.047	-0.062	207	0.000	0.000	1.042	-0.073
58	0.000	0.000	1.059	-0.082	133	0.000	0.000	1.046	-0.068	208	0.000	0.000	1.033	-0.103
59	0.092	0.054	1.057	-0.044	134	1.648	0.751	1.060	0.001	209	0.000	0.000	1.047	-0.062
60	0.000	0.000	1.050	-0.087	135	0.000	0.000	1.039	-0.069	210	0.000	0.000	1.047	-0.062
61	0.000	0.000	1.048	-0.062	136	0.000	0.000	1.042	-0.066	211	0.000	0.000	1.047	-0.062
62	0.000	0.000	1.052	-0.095	137	0.000	0.000	1.055	-0.048	212	0.000	0.000	0.994	-0.064
63	0.000	0.000	1.051	-0.042	138	0.000	0.000	1.053	-0.049	213	0.000	0.000	1.012	-0.054
64	0.000	0.000	1.055	-0.044	139	0.000	0.000	1.053	-0.049	214	0.000	0.000	0.988	-0.129
65	0.013	0.008	1.058	-0.079	140	0.000	0.000	1.043	-0.069	215	0.000	0.000	0.988	-0.130
66	0.000	0.000	1.052	-0.060	141	0.000	0.000	1.044	-0.066	216	0.000	0.000	1.001	-0.090
67	0.000	0.000	1.055	-0.071	142	0.000	0.000	1.049	-0.061	217	0.000	0.000	1.001	-0.090
68	0.000	0.000	1.043	-0.121	143	0.000	0.000	1.049	-0.061	218	0.000	0.000	1.003	-0.082
69	0.000	0.000	1.052	-0.061	144	0.000	0.000	1.040	-0.069	219	0.000	0.000	1.003	-0.082
70	0.000	0.000	1.044	-0.084	145	0.000	0.000	1.050	-0.059	220	0.000	0.000	1.032	-0.060
71	0.115	-0.044	1.058	-0.079	146	0.000	0.000	1.038	-0.084	221	0.000	0.000	0.997	-0.061
72	0.000	0.000	1.049	-0.061	147	0.000	0.000	1.038	-0.085	222	1.029	1.879	1.014	-0.050
73	0.000	0.000	1.055	-0.077	148	0.000	0.000	1.048	-0.061	223	9.199	-3.993	0.995	0.000
74	0.000	0.000	1.051	-0.052	149	0.000	0.000	1.049	-0.060	224	14.908	0.334	0.996	0.000
75	0.000	0.000	1.059	-0.083	150	0.000	0.000	1.041	-0.068	225	0.000	0.000	0.993	-0.034
76	0.000	0.000	1.053	-0.093	151	1.020	0.647	1.053	-0.049	226	0.000	0.000	0.980	-0.169
77	0.000	0.000	1.035	-0.054	152	1.165	0.822	1.050	-0.058	227	0.000	0.000	0.980	-0.169
78	0.000	0.000	1.054	-0.093	153	0.000	0.000	1.047	-0.062	228	0.000	0.000	1.001	-0.045
79	0.000	0.000	1.055	-0.048	154	0.000	0.000	1.047	-0.062	229	0.000	0.000	1.001	-0.045
80	0.000	0.000	1.058	-0.079	155	0.000	0.000	1.042	-0.074	230	0.000	0.000	1.004	-0.040

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

ANEXO M. Continuación.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
231	0.000	0.000	1.004	-0.040	306	0.000	0.000	1.035	-0.179	381	0.000	0.000	1.027	-0.105
232	0.000	0.000	1.000	-0.007	307	0.336	0.141	1.055	-0.058	382	0.000	0.000	1.044	-0.068
233	4.863	1.564	1.001	-0.006	308	0.000	0.000	1.033	-0.080	383	0.000	0.000	1.044	-0.068
234	0.000	0.000	0.993	-0.041	309	0.000	0.000	1.033	-0.080	384	0.000	0.000	1.041	-0.068
235	0.000	0.000	1.012	-0.037	310	0.000	0.000	1.056	-0.146	385	0.547	0.098	1.042	-0.067
236	3.702	0.161	1.012	-0.071	311	0.000	0.000	1.054	-0.095	386	0.000	0.000	1.047	-0.063
237	0.000	0.000	0.991	-0.085	312	0.000	0.000	1.049	-0.071	387	0.000	0.000	1.043	-0.068
238	0.000	0.000	0.988	-0.193	313	0.000	0.000	1.046	-0.065	388	0.000	0.000	1.035	-0.041
239	0.000	0.000	0.991	-0.084	314	0.000	0.000	1.046	-0.069	389	0.000	0.000	1.044	-0.068
240	0.000	0.000	0.991	-0.084	315	0.000	0.000	1.058	-0.095	390	0.000	0.000	1.016	-0.133
241	0.000	0.000	1.028	-0.090	316	0.000	0.000	1.054	-0.059	391	0.448	0.065	1.039	-0.077
242	0.000	0.000	0.986	-0.090	317	0.000	0.000	1.052	-0.084	392	0.000	0.000	1.038	-0.078
243	0.000	0.000	0.986	-0.090	318	0.000	0.000	1.051	-0.094	393	0.000	0.000	1.044	-0.068
244	0.000	0.000	1.001	-0.071	319	0.000	0.000	1.057	-0.165	395	0.000	0.000	1.036	-0.077
245	0.000	0.000	1.001	-0.071	320	0.000	0.000	1.031	-0.100	396	0.000	0.000	1.031	-0.088
246	1.940	1.678	1.021	0.004	321	0.000	0.000	1.045	-0.091	397	0.000	0.000	1.025	-0.103
247	0.000	0.000	0.989	-0.085	322	0.000	0.000	1.044	-0.044	398	0.000	0.000	1.031	-0.100
248	0.000	0.000	1.001	-0.073	323	0.000	0.000	1.055	-0.058	399	0.000	0.000	1.038	-0.074
249	0.000	0.000	0.989	-0.192	324	0.000	0.000	1.053	-0.081	400	0.000	0.000	1.042	-0.069
250	0.000	0.000	0.994	-0.079	325	0.000	0.000	1.037	-0.087	401	0.000	0.000	1.043	-0.075
251	0.000	0.000	0.984	-0.091	326	0.000	0.000	1.044	-0.044	402	0.000	0.000	1.024	-0.108
252	0.000	0.000	0.984	-0.091	327	0.000	0.000	1.052	-0.076	403	0.000	0.000	1.017	-0.128
253	0.000	0.000	1.029	-0.091	328	0.000	0.000	1.031	-0.100	404	0.000	0.000	1.020	-0.119
254	0.000	0.000	1.050	-0.055	329	0.000	0.000	1.057	-0.066	405	0.000	0.000	1.023	-0.106
255	0.000	0.000	0.994	-0.079	330	0.000	0.000	1.048	-0.089	406	0.000	0.000	1.028	-0.100
256	1.252	0.352	1.031	-0.044	331	0.000	0.000	1.048	-0.067	407	0.000	0.000	1.027	-0.100
257	0.000	0.000	1.007	-0.102	332	0.000	0.000	1.052	-0.084	408	0.000	0.000	1.021	-0.111
258	0.000	0.000	1.026	-0.048	333	0.000	0.000	1.059	-0.083	409	0.000	0.000	1.021	-0.111
259	0.000	0.000	1.026	-0.049	334	0.000	0.000	1.057	-0.160	410	0.000	0.000	1.022	-0.110
260	0.000	0.000	1.029	-0.071	335	0.000	0.000	1.044	-0.044	411	0.000	0.000	1.043	-0.068
261	0.000	0.000	1.030	-0.056	336	0.000	0.000	1.053	-0.079	412	0.000	0.000	1.044	-0.068
262	0.000	0.000	1.001	-0.072	337	0.129	0.039	1.058	-0.077	413	0.000	0.000	1.028	-0.098
263	0.000	0.000	0.991	-0.087	338	0.000	0.000	1.048	-0.063	414	0.000	0.000	1.040	-0.072
264	0.000	0.000	0.991	-0.087	339	0.000	0.000	1.048	-0.063	415	0.000	0.000	1.035	-0.079
265	0.000	0.000	1.044	-0.044	340	0.000	0.000	1.051	-0.090	416	0.191	0.013	1.039	-0.075
266	0.000	0.000	1.049	-0.059	341	0.000	0.000	1.048	-0.064	417	0.000	0.000	1.041	-0.074
267	0.323	0.018	1.054	-0.063	342	0.000	0.000	1.031	-0.100	418	0.000	0.000	1.031	-0.088
268	3.957	1.116	1.051	-0.010	343	0.000	0.000	1.052	-0.090	419	0.000	0.000	1.036	-0.076
269	0.000	0.000	1.056	-0.077	344	0.000	0.000	1.047	-0.089	420	0.000	0.000	1.036	-0.076
270	0.000	0.000	1.051	-0.096	345	0.119	0.022	1.060	-0.081	421	0.000	0.000	1.021	-0.083
271	0.000	0.000	1.059	-0.104	346	0.000	0.000	1.052	-0.100	422	1.671	0.941	1.027	-0.024
272	0.858	0.239	1.051	-0.056	347	0.000	0.000	1.047	-0.063	423	0.000	0.000	1.025	-0.028
273	0.000	0.000	1.052	-0.094	348	0.000	0.000	1.051	-0.058	424	0.000	0.000	1.046	-0.058
274	0.000	0.000	1.048	-0.070	349	0.000	0.000	1.049	-0.058	425	0.000	0.000	1.046	-0.058
275	1.422	-0.149	1.051	-0.053	350	1.197	-0.010	1.055	-0.045	426	0.000	0.000	1.033	-0.073
276	0.000	0.000	1.049	-0.089	351	0.000	0.000	1.033	-0.093	427	0.000	0.000	1.033	-0.073
277	0.000	0.000	1.044	-0.044	352	0.000	0.000	1.033	-0.044	428	1.522	-0.682	1.045	-0.051
278	0.000	0.000	1.054	-0.085	353	-0.016	0.732	1.053	-0.057	429	0.000	0.000	1.049	-0.057
279	0.000	0.000	1.051	-0.093	354	0.000	0.000	1.053	-0.066	430	0.000	0.000	1.036	-0.068
280	0.000	0.000	1.037	-0.154	355	0.000	0.000	0.986	-0.078	431	0.000	0.000	1.035	-0.070
281	0.080	0.031	1.056	-0.071	356	0.000	0.000	0.995	-0.054	432	0.000	0.000	1.035	-0.070
282	0.000	0.000	1.053	-0.062	357	0.000	0.000	0.995	-0.054	433	0.000	0.000	1.037	-0.068
283	0.000	0.000	1.033	-0.077	358	0.000	0.000	1.020	-0.084	434	0.000	0.000	1.037	-0.068
284	0.000	0.000	1.051	-0.100	359	0.000	0.000	1.020	-0.084	435	0.000	0.000	1.036	-0.070
285	0.000	0.000	1.060	-0.103	360	0.000	0.000	1.017	-0.099	436	2.195	0.433	1.047	-0.059
286	0.000	0.000	1.031	-0.097	361	3.058	-0.768	1.030	-0.027	437	1.481	1.501	1.046	-0.055
287	0.000	0.000	1.051	-0.078	362	0.000	0.000	1.030	-0.027	438	0.000	0.000	1.028	-0.087
288	0.000	0.000	1.060	-0.074	363	0.000	0.000	1.035	-0.041	439	0.000	0.000	1.028	-0.087
289	0.000	0.000	1.047	-0.091	364	0.000	0.000	1.004	-0.085	440	0.000	0.000	1.042	-0.055
290	0.000	0.000	1.045	-0.093	365	0.000	0.000	1.014	-0.072	441	0.000	0.000	1.039	-0.071
291	0.000	0.000	1.054	-0.057	366	0.000	0.000	1.013	-0.073	442	0.000	0.000	1.027	-0.089
292	0.000	0.000	1.050	-0.096	367	0.000	0.000	1.035	-0.022	443	0.000	0.000	1.030	-0.092
293	0.000	0.000	1.044	-0.044	368	0.000	0.000	1.015	-0.073	444	0.000	0.000	1.049	-0.058
294	0.000	0.000	1.053	-0.084	369	0.000	0.000	1.015	-0.073	445	0.000	0.000	1.040	-0.064
295	0.000	0.000	1.049	-0.078	370	0.000	0.000	1.020	-0.081	446	0.000	0.000	1.040	-0.064
296	0.000	0.000	1.044	-0.044	371	0.000	0.000	1.020	-0.081	447	0.000	0.000	1.035	-0.071
297	0.000	0.000	1.052	-0.065	372	0.000	0.000	1.036	-0.079	448	0.000	0.000	1.035	-0.072
298	0.198	0.034	1.060	-0.073	373	1.149	0.210	1.045	-0.065	449	0.212	0.058	1.045	-0.051
299	0.000	0.000	1.059	-0.100	374	0.000	0.000	1.045	-0.065	450	0.000	0.000	1.032	-0.074
300	0.000	0.000	1.057	-0.075	375	0.000	0.000	1.030	-0.093	451	0.000	0.000	1.037	-0.069
301	0.000	0.000	1.054	-0.070	376	0.000	0.000	1.037	-0.074	452	0.000	0.000	1.042	-0.056
302	0.000	0.000	1.049	-0.104	377	0.000	0.000	1.031	-0.106	453	0.000	0.000	1.043	-0.062
303	0.398	-0.020	1.044	-0.058	378	0.000	0.000	1.032	-0.099	454	0.000	0.000	1.040	-0.064
304	0.000	0.000	1.042	-0.080	379	0.000	0.000	1.022	-0.102	455	0.000	0.000	1.040	-0.064
305	0.000	0.000	1.044	-0.044	380	0.000	0.000	1.043	-0.074	456	0.000	0.000	1.030	-0.075

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

ANEXO N. Continuación.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
457	0.000	0.000	1.030	-0.075	532	0.000	0.000	1.035	-0.077	607	0.000	0.000	0.977	-0.092
458	0.000	0.000	1.031	-0.074	533	0.000	0.000	1.043	-0.144	608	0.000	0.000	0.976	-0.093
459	0.000	0.000	1.031	-0.074	534	0.000	0.000	1.043	-0.144	609	0.000	0.000	1.044	-0.049
460	0.000	0.000	1.048	-0.062	535	0.000	0.000	1.017	-0.148	610	0.000	0.000	1.029	-0.081
461	0.000	0.000	1.047	-0.058	536	0.000	0.000	1.017	-0.148	611	0.000	0.000	1.029	-0.077
462	0.000	0.000	1.047	-0.058	537	0.000	0.000	1.017	-0.147	612	0.000	0.000	1.035	-0.064
463	0.000	0.000	1.030	-0.075	538	0.000	0.000	1.017	-0.148	613	0.000	0.000	1.035	-0.064
464	0.000	0.000	1.033	-0.073	539	0.000	0.000	1.017	-0.148	614	0.000	0.000	1.021	-0.096
465	0.000	0.000	1.034	-0.072	540	0.000	0.000	1.018	-0.146	615	0.000	0.000	1.025	-0.088
466	0.000	0.000	1.031	-0.074	541	0.000	0.000	1.018	-0.146	616	0.000	0.000	1.020	-0.101
467	0.000	0.000	1.043	-0.064	542	0.000	0.000	1.021	-0.144	617	0.000	0.000	1.020	-0.099
468	0.000	0.000	1.043	-0.064	543	0.000	0.000	1.031	-0.091	618	0.000	0.000	1.037	-0.056
469	0.783	0.299	1.048	-0.057	544	0.000	0.000	1.023	-0.142	619	0.000	0.000	1.034	-0.066
470	0.000	0.000	1.033	-0.073	545	0.000	0.000	1.030	-0.091	620	0.840	0.066	1.037	-0.055
471	0.000	0.000	1.033	-0.073	546	0.000	0.000	1.031	-0.089	621	0.000	0.000	1.034	-0.062
472	0.000	0.000	1.048	-0.057	547	0.000	0.000	1.015	-0.151	622	0.000	0.000	1.028	-0.075
473	0.000	0.000	1.036	-0.069	548	0.000	0.000	1.047	-0.153	623	0.000	0.000	1.031	-0.065
474	0.559	0.117	1.049	-0.056	549	1.474	0.213	1.052	-0.048	624	0.000	0.000	1.034	-0.061
475	0.000	0.000	1.042	-0.064	550	0.000	0.000	1.051	-0.048	625	0.202	-0.013	1.037	-0.053
476	0.000	0.000	1.042	-0.064	551	0.000	0.000	1.049	-0.058	626	0.000	0.000	1.028	-0.071
477	0.000	0.000	1.045	-0.063	552	0.000	0.000	1.049	-0.057	627	0.000	0.000	1.026	-0.087
478	0.000	0.000	1.037	-0.068	553	0.000	0.000	1.041	-0.102	628	0.000	0.000	1.028	-0.075
479	0.000	0.000	1.037	-0.068	554	0.000	0.000	1.049	-0.058	629	0.000	0.000	1.039	-0.012
480	0.597	0.149	1.058	-0.082	555	0.000	0.000	1.044	-0.152	630	6.511	-0.051	1.030	-0.022
481	0.598	0.088	1.058	-0.084	556	0.000	0.000	1.044	-0.152	631	0.000	0.000	1.018	-0.033
482	1.201	0.164	1.058	-0.093	557	0.000	0.000	1.052	-0.155	632	0.000	0.000	1.047	-0.023
483	4.056	1.276	1.054	-0.049	558	0.000	0.000	1.052	-0.155	633	3.607	-0.115	1.039	-0.005
484	0.000	0.000	1.056	-0.086	559	0.000	0.000	1.048	-0.123	634	3.983	0.241	1.037	-0.024
485	0.000	0.000	1.054	-0.093	560	0.000	0.000	1.044	-0.016	635	0.000	0.000	1.036	-0.025
486	0.000	0.000	1.054	-0.093	561	0.000	0.000	1.048	-0.052	636	0.000	0.000	1.029	-0.065
487	1.495	0.333	1.059	-0.082	562	0.000	0.000	1.049	-0.085	637	0.000	0.000	1.025	-0.067
488	0.000	0.000	1.053	-0.091	563	0.000	0.000	1.049	-0.076	638	0.000	0.000	1.026	-0.067
489	0.000	0.000	1.056	-0.088	564	0.000	0.000	1.044	-0.016	639	0.000	0.000	1.000	-0.033
490	0.912	0.254	1.059	-0.083	565	0.000	0.000	1.044	-0.016	640	0.000	0.000	1.000	-0.033
491	0.000	0.000	1.043	-0.138	566	0.000	0.000	1.044	-0.016	641	0.000	0.000	0.978	-0.043
492	0.000	0.000	1.043	-0.139	567	0.000	0.000	1.044	-0.016	642	0.000	0.000	1.036	-0.030
493	0.000	0.000	1.043	-0.138	568	0.000	0.000	1.044	-0.016	643	0.000	0.000	1.037	-0.021
494	2.098	0.487	1.056	-0.085	569	2.134	1.338	1.060	0.009	644	0.000	0.000	1.037	-0.020
495	0.000	0.000	1.048	-0.096	570	0.000	0.000	1.044	-0.016	645	1.357	-0.030	1.037	-0.022
496	0.000	0.000	1.048	-0.097	571	1.730	1.142	1.060	0.008	646	-0.037	-0.145	1.037	-0.022
497	0.000	0.000	1.049	-0.114	572	0.000	0.000	1.044	-0.016	647	0.000	0.000	1.045	-0.051
498	0.000	0.000	1.054	-0.090	573	0.000	0.000	1.049	-0.086	648	0.071	0.024	1.052	-0.049
499	1.485	0.304	1.057	-0.087	574	0.000	0.000	0.997	-0.049	649	0.000	0.000	1.027	-0.091
500	0.000	0.000	1.057	-0.087	575	0.000	0.000	0.997	-0.049	650	0.000	0.000	1.027	-0.091
501	0.000	0.000	1.043	-0.139	576	0.000	0.000	0.979	-0.040	651	0.000	0.000	1.037	-0.078
502	0.000	0.000	1.055	-0.089	577	0.000	0.000	0.979	-0.040	652	0.058	0.002	1.052	-0.049
503	0.000	0.000	1.050	-0.093	578	0.837	1.457	1.030	-0.022	653	0.000	0.000	1.046	-0.067
504	0.000	0.000	1.050	-0.093	579	1.833	1.456	1.030	-0.022	655	0.000	0.000	1.031	-0.084
505	0.000	0.000	1.047	-0.097	580	0.000	0.000	1.031	-0.032	656	0.000	0.000	1.040	-0.074
506	0.000	0.000	1.047	-0.097	581	0.000	0.000	1.031	-0.032	657	0.000	0.000	1.022	-0.097
507	0.000	0.000	1.051	-0.106	582	0.000	0.000	1.001	-0.034	658	0.000	0.000	1.022	-0.097
508	0.000	0.000	1.051	-0.106	583	0.000	0.000	1.001	-0.034	659	-0.002	-0.004	1.051	-0.056
509	0.000	0.000	1.052	-0.100	584	0.000	0.000	0.995	-0.050	660	0.000	0.000	1.051	-0.055
510	0.000	0.000	1.046	-0.135	585	0.000	0.000	0.995	-0.050	661	0.000	0.000	1.021	-0.098
511	0.000	0.000	1.046	-0.136	586	0.000	0.000	1.003	-0.030	662	0.000	0.000	1.021	-0.097
512	0.000	0.000	1.037	-0.135	587	10.408	1.641	1.039	-0.012	664	0.000	0.000	1.030	-0.085
513	0.000	0.000	1.048	-0.096	588	0.000	0.000	1.037	-0.074	665	0.000	0.000	1.039	-0.075
514	0.000	0.000	1.054	-0.091	589	0.000	0.000	1.026	-0.052	666	0.000	0.000	1.022	-0.096
515	0.000	0.000	1.028	-0.135	590	0.000	0.000	1.027	-0.052	667	0.221	0.029	1.052	-0.049
516	0.000	0.000	1.028	-0.136	591	0.000	0.000	1.019	-0.045	668	0.000	0.000	1.052	-0.049
517	0.000	0.000	1.029	-0.135	592	0.000	0.000	1.020	-0.045	669	0.000	0.000	1.045	-0.070
518	0.000	0.000	1.028	-0.135	593	0.000	0.000	1.026	-0.106	670	0.000	0.000	1.045	-0.071
519	0.000	0.000	1.028	-0.135	594	0.000	0.000	1.044	-0.047	671	0.000	0.000	1.045	-0.070
520	0.000	0.000	1.041	-0.134	595	0.000	0.000	1.045	-0.052	672	0.000	0.000	1.023	-0.095
521	0.000	0.000	1.059	-0.151	596	0.814	0.496	1.044	-0.046	673	0.000	0.000	1.043	-0.074
522	0.000	0.000	1.037	-0.077	597	0.000	0.000	1.044	-0.046	674	0.069	0.019	1.052	-0.049
523	0.000	0.000	1.032	-0.123	598	0.000	0.000	1.024	-0.118	675	0.552	0.150	1.047	-0.067
524	0.000	0.000	1.026	-0.149	599	0.000	0.000	0.977	-0.092	676	0.000	0.000	1.021	-0.098
525	0.000	0.000	1.036	-0.020	600	0.000	0.000	1.039	-0.063	677	0.000	0.000	1.032	-0.080
526	0.000	0.000	1.037	-0.064	601	0.000	0.000	1.043	-0.044	678	0.000	0.000	1.028	-0.088
527	0.000	0.000	1.054	-0.095	602	0.000	0.000	0.987	-0.054	679	0.000	0.000	1.030	-0.084
528	0.000	0.000	1.052	-0.091	603	0.000	0.000	0.987	-0.054	680	0.000	0.000	1.031	-0.065
529	0.000	0.000	1.035	-0.078	604	0.000	0.000	1.015	-0.133	681	0.000	0.000	1.052	-0.049
530	0.000	0.000	1.042	-0.138	605	0.000	0.000	1.024	-0.117	682	0.000	0.000	1.035	-0.059
531	0.000	0.000	1.025	-0.181	606	0.000	0.000	1.024	-0.124	683	0.000	0.000	1.035	-0.060

ANEXO O. Continuación.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
684	0.251	-0.123	1.052	-0.048	744	0.000	0.000	1.039	-0.073
685	0.000	0.000	1.022	-0.097	745	0.000	0.000	1.039	-0.073
686	0.000	0.000	1.022	-0.097	746	0.000	0.000	1.039	-0.073
687	0.000	0.000	1.034	-0.070	747	1.821	0.571	1.041	-0.055
688	0.557	0.110	1.050	-0.057	748	0.000	0.000	1.028	-0.072
689	0.000	0.000	1.038	-0.071	749	0.000	0.000	1.028	-0.076
690	0.127	0.001	1.052	-0.049	750	0.000	0.000	1.051	-0.056
691	0.000	0.000	1.023	-0.096	751	0.000	0.000	1.041	-0.071
692	0.000	0.000	1.030	-0.085	752	0.000	0.000	1.041	-0.071
693	0.081	0.317	1.052	-0.049	753	0.000	0.000	1.041	-0.069
694	0.000	0.000	1.052	-0.049	754	0.000	0.000	1.041	-0.069
695	0.000	0.000	1.037	-0.024	755	0.000	0.000	1.048	-0.063
696	0.000	0.000	1.034	-0.075	756	0.000	0.000	1.048	-0.063
697	0.000	0.000	1.024	-0.080	757	0.000	0.000	1.046	-0.068
698	0.000	0.000	1.027	-0.083	758	0.000	0.000	1.046	-0.068
699	0.000	0.000	1.029	-0.088	759	0.000	0.000	1.046	-0.068
700	0.000	0.000	1.036	-0.077	760	0.000	0.000	1.046	-0.068
701	0.000	0.000	1.036	-0.077	761	0.000	0.000	1.041	-0.069
702	0.000	0.000	1.034	-0.079	762	0.000	0.000	1.031	-0.088
703	0.000	0.000	1.034	-0.079	763	0.000	0.000	1.031	-0.088
704	0.000	0.000	1.029	-0.091	764	0.000	0.000	1.046	-0.068
705	0.000	0.000	1.029	-0.091	765	0.000	0.000	1.046	-0.061
706	0.000	0.000	1.029	-0.093	766	0.000	0.000	1.046	-0.060
707	0.000	0.000	1.029	-0.093	767	0.000	0.000	1.042	-0.070
708	0.000	0.000	1.029	-0.093	768	0.000	0.000	1.042	-0.070
709	0.000	0.000	1.029	-0.093	769	0.000	0.000	1.050	-0.057
710	0.000	0.000	1.034	-0.079	770	1.863	0.778	1.051	-0.056
711	0.000	0.000	1.043	-0.072	771	0.000	0.000	1.043	-0.070
712	0.000	0.000	1.043	-0.072	772	0.000	0.000	1.043	-0.069
713	0.000	0.000	1.029	-0.093	773	0.000	0.000	1.043	-0.066
714	0.000	0.000	1.044	-0.067	774	0.000	0.000	1.043	-0.066
715	0.000	0.000	1.044	-0.066	775	0.000	0.000	1.046	-0.066
716	0.000	0.000	1.037	-0.075	776	0.000	0.000	1.046	-0.066
717	0.000	0.000	1.037	-0.076	777	0.000	0.000	1.041	-0.075
718	0.000	0.000	1.048	-0.059	778	0.000	0.000	1.041	-0.074
719	0.000	0.000	1.029	-0.088	779	0.000	0.000	1.037	-0.076
720	0.000	0.000	1.038	-0.074	780	0.000	0.000	1.037	-0.075
721	0.000	0.000	1.039	-0.073	781	0.000	0.000	1.050	-0.057
722	0.000	0.000	1.038	-0.074	782	0.000	0.000	1.050	-0.057
723	0.000	0.000	1.038	-0.074	783	0.000	0.000	1.044	-0.066
724	0.000	0.000	1.028	-0.093	784	0.000	0.000	1.044	-0.066
725	0.000	0.000	1.029	-0.093	785	0.000	0.000	1.044	-0.065
726	0.000	0.000	1.036	-0.077	786	0.000	0.000	1.044	-0.066
727	0.000	0.000	1.036	-0.076	787	0.000	0.000	1.040	-0.071
728	0.000	0.000	1.036	-0.078	788	0.000	0.000	1.040	-0.071
729	0.000	0.000	1.036	-0.078	789	1.405	0.294	1.051	-0.057
730	0.000	0.000	1.048	-0.059	790	0.000	0.000	1.049	-0.055
731	0.000	0.000	1.048	-0.059	791	1.578	0.447	1.050	-0.055
732	0.000	0.000	1.032	-0.082	792	0.000	0.000	1.046	-0.068
733	0.000	0.000	1.032	-0.082	793	0.000	0.000	1.030	-0.090
734	0.000	0.000	1.032	-0.082	794	0.000	0.000	1.030	-0.090
735	0.000	0.000	1.032	-0.082	795	0.000	0.000	1.043	-0.065
736	0.000	0.000	1.034	-0.079	796	0.000	0.000	1.043	-0.065
737	0.000	0.000	1.034	-0.079	797	0.000	0.000	1.043	-0.065
738	1.708	0.559	1.049	-0.059	99994	0.000	0.000	1.049	-0.076
739	0.000	0.000	1.049	-0.060	99995	0.000	0.000	1.047	-0.078
740	0.831	0.333	1.050	-0.059	99996	0.000	0.000	1.035	-0.135
741	0.000	0.000	1.029	-0.093	99997	0.000	0.000	1.052	-0.091
742	0.000	0.000	1.044	-0.071	TOTAL	132.519			
743	0.000	0.000	1.044	-0.071					

ANEXO P. Sistema de red eléctrica IEEE PES 793 Barras AC-OPF ALS.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	AC-OPF ALS								
						Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
1	0.000	0.000	0.968	-0.094	81	0.000	0.000	0.973	-0.094	156	0.000	0.000	0.975	-0.074
2	0.000	0.000	0.981	-0.053	82	0.000	0.000	0.967	-0.103	157	0.000	0.000	0.981	-0.063
3	0.000	0.000	0.972	-0.087	83	0.000	0.000	0.957	-0.126	158	0.000	0.000	0.981	-0.063
4	0.000	0.000	0.978	-0.086	84	0.000	0.000	0.955	-0.130	159	1.192	0.243	0.985	-0.058
5	0.000	0.000	0.978	-0.066	85	0.000	0.000	0.931	-0.171	160	0.000	0.000	0.985	-0.058
6	0.000	0.000	0.984	-0.048	86	0.204	0.070	0.978	-0.065	161	0.000	0.000	0.975	-0.067
7	0.000	0.000	0.974	-0.084	87	0.000	0.000	0.984	-0.049	162	0.000	0.000	0.975	-0.067
8	0.000	0.000	0.981	-0.054	88	0.000	0.000	0.977	-0.086	163	0.000	0.000	0.979	-0.066
9	0.000	0.000	0.968	-0.093	89	0.000	0.000	0.975	-0.074	164	0.000	0.000	0.979	-0.066
10	0.000	0.000	0.978	-0.065	90	0.303	0.001	0.987	-0.041	165	0.000	0.000	0.975	-0.075
11	0.000	0.000	0.965	-0.104	91	0.000	0.000	0.958	-0.124	166	0.000	0.000	0.975	-0.074
12	0.000	0.000	0.968	-0.085	92	0.000	0.000	0.966	-0.103	167	0.000	0.000	0.978	-0.066
13	0.000	0.000	0.972	-0.095	93	-0.020	0.086	0.978	-0.085	168	0.000	0.000	0.978	-0.066
15	0.000	0.000	0.970	-0.089	94	0.000	0.000	0.975	-0.102	169	0.000	0.000	0.989	-0.050
16	0.000	0.000	0.977	-0.085	95	0.000	0.000	0.964	-0.071	170	0.000	0.000	0.989	-0.050
17	0.000	0.000	0.977	-0.085	96	0.000	0.000	0.964	-0.071	171	0.000	0.000	0.979	-0.065
18	0.000	0.000	0.978	-0.065	97	0.000	0.000	0.959	-0.079	172	0.000	0.000	0.979	-0.065
19	0.000	0.000	0.978	-0.066	98	0.000	0.000	0.959	-0.079	173	0.000	0.000	0.988	-0.051
20	0.000	0.000	0.978	-0.088	99	0.000	0.000	0.962	-0.076	174	0.000	0.000	0.989	-0.050
21	0.000	0.000	0.945	-0.153	100	0.000	0.000	0.962	-0.077	175	0.000	0.000	0.976	-0.067
22	0.000	0.000	0.975	-0.080	101	0.000	0.000	0.968	-0.076	176	0.000	0.000	0.976	-0.066
23	2.232	2.054	0.992	-0.044	102	0.000	0.000	0.970	-0.070	177	0.000	0.000	0.972	-0.070
24	0.000	0.000	0.974	-0.103	103	0.000	0.000	0.982	-0.059	178	0.000	0.000	0.972	-0.070
25	0.000	0.000	0.984	-0.048	104	0.000	0.000	0.989	-0.050	179	0.065	0.022	0.989	-0.050
27	0.000	0.000	0.977	-0.064	105	0.055	0.017	0.989	-0.050	180	0.000	0.000	0.989	-0.050
28	0.000	0.000	0.978	-0.058	106	0.000	0.000	0.975	-0.073	181	0.000	0.000	0.979	-0.064
30	0.000	0.000	0.973	-0.097	107	0.000	0.000	0.975	-0.073	182	0.000	0.000	0.979	-0.065
31	0.436	-0.080	0.978	-0.065	108	0.000	0.000	0.989	-0.050	183	0.000	0.000	0.984	-0.057
32	0.000	0.000	0.979	-0.059	109	0.000	0.000	0.971	-0.070	184	0.000	0.000	0.979	-0.063
33	0.000	0.000	0.978	-0.065	110	0.000	0.000	0.975	-0.072	185	0.000	0.000	0.979	-0.063
34	0.000	0.000	0.976	-0.075	111	0.000	0.000	0.975	-0.072	186	0.000	0.000	0.980	-0.062
35	0.000	0.000	0.978	-0.066	112	0.000	0.000	0.977	-0.069	187	0.000	0.000	0.980	-0.062
36	0.000	0.000	0.978	-0.065	113	0.000	0.000	0.977	-0.069	188	0.000	0.000	0.987	-0.053
37	0.000	0.000	0.984	-0.049	114	0.000	0.000	0.977	-0.068	189	0.000	0.000	0.987	-0.053
38	0.000	0.000	0.978	-0.065	115	0.000	0.000	0.972	-0.070	190	1.811	0.576	0.986	-0.056
39	0.000	0.000	0.972	-0.070	116	0.000	0.000	0.979	-0.064	191	0.000	0.000	0.971	-0.070
40	0.000	0.000	0.978	-0.086	117	0.000	0.000	0.979	-0.064	192	0.000	0.000	0.971	-0.070
41	0.000	0.000	0.984	-0.049	118	0.000	0.000	0.977	-0.064	193	0.000	0.000	0.971	-0.071
43	0.098	-0.020	0.978	-0.085	119	0.000	0.000	0.977	-0.064	194	0.000	0.000	0.982	-0.061
44	0.000	0.000	0.990	-0.049	120	0.000	0.000	0.971	-0.071	195	0.000	0.000	0.982	-0.061
45	0.000	0.000	0.978	-0.065	121	0.000	0.000	0.974	-0.068	196	0.000	0.000	0.986	-0.056
46	0.903	0.228	0.987	-0.041	122	0.000	0.000	0.974	-0.068	197	0.000	0.000	0.974	-0.068
47	0.144	-0.037	0.978	-0.085	123	0.000	0.000	0.974	-0.068	198	0.000	0.000	0.971	-0.071
49	0.000	0.000	0.976	-0.075	124	0.000	0.000	0.974	-0.068	199	0.000	0.000	0.971	-0.071
50	0.000	0.000	0.981	-0.055	125	0.000	0.000	0.971	-0.070	200	0.000	0.000	0.975	-0.074
51	0.000	0.000	0.973	-0.104	126	0.000	0.000	0.972	-0.070	201	0.000	0.000	0.975	-0.074
52	1.938	0.383	0.985	-0.047	127	0.000	0.000	0.977	-0.069	202	0.000	0.000	0.975	-0.074
53	0.000	0.000	0.967	-0.103	128	0.000	0.000	0.977	-0.069	203	0.000	0.000	0.975	-0.074
54	0.000	0.000	0.957	-0.110	129	0.000	0.000	0.989	-0.050	204	0.000	0.000	0.975	-0.074
55	0.027	0.025	0.984	-0.048	130	0.000	0.000	0.989	-0.050	205	0.000	0.000	0.975	-0.073
56	0.000	0.000	0.969	-0.083	131	0.000	0.000	0.977	-0.069	206	0.000	0.000	0.975	-0.074
57	0.000	0.000	0.931	-0.171	132	0.000	0.000	0.979	-0.064	207	0.000	0.000	0.975	-0.074
58	0.000	0.000	0.976	-0.087	133	0.000	0.000	0.978	-0.069	208	0.000	0.000	0.964	-0.106
59	0.092	0.054	0.992	-0.044	134	1.671	1.072	1.018	0.006	209	0.000	0.000	0.980	-0.063
60	0.000	0.000	0.969	-0.092	135	0.000	0.000	0.971	-0.071	210	0.000	0.000	0.980	-0.063
61	0.000	0.000	0.977	-0.065	136	0.000	0.000	0.974	-0.068	211	0.000	0.000	0.980	-0.063
62	0.000	0.000	0.968	-0.101	137	0.000	0.000	0.991	-0.049	212	0.000	0.000	0.962	-0.065
63	0.000	0.000	0.987	-0.043	138	0.000	0.000	0.989	-0.050	213	0.000	0.000	0.975	-0.054
64	0.000	0.000	0.991	-0.045	139	0.000	0.000	0.989	-0.050	214	0.000	0.000	0.944	-0.129
65	0.013	0.008	0.978	-0.085	140	0.000	0.000	0.977	-0.070	215	0.000	0.000	0.944	-0.129
66	0.000	0.000	0.978	-0.065	141	0.000	0.000	0.978	-0.067	216	0.000	0.000	0.955	-0.090
67	0.000	0.000	0.981	-0.074	142	0.000	0.000	0.981	-0.062	217	0.000	0.000	0.955	-0.090
68	0.000	0.000	0.955	-0.129	143	0.000	0.000	0.981	-0.062	218	0.000	0.000	0.962	-0.082
69	0.000	0.000	0.978	-0.066	144	0.000	0.000	0.971	-0.070	219	0.000	0.000	0.962	-0.083
70	0.000	0.000	0.979	-0.091	145	0.000	0.000	0.981	-0.061	220	0.000	0.000	1.004	-0.058
71	0.115	-0.036	0.978	-0.085	146	0.000	0.000	0.971	-0.086	221	0.000	0.000	0.965	-0.062
72	0.000	0.000	0.978	-0.063	147	0.000	0.000	0.970	-0.086	222	1.052	1.325	0.977	-0.050
73	0.000	0.000	0.976	-0.081	148	0.000	0.000	0.980	-0.062	223	9.453	4.256	0.995	0.000
74	0.000	0.000	0.981	-0.054	149	0.000	0.000	0.981	-0.062	224	14.977	3.785	0.995	0.000
75	0.000	0.000	0.978	-0.089	150	0.000	0.000	0.972	-0.070	225	0.000	0.000	0.980	-0.033
76	0.000	0.000	0.969	-0.099	151	1.008	0.713	0.989	-0.049	226	0.000	0.000	0.935	-0.167
77	0.000	0.000	0.982	-0.055	152	1.153	0.776	0.982	-0.059	227	0.000	0.000	0.935	-0.167
78	0.000	0.000	0.972	-0.098	153	0.000	0.000	0.979	-0.064	228	0.000	0.000	0.972	-0.045
79	0.000	0.000	0.984	-0.049	154	0.000	0.000	0.979	-0.064	229	0.000	0.000	0.972	-0.045
80	0.000	0.000	0.977	-0.085	155	0.000	0.000	0.975	-0.075	230	0.000	0.000	0.975	-0.040

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

ANEXO Q. Continuación.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
231	0.000	0.000	0.975	-0.040	306	0.000	0.000	0.979	-0.189	381	0.000	0.000	0.941	-0.106
232	0.000	0.000	0.993	-0.007	307	0.332	0.168	0.986	-0.058	382	0.000	0.000	0.980	-0.069
233	4.865	2.478	0.994	-0.006	308	0.000	0.000	0.979	-0.082	383	0.000	0.000	0.980	-0.069
234	0.000	0.000	0.963	-0.041	309	0.000	0.000	0.979	-0.082	384	0.000	0.000	0.978	-0.070
235	0.000	0.000	0.979	-0.035	310	0.000	0.000	0.970	-0.152	385	0.539	0.213	0.979	-0.068
236	3.704	0.259	0.969	-0.071	311	0.000	0.000	0.979	-0.099	386	0.000	0.000	0.983	-0.065
237	0.000	0.000	0.947	-0.086	312	0.000	0.000	0.978	-0.071	387	0.000	0.000	0.979	-0.070
238	0.000	0.000	0.930	-0.191	313	0.000	0.000	0.981	-0.066	388	0.000	0.000	0.981	-0.042
239	0.000	0.000	0.948	-0.085	314	0.000	0.000	0.977	-0.071	389	0.000	0.000	0.980	-0.070
240	0.000	0.000	0.948	-0.085	315	0.000	0.000	0.982	-0.099	390	0.000	0.000	0.977	-0.137
241	0.000	0.000	0.968	-0.092	316	0.000	0.000	0.983	-0.059	391	0.446	0.150	0.977	-0.079
242	0.000	0.000	0.947	-0.091	317	0.000	0.000	0.978	-0.086	392	0.000	0.000	0.977	-0.079
243	0.000	0.000	0.947	-0.091	318	0.000	0.000	0.977	-0.097	393	0.000	0.000	0.980	-0.069
244	0.000	0.000	0.967	-0.072	319	0.000	0.000	0.969	-0.173	395	0.000	0.000	0.968	-0.077
245	0.000	0.000	0.967	-0.073	320	0.000	0.000	0.969	-0.104	396	0.000	0.000	0.968	-0.089
246	1.940	0.950	0.993	0.004	321	0.000	0.000	0.970	-0.093	397	0.000	0.000	0.939	-0.104
247	0.000	0.000	0.946	-0.085	322	0.000	0.000	0.978	-0.043	398	0.000	0.000	0.945	-0.100
248	0.000	0.000	0.966	-0.074	323	0.000	0.000	0.986	-0.057	399	0.000	0.000	0.973	-0.076
249	0.000	0.000	0.931	-0.190	324	0.000	0.000	0.979	-0.083	400	0.000	0.000	0.978	-0.070
250	0.000	0.000	0.951	-0.080	325	0.000	0.000	0.969	-0.090	401	0.000	0.000	0.978	-0.077
251	0.000	0.000	0.943	-0.092	326	0.000	0.000	0.978	-0.043	402	0.000	0.000	0.960	-0.108
252	0.000	0.000	0.943	-0.092	327	0.000	0.000	0.979	-0.077	403	0.000	0.000	0.970	-0.130
253	0.000	0.000	0.969	-0.093	328	0.000	0.000	0.968	-0.103	404	0.000	0.000	0.966	-0.120
254	0.000	0.000	0.985	-0.056	329	0.000	0.000	0.983	-0.067	405	0.000	0.000	0.959	-0.107
255	0.000	0.000	0.951	-0.080	330	0.000	0.000	0.974	-0.092	406	0.000	0.000	0.964	-0.099
256	1.230	0.364	0.979	-0.044	331	0.000	0.000	0.978	-0.068	407	0.000	0.000	0.964	-0.100
257	0.000	0.000	0.949	-0.102	332	0.000	0.000	0.978	-0.087	408	0.000	0.000	0.958	-0.111
258	0.000	0.000	0.976	-0.049	333	0.000	0.000	0.990	-0.086	409	0.000	0.000	0.958	-0.111
259	0.000	0.000	0.976	-0.049	334	0.000	0.000	0.969	-0.168	410	0.000	0.000	0.958	-0.111
260	0.000	0.000	0.973	-0.072	335	0.000	0.000	0.978	-0.043	411	0.000	0.000	0.979	-0.070
261	0.000	0.000	0.976	-0.057	336	0.000	0.000	0.980	-0.080	412	0.000	0.000	0.980	-0.070
262	0.000	0.000	0.967	-0.074	337	0.130	0.042	0.985	-0.079	413	0.000	0.000	0.964	-0.098
263	0.000	0.000	0.946	-0.087	338	0.000	0.000	0.977	-0.064	414	0.000	0.000	0.976	-0.074
264	0.000	0.000	0.946	-0.087	339	0.000	0.000	0.976	-0.064	415	0.000	0.000	0.969	-0.080
265	0.000	0.000	0.978	-0.043	340	0.000	0.000	0.977	-0.092	416	0.190	0.068	0.978	-0.076
266	0.000	0.000	0.979	-0.060	341	0.000	0.000	0.976	-0.065	417	0.000	0.000	0.977	-0.076
267	0.322	0.038	0.985	-0.063	342	0.000	0.000	0.969	-0.103	418	0.000	0.000	0.968	-0.089
268	3.982	1.154	0.986	-0.005	343	0.000	0.000	0.979	-0.092	419	0.000	0.000	0.967	-0.076
269	0.000	0.000	0.982	-0.078	344	0.000	0.000	0.973	-0.092	420	0.000	0.000	0.967	-0.076
270	0.000	0.000	0.977	-0.100	345	0.121	0.032	0.991	-0.084	421	0.000	0.000	0.956	-0.083
271	0.000	0.000	0.977	-0.107	346	0.000	0.000	0.978	-0.103	422	1.653	1.110	0.987	-0.022
272	0.855	0.244	0.983	-0.057	347	0.000	0.000	0.979	-0.067	423	0.000	0.000	0.985	-0.026
273	0.000	0.000	0.977	-0.096	348	0.000	0.000	0.983	-0.058	424	0.000	0.000	0.985	-0.058
274	0.000	0.000	0.975	-0.073	349	0.000	0.000	0.980	-0.059	425	0.000	0.000	0.985	-0.058
275	1.365	-0.066	0.982	-0.053	350	1.200	0.085	0.986	-0.043	426	0.000	0.000	0.971	-0.075
276	0.000	0.000	0.974	-0.092	351	0.000	0.000	0.966	-0.096	427	0.000	0.000	0.971	-0.075
277	0.000	0.000	0.978	-0.043	352	0.000	0.000	0.978	-0.043	428	1.410	0.058	0.986	-0.051
278	0.000	0.000	0.980	-0.087	353	0.112	0.204	0.987	-0.056	429	0.000	0.000	0.983	-0.057
279	0.000	0.000	0.976	-0.097	354	0.000	0.000	0.981	-0.066	430	0.000	0.000	0.976	-0.069
280	0.000	0.000	0.982	-0.162	355	0.000	0.000	0.940	-0.077	431	0.000	0.000	0.974	-0.072
281	0.083	0.044	0.986	-0.072	356	0.000	0.000	0.967	-0.054	432	0.000	0.000	0.974	-0.072
282	0.000	0.000	0.982	-0.061	357	0.000	0.000	0.968	-0.053	433	0.000	0.000	0.976	-0.069
283	0.000	0.000	0.979	-0.079	358	0.000	0.000	0.956	-0.084	434	0.000	0.000	0.976	-0.069
284	0.000	0.000	0.975	-0.104	359	0.000	0.000	0.956	-0.084	435	0.000	0.000	0.974	-0.071
285	0.000	0.000	0.983	-0.106	360	0.000	0.000	0.951	-0.100	436	2.208	0.744	0.985	-0.060
286	0.000	0.000	0.965	-0.100	361	3.008	0.981	0.983	-0.026	437	1.476	1.481	0.986	-0.056
287	0.000	0.000	0.979	-0.080	362	0.000	0.000	0.983	-0.026	438	0.000	0.000	0.968	-0.089
288	0.000	0.000	0.979	-0.076	363	0.000	0.000	0.981	-0.042	439	0.000	0.000	0.968	-0.088
289	0.000	0.000	0.974	-0.094	364	0.000	0.000	0.951	-0.085	440	0.000	0.000	0.982	-0.055
290	0.000	0.000	0.972	-0.096	365	0.000	0.000	0.959	-0.072	441	0.000	0.000	0.976	-0.072
291	0.000	0.000	0.986	-0.057	366	0.000	0.000	0.959	-0.073	442	0.000	0.000	0.967	-0.091
292	0.000	0.000	0.977	-0.099	367	0.000	0.000	0.985	-0.021	443	0.000	0.000	0.970	-0.094
293	0.000	0.000	0.978	-0.043	368	0.000	0.000	0.968	-0.072	444	0.000	0.000	0.986	-0.059
294	0.000	0.000	0.979	-0.086	369	0.000	0.000	0.968	-0.072	445	0.000	0.000	0.979	-0.065
295	0.000	0.000	0.975	-0.080	370	0.000	0.000	0.958	-0.080	446	0.000	0.000	0.979	-0.065
296	0.000	0.000	0.978	-0.043	371	0.000	0.000	0.958	-0.080	447	0.000	0.000	0.972	-0.073
297	0.000	0.000	0.984	-0.066	372	0.000	0.000	0.971	-0.080	448	0.000	0.000	0.972	-0.073
298	0.201	0.049	0.991	-0.074	373	1.142	0.331	0.982	-0.066	449	0.212	0.069	0.986	-0.050
299	0.000	0.000	0.981	-0.104	374	0.000	0.000	0.982	-0.067	450	0.000	0.000	0.969	-0.075
300	0.000	0.000	0.984	-0.076	375	0.000	0.000	0.967	-0.094	451	0.000	0.000	0.975	-0.070
301	0.000	0.000	0.981	-0.071	376	0.000	0.000	0.974	-0.075	452	0.000	0.000	0.983	-0.056
302	0.000	0.000	0.973	-0.108	377	0.000	0.000	0.947	-0.106	453	0.000	0.000	0.979	-0.063
303	0.395	0.099	0.981	-0.061	378	0.000	0.000	0.946	-0.099	454	0.000	0.000	0.979	-0.064
304	0.000	0.000	0.972	-0.082	379	0.000	0.000	0.956	-0.102	455	0.000	0.000	0.979	-0.065
305	0.000	0.000	0.978	-0.043	380	0.000	0.000	0.978	-0.076	456	0.000	0.000	0.968	-0.077

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

ANEXO R. Continuación.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
457	0.000	0.000	0.968	-0.076	532	0.000	0.000	0.969	-0.083	607	0.000	0.000	0.931	-0.089
458	0.000	0.000	0.969	-0.076	533	0.000	0.000	0.954	-0.155	608	0.000	0.000	0.930	-0.090
459	0.000	0.000	0.969	-0.076	534	0.000	0.000	0.954	-0.155	609	0.000	0.000	0.988	-0.048
460	0.000	0.000	0.983	-0.062	535	0.000	0.000	0.936	-0.159	610	0.000	0.000	0.965	-0.083
461	0.000	0.000	0.983	-0.058	536	0.000	0.000	0.936	-0.159	611	0.000	0.000	0.965	-0.078
462	0.000	0.000	0.983	-0.058	537	0.000	0.000	0.936	-0.159	612	0.000	0.000	0.972	-0.065
463	0.000	0.000	0.968	-0.077	538	0.000	0.000	0.936	-0.159	613	0.000	0.000	0.972	-0.065
464	0.000	0.000	0.971	-0.074	539	0.000	0.000	0.936	-0.159	614	0.000	0.000	0.955	-0.097
465	0.000	0.000	0.971	-0.074	540	0.000	0.000	0.936	-0.156	615	0.000	0.000	0.960	-0.090
466	0.000	0.000	0.969	-0.076	541	0.000	0.000	0.936	-0.157	616	0.000	0.000	0.954	-0.103
467	0.000	0.000	0.980	-0.065	542	0.000	0.000	0.938	-0.155	617	0.000	0.000	0.955	-0.101
468	0.000	0.000	0.980	-0.065	543	0.000	0.000	0.962	-0.098	618	0.000	0.000	0.974	-0.057
469	0.778	0.300	0.983	-0.058	544	0.000	0.000	0.941	-0.153	619	0.000	0.000	0.971	-0.067
470	0.000	0.000	0.971	-0.074	545	0.000	0.000	0.961	-0.098	620	0.833	0.139	0.975	-0.056
471	0.000	0.000	0.971	-0.074	546	0.000	0.000	0.962	-0.096	621	0.000	0.000	0.971	-0.063
472	0.000	0.000	0.983	-0.057	547	0.000	0.000	0.932	-0.162	622	0.000	0.000	0.965	-0.076
473	0.000	0.000	0.974	-0.071	548	0.000	0.000	0.954	-0.162	623	0.000	0.000	0.964	-0.066
474	0.560	0.152	0.983	-0.057	549	1.468	0.179	0.981	-0.049	624	0.000	0.000	0.974	-0.062
475	0.000	0.000	0.978	-0.065	550	0.000	0.000	0.981	-0.050	625	0.198	0.022	0.976	-0.054
476	0.000	0.000	0.978	-0.065	551	0.000	0.000	0.977	-0.063	626	0.000	0.000	0.966	-0.077
477	0.000	0.000	0.982	-0.064	552	0.000	0.000	0.978	-0.060	627	0.000	0.000	0.961	-0.088
478	0.000	0.000	0.975	-0.069	553	0.000	0.000	0.969	-0.110	628	0.000	0.000	0.965	-0.076
479	0.000	0.000	0.975	-0.070	554	0.000	0.000	0.977	-0.063	629	0.000	0.000	1.009	-0.006
480	0.595	0.179	0.973	-0.089	555	0.000	0.000	0.951	-0.162	630	6.511	0.000	1.005	-0.019
481	0.597	0.118	0.972	-0.092	556	0.000	0.000	0.951	-0.162	631	0.000	0.000	0.978	-0.031
482	1.169	0.170	0.970	-0.101	557	0.000	0.000	0.951	-0.164	632	0.000	0.000	0.993	-0.022
483	3.982	0.660	0.979	-0.052	558	0.000	0.000	0.951	-0.164	633	3.570	0.854	0.990	-0.003
484	0.000	0.000	0.970	-0.094	559	0.000	0.000	0.960	-0.134	634	3.944	0.593	0.981	-0.023
485	0.000	0.000	0.967	-0.101	560	0.000	0.000	0.990	-0.017	635	0.000	0.000	0.981	-0.024
486	0.000	0.000	0.967	-0.102	561	0.000	0.000	0.979	-0.056	636	0.000	0.000	0.982	-0.066
487	1.482	0.355	0.973	-0.089	562	0.000	0.000	0.970	-0.093	637	0.000	0.000	0.967	-0.067
488	0.000	0.000	0.967	-0.099	563	0.000	0.000	0.972	-0.083	638	0.000	0.000	0.967	-0.067
489	0.000	0.000	0.970	-0.096	564	0.000	0.000	0.990	-0.017	639	0.000	0.000	0.959	-0.030
490	0.899	0.265	0.972	-0.090	565	0.000	0.000	0.990	-0.017	640	0.000	0.000	0.959	-0.030
491	0.000	0.000	0.954	-0.150	566	0.000	0.000	0.990	-0.017	641	0.000	0.000	0.943	-0.040
492	0.000	0.000	0.954	-0.150	567	0.000	0.000	0.990	-0.017	642	0.000	0.000	0.983	-0.030
493	0.000	0.000	0.954	-0.149	568	0.000	0.000	0.990	-0.017	643	0.000	0.000	0.982	-0.019
494	2.089	0.443	0.973	-0.092	569	2.085	0.365	0.995	0.010	644	0.000	0.000	0.982	-0.019
495	0.000	0.000	0.964	-0.105	570	0.000	0.000	0.990	-0.017	645	1.334	0.541	0.983	-0.021
496	0.000	0.000	0.964	-0.105	571	1.688	0.295	0.995	0.008	646	-0.042	0.033	0.983	-0.021
497	0.000	0.000	0.963	-0.123	572	0.000	0.000	0.990	-0.017	647	0.000	0.000	0.984	-0.051
498	0.000	0.000	0.967	-0.097	573	0.000	0.000	0.969	-0.094	648	0.071	0.032	0.988	-0.049
499	1.521	-0.045	0.973	-0.093	574	0.000	0.000	0.965	-0.047	649	0.000	0.000	0.958	-0.093
500	0.000	0.000	0.973	-0.093	575	0.000	0.000	0.965	-0.047	650	0.000	0.000	0.958	-0.093
501	0.000	0.000	0.954	-0.151	576	0.000	0.000	0.944	-0.037	651	0.000	0.000	0.970	-0.079
502	0.000	0.000	0.968	-0.097	577	0.000	0.000	0.944	-0.037	652	0.058	0.012	0.988	-0.049
503	0.000	0.000	0.967	-0.101	578	0.837	1.745	1.005	-0.019	653	0.000	0.000	0.982	-0.069
504	0.000	0.000	0.966	-0.101	579	1.862	2.468	1.005	-0.019	655	0.000	0.000	0.962	-0.085
505	0.000	0.000	0.965	-0.105	580	0.000	0.000	0.989	-0.029	656	0.000	0.000	0.972	-0.075
506	0.000	0.000	0.965	-0.106	581	0.000	0.000	0.989	-0.029	657	0.000	0.000	0.953	-0.099
507	0.000	0.000	0.965	-0.115	582	0.000	0.000	0.964	-0.031	658	0.000	0.000	0.953	-0.099
508	0.000	0.000	0.964	-0.115	583	0.000	0.000	0.964	-0.031	659	-0.002	0.001	0.985	-0.057
509	0.000	0.000	0.965	-0.108	584	0.000	0.000	0.962	-0.048	660	0.000	0.000	0.986	-0.056
510	0.000	0.000	0.958	-0.145	585	0.000	0.000	0.961	-0.048	661	0.000	0.000	0.952	-0.101
511	0.000	0.000	0.958	-0.145	586	0.000	0.000	0.960	-0.026	662	0.000	0.000	0.952	-0.100
512	0.000	0.000	0.953	-0.145	587	10.545	2.548	1.009	-0.006	664	0.000	0.000	0.961	-0.087
513	0.000	0.000	0.964	-0.105	588	0.000	0.000	0.967	-0.074	665	0.000	0.000	0.970	-0.077
514	0.000	0.000	0.969	-0.098	589	0.000	0.000	0.976	-0.050	666	0.000	0.000	0.953	-0.099
515	0.000	0.000	0.949	-0.146	590	0.000	0.000	0.976	-0.050	667	0.221	0.041	0.988	-0.049
516	0.000	0.000	0.949	-0.147	591	0.000	0.000	0.979	-0.044	668	0.000	0.000	0.987	-0.050
517	0.000	0.000	0.949	-0.146	592	0.000	0.000	0.979	-0.044	669	0.000	0.000	0.980	-0.072
518	0.000	0.000	0.949	-0.146	593	0.000	0.000	0.954	-0.108	670	0.000	0.000	0.980	-0.072
519	0.000	0.000	0.949	-0.146	594	0.000	0.000	0.990	-0.046	671	0.000	0.000	0.980	-0.072
520	0.000	0.000	0.953	-0.145	595	0.000	0.000	0.986	-0.052	672	0.000	0.000	0.955	-0.098
521	0.000	0.000	0.968	-0.161	596	0.809	0.097	0.990	-0.046	673	0.000	0.000	0.978	-0.076
522	0.000	0.000	0.968	-0.084	597	0.000	0.000	0.990	-0.046	674	0.070	0.030	0.988	-0.049
523	0.000	0.000	0.955	-0.133	598	0.000	0.000	0.994	-0.120	675	0.563	0.212	0.982	-0.069
524	0.000	0.000	0.943	-0.161	599	0.000	0.000	0.931	-0.089	676	0.000	0.000	0.952	-0.100
525	0.000	0.000	0.990	-0.022	600	0.000	0.000	0.985	-0.064	677	0.000	0.000	0.964	-0.082
526	0.000	0.000	0.974	-0.070	601	0.000	0.000	0.991	-0.044	678	0.000	0.000	0.960	-0.090
527	0.000	0.000	0.970	-0.102	602	0.000	0.000	0.957	-0.052	679	0.000	0.000	0.962	-0.085
528	0.000	0.000	0.970	-0.098	603	0.000	0.000	0.957	-0.051	680	0.000	0.000	0.963	-0.066
529	0.000	0.000	0.968	-0.084	604	0.000	0.000	0.977	-0.136	681	0.000	0.000	0.987	-0.050
530	0.000	0.000	0.954	-0.149	605	0.000	0.000	0.994	-0.119	682	0.000	0.000	0.963	-0.060
531	0.000	0.000	0.944	-0.194	606	0.000	0.000	0.994	-0.125	683	0.000	0.000	0.963	-0.061

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

ANEXO S. Continuación.

Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)	Barras	Potencia Generada Activa (Pg)	Potencia Generada Reactiva (Qg)	Voltaje (V)	Angulo (th)
684	0.251	-0.117	0.988	-0.049	744	0.000	0.000	0.971	-0.075
685	0.000	0.000	0.952	-0.100	745	0.000	0.000	0.971	-0.075
686	0.000	0.000	0.953	-0.099	746	0.000	0.000	0.971	-0.075
687	0.000	0.000	0.961	-0.071	747	1.830	0.610	0.975	-0.056
688	0.553	0.120	0.985	-0.058	748	0.000	0.000	0.962	-0.074
689	0.000	0.000	0.971	-0.073	749	0.000	0.000	0.961	-0.078
690	0.127	0.012	0.988	-0.049	750	0.000	0.000	0.983	-0.057
691	0.000	0.000	0.954	-0.098	751	0.000	0.000	0.972	-0.072
692	0.000	0.000	0.961	-0.086	752	0.000	0.000	0.972	-0.072
693	0.105	0.500	0.988	-0.049	753	0.000	0.000	0.973	-0.071
694	0.000	0.000	0.988	-0.049	754	0.000	0.000	0.973	-0.071
695	0.000	0.000	0.981	-0.023	755	0.000	0.000	0.980	-0.064
696	0.000	0.000	0.967	-0.077	756	0.000	0.000	0.980	-0.064
697	0.000	0.000	0.957	-0.082	757	0.000	0.000	0.978	-0.070
698	0.000	0.000	0.960	-0.086	758	0.000	0.000	0.978	-0.070
699	0.000	0.000	0.961	-0.091	759	0.000	0.000	0.978	-0.070
700	0.000	0.000	0.969	-0.079	760	0.000	0.000	0.978	-0.070
701	0.000	0.000	0.969	-0.079	761	0.000	0.000	0.972	-0.071
702	0.000	0.000	0.966	-0.081	762	0.000	0.000	0.962	-0.091
703	0.000	0.000	0.966	-0.081	763	0.000	0.000	0.962	-0.090
704	0.000	0.000	0.960	-0.094	764	0.000	0.000	0.978	-0.070
705	0.000	0.000	0.960	-0.094	765	0.000	0.000	0.979	-0.061
706	0.000	0.000	0.961	-0.097	766	0.000	0.000	0.979	-0.061
707	0.000	0.000	0.961	-0.097	767	0.000	0.000	0.973	-0.072
708	0.000	0.000	0.961	-0.097	768	0.000	0.000	0.973	-0.072
709	0.000	0.000	0.961	-0.097	769	0.000	0.000	0.982	-0.058
710	0.000	0.000	0.966	-0.082	770	1.850	0.750	0.983	-0.057
711	0.000	0.000	0.975	-0.074	771	0.000	0.000	0.974	-0.071
712	0.000	0.000	0.975	-0.074	772	0.000	0.000	0.974	-0.071
713	0.000	0.000	0.961	-0.097	773	0.000	0.000	0.975	-0.067
714	0.000	0.000	0.977	-0.068	774	0.000	0.000	0.975	-0.067
715	0.000	0.000	0.977	-0.068	775	0.000	0.000	0.979	-0.068
716	0.000	0.000	0.970	-0.078	776	0.000	0.000	0.978	-0.068
717	0.000	0.000	0.970	-0.078	777	0.000	0.000	0.972	-0.077
718	0.000	0.000	0.983	-0.060	778	0.000	0.000	0.972	-0.076
719	0.000	0.000	0.961	-0.091	779	0.000	0.000	0.969	-0.078
720	0.000	0.000	0.972	-0.076	780	0.000	0.000	0.969	-0.077
721	0.000	0.000	0.972	-0.075	781	0.000	0.000	0.982	-0.058
722	0.000	0.000	0.970	-0.076	782	0.000	0.000	0.983	-0.058
723	0.000	0.000	0.971	-0.076	783	0.000	0.000	0.975	-0.067
724	0.000	0.000	0.960	-0.096	784	0.000	0.000	0.975	-0.067
725	0.000	0.000	0.960	-0.096	785	0.000	0.000	0.976	-0.067
726	0.000	0.000	0.970	-0.079	786	0.000	0.000	0.976	-0.067
727	0.000	0.000	0.970	-0.079	787	0.000	0.000	0.971	-0.073
728	0.000	0.000	0.968	-0.080	788	0.000	0.000	0.972	-0.073
729	0.000	0.000	0.968	-0.080	789	1.404	0.342	0.983	-0.057
730	0.000	0.000	0.983	-0.060	790	0.000	0.000	0.983	-0.056
731	0.000	0.000	0.983	-0.060	791	1.571	0.421	0.983	-0.055
732	0.000	0.000	0.964	-0.085	792	0.000	0.000	0.978	-0.070
733	0.000	0.000	0.964	-0.085	793	0.000	0.000	0.961	-0.093
734	0.000	0.000	0.964	-0.085	794	0.000	0.000	0.961	-0.093
735	0.000	0.000	0.964	-0.085	795	0.000	0.000	0.976	-0.066
736	0.000	0.000	0.967	-0.081	796	0.000	0.000	0.976	-0.066
737	0.000	0.000	0.967	-0.081	797	0.000	0.000	0.976	-0.066
738	1.699	0.594	0.983	-0.060	99994	0.000	0.000	0.972	-0.083
739	0.000	0.000	0.982	-0.061	99995	0.000	0.000	0.975	-0.084
740	0.828	0.338	0.982	-0.060	99996	0.000	0.000	0.954	-0.146
741	0.000	0.000	0.961	-0.097	99997	0.000	0.000	0.970	-0.098
742	0.000	0.000	0.976	-0.073	TOTAL	132.52			
743	0.000	0.000	0.977	-0.072					