



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**ANÁLISIS DEL DESPACHO ECONÓMICO DE UN ALIMENTADOR CON
GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

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

Autores:

Jaqui Garces Edwin David

Valencia Quiroz Alan Andres

Tutor Académico:

Ing. Pesántez Palacios Gabriel Napoleón MSc.

LATACUNGA – ECUADOR

2022



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros **JAQUI GARCES EDWIN DAVID** y **VALENCIA QUIROZ ALAN ANDRES** declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: “**ANÁLISIS DEL DESPACHO ECONÓMICO DE UN ALIMENTADOR CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA**”, siendo el Ing. **PESANTEZ PALACIOS GABRIEL NAPOLEÓN** el tutor del presente trabajo; y eximo 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 nuestra exclusiva responsabilidad.

.....
Jaqui Garces Edwin David
C.C. 185003681-3

.....
Valencia Quiroz Alan Andres
C.C. 160053109-7



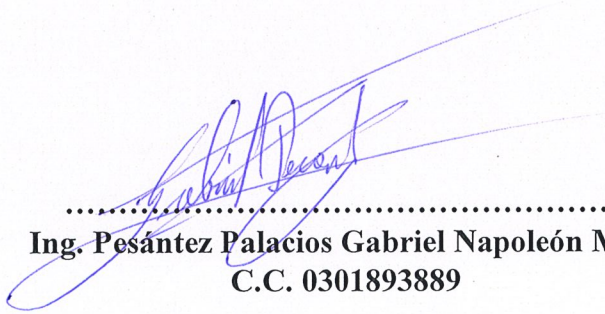
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“ANÁLISIS DEL DESPACHO ECONÓMICO DE UN ALIMENTADOR CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA”, de **JAQUI GARCES EDWIN DAVID** y **VALENCIA QUIROZ ALAN ANDRES**, de la carrera de Ingeniería en Electricidad, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Marzo 2022

El Tutor


.....
Ing. Pesántez Palacios Gabriel Napoleón MSc.
C.C. 0301893889



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, los postulantes **JAQUI GARCES EDWIN DAVID** y **VALENCIA QUIROZ ALAN ANDRES** con el título de Proyecto de titulación “**ANÁLISIS DEL DESPACHO ECONÓMICO DE UN ALIMENTADOR CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA**”, han 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, Marzo 2022

Para constancia firman:

.....
Ing. Jiménez Jiménez Diego MSc
(Presidente)
C.C. 050349370-2

.....
Ing. Cabrera Celi Gabriela MSc
Lector 2
C.C. 110468387-3

.....
Ing. Barbosa Galarza Efren MSc
Lector 3
C.C. 0501420723

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer en primera instancia a Dios por darme la oportunidad de formarme profesionalmente y ser mi fortaleza en los momentos donde pensaba no poder alcanzar esta meta que en algún momento me lo propuse.

A mis papas Hernán y Luz por el apoyo incondicional en todas las circunstancias. Gracias por enseñarme un modelo de esfuerzo y perseverancia en todo momento.

De igual manera, mis agradecimientos a la Universidad Técnica de Cotopaxi, a la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, a mis maestros por brindaron sus valiosos conocimientos que hicieron que pueda crecer día a día como profesional.

Agradezco a mis hermanas por darme ánimos y ver en mí un ejemplo a seguir durante el proceso universitario, alentando en todo momento y seguir luchando por mis sueños.

Finalmente agradezco a mi tutor de tesis, Ing. Gabriel Pesántez y a mi compañero Alan Valencia con quienes emprendimos este proyecto.

David Jaqui

AGRADECIMIENTO

Agradecido con Dios por regalarme la vida y permitirme alcanzar este logro, que ennoblece a mi profesión.

A mis padres Juan Carlos y Blanca Ines que siempre me apoyaron en el transcurso de la carrera, fueron los principales promotores para cumplir mis sueños.

A mi querida Universidad Técnica de Cotopaxi que me acogió durante mi tiempo de estudio y a todo su cuerpo docente, permitiéndome formar como un profesional de excelencia y calidad.

De todo corazón agradezco al Ing. Gabriel Pesántez por guiarnos con sus consejos y exigencias en este trabajo de titulación brindándonos su experiencia para que culminemos de la mejor manera nuestro trabajo.

Gracias a mi compañero de tesis David Jaqui por confiar en mí para completar el trabajo de grado, y gracias por su ayuda incondicional, paciencia y cariño.

Finalmente, a mis amigos de la Universidad con quienes compartí muchos momentos muy gratos.

Alan Valencia

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Hernán Jaqui y Luz Garces Por ser mi guía y apoyarme incondicionalmente en la parte moral y económica durante la estancia académica y ser un profesional de la patria.

A mis hermanas Anabel, Celeste, Flor por acompañarme en el proceso educativo y brindarme su apoyo día a día en el transcurso de los años de mi carrera universitaria.

A mis abuelos por brindarme su sabiduría y confianza para afrontar este duro camino.

A toda mi familia por confiar en mí dándome alientos y consejos.

A todos aquellos que creyeron y creen en mí...

David Jaqui

DEDICATORIA

A mis padres Juan Carlos y Blanca Ines, gracias por su esfuerzo, consejos y sacrificios que realizaron en todo este tiempo para que pueda llegar a obtener este logro, todo esto es gracias a ustedes sin ustedes no sería nadie, gracias por su apoyo emocional, económico y por enseñarme a trabajar duro a pesar lo difícil que se ponga la vida.

A mis hermanos Zahori, Gaia, Izel y Gael en quienes me he sentido fortalecido en todo momento y tengo la seguridad de que llegaran más lejos.

A mis abuelitas Martha y Blanca por su amor, apoyo incondicional, sus bendiciones y siempre confiar en mí.

A toda mi familia por las palabras de alientos y consejos.

A todos quienes creyeron y creen en mí...

Alan Valencia

TEMA: “ANÁLISIS DEL DESPACHO ECONÓMICO DE UN ALIMENTADOR CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA”.

Autores: Jaqui Garces Edwin David

Valencia Quiroz Alan Andres

RESUMEN

El despacho económico en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) persigue el objetivo de minimizar el costo de producción por unidad de energía producida y despachada, cumpliendo con el abastecimiento de la demanda.

En este proyecto se realiza un análisis del despacho económico en un alimentador con generación distribuida. En primera instancia, se realizó una recopilación bibliográfica de información referente a la generación distribuida (GD), sus elementos, así también como los métodos de optimización y flujos de potencia en los sistemas eléctricos de potencia. Luego, se consolidó una base de datos de la carga instalada, parámetros de las líneas, sectores de mayor cargabilidad del alimentador Mera. Posteriormente, se modela el alimentador como un sistema eléctrico de potencia (SEP) en Digsilent Power Factory donde se calcula flujos de potencia del sistema sin considerar la introducción de generación distribuida para analizar los perfiles de tensión en cada barra del alimentador. Finalmente, mediante los resultados del flujo de potencia se procede a la creación de un algoritmo de optimización para el despacho económico utilizando el software de Matlab, en donde se minimizará los costos de generación por unidad para este caso intervienen generación fotovoltaica, eólica, y la red, abasteciendo la demanda del alimentador, una vez obtenidos las potencias despachadas se analiza nuevamente los flujos de potencia para realizar un análisis comparativo entre los perfiles de tensión obtenidos con la introducción y no introducción de generación distribuida.

Palabras Clave: Optimización, despacho económico, alimentador, flujos de potencia, generación distribuida, sistemas eléctricos de potencia.

TOPIC: “ANALYSIS OF THE ECONOMICAL DISPATCH OF A FEEDER WITH DISTRIBUTED GENERATION”.

Authors: Jaqui Garces Edwin David

Valencia Quiroz Alan Andres

ABSTRACT

The economic dispatch in the power electric systems (PES) pursues the objective of minimizing the production cost per unit of energy produced and dispatched, meeting the demand supply.

In this project, an analysis of the economic dispatch in a feeder with distributed generation is carried out. First, a bibliographic compilation of information on distributed generation (DG), its elements, as well as optimization methods and power flows in electric power systems was carried out. Then, a database of the installed load, parameters of the lines, sectors of higher loadability of the Mera feeder was consolidated. Subsequently, the feeder is modeled as a power electric system (PES) in Digsilent Power Factory where the power flows of the system are calculated without considering the introduction of distributed generation to analyze the voltage profiles in each bus of the feeder. Finally, using the results of the power flow we proceed to the creation of an optimization algorithm for the economic dispatch using Matlab software, where the generation costs per unit are minimized for this case involving photovoltaic, wind and grid generation, supplying the feeder demand. Once the dispatched powers are obtained, the power flows are analyzed again to perform a comparative analysis between the voltage profiles obtained with the introduction and without the introduction of distributed generation.

Keywords: Optimization, economic dispatch, feeder, power flows, distributed generation, power electrical systems.

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 titulación cuyo título versa: **“ANÁLISIS DEL DESPACHO ECONÓMICO DE UN ALIMENTADOR CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA”**, presentado por: **Jaqui Garces Edwin David y Valencia Quiroz Alan Andres**, estudiantes de la Carrera de: **Ingeniería en Electricidad**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

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

Latacunga, 14 marzo del 2022

Atentamente,



CENTRO
DE IDIOMAS

Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes

DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN	iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN	iv
AGRADECIMIENTO	v
AGRADECIMIENTO	vi
DEDICATORIA	vii
DEDICATORIA	viii
RESUMEN	ix
ABSTRACT.....	x
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	xi
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2. INTRODUCCIÓN	2
2.1. El problema:.....	2
2.1.1. Situación Problémica:	2
2.1.2. Formulación del problema:	3
2.2. Objeto y campo de acción.....	3
2.3. Beneficiarios:	3
2.3.1. Beneficiarios directos	3
2.3.2. Beneficiarios indirectos	3
2.4. Justificación:	3
2.5. Hipótesis	4
2.6. Objetivos:.....	4
2.6.1. General:.....	4
2.6.2. Específicos:.....	4
2.7. Sistema de tareas.....	4
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	6
3.1. Antecedentes.....	6
3.2. Generación convencional.....	10
3.3. Generación distribuida.....	10
3.3.1. Ventajas de la generación distribuida	13
3.3.2. Modalidades de los sistemas distribuidos	13
3.4. Componentes para la Generación distribuida	14

3.4.1. Generación fotovoltaica.....	14
3.4.2. Generador eólico.....	15
3.4.3. Costo de la Red.....	16
3.5. Despacho económico	16
3.6. Métodos de optimización.....	16
3.6.1. Función objetivo	16
3.6.2. Variables	17
3.6.3. Restricciones.....	17
3.6.4. Método para resolver problemas de optimización.....	17
3.7. Restricción del modelo de optimización.....	18
3.7.1. Límites de potencia activa y reactiva de los generadores.....	18
3.7.2. Límites de voltaje en las barras.....	18
3.7.3. Límites de flujo de potencia activa a lo largo de la línea	18
3.7.4. Balance de potencia activa.....	19
3.8. Despacho Económico aplicado a generación distribuida	19
3.9. Alimentador de medio voltaje.....	19
3.10. Características eléctricas de la carga	20
3.10.1. Demanda	20
3.10.2. Demanda máxima	20
3.10.3. Carga instalada.....	20
3.10.4. Curva de la demanda.....	20
3.11. Flujos de potencia	21
3.11.1. Flujo óptimo de potencia (OPF)	21
3.11.2. Flujos trifásicos en redes de distribución.....	21
3.12. Métodos iterativos para la solución del flujo de potencia	22
3.12.1. Newton-Raphson	22
3.12.2. Método de desacoplado rápido (FDR).....	23
3.13. Software para análisis de flujos de potencia	23
4. MATERIALES Y MÉTODOS	24
4.1. Metodología de investigación utilizada	24

4.1.1.	Descripción de la Subestación Puyo.....	24
4.2.	Alimentadores de la subestación (S/E) Puyo.....	25
4.3.	Procedimientos aplicable para el análisis	25
4.4.	Materiales e instrumentos	27
4.4.1.	Matlab.....	27
4.4.2.	Digsilent Power Factory	27
4.4.3.	NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources.....	28
4.4.4.	Microsoft Excel.....	28
4.4.5.	Normativas.....	29
4.5.	Diagramas de flujos	30
4.6.	Componentes del sistema.....	31
4.6.1.	Red estudiada.....	31
4.7.	Clasificación de las barras del alimentador Puyo Mera.....	33
4.8.	Análisis de la demanda de un día del alimentador Puyo Mera.....	34
4.9.	Parámetros para el despacho económico	34
4.9.1.	Cálculo de la potencia eólica	34
4.9.2.	Cálculo de la potencia de los paneles solares	34
4.9.3.	Formulación matemática.....	35
4.9.4.	Nomenclatura.....	35
4.9.5.	Función Objetivo	36
4.9.6.	Restricciones.....	36
4.9.7.	Lógica de Programación	37
4.10.	Parámetros de las unidades generadoras.....	38
4.11.	Estructura de casos de estudio	39
4.11.1.	Caso 1: Análisis del alimentador sin la introducción de generación distribuida.....	39
4.11.2.	Caso 2: Análisis del alimentador con la introducción de generación distribuida.....	40
4.11.3.	Caso 3: Sobredimensionamiento	42
4.12.	Criterios económicos de selección.....	43
4.12.1.	Valor Actual Neto.....	43
4.12.2.	Tasa interna de retorno (TIR)	44

5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	46
5.1.	Validación del algoritmo de optimización.....	46
5.1.1.	Tabla comparativa.....	47
5.2.	Caso 1: Análisis del alimentador sin la introduccion de generación distribuida.....	48
5.2.1.	Análisis de flujos de potencia.....	49
5.2.2.	Análisis de perfiles de tensión del alimentador.....	49
5.2.3.	Análisis de costos.....	50
5.3.	Caso 2: Análisis del alimentador con la introducción de generación distribuida.....	51
5.3.1.	Potencias óptimas despachada en el alimentador Puyo – Mera.....	51
5.3.2.	Análisis de Costos.....	53
5.3.3.	Análisis de los perfiles de tensión.....	53
5.3.4.	Análisis porcentual de la introducción de generación distribuida en el alimentador. ..	54
5.4.	Caso 3: Aumento de Generación Distribuida.....	55
5.4.1.	Análisis de Costos.....	56
5.4.2.	Análisis de perfiles de tensión.....	58
5.4.3.	Análisis porcentual de la introducción de generación distribuida en el alimentador. ..	58
5.5.	Resultados.....	59
5.5.1.	Comparación de los perfiles de tensión.....	59
5.5.2.	Comparación de los costos.....	60
5.5.3.	Comparación de la integración de generación distribuida.....	61
5.5.4.	Comparación de las pérdidas.....	61
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	63
6.1.	Conclusiones.....	63
6.2.	Recomendaciones.....	65
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	66
8.	ANEXOS.....	68
	Anexo A: Oficio dirigido a la EEASA.....	68
	Anexo B: Distribución de cargas del alimentador.....	70
	Anexo B.1: Sector Madre Tierra.....	70
	Anexo B.2: Sector Puyo.....	72

Anexo B.3: Sector Shell	73
Anexo B.4: Sector Moravia	74
Anexo B.5: Sector Luz Adriana	75
Anexo B.6 :Sector Mera	76
Anexo B 7. Sector Cumanda	78
Anexo C: Parámetros de las líneas de distribución	78
Anexo D: Diagrama Unifilar del modelamiento del alimentador.	80
Anexo E: Código en Matlab	81
Anexo F: Irradiación y velocidad del viento en el sector Puyo Mera	84
Anexo G: Análisis de factibilidad del Proyecto de generación distribuida.	85
Anexo H: Análisis de factibilidad Caso3: Sobredimensionamiento	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1.- Red convencional unidireccional	10
Figura 3. 2.- Esquema de fase única de la microrred de VI de prueba radial [18].	11
Figura 3. 3.- Curva de carga [25].....	20
Figura 3. 4.- Topología de un alimentador.	22
Figura 3. 5.- Estudio de flujos de potencia.	23
Figura 4. 1.- Diagrama de un SEP con la introducción de generación distribuida [27].	25
Figura 4. 2.- Diagrama de flujo para la herramienta Microsoft Excel.....	29
Figura 4. 3.-Diagrama de flujos	30
Figura 4. 4.- Alimentador Mera.....	32
Figura 4.5.-Esquema general del caso de estudio.....	39
Figura 5. 1 Diagrama de Flujo para el método Lambda	47
Figura 5. 2. Esquema unifilar del alimentador Puyo Mera a estudiar en base a los datos presentados por la empresa distribuidora.	48
Figura 5. 3. Flujos de potencia sin la incorporación de generación distribuida.	49
Figura 5. 4. Perfiles de tensión en cada barra del alimentador Puyo Mera con la potencia nominal, utilizando el criterio IEC 60354.	50
Figura 5. 5.-Potencias óptimas despachadas según unidad generadora.....	52
Figura 5. 6.- Perfiles de tensión en p.u, con la introducción de generación distribuida	54
Figura 5. 7.- Porcentaje de potencia despachada por unidad generadora.	54
Figura 5. 8.- Potencias óptimas despachadas con el sobredimensionamiento del recurso solar y eólico.	56
Figura 5. 9.- Perfiles de tensión con la introducción de generación distribuida.....	58
Figura 5. 10.- Porcentaje de potencia despachada por unidad generadora.	58
Figura 5. 11.- Perfiles de tensión para cada caso.....	60
Figura 5. 12.- Porcentaje de introducción de las generadores según el caso de estudio.....	61
Figura 5. 13.- Pérdidas en las líneas del sistema según el caso de estudio.....	62
Figura A. 1.- Oficio dirigido a la EEASA.	69
Figura B. 1.- Distribucion de las cargas del alimentador mera para la realización del despacho económico.....	70
Figura C. 1.- Tipo de poste 3CP	78
Figura D. 1.- Diagrama Unifilar del modelamiento del alimentador.....	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1.- Tamaño relativo de Generación distribuida [19].....	11
Tabla 3. 2.- Tecnologías para generación distribuida [19].	12
Tabla 3. 3.- Expresiones matemáticas de los tipos de programación [23].....	17
Tabla 4. 1.- Capacidad de introducción de Generación distribuida [28].	26
Tabla 4. 2.- Modelización de la demanda según el criterio IEC-60354 [27].....	26
Tabla 4. 3.- Potencia instalada en el alimentador	32
Tabla 4. 4.- Potencias del alimentador divididas por cargas puntuales	33
Tabla 4. 5. Clasificación de las barras y cargas	33
Tabla 4. 6. Demanda de un día aplicando el criterio IEC - 60354.....	34
Tabla 4. 7.- Parámetros del aerogenerador	34
Tabla 4. 8.- Parámetros de panel fotovoltaico	35
Tabla 4. 9.- Ecuaciones utilizadas para la función objetivo	36
Tabla 4. 10.- Algoritmo para el despacho económico	37
Tabla 4. 11.- Potencias mínimas y máximas de cada unidad generadora.....	38
Tabla 4. 12.- Coeficientes de costos.	39
Tabla 4. 13.- Potencia disponible de la red y demanda en cada hora del día.	40
Tabla 4. 14 Potencia y ubicación de la potencias a introducir.....	41
Tabla 4. 15.- Potencias disponibles.	41
Tabla 4. 16 Potencia y ubicación de la potencias a introducir.....	42
Tabla 4. 17.- Potencias utilizadas para el despacho económico sobredimensionado.	42
Tabla 5. 1.- Datos para el despacho económico.	46
Tabla 5. 2.- Tabla comparativa entre el ejercicio y el algoritmo de optimización	47
Tabla 5. 3.- Comparación de costos.....	48
Tabla 5. 4.-Costo total de energía de todo el alimentador Puyo-Mera	50
Tabla 5. 5.- Potencias óptimas despachadas de la red, fotovoltaico y eólica por horas del día.....	51
Tabla 5. 6.-Costos por unidad generadora despachada.....	53
Tabla 5. 7. Potencias por unidad generadora sobredimensionando el recurso solar y eólico... ..	55
Tabla 5. 8.- Costos por unidad generadora con el sobredimensionamiento.	56
Tabla 5. 9.- Perfiles de tensión para cada caso al 25 % de potencia.....	59
Tabla 5. 10.- Perfiles de tensión para cada caso al 50% de potencia.....	59
Tabla 5. 11.- Perfiles de tensión para cada caso al 75 % de potencia.....	59
Tabla 5. 12.- Perfiles de tensión para cada al 100% de potencia.....	60
Tabla 5. 13.- Costos de generación por los tipos de casos.....	60
Tabla 5. 14.- Porcentaje de integración de generadora según el caso de estudio	61
Tabla 5. 15.- Pérdidas en función a las potencias 25% , 50%, 75% y al 100%.....	61
Tabla B. 1.- Cargas instalada en el sector Madre Tierra perteneciente al alimentador Mera ...	70
Tabla B. 2.-Cargas instalada en el sector Puyo perteneciente al alimentador Mera	72
Tabla B. 3.- Cargas instalada en el sector Shell perteneciente al alimentador Mera.....	73
Tabla B. 4.- Cargas instalada en el sector Moravia perteneciente al alimentador Mera	74
Tabla B. 5.- Cargas instalada en el sector Luz Adriana perteneciente al alimentador Mera	75
Tabla B. 6.-Cargas instalada en el sector Mera perteneciente al alimentador Mera.....	76
Tabla B. 7.-Cargas instalada en el sector Cumanda perteneciente al alimentador Mera.....	78
Tabla C. 1:- Parámetros de la línea.....	79
Tabla C. 2.- Parámetros electricos de las líneas de media tensión.	79
Tabla F. 1.- Irradiación y velocidad del viento sectorizado en el alimentador Puyo Mera	84
Tabla G. 1.-Presupuesto para la implementación de generación distribuida en el Alimentador.	85

Tabla G. 2.- Inversión de cada central.	86
Tabla G. 3.- Costos de operación y mantenimiento central eólica.	86
Tabla G. 4.- Costos de operación y mantenimiento central fotovoltaica.....	87
Tabla G. 5.- Ingresos por venta de energía Eléctrica.	87
Tabla G. 6.- Operación y Mantenimiento	88
Tabla G. 7.- Flujo Financiero año 0-10	89
Tabla G. 8.-Flujo Financiero año 11-20	90
Tabla G. 9.- Parámetros financieros.	91
Tabla H. 1. Flujo Financiero año 0-10 caso 2.....	92
Tabla H. 2.- Flujo Financiero año 11-20 caso 2.	93
Tabla H. 3.- Parámetros financieros.	94

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título: Análisis del despacho económico de un alimentador con generación distribuida.

Fecha de inicio: Octubre del 2021

Fecha de finalización: Marzo del 2022

Lugar de ejecución: No aplica

Facultad que auspicia: Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas. (CIYA)

Carrera que auspicia: Carrera de Ingeniería en Electricidad.

Proyecto de Macro Asociado: Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de Trabajo:

Grupo de Investigación: Sistemas Eléctricos de Potencia

- **Tutor de titulación :**
Pesantez Palacios Gabriel Napoleón.
- **Estudiantes:**
Jaqui Garces Edwin David.
Valencia Quiroz Alan Andres.

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.

Sub líneas de investigación de la Carrera: Explotación y diseño de sistemas eléctricos de potencia.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. El problema:

2.1.1. Situación Problémica:

Los sistemas eléctricos en la sociedad, han tenido un papel primordial en la realización de prácticamente todas las actividades humanas, en distintos campos de acción como los sectores productivos e industriales [1].

Según el Plan maestro de electrificación [2], en Ecuador la demanda de electricidad a nivel de bornes de generación en el S.N.I aumenta en promedio un 3,96% anualmente. La gradual dinamización de las actividades comerciales e industriales desarrolladas en el país, incidieron para registrar este incremento de la demanda, con lo que representa dificultades al sistema eléctrico de potencia (SEP), debido a que se deberá suministrar más energía en función de la carga, la construcción de nuevas centrales de generación, construcción o ampliación de nuevas redes podría ser una solución.

Con el transcurrir de los años se han experimentado cambios importantes en el uso e implementación de nuevas tecnologías con el fin de que se utilice un mejor aprovechamiento y mejorar la eficiencia de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Es por ello, la introducción de fuentes de energías renovables (FER) toman importancia, desarrollando así diferentes formas de aplicación como es el caso de la generación distribuida (GD) en los sistemas eléctricos [3] el problema surge en determinar qué fuentes de generación pueden intervenir en el sistema para satisfacer la demanda, y es ahí en donde se implementa el despacho económico para garantizar el abastecimiento de la demanda al menor coste posible.

Este tipo de investigación se puede implementar debido a que recientemente el 5 de abril del 2021 se presentaron las regulaciones ARCERNNR-001/2021 y ARCERNNR-002/2021 [4], la cuales promueven la generación distribuida de una capacidad nominal igual o mayor a 100 kW y menor a 10 MW que se conectara cerca de la carga en redes de medio alto voltaje menores a 138 kV [4], promoviendo los proyectos con generación distribuida. Por tanto, la generación distribuida puede ser una opción viable para abastecer la demanda de electricidad que crece constantemente cada año, pero en la actualidad parte del sistema eléctrico no está diseñado para la integración de la generación distribuida, presentando varios desafíos técnicos y económicos.

En el trabajo actual, se propone analizar el comportamiento de la introducción de generación fotovoltaica y eólica en un alimentador, con el fin de minimizar el costo de generación y optimizar el uso de las fuentes renovables, se recomienda analizar el despacho económico, en

donde intervendrán los escenarios de la potencia fotovoltaica y eólica, obtenidos del sector donde se encuentra ubicado en el Alimentador Puyo-Mera de la subestación Puyo en la Provincia de Pastaza.

2.1.2. Formulación del problema:

¿Cuáles fuentes de generación aportan en el despacho económico en un determinado tiempo?

2.2. Objeto y campo de acción

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

2.3. Beneficiarios:

2.3.1. Beneficiarios directos

Usuarios servidos por las empresas eléctricas distribuidoras.

2.3.2. Beneficiarios indirectos

Empresas eléctricas distribuidoras, y usuarios por el alimentador.

2.4. Justificación:

En los últimos años, las fuentes de energía renovables se han vuelto cada vez más populares, su implementación trae consigo diversas aplicaciones como la generación distribuida, estas fuentes pueden ayudar a los sistemas de distribución a repotenciarlos para cubrir la demanda existente y a su vez reducir significativamente las emisiones de dióxido de carbono producidas por los sistemas de generación de energía convencionales basados en combustibles fósiles (generación de energía térmica).

En Ecuador la demanda eléctrica se incrementa de forma progresiva cada año un 3,96 %, de tal modo que el sistema eléctrico de distribución necesita suplir esta creciente demanda año tras año. Por otra parte la investigación es factible debido a que existen regulaciones [4], para la implementación de generación distribuida en el Ecuador las cuales son tomadas como luz verde para la introducción de esta tecnología en redes de distribución, en consecuencia, la importancia de la investigación nace en la búsqueda de garantizar el abastecimiento de la demanda con diferentes fuentes de generación convencionales y renovables que sea al menor costo posible, las cuales estén conectadas a los sistemas eléctricos de distribución.

De ahí que se ha visto necesario realizar un análisis de un despacho económico, para corroborar que fuentes de generación conviene utilizar para suplir la demanda en un tiempo determinado hacia los sistemas eléctricos de distribución.

2.5. Hipótesis

La integración de generación distribuida en el sistema nos permite obtener un despacho de generación al menor costo.

2.6. Objetivos:

2.6.1. General:

Analizar el despacho económico de un alimentador con generación distribuida.

2.6.2. Específicos:

- Recopilar información bibliográfica sobre la integración de generación distribuida en la red de distribución.
- Determinar la metodología para integrar la generación distribuida en un alimentador.
- Implementar el algoritmo de optimización del despacho económico.
- Desarrollar el caso de estudio.

2.7. Sistema de tareas

Objetivos Específicos	Actividad (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Recopilar información bibliográfica.	<ul style="list-style-type: none"> - Investigación bibliográfica de trabajos referentes a Generación Distribuida, Despacho económico - Investigación Métodos de Optimización. - Recopilación de información técnica del alimentador, fuentes de generación disponibles. 	<p>Información: definición, conceptos, ecuaciones y antecedentes referente a campos del despacho económico.</p>	<p>Investigación bibliográfica: Libros Tesis Artículos Revistas tecnológicas. Regulaciones Informes Técnicos</p>

<p>Determinar la metodología para integrar la generación distribuida en un alimentador</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Procesamiento de los datos obtenidos en la investigación. - Modelamiento del alimentador. - Determinación del algoritmo para el Despacho Económico. 	<p>Determinación de los parámetros (potencia solar, eólica, para la generación distribuida. Datos técnicos del alimentador. Metodología para el Despacho económico en el alimentador. Herramienta para la simulación del sistema con generación distribuida</p>	<p>Excel Matlab Data: NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources</p>
<p>Implementar el algoritmo de optimización del despacho económico.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Procesamiento del algoritmo mediante un lenguaje de programación. - Simulación del algoritmo. 	<p>Despacho económico al menor costos implementando generación distribuida.</p>	<p>Matlab.</p>
<p>Desarrollar el caso de estudio</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Planteamiento de diferentes escenarios para analizarlos 	<p>Diferentes datos de la simulación. Comportamiento distinto del despacho económico. Flujos de potencias</p>	<p>Matlab Digsilent Power Factory. Excel</p>

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. Antecedentes

Históricamente se ha vinculado el crecimiento económico con el crecimiento del consumo energético, debido a que es un componente esencial del crecimiento económico en países considerados como desarrollados, desde la misma revolución industrial se ha venido dando el uso intensivo de la energía, esto crea una relación directa entre acumulación de capital y disponibilidad de fuentes suficientes y confiables de energía.

El desarrollo del sector energético es de importancia estratégica, por lo tanto, se debe garantizar el abastecimiento de la demanda mediante el incremento de la participación de la generación, así también se debe fortalecer la red de transmisión y subtransmisión, adaptándolas a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad. Esto se implementa a través de la inspección gradual del país de otras energías renovables (como solar, eólica, geotérmica, biomasa, energía mareomotriz) y, en el largo plazo se consolidarán como las principales alternativas de generación de energía sustentable.

Según la revista “Statistical Review of World Energy” [5], en la actualidad la inversión mundial en plantas de energía renovable representa un tercio del mercado por la gran cantidad de inversión por parte de los países asiáticos, especialmente China. El 80 por ciento de la nueva electricidad implementada en Europa se genera mediante turbinas eólicas. En América del Sur se invierte principalmente en centrales hidroeléctricas y solares, esto ha llevado a un continuo apoyo al uso de fuentes de energías renovables (FER) para la generación de energía, con el objetivo de reducir costos, a medida que la mayor demanda se pueda satisfacer [5].

En 2020 según la “International Energy Agency” (IEA) [6], en su revista revisión energética mundial 2021 se estimó que la participación de las energías renovables en la generación de electricidad aumente a casi el 30% en 2021, se espera que China genere más de 900 TWh a partir de energía solar y eólica en 2021, la Unión Europea alrededor de 580 TWh y los Estados Unidos 550 TWh, representado así las tres cuartas partes de la producción de energía solar y eólica del mundo. Por otro lado, la economía de un país se mide por la producción y el consumo de la energía, especialmente la eléctrica.

Bajo este precedente, las nuevas condiciones operativas de las redes eléctricas con fuerte presencia de fuentes de energías renovables toman importancia, desarrollando así diferentes formas de aplicación como el caso de la generación distribuida (GD), las mismas que plantean desafíos para superar algunos de los problemas inherentes a este tipo de energía, como la

variabilidad de la fuente, la calidad del suministro y la estabilidad de la red por nombrar algunos. Por lo tanto, se espera que las redes experimenten cambios importantes en los próximos años para integrar la generación distribuida (GD) a las instalaciones existentes. La aparición de nuevos modelos de planificación orienta a los operadores de la red a formular estrategias, considerando los costos de generación de energía, los costos de mantenimiento, el índice de confiabilidad, el índice de impacto ambiental y otros aspectos, permitiendo la integración de la generación distribuida de energía a la red.

En términos generales, el costo operacional electricidad a partir de fuentes de energía renovables como la energía eólica y solar, es menor que el costo operacional a partir de fuentes de energía tradicionales pero el uso de energía renovable está restringido por las condiciones climáticas, la radiación solar y la velocidad del viento son los factores que determinan la producción de este tipo de energía por lo que existen elementos de almacenamiento (baterías) junto con este tipo de energía para aportar energía cuando el clima sea desfavorable.

Según [7], con su investigación “La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, determina que el concepto y desarrollo de la denominada generación distribuida de energía no es un concepto nuevo, pero ahora está orientado al uso estratégico de unidades modulares que pueden diseñarse para ser instaladas por separado de la red o mejor interconectadas para funcionar a los puntos de consumo próximos a la red. Por su tamaño y ubicación la generación distribuida puede conectarse a la red de distribución, y su energía se consumirá localmente evitando o retrasando los costos de inversión en transporte, así como las pérdidas de energía si se amplían dichas redes.

Frente a las evidentes ventajas de las energías renovables y sus restricciones para que se incremente su participación en las matrices energéticas, diversos países están buscando opciones para incentivar su uso. En muchos países, los objetivos a corto, mediano y largo plazo apuntan que las fuentes de energías renovables juegan un importante rol.

En el Ecuador, según el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) [8] tiene el objetivo del para el 2020, el 86% de la electricidad provenga de generación hidroeléctrica, y un porcentaje por tecnologías renovables no convencionales (1% solar y eólica, 1 % biomasa). El resto se espera que provenga de energía termoeléctrica e importaciones (9 % y 3 % respectivamente). De ahí que, Ecuador llevó a cambiar su matriz energética para poder introducir estas nuevas tecnologías, con el objetivo de tener un mejor aprovechamiento y una mayor eficacia en lo que respecta a generación, transmisión y distribución.

Según “Atlas Solar del Ecuador con fines de generación de energía” [9], Ecuador es un país privilegiado que ha incrementado su capacidad de generación de energía en la última década, en cuanto a recurso solar se encuentra en una ubicación privilegiada debido a que recibe una radiación casi perpendicular, invariable durante el año y con un ángulo de incidencia constante. Se ha estimado que entre el 4 y 6 kWh/m² por día es económicamente factible, la media de Ecuador es de 4,57 kWh/m² al día. Las zonas con mayor radiación solar en el país son el suroccidente con las Provincias de Loja y El Oro y el norte de los Andes en las Provincias de Cotopaxi, Pichincha y Santo Domingo de los Tsáchilas; ambas superando los 5,5 kWh/m² por día.

Según [10], la mayor cantidad de recursos eólicos en Ecuador se encuentra en la región de los Andes debido a las alturas de esta cordillera y su geografía que poseen considerables flujos de aire. Se calcula que existe un potencial bruto de 1.670 MW a una altura de 3.500 m.s.n.m. con corrientes de aire mayores a los 7 m/s. También se estima que en el perfil costanero se puede obtener 900 MW, con factores de planta entre un 20 % y 35 %. Por el momento Ecuador cuenta con tres parques eólicos en funcionamiento: San Cristóbal – Región Insular (Galápagos) un sistema aislado con una capacidad de 2,4 MW, Baltra - Región Insular (Galápagos) también sistema aislado con una capacidad de 2,25 MW, y Villonaco – Región Interandina (Loja) con una capacidad de 16,5 MW.

Según [11] en todo sistema eléctrico la demanda es variable de allí surge el concepto de energía o potencia que se consume por una carga en un intervalo de tiempo dado, resultado de ello puede variar dependiendo de varios factores como son las horas, los meses, o incluso la época del año en análisis. Según [11] en todo sistema eléctrico la demanda es variable de allí surge el concepto de energía o potencia que se consume por una carga en un intervalo de tiempo dado, resultado de ello puede variar dependiendo de varios factores como son las horas, los meses, o incluso la época del año en análisis. Para el análisis se utilizan las curvas de carga que están formadas por los valores de la demanda a la hora pico en cada mes, permitiendo una visualización de los crecimientos y variaciones de picos mensuales y anuales.

Según el CENACE [12], el abastecimiento de energía se realizó con un 93,4% con energía renovables y un 6,6 % con termoeléctricas, en base a lo explicado se puede notar que existe una cierta proporción de dependencia de fuentes de energía renovables.

Por lo general, la generación de la electricidad se presenta mayormente en centrales a gran escala utilizando tecnologías tradicionales que llegan al consumidor final. Esto produce pérdidas de energía relacionadas a la transmisión y variación del voltaje de distribución, que en

algunos casos excede el rango permisible. Es por esto por lo que la generación distribuida se ha convertido en un apoyo a los sistemas de generación convencionales, hecho que facilitan la introducción de potencia en lugares cercanos a la carga, [13] plantea dos tipos de interconexiones hacia la red eléctrica, la primera conexión que se puede resaltar es aquella que ingresa la generación distribuida a abastecer la carga, la segunda conexión se presenta cuando la carga es facturada en función a su propio consumo apegándose a una tarifa, y la generación distribuida es vendida directamente hacia la empresa distribuidora a un precio regulado.

El segundo se considera el modelo más factible en el Ecuador debido a los precios de energía vendida por las empresas distribuidoras a los consumidores finales están afectados por los subsidios del Estado, lo cual impediría efectuar un ingreso económico de los excesos de generación distribuida en condiciones económicas adecuadas que se garantice la recuperación de la inversión [14].

Con el fin de mitigar el abastecimiento de la carga de manera eficiente se explora varias opciones para poder solucionarlo, uno de los objetivos es poder implementar y reducir los costos de generación al implantar la generación distribuida, además el despacho económico óptimo sería una buena alternativa para una corroborar que fuente de generación pueden suplir la demanda debido a que se puede adaptar de la mejor manera para considerar un costo bajo de generación en función a las restricciones, existe una coordinación de diferentes fuentes de generación distribuida en el transcurso del análisis, se puede determinar cuál fuente generadora debe detener y cual debe iniciarse [14].

Al momento de integrar generación distribuida en los sistemas de distribución, hay que tener claro el escenario donde se trabajará. Los escenarios de prueba para la integración de generación distribuida parten de las diferentes combinaciones posibles entre ubicación, tamaño, tecnología y número de unidades de generación distribuida, que puede ser de una unidad o múltiples unidades de generación. En la literatura existen diversos métodos y técnicas para la ubicación de esta tecnología en los sistemas de distribución.

En [15], presentaron un enfoque analítico para la integración de generación distribuida, en busca de reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red. Su metodología inicia buscando el nivel de potencia activa y reactiva nodal que más beneficie a la red, seleccionando como nodos candidatos los que presentaron el mayor impacto positivo al sistema. Esta metodología se utiliza para ubicar uno o varios generadores y fue validada en los sistemas de 33 y 69 nodos, aplicando diferentes escenarios de prueba. Los mejores resultados presentaron una reducción del 69,55 % y 89,89 % de las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red.

En el artículo [16] “Asignación óptima de generación distribuida en sistemas de distribución para minimizar las pérdidas”, propusieron un método analítico para la ubicación óptima de múltiples unidades de generación distribuida y un flujo óptimo de potencias para su dimensionamiento; esto con el fin de reducir las pérdidas de energía. Se implementaron diferentes escenarios para la evaluación del impacto de generación distribuida. La técnica fue probada en los sistemas de 33 y 69 nodos, y se encontró como mejor solución entre los diferentes escenarios una reducción del 65,5 % para el sistema de 33 nodos y del 71,56 % para el sistema de 69 nodos. Cabe resaltar que gran parte de los trabajos revisados para los métodos analíticos no examinan el impacto en los perfiles de tensión del sistema. Muchos autores no lo hacen debido a que las pérdidas de energía están estrechamente relacionadas con los perfiles de tensión nodal, de tal manera que, si estas se reducen, los perfiles de tensión aumentarán. Se debe ser cuidadoso, pues en algunos casos los perfiles de tensión pueden superar los límites superiores establecidos por norma.

3.2. Generación convencional

La generación convencional es aquella que se conecta a la red eléctrica, entonces la energía llega a la red de forma unidireccional debido a la red radial existente, como se muestra en la Figura 3.1.

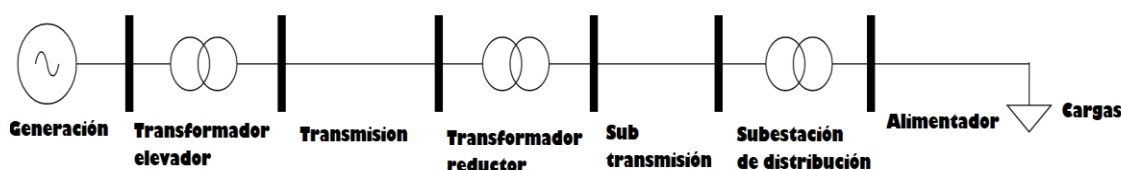


Figura 3. 1.- Red convencional unidireccional

3.3. Generación distribuida

Este concepto de generación distribuida suele tener gran cantidad de términos y definiciones, pero se puede definir como la generación de energía eléctrica a pequeña escala, las cuales se encuentran ubicados lo más próximos a las cargas con la opción de encontrarse conectado a la red o funcionar de forma aislada a la red.

Por otra parte, los autores Willis and Scott definen a la generación distribuida como pequeños generadores que van desde los 15 kW hasta los 10 MW esparcidos en los sistemas eléctricos, como se muestra en la Figura 3.2. Estos generadores pueden estar conectados a la

red de distribución o estar aislados de estas, de igual manera pueden alimentar consumos residenciales o pequeños negocios, típicamente de 10 y 250 kW [17].

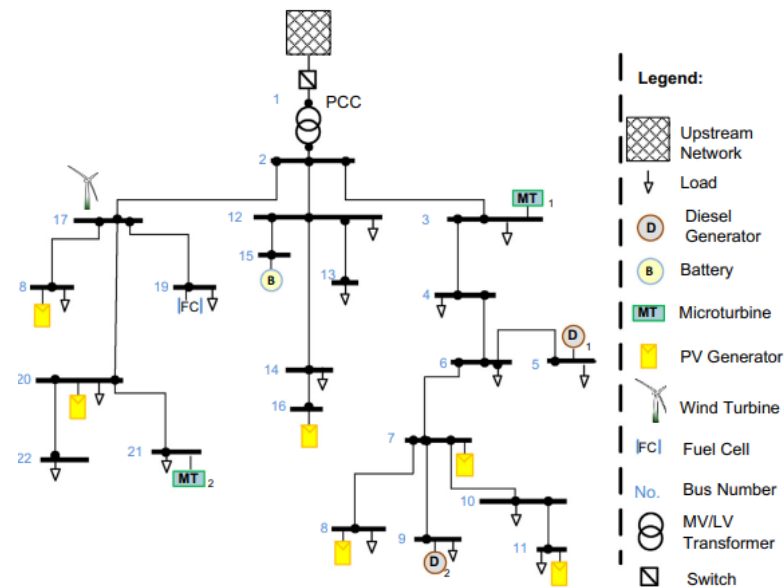


Figura 3. 2.- Esquema de fase única de la microrred de VI de prueba radial [18].

Debido a que existe gran variedad de conceptos de la generación distribuida se propone los siguientes temas para definir la generación distribuida.

a) Propósito

La generación distribuida proporciona potencia activa sin la necesidad de inyectar potencia reactiva.

b) Localización

La ubicación de la generación distribuida se define como la instalación y operación de unidades de generación de electricidad conectadas directamente a la red de distribución, sin embargo, la idea central de la generación distribuida es ubicar la generación cerca de la carga, por lo tanto, en la red de distribución o en el lado del cliente del medidor.

c) Calificación de generación distribuida en función a la potencia nominal.

Tabla 3. 1.- Tamaño relativo de Generación distribuida [19].

Tipo	Potencia Nominal
Micro generación distribuida	$1W < Potencia \leq 5 kW$
Pequeña generación distribuida	$5kW < Potencia \leq 5MW$

Mediana generación distribuida	$5MW < Potencia \leq 50 MW$
Gran generación distribuida	$50MW < Potencia \leq 300 MW$

En el Ecuador según las regulaciones ARCERNNR-001/2021 y ARCERNNR-002/2021 considera como generación distribuida aquella que es igual o mayor a 100 kW y menor a 10 MW que se puede conectar a medio y alto voltaje menores a 138 kV.

- Tecnologías empleadas

El término generación distribuida se utiliza en combinación con una determinada categoría de tecnología de generación, por ejemplo, tecnología de energía renovable. Sin embargo, según nuestra definición, la tecnología que se puede utilizar no está limitada, como se presenta en la Tabla 3.2.

Tabla 3. 2.- Tecnologías para generación distribuida [19].

Tecnología	Tamaño típico disponible por módulo
Turbinas a Gas de Ciclo Combinado	35-400MW
Motores de Combustión Interna	5kW-10MW
Turbinas de Combustión	1-250MW
Fuentes Renovables	
Microturbinas	35kW-1MW
Pequeñas Hidros	1-100MW
Micro Hidros	25kW-1MW
Turbinas Eólicas	200Watt-3MW
Arreglos Fotovoltaicos	20Watt-100kW
Solar Térmica, Receptor Central	1-10MW
Solar Térmica, Sistema Luz	10-80MW
Biomasa, por Ejemplo, Gasificación	100kW-20MW
Celda de Combustible, Ácido Fosfórico	200kW -2MW

- Propietarios

El propietario puede ser una empresa general o una empresa que produce y distribuye electricidad. Este atributo se considera irrelevante para la definición de generación distribuida.

d) Penetración de la generación distribuida

El nivel de penetración de generación distribuida en la red se determina por la potencia instalada de generación distribuida y la potencia total de la red, definida o evaluada por la ecuación (3. 1).

$$\%Nivel_{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{Carga}} * 100 \quad (3.1)$$

- Nivel de dispersión

El nivel de dispersión es la razón del número de nodos con inyección de generación distribuida y el número de nodos con la demanda, como se puede apreciar en la ecuación (3. 2).

$$\%Dispersión_{GD} = \frac{\# Nodos_{GD}}{\# Nodos_{CARGA}} * 100 \quad (3.2)$$

3.3.1. Ventajas de la generación distribuida

Ventajas Tecnológicas

- Mejora en el suministro y fiabilidad del sistema eléctrico
- Las fuentes de generación distribuida pueden ingresar más rápido que las fuentes convencionales.
- Reduce pérdidas de transmisión
- Evita el congestionamiento en las redes de transmisión.

Ventajas económicas y sociales

- Reducción del impacto medioambiental al incorporar fuentes renovables.
- Incremento de la seguridad energética al incorporar varias fuentes de energía.

Ventajas hacia el usuario

- Aumenta la calidad de energía
- Menor costo de energía en horas pico
- Fácil adaptación de estos sistemas

3.3.2. Modalidades de los sistemas distribuidos

3.3.2.1. Sistemas conectados a la red (On grid)

Estos sistemas están conectados de forma física a la red pudiéndose clasificar en estaciones de energía que en todo momento están entregando energía eléctrica a la red y sistemas que intercambia energía con la red, los cuales poseen sistemas de generación que permiten autoabastecerse y en ciertos casos se encuentran en la capacidad de vender a la red [20].

Estos proyectos han probado ser muy onfiabiles y los tiempos de construcción han sido muy cortos, por lo general menos de un año. Esto implica obvios beneficios financieros.

Por otro lado, existen sistemas que intercambian energía con la red, son consumidores ordinarios de energía eléctrica conectada a la red, salvo que cuentan con sistemas de generación de energía que les permiten ser autosuficientes, y en algunos casos son capaces de proporcionar un excedente a la red. Los consumidores pueden comprar, vender o autoabastecerse según sus necesidades energéticas.

3.4. Componentes para la Generación distribuida

La generación dsitribuida se encuentra conformada por centrales de diferentes tecnologías con son:

3.4.1. Generación fotovoltaica

Los paneles fotovoltaicos son encargados de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Según [18], la potencia que entrega los paneles depende de la temperatura, la irradiación, el número de paneles o inclusive datos del propio fabricante, por ello para poder determinar la potencia que entrega cada uno de los paneles se presentan las siguientes ecuaciones (3. 3), (3. 4).

$$P_{PV} = \left[P_{PV,ST} * \frac{irrad}{1000} * [1 - C_i(T_j - 25)] \right] * N_{PVs} * N_{PVp} \quad (3. 3)$$

$$T_j = T_{amb} + \frac{irrad}{800} (NOCT - 20) \quad (3. 4)$$

Donde:

P_{PV} : la potencia nominal de cada módulo

Irrad: Irradiación solar en $[W/m^2]$

C_i : coeficiente de temperatura en $[^{\circ}C]$

T_j : temperatura de la celda en $[^{\circ}C]$

N_{PVs} : número de módulos en serie

N_{PVp} : número de módulos en paralelo

T_{amb} : temperatura ambiente en $[^{\circ}C]$

NOCT: temperatura nominal de operación de la celda en $[^{\circ}C]$

Para la función de costos de la generación fotovoltaica, según [18], viene dada por las ecuaciones (3. 5), (3. 6):

$$F(P_{PV}) = aI^P * P_{PV} + G^E * P_{PV} \quad (3.5)$$

$$a = \frac{r}{[r - (1 - r)^{-N}]} \quad (3.6)$$

Donde:

P_{PV} = Generación solar [W]

a= Coeficiente de anualización, retorno de la inversión

I^P = Costo de Inversión [\$/W]

G^E = Costo de operación y mantenimiento

N = Años de vida útil

r = Tasa de interés, se asume 0,09 para casos de estudio

3.4.2. Generador eólico

La potencia de salida de la turbina eólica según [21], depende de las características aerodinámicas de la turbina y la velocidad del viento [m/s] a la altura del buje. La potencia de salida de la turbina eólica se calcula utilizando la ecuación (3.7).

$$P_{output} = \begin{cases} 0, & \text{para } v < v_i \text{ y } v > v_o \\ P_{wr} * \left(\frac{v - v_i}{v_r - v_i} \right)^3, & \text{para } v_i < v < v_r \\ P_{wr} & \text{para } v_r < v < v_o \end{cases} \quad (3.7)$$

Donde:

v_i : velocidades de viento de inicio

v_o : velocidades de viento de corte

v_r : velocidades de viento nominal

P_{wr} : potencia nominal

Para la función de costos de la generación eólica, viene dada por las siguientes ecuaciones (3.8) (3.9):

$$F(P_{wr}) = aI^P * P_{wr} + G^E * P_{wr} \quad (3.8)$$

$$a = \frac{r}{[r - (1 - r)^{-N}]} \quad (3.9)$$

Donde:

P_{wr} = Generación Eólica [W]

a = Coeficiente de anualización, retorno de la inversión

I^P = Costo de Inversión [\$/W]

G^E = Costo de operación y mantenimiento

N = Años de vida útil

r = Tasa de interés, se asume.

3.4.3. Costo de la Red

Para obtener el costo mínimo de energía proporcionada por la red [22], en un intervalo de tiempo se formula como la ecuación (3. 10).

$$CF_{red}(P_{red}) = \sum_1^T C_G P_{G,t} \quad (3. 10)$$

Donde:

$CF_{red}(P_{red})$: Costo total de la energía de la red durante un intervalo de tiempo.

$P_{G,t}$: Energía de la red pública en el tiempo t

C_G : Costo por kilovatio de la red eléctrica a lo largo del intervalo de tiempo.

T : número de intervalos de tiempo considerados

3.5. Despacho económico

En el despacho económico considera la disponibilidad de generación de energía eléctrica, en función de los parámetros de demanda y las restricciones, además establece los recursos de generación de energía de la mejor manera para satisfacer la demanda de un sistema eléctrico de potencia o incluso un sistema de distribución al menor costo posible.

3.6. Métodos de optimización

Los problemas de optimización se componen generalmente de estas 3 componentes, las cuales son:

3.6.1. Función objetivo

Es una medida cuantitativa del rendimiento del sistema a optimizar (maximizar o minimizar). Como ejemplo de función objetivo podemos mencionar: Minimizar el costo

variable de operar un sistema eléctrico o maximizar la utilidad neta de la venta de ciertos productos.

3.6.2. Variables

Representan las decisiones que se pueden tomar para afectar el valor de la función objetivo, desde un punto de vista funcional se puede clasificar en variables independientes o principales o de control y variables dependientes o auxiliares o de estado, aunque matemáticamente todas son iguales. En el caso de un sistema eléctrico serán los valores de producción de los grupos de generación o los flujos de las líneas.

3.6.3. Restricciones

Representa un conjunto de relaciones representadas por ecuaciones y desigualdades que algunas variables deben satisfacer. Por ejemplo, la potencia máxima y mínima de funcionamiento de una unidad generadora.

3.6.4. Método para resolver problemas de optimización

En la Tabla 3.3 se muestran las expresiones matemáticas generales de algunos tipos de problemas de optimización dentro de los métodos clásicos. Los problemas se distinguen por el carácter de las funciones que intervienen ya sean lineales o no lineales y de las variables reales/continuas o enteras/discretas.

Tabla 3. 3.- Expresiones matemáticas de los tipos de programación [23].

<p>Programación lineal (LP)</p>	$\min c^t x$ x $Ax = b$ $x \geq 0$ $x \in \mathbb{R}^n, c \in \mathbb{R}^n, A \in \mathbb{R}^{m \times n}, b \in \mathbb{R}^m$
<p>Programación lineal entera mixta (MILP)</p>	$\min c^t x + d^T y$ x $Ax + By = b$ $x, y \geq 0$ $x \in \mathbb{Z}^n, y \in \mathbb{R}^l, c \in \mathbb{R}^n, d \in \mathbb{R}^l$ $A \in \mathbb{R}^{m \times n}, B \in \mathbb{R}^{m \times l}, b \in \mathbb{R}^m$

<p>Programación cuadrática (QP)</p>	$\min_x c^t x + \frac{1}{2} x^T Q x$ $Ax = b$ $x \geq 0$ $x \in \mathbb{R}^n, c \in \mathbb{R}^n, A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ $Q \in \mathbb{R}^{n \times n}, B \in \mathbb{R}^m$
<p>Programación no lineal (NLP)</p>	$\min_x f(x)$ $g(x) = 0; h(x) \leq 0$ $l \leq x \leq u$ $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}, h: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$

3.7. Restricción del modelo de optimización

3.7.1. Límites de potencia activa y reactiva de los generadores

El límite de potencias se refiere a la zona donde los generadores operan de manera segura, entonces la potencia activa viene dada por la ecuación (3. 11) y reactiva por la ecuación (3. 12) que dan como resultado en la optimización, estarán dentro de los límites del generador.

$$P_i^{min} \leq PG_i \leq P_i^{max} \quad (3. 11)$$

$$Q_i^{min} \leq QG_i \leq Q_i^{max} \quad (3. 12)$$

3.7.2. Límites de voltaje en las barras

Se refiere a los límites de nivel de tensión de cada barra (Nodo) como se muestra en la siguiente ecuación (3. 13).

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (3. 13)$$

3.7.3. Límites de flujo de potencia activa a lo largo de la línea

Se trata del límite máximo de flujo que puede estar circular en cada línea

$$F_L^{min} \leq F_L \leq F_L^{max} \quad (3. 14)$$

Límites de flujo de potencia activa a lo largo de la línea de transmisión, subtransmisión o distribución en el nodo L.

3.7.4. Balance de potencia activa

Con el objetivo de abastecer la demanda se tiene esa restricción, en donde se relaciona la potencia generada y la demanda como se indica en la ecuación (3. 15).

$$\sum_{i=1}^n PG_i + \sum_{k=1}^m PGe_k = P_{D,j} + P_L \quad (3. 15)$$

Donde:

PG_i : Potencia de los generadores.

PGe_k : Potencia de las energías renovables.

$P_{D,j}$: Demanda de potencia en el nodo j.

P_L : Pérdidas de potencia en el sistema.

n y m = Generadores convencionales y no convencionales.

3.8. Despacho Económico aplicado a generación distribuida

En el pasado, los problemas de despacho económico se concentraban más en las soluciones de los sistemas eléctricos tradicionales compuestos por centrales hidroeléctricas y centrales térmicas. En los últimos años, con el desarrollo y auge de las energías renovables no convencionales (ERNC), la creación e implementación de un modelo que combina la generación de energía tradicional y no convencional en un sistema llamado generación distribuida.

Debido a la aleatoriedad de los recursos eólicos y solares (variables aleatorias), es difícil despachar económicamente estas fuentes de energía [24]. El principal objetivo del despacho económico es minimizar costos de operación reduciendo pérdidas en sistema eléctrico. El despacho económico permite indicar que generación de energía puede entregar al mínimo costo mínimo, cumpliendo con todas las restricciones y calidad de energía.

3.9. Alimentador de medio voltaje

Los alimentadores son los encargados de suministrar energía eléctrica a los consumidores finales, estos se dividen en alimentadores primarios y secundarios, los cuales se pueden distinguir según el nivel de voltaje al que trabajan, pueden ser rurales o urbanos, dependiendo su ubicación geográfica.

Los alimentadores primarios son aquellos que suministran energía a los transformadores de distribución para que puedan servir a los usuarios a través de alimentadores secundarios o de

bajo voltaje. El alimentador secundario transfiere la energía del transformador de distribución a varios usuarios que se pueden utilizar en equipos, etc.

3.10. Características eléctricas de la carga

3.10.1. Demanda

Es la cantidad de energía requerida en un instante de tiempo para el correcto funcionamiento de los diferentes equipos eléctricos conectados al sistema y es medida en kW, kVA.

3.10.2. Demanda máxima

La demanda máxima es la condición de carga máxima que ocurre en un sistema o instalación dentro de un tiempo específico. Se expresa en unidades según el tipo de carga, como kVA, kW, kVAR o A, y tiene mayor impacto donde se produce la caída máxima de tensión y las pérdidas de energía y potencia son mayores.

3.10.3. Carga instalada

Es la sumatoria de las potencias nominales de todos los aparatos y equipos que se encuentran conectados a un sistema eléctrico sea que estén en operación o no. Se expresa en kVa, kW. Esta carga conectada puede referirse a todo un sistema o parte de él.

3.10.4. Curva de la demanda

La representación gráfica de la demanda eléctrica en el transcurso del tiempo es conocida como la curva de la demanda, en la Figura 3.3 se puede apreciar una curva típica. El intervalo de tiempo elegido para realizar el análisis de la curva puede ser diario, semanal, mensual, y anual.

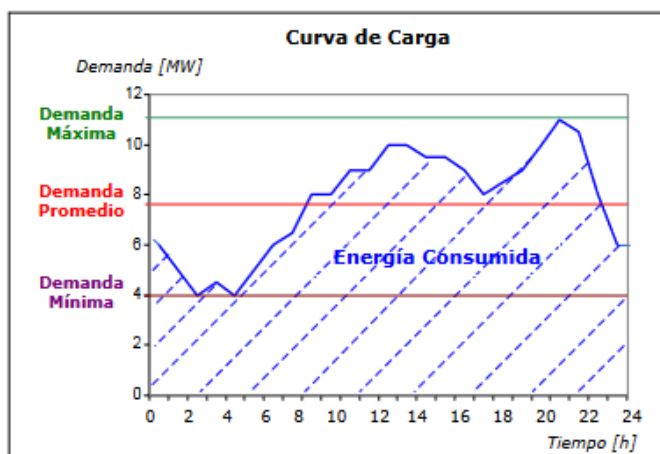


Figura 3. 3.- Curva de carga [25].

La forma de la curva de carga depende fundamentalmente si es una carga de tipo residencial, comercial, industrial, del día de la semana, de la estación (invierno, verano) y de los factores climáticos [25].

3.11. Flujos de potencia

El análisis de flujo de potencia comprenderá claramente la estructura existente de la red y diseño de sistemas de potencia. Son necesarios para la planificación, operación, programación económica e intercambio de energía entre empresas de servicios públicos. La información principal del análisis de flujo de potencia es encontrar la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada bus, la potencia activa y reactiva que fluye en cada línea de transmisión.

3.11.1. Flujo óptimo de potencia (OPF)

El estudio de flujo óptimo de potencia permite la determinación de las variables de control en la red de transmisión de potencia considerando diversas limitaciones. OPF es un problema de optimización con función objetivo y restricciones no lineales por tanto se requiere el planteamiento de una función objetivo a optimizar (maximizar o minimizar):

Función objetivo del OPF $P \text{ (min) } f(\bar{x})$

Balance de flujo de potencia $s. a. g(\bar{x}) = 0$

Conjunto de restricciones de límites de variables y funciones $h(\bar{x}) \leq 0$

\mathbf{x} = Representa las variables de estado y decisión

Variables de estado como:

- Magnitud de voltaje en barras
- Ángulo de voltaje en las barras

Variables de control como:

- Generación de potencia activa y reactiva
- Posición del Tap de un transformador

Variables de demanda

- Potencia activa y reactiva en los nodos de carga

3.11.2. Flujos trifásicos en redes de distribución

Una de las herramientas más usadas para efectuar estudios de los sistemas eléctricos de distribución y para planear la operación de estos, es la llamada solución de flujos de potencia. Las formulaciones que han sido ampliamente estudiadas son las aplicables a sistemas trifásicos balanceados.

Los sistemas de distribución son sistemas desbalanceados, esto es efecto de diversas condiciones como:

- Diversidad de carga

La carga que se conecta al sistema de distribución cuenta con diferentes características en cada fase, esto ya que los consumidores no requieren de un sistema trifásico.

- Topología

La red de distribución en toda su trayectoria no tiene una configuración trifásica, y es comúnmente encontrar ramales de desviación monofásica.

A continuación, se muestran los nodos, los ramales, las demanda por nodos y las fases en cada nodo en la Figura 3.4.

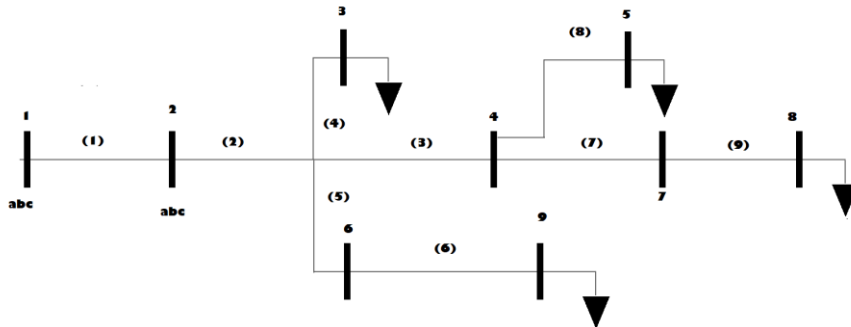


Figura 3. 4.- Topología de un alimentador.

El sistema no cuenta con demanda trifásica balanceada, se puede notar que además de existir un desbalance en la topología del sistema, también existe un desbalance en la carga, como es el caso del nodo 3.

3.12. Métodos iterativos para la solución del flujo de potencia

3.12.1. Newton-Raphson

Este método comienza con estimaciones iniciales de todas las magnitudes y ángulos de voltaje en los buses de carga y ángulos de voltaje en los buses del generador [26, pp. 322-326].

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^N Y_{km} V_m \cos(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \quad (3. 16)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^N Y_{km} V_m \sin(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \quad (3. 17)$$

$$k = 1, 2, 3, \dots, N$$

3.12.2. Método de desacoplado rápido (FDR)

La ejecución del método de Newton-Raphson conlleva tiempo de cálculo elevados para redes muy grandes que pueden ser inaceptables para aplicación de tiempo real. De ahí la importancia que han adquirido las variantes que describen los algoritmos rápidos de flujos de potencia. Estos algoritmos se basan en la siguiente simplificación de la matriz Jacobiana.

$$\Delta\delta = [B_A]^{-1} \left[\frac{\Delta P}{V} \right] \quad (3.18)$$

$$\Delta V = [B_R]^{-1} \left[\frac{\Delta Q}{V} \right] \quad (3.19)$$

En cualquier caso, el posible exceso de iteraciones se compensa sobradamente con el hecho de que el esfuerzo de cálculos por iteración llega a ser de 4 a 5 veces menor [26, p. 345].

3.13. Software para análisis de flujos de potencia

El análisis de flujo para sistemas grandes, es un tema desafiante debido a que existe una enorme carga matemática sobre los datos, este proceso es difícil y lleva mucho tiempo realizarlo a mano debido a que pueden ocurrir errores cuando realizamos estos cálculos. En este análisis, se utilizan técnicas iterativas debido a que no se conoce ningún método analítico para resolver el problema.

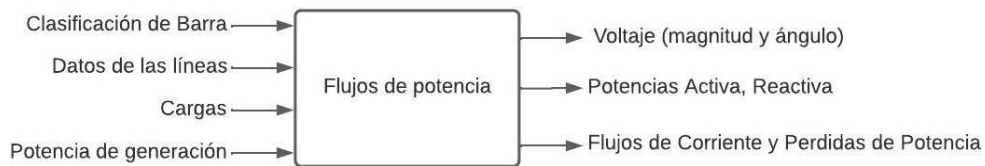


Figura 3. 5.- Estudio de flujos de potencia.

Por lo tanto, existe la necesidad de una herramienta computacional para reducir la carga matemática y el tiempo de cálculo. Hoy en día, existen muchas herramientas disponibles para el análisis del flujo de potencia entre ellas se tiene:

- Matlab
- Dlgilent Power Factory
- Simscape Electrical (Simulink)
- Powerworld
- Etap

4. MATERIALES Y MÉTODOS

4.1. Metodología de investigación utilizada

Para llevar a cabo este estudio se utilizaron diferentes metodologías de investigación entre los métodos aplicados está, el método de investigación analítico, debido a que este se basa en la investigación literaria de distintas fuentes, introduce en primera instancia los principios teóricos de la generación distribuida y despacho económico. De la misma manera se utiliza el método deductivo, el cual será utilizado en el análisis de los métodos y procedimientos del despacho económico aplicadas a un alimentador, y con la ayuda del método descriptivo, la recolección, tabulación y posterior análisis de datos. Además, se utilizará el método comparativo para analizar los resultados obtenidos en la implementación de generación distribuida con la introducción de diferentes fuentes de generación. El método comparativo se presta para ser combinado con metodologías observacionales y de descubrimiento mediante la problematización del análisis del despacho económico del alimentador, comparando el menor coste posible.

Una vez adquiridos los conocimientos básicos para la simulación y análisis del despacho económico, se procede con la implementación del sistema y se analiza los resultados de la simulación generados por la herramienta de simulación, el cual presenta el resultado del despacho económico.

4.1.1. Descripción de la Subestación Puyo

La subestación Puyo entró en funcionamiento en el año 1986, mejorando con el paso de los años la calidad de servicio y confiabilidad de energía eléctrica, siendo una fuente de desarrollo para las zonas beneficiadas. La ubicación de la subestación Puyo, está en el barrio El Dorado, cantón Puyo, provincia de Pastaza. La ubicación geográfica es dada por las siguientes coordenadas: en XY $-78,016884^{\circ}$, $-1,492720^{\circ}$ o UTM 17M 831985 9834783

La relación de voltaje es de 69 kV a 13,8 kV, se encuentra en sincronismo con el S.I.N, cuenta con 2 transformadores de potencia conectados en paralelo cada uno de 5 MVA, llegando a tener una capacidad instalada total de 10 MVA, además tiene conectado un banco de capacitores para mejorar el factor de potencia.

La subestación Puyo tiene 6 alimentadores primarios: Central, Circunvalación, Shell, Mera, Capricho, Macas y Tarquí brindando energía eléctrica a sectores urbanos y rurales de la provincia de Pastaza.

4.2. Alimentadores de la subestación (S/E) Puyo

Los conductores utilizados en los alimentadores son exigidos por las normas de la EEASA y estos son:

- ACSR. -“Conductor de aluminio reforzado con alma de acero”, los calibres utilizados son 4/0 AWG, 3/0 AWG, 2/0 AWG, 1/0 AWG, 2 AWG y 4 AWG, con una resistencia de 0,54 Ω/km a los 25°C en corriente alterna.
- AAAC. -“Conductor de aleación de aluminio”, 1/0AWG, este solo se utiliza en una regeneración del alimentador circunvalación a la altura del terminal terrestre de la ciudad de Puyo.

Los alimentadores que pertenecen a la S/E Puyo, son circuitos radiales aéreos que cubren las zonas urbanas y rurales del área de cobertura. Los alimentadores primarios a 13,8/7,9 kV están compuestos de uno, dos o tres conductores de fase y un conductor de neutro continuo, sólidamente puesto a tierra, a partir del punto neutro de la subestación de distribución y común para los circuitos secundarios.

4.3. Procedimientos aplicable para el análisis

En la Figura 4.2, se presenta un sistema eléctrico de potencia con la introducción de generación distribuida en el que se consideran los componentes del alimentador los cuales son: los generadores, barras, líneas, transformadores y las cargas.

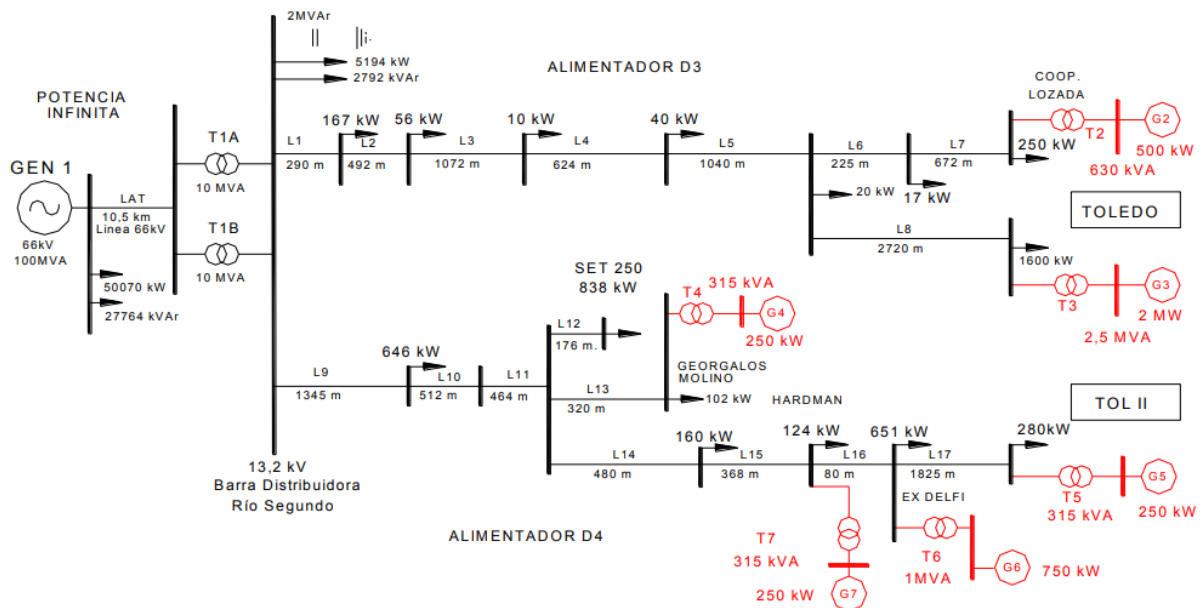


Figura 4. 1.- Diagrama de un SEP con la introducción de generación distribuida [27].

El índice de calidad, determinado según la ARCERNR-002-20 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica” señala que el índice de calidad de nivel de voltaje evaluado en media tensión tiene un límite de $\pm 6\%$.

La tensión a la que se puede conectar el generador a la red de distribución depende del tamaño, las características del generador, la topología y los parámetros de la red. La capacidad de generación distribuida a incorporar no contempla reglas generales, sin embargo, se recomienda incorporar una potencia máxima según el nivel de voltaje, como muestra en la siguiente Tabla 4.1.

Tabla 4. 1.- Capacidad de introducción de Generación distribuida [28].

Nivel de Voltaje	Máxima Capacidad de GD
400 V de red	50 kVA
400 V de Barra	200-250 kVA
11-11,5 kV red	2-3 MVA
11-11,5 kV barra	8 MVA
15-20 kV red o barra	6,5-10 MVA
69 kV red	10-40 MVA

En los casos de estudio se analizará de manera radial sin generación distribuida y radial con generación distribuida para la cual se considera un sistema equilibrado trifásico, en donde se plantea cuatro diferentes situaciones, de acuerdo al criterio de la IEC 60354 se va a dividir la curva de la demanda en periodos de tiempo en donde la carga del sistema este al 25%, 50%, 75% y 100 %, en la Tabla 4.2 se puede apreciar de mejor manera este concepto.

Tabla 4. 2.- Modelización de la demanda según el criterio IEC-60354 [27].

Modelización de la demanda	Horas del día		Carga máxima del sistema	Ciclo diaria total de horas
W25	0	6	Al 25 %	24
W50	6	12	Al 50 %	
W75	12	18	Al 75 %	
W100	18	23	Al 100%	

4.4. Materiales e instrumentos

Hoy en día existen herramientas tecnológicas, que permiten realizar un análisis detallado, mediante la simulación de diferentes fenómenos que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia, para el presente estudio se considera la herramienta de Matlab, Digsilent Power Factory, Excel y la data de la NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources, los cuales se detallan a continuación:

4.4.1. Matlab

Incluye funciones matemáticas para resolver problemas científicos y de ingeniería en un entorno adecuado para la exploración iterativa, el diseño de procesos y la resolución de problemas.

Es una herramienta de software que proporciona un entorno interactivo muy sencillo que permite tanto la programación de algoritmos como la entrada y salida de datos de forma genérica y funcional, así como la visualización de estos de forma sencilla y cómoda. De esta forma, al integrar un potente conjunto de funciones y librerías, es capaz de resolver problemas de una forma más cómoda que utilizando lenguajes de propósito general y tradicionales como C y C++. Si tuviéramos que identificar una propiedad de Matlab sería su potencia y sencillez en el manejo de matrices.

En el presente trabajo se plante realizar un algoritmo el cual minimice los costos para ello se utiliza el solver fmincon la cual encuentra un mínimo restringido de una función escalar de varias variables a partir de una estimación inicial. Esto generalmente se conoce como optimización no lineal restringida o programación no lineal

4.4.2. Digsilent Power Factory

Es un programa desarrollado en Alemania y es uno de los más utilizados en el campo de la Ingeniería Eléctrica debido a la flexibilidad de uso y las funciones que posee. Puede realizar análisis de flujos de potencia, flujo óptimo de potencia, transitorios electromagnéticos, estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje, análisis de contingencias, coordinación de protecciones, estabilidad de pequeña señal, entre otros

Este software al ser de uso profesional, se debe tener una licencia previo pago pero existe una versión exclusivamente para estudiantes.

En en power Factory se desarrolló el modelamiento del alimentador el mismo que es un análisis en un sistema trifásico, se debe tener en cuenta que el software depende estrechamente

de los parámetro antes calculado como son la resistencia, inductancia, capacitancia, cargas, generación, tipo de línea, y la clasificación de barras.

4.4.3. NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources

El proyecto Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER) se inició para mejorar el actual conjunto de datos de energía renovable y crear nuevos conjuntos de datos a partir de nuevos sistemas satelitales [29]. El proyecto Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER) se inició para mejorar el actual conjunto de datos de energía renovable y crear nuevos conjuntos de datos a partir de nuevos sistemas satelitales [29].

El proyecto POWER se dirige a tres comunidades de usuarios:

- (1) Energía renovable
- (2) Edificios sostenibles
- (3) Agroclimatología

La Prediction Of Worldwide Energy Resources se encarga de observar, comprender y modelar el sistema de la Tierra para descubrir cómo está cambiando, predecir mejor el cambio y comprender las consecuencias para la vida en la Tierra, por otra otra proporciona conjuntos de datos solares y meteorológicos de la investigación de la NASA para apoyar la energía renovable, la eficiencia energética de los edificios y las necesidades agrícolas [29].

4.4.4. Microsoft Excel

Excel es un software creado por Microsoft Corp, que cuenta con funciones que permiten crear hojas de cálculo y trabajar en ellas realizando tareas como:

- Análisis de datos
- Creación de tablas
- Cálculos Matemáticos

Para exportar una hoja de cálculo desde el software Excel, se utiliza la función write table. Con esto se puede exportar los datos desde el espacio de trabajo a cualquier hoja de cálculo del archivo.

Para nuestro trabajo se utilizó el microsoft Excel para realizar el cálculo de las potencias según el recurso disponible que existe en el lugar de análisis ya sean estas fotovoltaicas y eólicas, para comprender de mejor manera se analizará el siguiente diagrama de flujo.

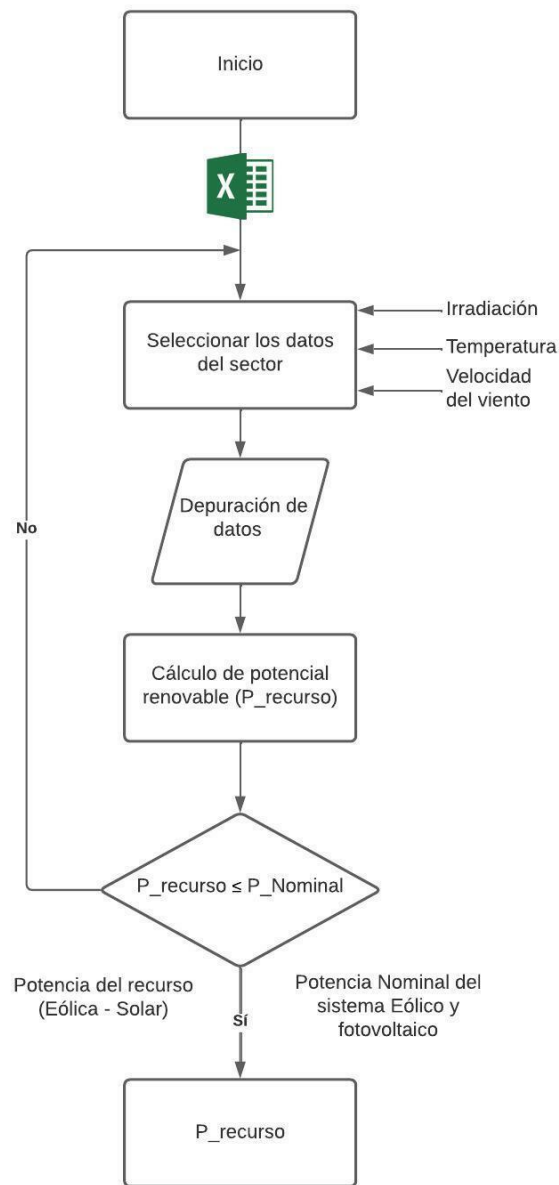


Figura 4. 2.- Diagrama de flujo para la herramienta Microsoft Excel

4.4.5. Normativas

Para el desarrollo del presente proyecto se utilizó diferentes regulaciones las cuales han sido elaboradas por organismos gubernamentales como es la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (ARCERNNR) la cual es una entidad de carácter técnico administrativo, encargada de regular, controlar, fiscalizar, y auditar las actividades de los Recursos Energéticos y Naturales No Renovables; encargada de precautelar y garantizar los intereses del consumidor o usuario final promoviendo el aprovechamiento óptimo de estos recursos con responsabilidad social y ambiental, basada en la transparencia e integridad institucional.

4.5. Diagramas de flujos

Se presenta el diagrama de flujos desarrollado, con los pasos necesarios que permitirán el tratamiento de las variables hasta la realización del despacho económico

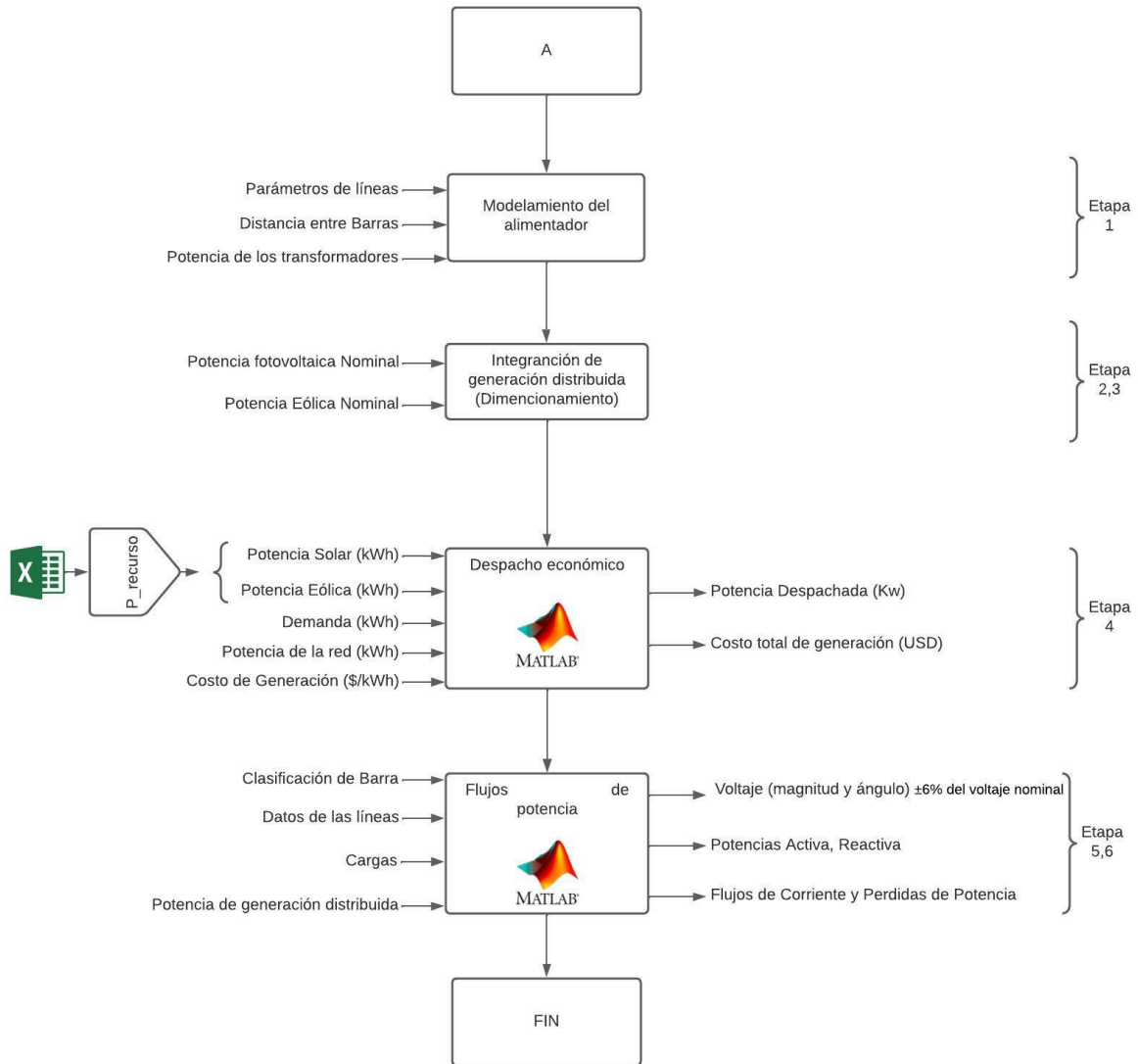


Figura 4. 3.-Diagrama de flujos

La Figura 4.3 muestra el diagrama de flujos para el análisis del despacho económico, el cual estará dividido por las siguientes etapas:

Etapa 1: Localización del alimentador para el caso de estudio.

Etapa 2: Seleccionar la potencia activa (KW) de la demanda en un lapso de tiempo, potencial eólico, solar proporcionado por los recursos en la zona, además de las fuentes generadoras que se van a conectar al alimentador para realizar el caso de estudio.

Etapa 3: Mediante Excel se procederá a calcular los datos de los recursos disponibles tanto solar, eólicos y así también la demanda diaria del alimentador a lo largo del día.

Etapa 4: Se realiza el despacho de la generación distribuida, tomando en cuenta la potencia que va a ingresar a cada barra.

Etapa 5: Analizar los flujos de potencia mediante el método iterativo de Newton Rapshon en el software.

Etapa 6: Realizar un análisis de los voltajes en cada barra y verificar si se encuentran dentro de margen admisible.

Etapa 7: Mostrar los resultados obtenidos.

4.6. Componentes del sistema

Para desarrollar el modelamiento del alimentador, y el análisis del despacho económico se tomará la red existente de la Empresa Eléctrica Ambato S.A (EEASA), se toma a consideración los datos proporcionados del alimentador Mera que forma parte de unos de los seis alimentadores que tiene esta subestación Puyo, los datos fueron proporcionados por el CECON (Centro de control de energía) de la Empresa Eléctrica Ambato, es necesario conocer una serie de parámetros de manera que se pueda reproducirse en condiciones similares a la realidad. A continuación, se determinan los parámetros de los componentes que se utilizaran para el modelamiento.

4.6.1. Red estudiada

El estudio desarrollado en esta investigación se concentrara en el alimentador Mera que tiene una configuración radial aérea, su voltaje nominal es de 13,8 kV, parte de la subestación S/E Puyo y su troncal principal se dirige paralelamente a la vía Puyo-Mera, para brindar servicio eléctrico al cantón Mera ubicado al occidente de la provincia de Pastaza, llega hasta el límite con la provincia de Tungurahua.

En su trayecto da energía a los poblados ubicados junto a la carretera y también se derivan ramales monofásicos y trifásicos hacia las pequeñas poblaciones que están un poco alejadas, por lo que se considera un alimentador tanto urbano como rural.

Cuenta con una carga instalada de 5.922,5 kVA, la mayor parte de los transformadores instalados son de 10 kVA y 25 kVA, debido a que son usuario de tipo residencial y sus consumos de energía son representativos.

Para el análisis del despacho económico se toma la red existente de la Empresa Eléctrica Ambato S.A (EEASA), el alimentador Mera para lo cual se dividirá todo el alimentador como cargas puntuales según su ubicación, ver Anexo B.

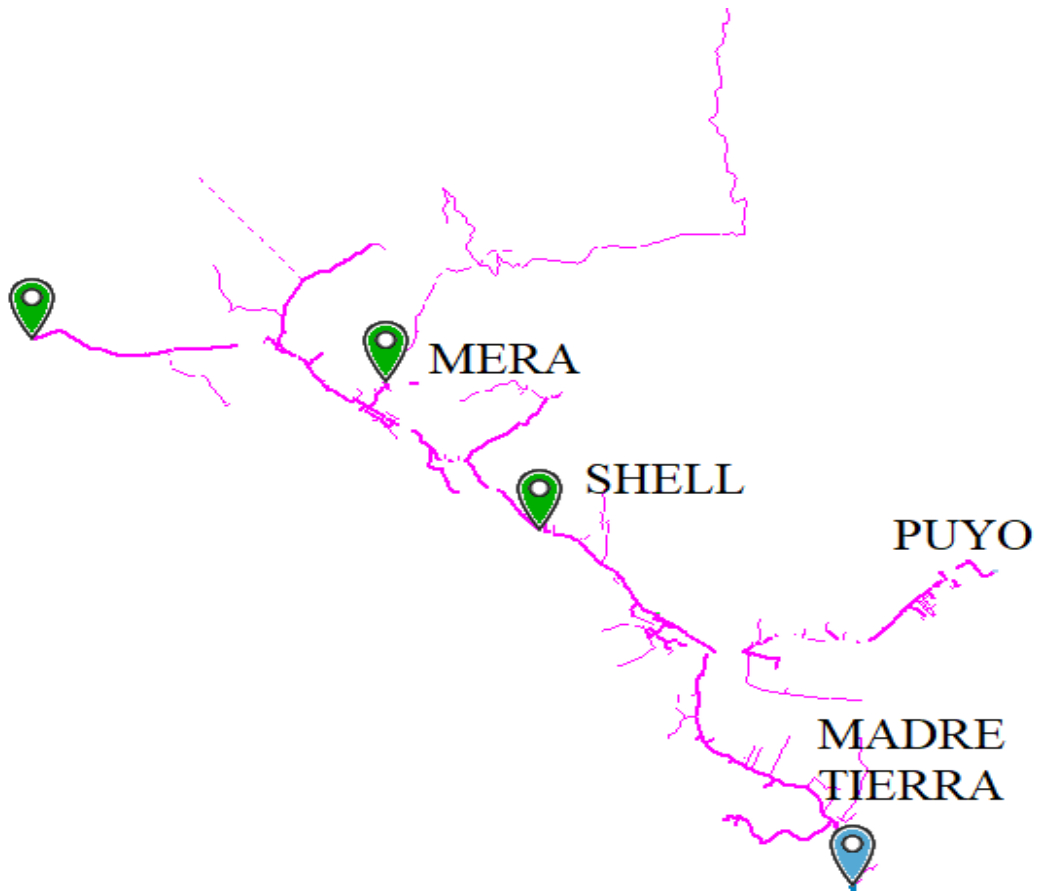


Figura 4. 4.- Alimentador Mera.

La Tabla 4.3 se muestra los transformadores que se encuentran conectados al alimentador

Tabla 4. 3.- Potencia instalada en el alimentador

Fases	Número de transformadores	Potencia Total (kVA)
3φ	59	3109
1φ	235	2725,5

Para realizar el análisis del despacho económico se optó por dividir por cargas las zonas del alimentador Mera.

Tabla 4. 4.- Potencias del alimentador divididas por cargas puntuales

Ubicación	Potencia (kVA)	Potencia (kW)	Potencia (kVAR)
Madre Tierra 1	916	824,4	399,3
Madre Tierra 2	258	232,2	112,5
Madre Tierra 3	78	70,2	34,0
Puyo	985,5	887,0	429,6
Shell	1602,5	1442,3	698,5
Moravia	397,5	357,8	173,3
Luz Adriana	295	265,5	128,6
Mera	942	847,8	410,6
Las Orquídeas	55	49,5	24,0
Dique	175	157,5	76,3
Mangayacu	31	27,9	13,5
Cumandá	99	89,1	43,2

4.7. Clasificación de las barras del alimentador Puyo Mera

Para el análisis de flujos de potencia se debe analizar la cantidad de potencia que pueda demandar una determinada barra, por tanto se clasifica por la ubicación de la carga las diferentes barras.

Tabla 4. 5. Clasificación de las barras y cargas

Ubicación	Barra	Tipo Bus	Potencia (kW)	Potencia (kVAr)	Potencia total (kW)	Potencia total (kVAr)
SHELL	B1	SLACK	1442,3	698,5	2624,5	1271,1
Madre tierra 1			824,4	399,3		
Moravia			357,8	173,3		
Madre tierra 2	B2	PQ	232,2	112,5	302,4	146,5
Madre tierra 3			70,2	34		
Mera	B3	PQ	847,8	410,6	1113,3	539,2
Luz Adriana			265,5	128,6		
Puyo 1	B4	PQ	443,5	214,8	887	429,6
Puyo 2			443,5	214,8		
Cumanda	B5	PQ	89,1	43,2	116,1	56,7
Mangayaacu			27	13,5		
Las orquideas	B6	PQ	49,5	24	207	100,3
Dique			157,5	76,3		

4.8. Análisis de la demanda de un día del alimentador Puyo Mera

Aplicando el criterio IEC-60354, la demanda puede ir variando en función de la potencia que se refiere hora - hora durante el día.

Tabla 4. 6. Demanda de un día aplicando el criterio IEC - 60354

Barras	25%		50%		75%		100%	
	0am - 6am	6am - 12am	6am - 12am	12pm - 18pm	12pm - 18pm	18pm - 23pm	18pm - 23pm	
1	656,125	317,775	1312,25	635,55	1968,375	953,325	2624,5	1271,1
2	75,6	36,625	151,2	73,25	226,8	109,875	302,4	146,5
3	278,325	134,8	556,65	269,6	834,975	404,4	1113,3	539,2
4	221,75	107,4	443,5	214,8	665,25	322,2	887	429,6
5	29,025	14,175	58,05	28,35	87,075	42,525	116,1	56,7
6	51,75	25,075	103,5	50,15	155,25	75,225	207	100,3

4.9. Parámetros para el despacho económico

4.9.1. Cálculo de la potencia eólica

La potencia de salida de la turbina eólica depende de las características aerodinámicas de la turbina y la velocidad del viento [m/s] a la altura del buje según la ecuación (3. 7).

El análisis se realiza utilizando un generador Aeolos-H 50 kW, esto debido a que existe en la localidad carga residencial, este tipo de generador es idóneo para esta carga.

Tabla 4. 7.- Parámetros del aerogenerador

Velocidad de Arranque del Viento	3 m/s
Velocidad Nominal del Viento	10 m/s
Velocidad de Supervivencia del Viento	50 m/s
Potencia Nominal	50 kW
Máxima Potencia de Salida	54 kW
Voltaje de Salida	96/200 V
Generador	Generador Trifásico Magnético Permanente

4.9.2. Cálculo de la potencia de los paneles solares

Para el cálculo de la potencia solar se tiene algunos parámetros como es el número de paneles solares, condiciones climáticas y otros parámetros que se encuentran en la hoja de datos de los fabricantes.

El conjunto fotovoltaico está compuesto por paneles fotovoltaicos monocristalinos de 400W que son ideales para su uso en plantas de energía a pequeña y gran escala.

Tabla 4. 8.- Parámetros de panel fotovoltaico

Parámetro	Valor
N_{PVp} :	25
N_{PVs} :	75
P_{PV}	400 [W]
T_{amb}	20 [°C]
$NOCT$	45 [°C]
C_i	0,4 [%/°C]

De acuerdo con lo planteado en la ecuación (3. 3) se puede calcular la potencia de los paneles fotovoltaicos.

4.9.3. Formulación matemática

La experiencia ha demostrado que los programas lineales de enteros mixtos son computacionalmente más eficientes que los programas cuadráticos pero dado que los costes de operación están asociados a los costes de combustible que demandan el generador diésel, este se modela como un polinomio de segundo orden. El modelo que se puede formular es un problema de optimización de programación no lineal. Las restricciones son todas lineales.

Para el desarrollo del problema se va a implementar un algoritmo en Matlab utilizando la función de optimización `fmincon`.

4.9.4. Nomenclatura

Índices

i Número de generadoras

t Periodo de tiempo

\forall Para todo

\in Pertenece a

Constantes

C_{Fv} Costo de generación fotovoltaica por \$/kWh

C_{Eo} Costo de generación eólica por \$/kWh

C_{red} Costo de generación de la red por $\$/kWh$

P_{max} Límite superior de Potencia máxima (kW)

P_{min} Límite inferior de Potencia mínima (kW)

Ng Número total de generadores

T Número total de periodos de tiempo

Variables

$P_{Fv(t,i)}$ Potencia producida por la unidad fotovoltaica (i)

$P_{Eo(t,i)}$ Potencia producida por la unidad eólica (i)

$P_{red(t)}$ Potencia producida por la unidad red

4.9.5. Función Objetivo

Las funciones a optimizar para minimizar los costos de operación, se muestra en la Tabla 4.9 y su expresión es (4. 1).

Tabla 4. 9.- Ecuaciones utilizadas para la función objetivo

Tipo de generación	Ecuación
Generación a fotovoltaica	$C_{Fv} * P_{Fv(t,i)}$
Generación a Eólica	$C_{Eo} * P_{Eo(t,i)}$
Potencia de la red	$C_{red} * P_{red(t)}$

$$\min C = \sum_{t=0}^T \left(\sum_{i=1}^{Ng} C_{Fv} * P_{Fv(t,i)} + C_{Eo} * P_{Eo(t,i)} \right) + C_{red} P_{red(t)} \quad (4. 1)$$

La función a optimizar está directamente ligada a los costos de los generadores y el costo de la red eléctrica, con el objetivo de minimizar y reducir los costos de operación, organizando la potencia de cada unidad generadora para así satisfacer la demanda.

4.9.6. Restricciones

Para realizar el despacho económico óptimo debe esta sujeta a ciertas restricciones las cuales se detallan a continuación:

a) Balance de energía

La ecuación considera el balance de potencia entre carga y generación tomando en cuenta que la demanda debe ser satisfecha en cada instante a partir de los aportes de potencia de cada una de las unidades generadoras, su expresión viene dada por la ecuación (3. 15), quedando:

$$\sum_{t=1}^T P_{red(t)} + P_{Fv(t)} + P_{Eo(t)} = P_{carga(t)} \quad \forall t \in T \quad (4. 2)$$

b) Potencia máxima y mínima de cada unidad generadora

Las ecuaciones (4. 3), (4. 3), (4. 3) indica el rango máximo y mínimo de potencia de cada generador convencional y no convencional.

$$P_{min(t)} \leq P_{Fv(t)} \leq P_{max(t)} \quad \forall t \in T \quad (4. 3)$$

$$P_{min(t)} \leq P_{Eo(t)} \leq P_{max(t)} \quad \forall t \in T \quad (4. 4)$$

$$P_{min(t)} \leq P_{red(t)} \leq P_{max(t)} \quad \forall t \in T \quad (4. 5)$$

La red se considera como una unidad generadora

4.9.7. Lógica de Programación

Para la programación del despacho económico usaremos el lenguaje de programación de Matlab, en la Tabla 4.10 se muestra los pasos para el algoritmo.

Tabla 4. 10.- Algoritmo para el despacho económico

Algoritmo para el Despacho Económico

Paso 1: Declaración de varias de entrada

$GE \rightarrow$ Generadores eólico

$GS \rightarrow$ Generadores solares

$T \rightarrow$ Tiempo

$Ng \rightarrow$ Número de generadres

Paso 2: Asignación de costos y potencias para las fuentes de generación

$P_E \rightarrow$ Potencia del Generador Eólico

$P_S \rightarrow$ Potencia del Generador Solar

$P_{red} \rightarrow$ Potencia de la red

$C_E \rightarrow$ Costo de la generación Eólica

$C_S \rightarrow$ Costo de la generación Fotovoltaico

$C_{red} \rightarrow$ Costo de la red

Paso 3: Optimización de la función objetivo

Para $T = 1$ hasta T ; Para $i = 1$ hasta Ng

$$FO \rightarrow \min = \sum_{t=0}^T \left(\sum_{i=1}^{Ng} C_{Fv} * P_{Fv(t,i)} + C_{Eo} * P_{Eo(t,i)} \right) + C_{red} P_{red(t)}$$

Paso 4: Asignación de restricciones

$$P_{min(t)} \leq P_{Fv(t)} \leq P_{max(t)} \quad \forall t \in T$$

$$P_{min(t)} \leq P_{Eo(t)} \leq P_{max(t)} \quad \forall t \in T$$

$$P_{min(t)} \leq P_{red(t)} \leq P_{max(t)} \quad \forall t \in T$$

4.10. Parámetros de las unidades generadoras

Las unidades generadoras mantienen unos límite de potencia mínima y máxima como se muestra en la Tabla 4.11.

Tabla 4. 11.- Potencias mínimas y máximas de cada unidad generadora.

Fuente	P_{min} [kW]	P_{max} [kW]
Red eléctrica	> 0	10000
Eólica	> 0	$P_{max(t)}$
Fotovoltaica	> 0	$P_{max(t)}$

Según [30] y [31], para los costos de producción de energía fotovoltaica y eólica, el estudio se basa en datos de costos y precios de subasta de proyectos en todo el mundo y destaca las últimas tendencias para cada una de las principales tecnologías de energía renovable, para el costos de la red se toma como referencia el pliego tarifario, los mismo son determinados por la Tabla 4.12, muestra los parámetros.

Tabla 4. 12.- Coeficientes de costos.

Unidades generadoras	Coeficientes de costos		
	$a(USD/kWh)^2$	$b(USD/kWh)$	$c(USD)$
Generador fotovoltaico	0	0,057	0
Generador Eólico	0	0,039	0
Red eléctrica	0	0,10	0

4.11. Estructura de casos de estudio .

El sistemas eléctrico de medio voltaje con la inserción de generación distribuida ver la Figura 4.4, está compuesta por generadores fotovoltaicos, generadores eólicos y la red principal.

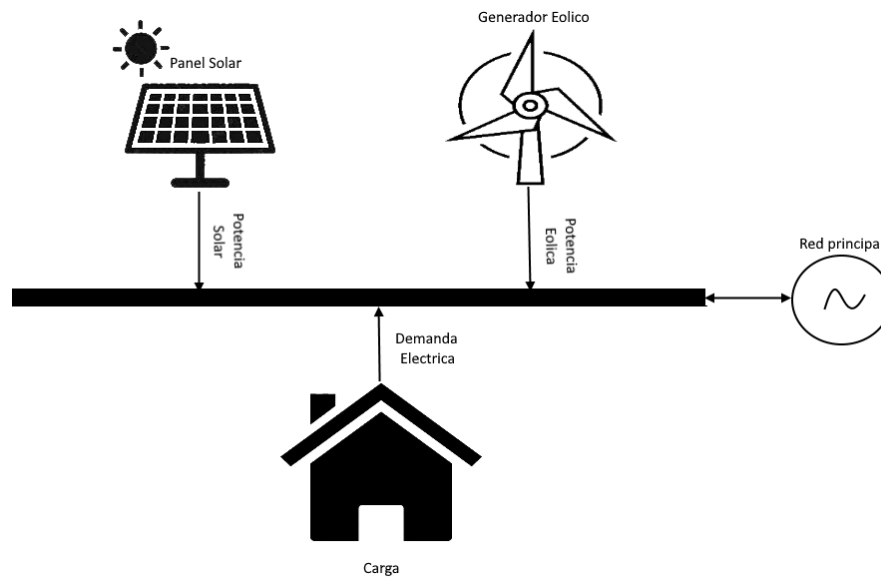


Figura 4.5.-Esquema general del caso de estudio.

Como ya hemos mencionado anteriormente, el estudio se realizará con el modelo que se muestra en la Figura 4.4.en un alimentador. Para la introducción de potencias fotovoltaicas y eólicas se introducirán 2 generadoras según los niveles de tensión en cada barra, es decir donde los perfiles de tensión se encuentren bajos.

4.11.1.Caso 1: Análisis del alimentador sin la introducción de generación distribuida

Para el primer caso se lo realizara en las condiciones donde el sistema esta sin generación distribuida, se evaluara los flujos de potencias de acuerdo al criterio de la IEC-60354, para ver los perfiles de tensión en cada barra. Asi mismo los costos que tiene todo el alimentador con el abastecimiento de la demanda solo con la red.

En la Tabla 4.13, se encuentra la potencia y la demanda que van a ser utilizadas para el análisis

Tabla 4. 13.- Potencia disponible de la red y demanda en cada hora del día.

Horas	Potencia Red Eléctrica (kW)	Carga
0	10000	1312,7625
1	10000	1312,7625
2	10000	1312,7625
3	10000	1312,7625
4	10000	1312,7625
5	10000	1312,7625
6	10000	2625,525
7	10000	2625,525
8	10000	2625,525
9	10000	2625,525
10	10000	2625,525
11	10000	2625,525
12	10000	3938,2875
13	10000	3938,2875
14	10000	3938,2875
15	10000	3938,2875
16	10000	3938,2875
17	10000	3938,2875
18	10000	5251,05
19	10000	5251,05
20	10000	5251,05
21	10000	5251,05
22	10000	5251,05
23	10000	5251,05

4.11.2. Caso 2: Análisis del alimentador con la introducción de generación distribuida.

Para el segundo caso se incorporan las potencias de la generación distribuida, con el fin de optimizar los costos de generación y abastecer la demanda del alimentador se utilizaron como datos de entrada del despacho económico la potencia solar, eólica y de la red y se evaluarán los mismos puntos que el caso anterior. Además para este caso se realizará un estudio de factibilidad de implementación de proyecto. Ver Anexo G.

En la Tabla 4. 14 se encuentran las potencias a incorporar hacia la red y la ubicación donde se van a introducir esta generación.

Tabla 4. 14 Potencia y ubicación de la potencias a introducir.

Plantas	Número plantas	Potencia por planta	Potencia Total
Solar Cumandá	1	750	750
Eólica Cumandá	1	100	100
Solar Orquídeas	1	750	750
Eólica Orquídeas	1	100	100
Solar Mera	1	750	750
Eólica Mera	1	150	150

Las potencias disponibles se calculan en función a las ecuaciones (3. 3), (3. 4), (3. 7) las cuales dependen de la irradiación y del viento como se lo detalla en el Anexo F.

En la Tabla 4.15, se muestran las potencias para el primer caso donde se tiene el recurso disponible en las diferentes horas del día.

Tabla 4. 15.- Potencias disponibles.

Hora	G1: RED (kW)	G2: FV (kW)	G3: Eólica (kW)	G4: FV (kW)	G5: Eólica (kW)	G6: FV (kW)	G7: Eólica (kW)	Carga
0	10000	0	0	0	0	0	0	1312,763
1	10000	0	0	0	0	0	0	1312,763
2	10000	0	0	0	0	0	0	1312,763
3	10000	0	0	0	0	0	0	1312,763
4	10000	0	0	0	0	0	0	1312,763
5	10000	0	0	0	0	0	0	1312,763
6	10000	18,612	0	18,612	0	18,612	0	2625,525
7	10000	110,643	0	110,643	0	110,643	0	2625,525
8	10000	225,995	0	225,995	0	225,995	0	2625,525
9	10000	256,381	0	256,381	0	256,381	0	2625,525
10	10000	262,692	0	262,692	0	262,692	0	2625,525
11	10000	326,719	7,071	326,719	4,714	326,719	4,714	2625,525
12	10000	361,958	23,571	361,958	15,714	361,958	15,714	3938,288
13	10000	275,166	33,429	275,166	22,286	275,166	22,286	3938,288
14	10000	212,385	36,214	212,385	24,143	212,385	24,143	3938,288
15	10000	229,446	30,643	229,446	20,429	229,446	20,429	3938,288
16	10000	132,544	15,643	132,544	10,429	132,544	10,429	3938,288
17	10000	45,783	0	45,783	0	45,783	0	3938,288
18	10000	4,722	0	4,722	0	4,722	0	5251,050
19	10000	0	0	0	0	0	0	5251,050
20	10000	0	0	0	0	0	0	5251,050

21	10000	0	0	0	0	0	0	5251,050
22	10000	0	0	0	0	0	0	5251,050
23	10000	0	0	0	0	0	0	5251,050

4.11.3. Caso 3: Sobredimensionamiento

Para este caso vamos a suponer la implementación de más plantas fotovoltaicas y eólicas en las zonas donde están ubicadas las barras, para así poder aumentar nuestra potencia de generación fotovoltaica y eólica, la cual tenga una competencia con la generación de la red. Esto se hace con el fin de corroborar que el algoritmo de optimización minimiza los costos de generación en función a la potencia que este tiene disponible por unidad generadora y que pueda ser aplicable a situaciones reales donde se puedan implementar más parques solares y eólicos.

En la Tabla 4. 16 se encuentran las potencias totales y la ubicación donde se van a introducir esta generación.

Tabla 4. 16 Potencia y ubicación de la potencias a introducir

Plantas	Número plantas	Potencia por planta	Potencia Total
Solar Cumandá	1	750	750
Eólica Cumandá	1	100	100
Solar Orquídeas	2	1500	3000
Eólica Orquídeas	2	100	200
Solar Mera	3	2250	6750
Eólica Mera	3	150	450

En la Tabla 4. 17 se muestran las potencias para el tercer caso de sobredimensionamiento, el cual aumentamos la potencia en función al incremento de paneles fotovoltaicos y el número de aerogeneradores.

Tabla 4. 17.- Potencias utilizadas para el despacho económico sobredimensionado.

Horas	G2: FV (kW)	G3: Eólica (kW)	G4: FV (kW)	G5: Eólica (kW)	G6: FV (kW)	G7: Eólica (kW)
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	167,51	0,00	18,61	0,00	74,45	0,00
7	995,79	0,00	110,64	0,00	442,57	0,00

8	2033,96	0,00	226,00	0,00	903,98	0,00
9	2307,43	0,00	256,38	0,00	1025,52	0,00
10	2364,23	0,00	262,69	0,00	1050,77	0,00
11	2940,47	21,21	326,72	4,71	1306,88	9,43
12	3257,62	70,71	361,96	15,71	1447,83	31,43
13	2476,50	100,29	275,17	22,29	1100,66	44,57
14	1911,46	108,64	212,38	24,14	849,54	48,29
15	2065,01	91,93	229,45	20,43	917,78	40,86
16	1192,89	46,93	132,54	10,43	530,17	20,86
17	412,05	0,00	45,78	0,00	183,13	0,00
18	42,50	0,00	4,72	0,00	18,89	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

4.12. Criterios económicos de selección

Para determinar si el proyecto es factible o no se utilizan criterios de selección económica equilibrando los costes y beneficios del proyecto desde la perspectiva de inversores privados que buscan obtener la máxima rentabilidad por unidad de capital. .

Basicamente existen cuatro indicadores

- El tiempo de recuperacion de la inversión
- El análisis del TIR
- El análisis del VAN
- Relacion VAB

Para esto proyeto se van a considerar, la inversión inicial, el flujo de caja, VAN, TIR y el periodo de retorno para asi demostrar la factibilidad del proyecto. Los cuales se detallan a continuación:

4.12.1. Valor Actual Neto

El VAN (Valor Actual Neto), es una expresión que mide el rendimiento que recibiría un inversor después de recuperar toda su inversión. Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos de caja (ingresos y gastos) que se producen a lo largo de la vida del proyecto, y las previsiones a partir del primer periodo operativo, y resta la inversión total representada en el momento cero.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{Vf_t}{1 + i^t} \quad (4.6)$$

Donde

VAN = Valor actual neto [%]

I₀ = Inversión inicial [\$]

t = Número de periodos [años]

Vf_t = Valor final del periodo [\$]

i = TMAR (Tasa mínima aceptable de rendimiento)

La tasa mínima aceptable de rendimiento, es la tasa de rendimiento mínima para una inversión propuesta. Está compuesto por la suma de la inflación anual, las tasas de interés pasivas y el riesgo país. En el caso de Ecuador, la TMAR es 12%, según el BCE.

Para que un proyecto sea factible o no, los resultados del VAN pueden ser

- **Menor a cero:** El proyecto no es rentable, porque produce ganancias.
- **Igual a cero:** El proyecto es indiferente, porque no produce ni pérdidas ni ganancias.
- **Mayor a cero:** El proyecto es rentable, porque produce ganancias.

4.12.2. Tasa interna de retorno (TIR)

Es una herramienta financiera que mide la rentabilidad en forma de porcentaje para cuantificar la eficiencia de una inversión, es decir el TIR es la tasa de retorno.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{Vf_t}{1 + TIR^t} \quad (4.7)$$

Donde

TIR = Tasa interna de retorno [%]

I₀ = Inversión inicial [\$]

t = Número de periodos [años]

Vf_t = Valor final del periodo “t” [\$]

Al igual que el VAN, los resultados del TIR muestran si un proyecto es factible o no.

- **Menor a cero:** El proyecto no es rentable, porque produce ganancias.
- **Igual a cero:** El proyecto es indiferente, porque no produce ni pérdidas ni ganancias.
- **Mayor a cero:** El proyecto es rentable, porque produce ganancias.

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En esta sección se describen los resultados obtenidos en el presente trabajo, evaluando los escenarios presentados en el capítulo anterior.

En el Anexo D se muestra el diagrama unifilar del modelamiento del alimentador Mera con la sectorización de cargas puntuales.

5.1. Validación del algoritmo de optimización

Para este caso se realizará un ejercicio práctico de la Universidad Nacional de Tucuman en la materia de Sistemas Eléctricos de potencia Módulo V: “Despacho Económico de cargas [32]“. Donde se tiene los siguientes datos:

Calcular cuál es la potencia a que deben trabajar los generadores 1,2 y 3, para minimizar los costos de operación, y cubrir una demanda de 850 (MW)

Tabla 5. 1.- Datos para el despacho económico.

Unidad No.	Potencia máx (MW)	Potencia min. (MW)	Curva Entrada-Salida (MBtu/kWh)
1	600	150	$CC_1 = 510 + 7,2P_1 + 0,00142P_1^2$
2	400	100	$CC_2 = 310 + 7,85P_2 + 0,00192P_2^2$
3	200	50	$CC_3 = 78 + 7,97P_3 + 0,00482P_3^2$

La unidad 1 tiene un costo específico de $\rightarrow K_1 = 1.1 \left(\frac{\$}{MBtu} \right)$

La unidad 2 tiene un costo específico de $\rightarrow K_2 = 1.0 \left(\frac{\$}{MBtu} \right)$

La unidad 3 tiene un costo específico de $\rightarrow K_3 = 1.0 \left(\frac{\$}{MBtu} \right)$

Entonces

$$C_1(P_1) = CC_1(P_1) * 1.1 = 561 + 7,92P_1 + 0,00156P_1^2 \left(\frac{\$}{kWh} \right)$$

$$C_2(P_2) = CC_2(P_2) * 1.0 = 310 + 7,85P_2 + 0,00194P_2^2 \left(\frac{\$}{kWh} \right)$$

$$C_3(P_3) = CC_3(P_3) * 1.0 = 78 + 7,97P_3 + 0,00482P_3^2 \left(\frac{\$}{kWh} \right)$$

El siguiente flujograma detalla el cálculo de las potencia utilizando el método Lambda para el ejercicio planteado.

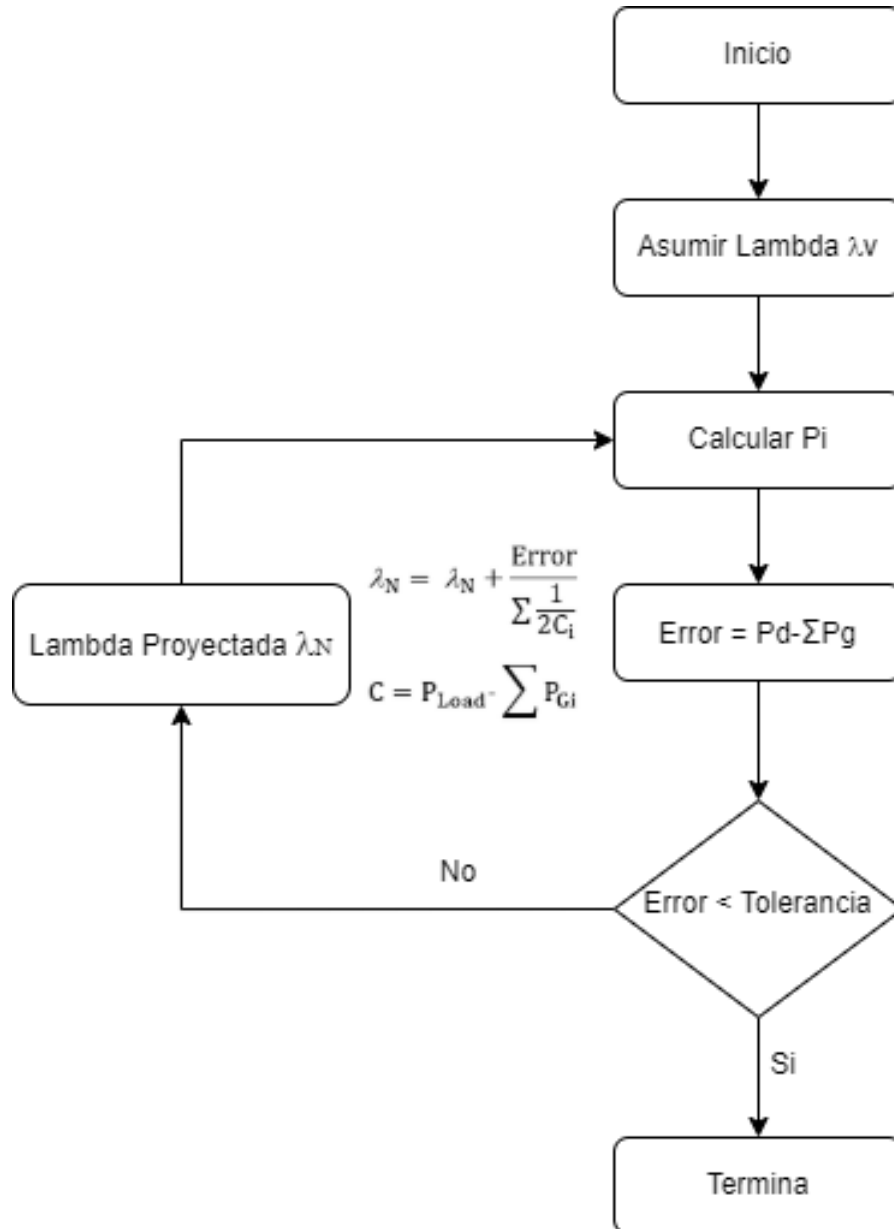


Figura 5. 1 Diagrama de Flujo para el método Lambda

5.1.1. Tabla comparativa

Tabla 5. 2.- Tabla comparativa entre el ejercicio y el algoritmo de optimización

Potencias	Ejercicio	Algoritmo	Diferencia	Error Relativo
P1	393,2 (MW)	393,17 (MW)	0,03 (MW)	0,00763 %
P2	334,6 (MW)	334,604 (MW)	0,004 (MW)	0,0012 %
P3	122,2 (MW)	122,226 (MW)	0,026 (MW)	0,02128 %

Como se puede observar en la Tabla 5.2, para las potencias despachadas es diferente en ambos casos se tiene un diferencia de 0,03 MW para la potencia 0,004 MW para la potencia 2 y 0,026 MW para potencia 3, esto es debido a que el algoritmo busca minimizar las potencias en función a los costos y en comparación al ejercicio que lo desarrollo con el procedimiento de lambda.

Tabla 5. 3.- Comparación de costos

Casos	Ejercicio	Algoritmo	Diferencia	Error Relativo
Costos	8194,356 \$	8194,356 \$	0,00012608 \$	0,00000154 %

En la tabla 5.3. se puede apreciar que el error entre el ejercicio planteado y con el algoritmo es de 0,00000154 % con el cual procedemos a notar que el análisis se puede desarrollar sin ningún problema.

5.2. Caso 1: Análisis del alimentador sin la introduccion de generación distribuida

El primer estudio es el modelamiento del alimentador para ello se lo realizó con un algoritmo desarrollado en Matlab y DigSilent PowerFactory con el fin de determinar flujos de potencia, el esquema unifilar se presenta por medio del Software DIGSILENT en cual se observa en la Figura 5. 1.

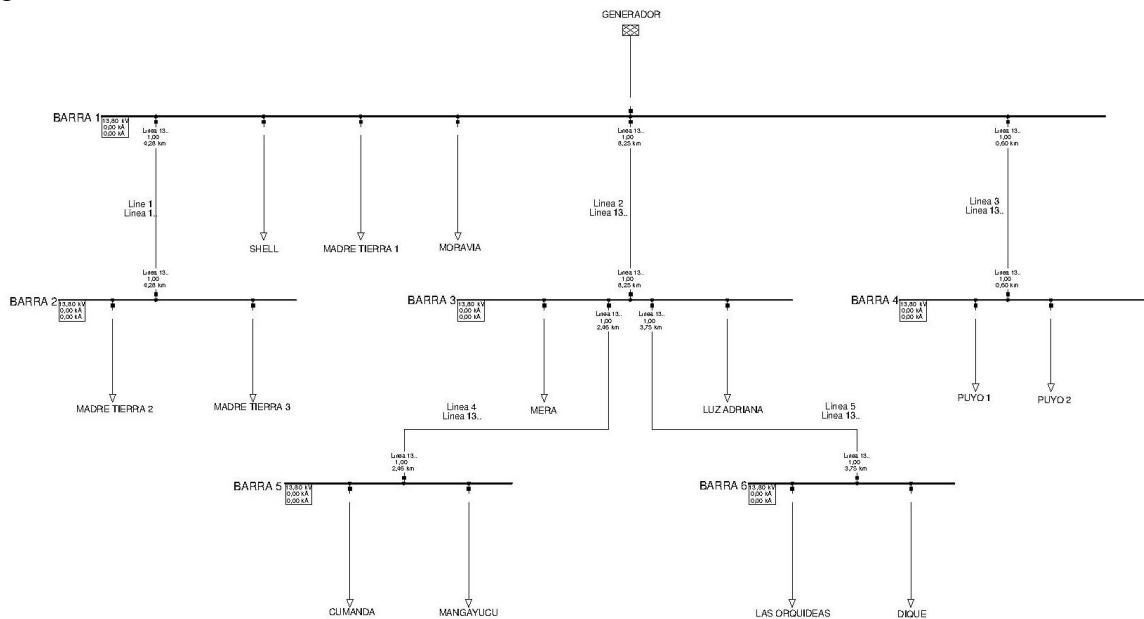


Figura 5. 2. Esquema unifilar del alimentador Puyo Mera a estudiar en base a los datos presentados por la empresa distribuidora.

El modelamiento se desarrolló en base al alimentador Puyo-Mera que se encuentra ubicado en la provincia de Pastaza, se realizó el análisis de flujos de potencia con el fin de determinar los perfiles de tensión en cada barra.

5.2.1. Análisis de flujos de potencia

Los flujos de potencia analizados en el alimentador Puyo-Mera, se consideran cargas puntuales según IEC 60354, por consiguiente, se tiene una mayor factibilidad del análisis, entonces se determina los niveles de tensión en cada barra como también las pérdidas en cada línea.

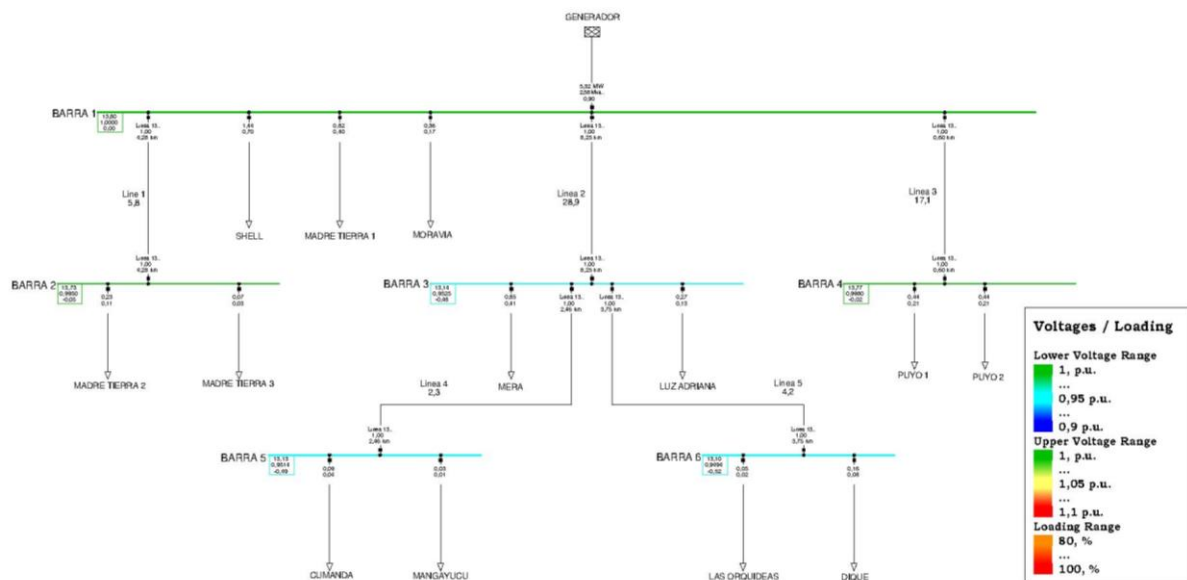


Figura 5. 3. Flujos de potencia sin la incorporación de generación distribuida.

Como se aprecia en la Figura 5.3, tenemos como resultado la simulación de flujos de potencia, calculando también los niveles de tensión, posterior a ello se analiza cuál de las barras se encuentran en el límite o fuera del límite de tensión en p.u.

5.2.2. Análisis de perfiles de tensión del alimentador

Los perfiles de tensión durante el análisis no debe sobrepasar el $\pm 6\%$ de terminada por la regulación ARCERNR-002-20.

El primer análisis se lo realiza simulando el alimentando el el Software Digsilent, en el mismo se muestra los niveles de tensión en p.u en cada una de las barras analizadas como se puede observar en la Figura 5.4, también permite apreciar las pérdidas que la líneas están sometidas.

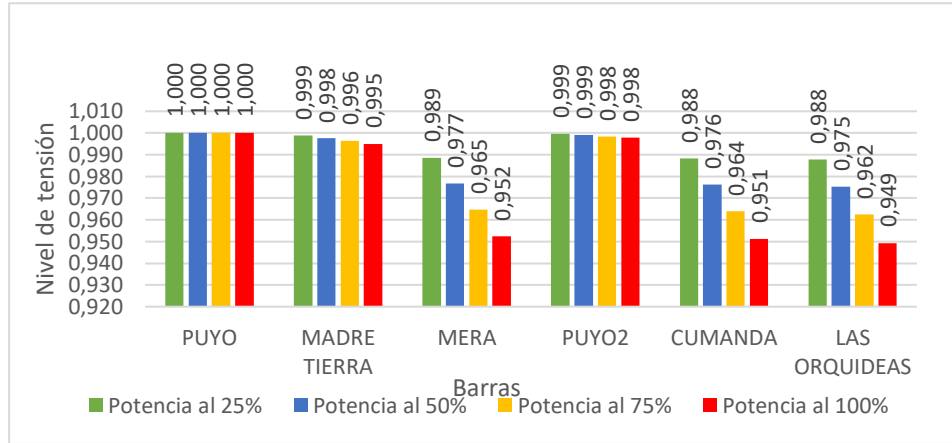


Figura 5. 4. Perfiles de tensión en cada barra del alimentador Puyo Mera con la potencia nominal, utilizando el criterio IEC 60354.

Una vez obtenidos los perfiles de tensión en cada barra del alimentador se procederá a inyectar generación distribuida en las barras de Mera, Cumanda y las orquídeas para mejorar su nivel de tensión en p.u.

5.2.3. Análisis de costos

En primera instancia observaremos los costos de todo el alimentador Puyo-Mera sin la introducción de generación distribuida como se puede apreciar en la Tabla 5.4.

Tabla 5. 4.-Costo total de energía de todo el alimentador Puyo-Mera

Hora	Costo USD
0	131,28
1	131,28
2	131,28
3	131,28
4	131,28
5	131,28
6	262,55
7	262,55
8	262,55
9	262,55
10	262,55
11	262,55
12	393,83
13	393,83
14	393,83
15	393,83
16	393,83
17	393,83

18	525,11
19	525,11
20	525,11
21	525,11
22	525,11
23	525,11
Costo total (USD)	
7876,58	

5.3. Caso 2: Análisis del alimentador con la introducción de generación distribuida

Como se puede apreciar en la Figura 5.4, los perfiles de tensión tienden a llegar a los límites e incluso en una barra no ingresa en la franja permisible del de tensión en p.u, es por ello que se procederá a inyectar generación distribuida en las barras Mera, Cumanda y Orquídiás.

5.3.1. Potencias óptimas despachada en el alimentador Puyo – Mera

Con ayuda del algoritmo desarrollado en Matlab (Anexo E) se despachan las potencias que ingresan a cada una de las barras al menor coste posible.

En la Tabla 5.5 se muestran los datos de la potencia fotovoltaica y eólica optimizadas despachadas utilizando el algoritmo del despacho económico.

Tabla 5. 5.- Potencias óptimas despachadas de la red, fotovoltaico y eólica por horas del día

Hora	G1: RED (kW)	G2: FV (kW)	G3: Eólica (kW)	G4: FV (kW)	G5: Eólica (kW)	G6: FV (kW)	G7: Eólica (kW)
0	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	2569,69	18,61	0,00	18,61	0,00	18,61	0,00
7	2294,55	110,32	0,00	110,32	0,00	110,32	0,00
8	1948,51	225,67	0,00	225,67	0,00	225,67	0,00
9	1856,38	256,38	0,00	256,38	0,00	256,38	0,00
10	1838,42	262,37	0,00	262,37	0,00	262,37	0,00
11	1628,87	326,72	7,07	326,72	4,71	326,72	4,71
12	2797,41	361,96	23,57	361,96	15,71	361,96	15,71
13	3034,79	275,17	33,43	275,17	22,29	275,17	22,29
14	3216,63	212,38	36,21	212,38	24,14	212,38	24,14

15	3178,45	229,45	30,64	229,45	20,43	229,45	20,43
16	3504,16	132,54	15,64	132,54	10,43	132,54	10,43
17	3800,94	45,78	0,00	45,78	0,00	45,78	0,00
18	5236,88	4,72	0,00	4,72	0,00	4,72	0,00
19	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Como podemos observar el potencial tanto fotovoltaico como eólico son diferentes debido al dimensionamiento de cada una de las tecnologías y a la ubicación geográfica en el cual se encuentran sectorizadas las barras.

La Figura 5.5, **Figura 5. 5.-Potencias** óptimas despachadas según unidad generadora. se muestran las potencias despachadas utilizando el algoritmo en donde se introduce generación eólica y solar durante el día.

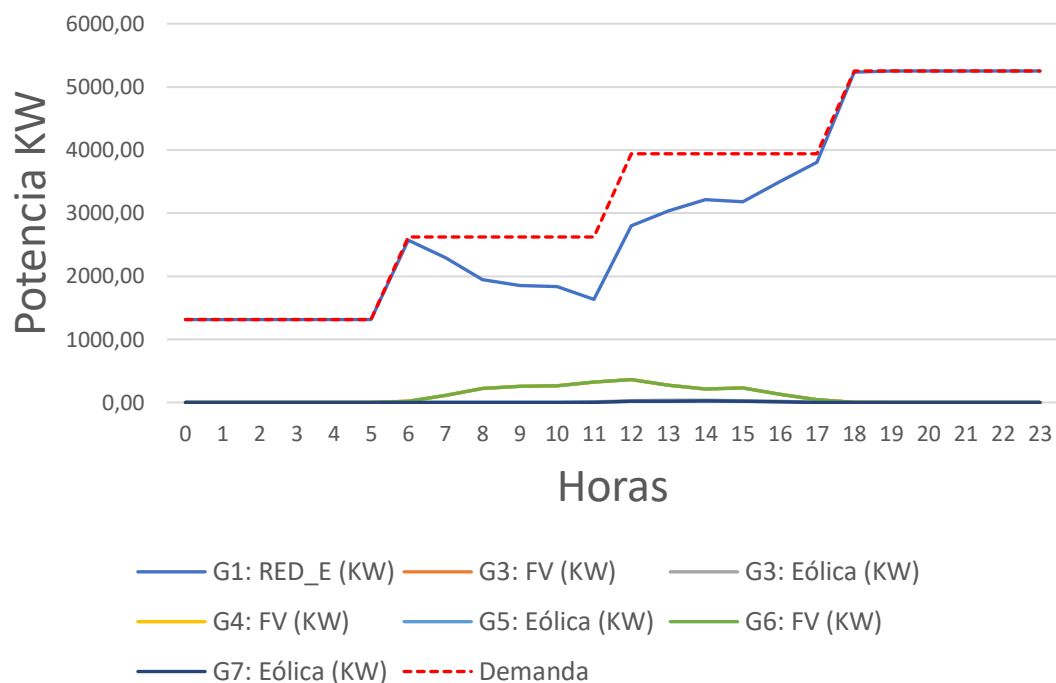


Figura 5. 5.-Potencias óptimas despachadas según unidad generadora.

Como se puede observar en la Figura 5.5, al momento de incluir generación fotovoltaica y eólica vemos una disminución de la potencia proveniente de la red. Es así que desde las 7 horas hasta las 18 la generación fotovoltaica y eólica abastece un porcentaje de la demanda.

5.3.2. Análisis de Costos

En la Tabla 5.6 se muestran los precios según la potencia disponible por unidad generadora.

Tabla 5. 6.-Costos por unidad generadora despachada.

Hora	G1: RED (USD)	G2: FV (USD)	G3: Eólica (USD)	G4: FV (USD)	G5: Eólica (USD)	G6: FV (USD)	G7: Eólica (USD)
0	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	256,97	0,73	0,00	0,73	0,00	0,73	0,00
7	229,46	4,30	0,00	4,30	0,00	4,30	0,00
8	194,85	8,80	0,00	8,80	0,00	8,80	0,00
9	185,64	10,00	0,00	10,00	0,00	10,00	0,00
10	183,84	10,23	0,00	10,23	0,00	10,23	0,00
11	162,89	12,74	0,40	12,74	0,27	12,74	0,27
12	279,74	14,12	1,34	14,12	0,90	14,12	0,90
13	303,48	10,73	1,91	10,73	1,27	10,73	1,27
14	321,66	8,28	2,06	8,28	1,38	8,28	1,38
15	317,85	8,95	1,75	8,95	1,16	8,95	1,16
16	350,42	5,17	0,89	5,17	0,59	5,17	0,59
17	380,09	1,79	0,00	1,79	0,00	1,79	0,00
18	523,69	0,18	0,00	0,18	0,00	0,18	0,00
19	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

El costo total de generación con la introducción de generación distribuida es de 7464,64 dólares, con lo cual se puede constatar una reducción en el costo final por día con respecto al escenario uno.

5.3.3. Análisis de los perfiles de tensión

Una vez obtenidas las potencias óptimas despachadas se procede a introducir las mismas en las barras de Mera, Cumanda y Orquídeas para observar los perfiles de tensión.

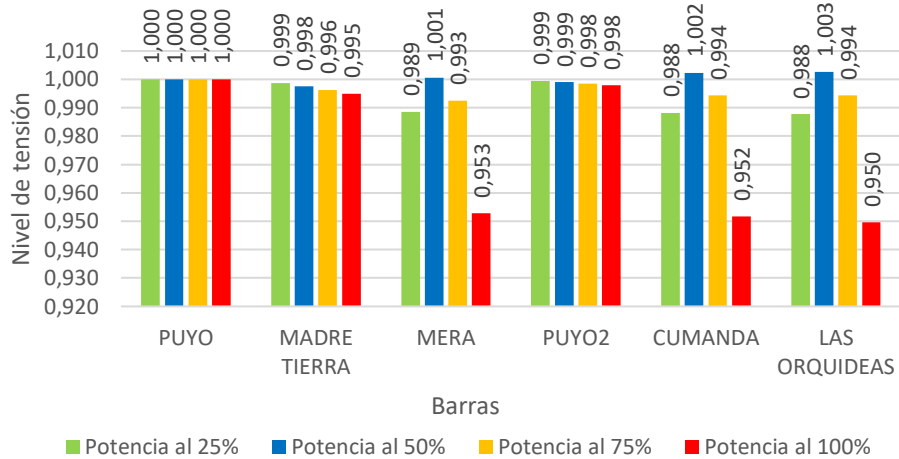


Figura 5. 6.- Perfiles de tensión en p.u, con la introducción de generación distribuida

5.3.4. Análisis porcentual de la introducción de generación distribuida en el alimentador.

Para realizar este análisis se debe tomar en cuenta que la potencia a analizar es aquella que es despachada y la misma depende del recurso (Fotovoltaico,Eólico).

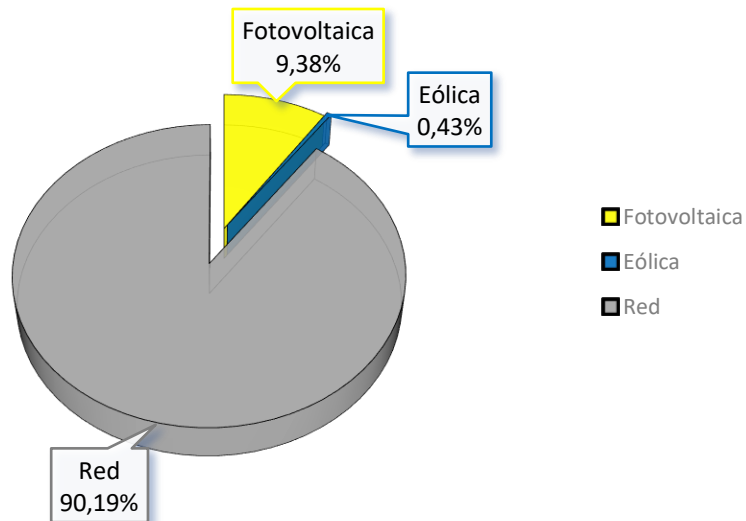


Figura 5. 7.- Porcentaje de potencia despachada por unidad generadora.

Las potencias despachadas se muestra en la Figura 5.7, donde se puede evidenciar que la energía fotovoltaica predomina ante la eólica con un 8,31% de la aportación para la demanda, mientras la eólica aportar el 0,43% de la energía y el restante es compensada con la red aportando 91,25% a la demanda.

5.4. Caso 3: Aumento de Generación Distribuida

Como ya hemos mencionado anteriormente para este caso se hará un sobredimensionamiento del número de plantas que se van a poder instalar, según el sector. Potencias óptimas despachada en el alimentador Puyo – Mera

En la Tabla 5.7, se mostrarán las potencias óptimas despachadas por unidad generadora sobredimensionando el recurso solar y eólico.

Tabla 5. 7. Potencias por unidad generadora sobredimensionando el recurso solar y eólico.

Hora	G1: RED(K W)	G2: FV (KW)	G3: Eólica (KW)	G4: FV (KW)	G5: Eólica (KW)	G6: FV (KW)	G7: Eólica (KW)
0	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1312,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	2364,96	167,51	0,00	18,61	0,00	74,45	0,00
7	1076,52	995,79	0,00	110,64	0,00	442,57	0,00
8	0,35	1617,26	0,00	164,82	0,00	843,09	0,00
9	0,33	1508,47	0,00	160,70	0,00	956,02	0,00
10	0,33	1314,55	0,00	260,81	0,00	1049,83	0,00
11	0,00	1156,52	0,00	314,64	0,00	1154,36	0,00
12	0,00	2151,30	0,00	354,46	0,00	1432,53	0,00
13	0,00	2476,50	49,28	275,17	3,76	1100,66	32,92
14	783,83	1911,46	108,64	212,38	24,14	849,54	48,29
15	572,84	2065,01	91,93	229,45	20,43	917,78	40,86
16	2004,46	1192,89	46,93	132,54	10,43	530,17	20,86
17	3298,27	411,72	0,00	45,51	0,00	182,79	0,00
18	5184,94	42,50	0,00	4,72	0,00	18,89	0,00
19	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	5251,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

En el análisis del gráfico se muestran las potencias despachadas, utilizando el algoritmo en donde se introduce generación eólica y solar durante el día.

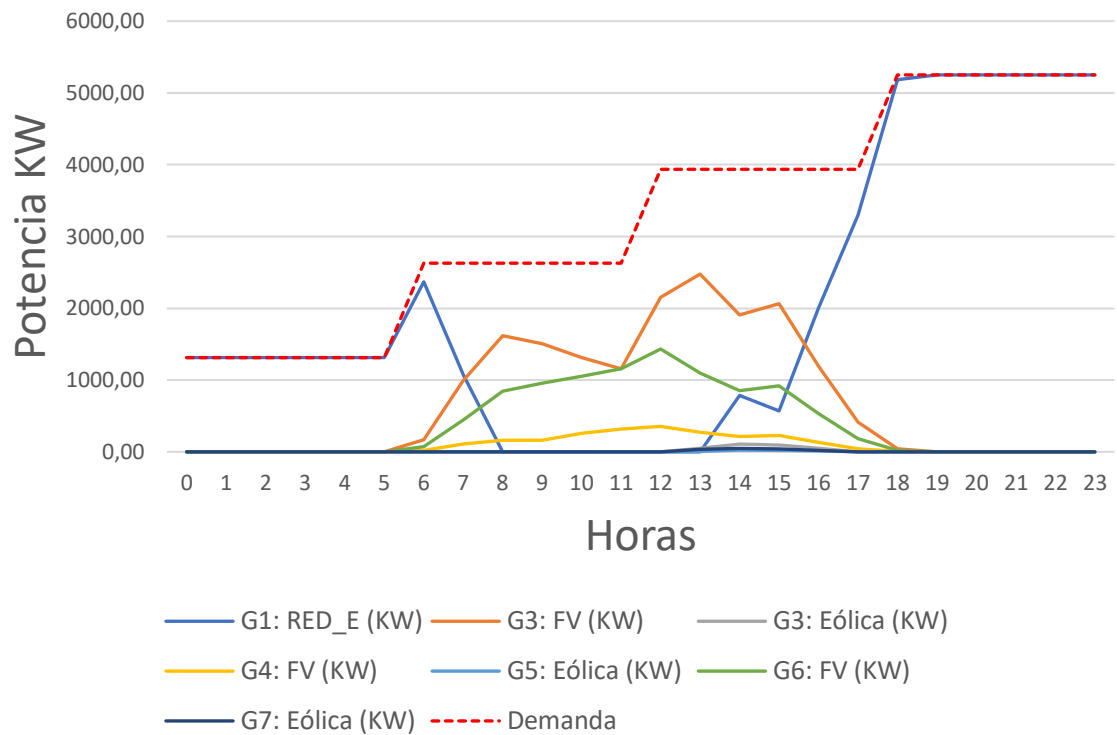


Figura 5. 8.- Potencias óptimas despachadas con el sobredimensionamiento del recurso solar y eólico.

Como se muestra en la Figura 5.8, al aumentar la potencia fotovoltaica y eólica, vemos una reducción en la potencia de la red. Vemos que, en ciertos intervalos, la potencia de la red ya no es necesaria para satisfacer la demanda.

5.4.1. Análisis de Costos

En la Tabla 5.8, se muestran los costos en función a la potencia que se tiene disponible como se puede observar en los costos de la red es sumamente bajo e incluso llegan a cero, en ciertos intervalos de tiempo esto es debido a que la potencia fotovoltaica y eólica abastecen mi demanda y al ser menos costosas que la red son las más utilizadas.

Tabla 5. 8.- Costos por unidad generadora con el sobredimensionamiento.

Hora	G1: RED (USD)	G3: FV (USD)	G3: Eólica (USD)	G4: FV (USD)	G5: Eólica (USD)	G6: FV (USD)	G7: Eólica (USD)
0	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

5	131,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	236,50	6,53	0,00	0,73	0,00	2,90	0,00
7	107,65	38,84	0,00	4,32	0,00	17,26	0,00
8	0,03	63,07	0,00	6,43	0,00	32,88	0,00
9	0,03	58,83	0,00	6,27	0,00	37,28	0,00
10	0,03	51,27	0,00	10,17	0,00	40,94	0,00
11	0,00	45,10	0,00	12,27	0,00	45,02	0,00
12	0,00	83,90	0,00	13,82	0,00	55,87	0,00
13	0,00	96,58	2,81	10,73	0,21	42,93	1,88
14	78,38	74,55	6,19	8,28	1,38	33,13	2,75
15	57,28	80,54	5,24	8,95	1,16	35,79	2,33
16	200,45	46,52	2,67	5,17	0,59	20,68	1,19
17	329,83	16,06	0,00	1,77	0,00	7,13	0,00
18	518,49	1,66	0,00	0,18	0,00	0,74	0,00
19	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	525,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

El costo total de generación con la introducción de generación distribuida con sobredimensionamiento es de 6095,37 dólares, con lo cual se puede constatar una reducción en el costo final por día con respecto al escenario uno y al escenario dos.

Una vez obtenidas las potencias óptimas despachadas se procede a introducir estas mismas en cada una de las barras donde los perfiles de tensión se encuentran en el límite permisible del $\pm 6\%$ determinada por normalización en sistema de distribución de media tensión, para posteriormente observar los perfiles de tensión y notar un mejora en p.u de tensión y la reducción de pérdidas de potencia en el alimentado Puyo Mera.

5.4.2. Análisis de perfiles de tensión

Como vemos en la Figura 5.9, los perfiles de tensión mejoraron con la introducción de generación distribuida.

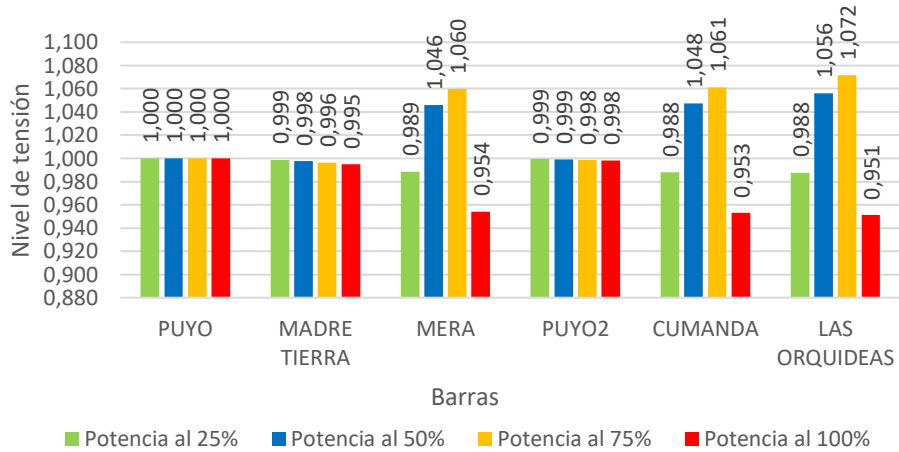


Figura 5. 9.- Perfiles de tensión con la introducción de generación distribuida.

Se puede apreciar que los niveles de tensión mejoraron en cada una de las barras pero estas sobrepasan el $\pm 6\%$ de la franja permisible de tensión en p.u.

5.4.3. Análisis porcentual de la introducción de generación distribuida en el alimentador.

Las potencias despachadas se muestran en la Figura 5.10, donde se puede evidenciar que la potencia fotovoltaica predomina ante la eólica con un 35,90% de la aportación para la demanda, mientras la eólica aporta el 0,74% y el restante lo compensa la red con el 63,36%.

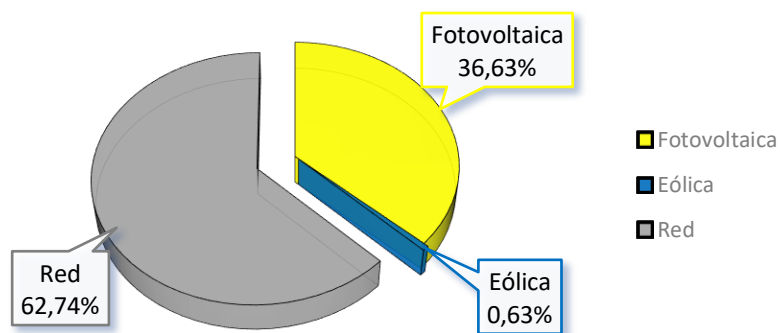


Figura 5. 10.- Porcentaje de potencia despachada por unidad generadora.

5.5. Resultados

Aplicado el criterio de la IEC-60354, corremos flujos en un intervalo de 24 horas y obtenmos los resultados que se muestran en las Tabla 5.9, Tabla 5.10, Tabla 5.11 y Tabla 5.12 respectivamente para cada caso.

5.5.1. Comparación de los perfiles de tensión

Como se puede observar en la Tabla 5.9, de porcentajes que aumenta el nivel de tensión con la introduccion de generación distribuida.

Tabla 5. 9.- Perfiles de tensión para cada caso al 25 % de potencia.

Barra	Caso 1	Caso 2	Caso 3
	Potencia al 25%	Potencia al 25%	Potencia al 25%
PUYO	1,000	1,000	1,000
MADRE TIERRA	0,999	0,999	0,999
MERA	0,989	0,989	0,989
PUYO2	0,999	0,999	0,999
CUMANDA	0,988	0,988	0,988
LAS ORQUIDEAS	0,988	0,988	0,988

Tabla 5. 10.- Perfiles de tensión para cada caso al 50% de potencia.

Barra	Caso 1	Caso 2	Caso 3
	Potencia al 50%	Potencia al 50%	Potencia al 50%
PUYO	1,000	1,000	1,000
MADRE TIERRA	0,998	0,998	0,998
MERA	0,977	1,001	1,046
PUYO2	0,999	0,999	0,999
CUMANDA	0,976	1,002	1,048
LAS ORQUIDEAS	0,975	1,003	1,056

Tabla 5. 11.- Perfiles de tensión para cada caso al 75 % de potencia.

Barra	Caso 1	Caso 2	Caso 3
	Potencia al 75%	Potencia al 75%	Potencia al 75%
PUYO	1,000	1,000	1,000
MADRE TIERRA	0,996	0,996	0,996
MERA	0,965	0,993	1,060
PUYO2	0,998	0,998	0,998
CUMANDA	0,964	0,994	1,061
LAS ORQUIDEAS	0,962	0,994	1,072

Tabla 5. 12.- Perfiles de tensión para cada al 100% de potencia.

Barra	Caso 1	Caso 2	Caso 3
	Potencia al 100%	Potencia al 100%	Potencia al 100%
PUYO	1,000	1,000	1,000
MADRE TIERRA	0,995	0,995	0,995
MERA	0,953	0,953	0,954
PUYO2	0,998	0,998	0,998
CUMANDA	0,952	0,952	0,953
LAS ORQUIDEAS	0,950	0,950	0,951

En la Figura 5.11, se muestran los perfiles de tensión en cada caso .

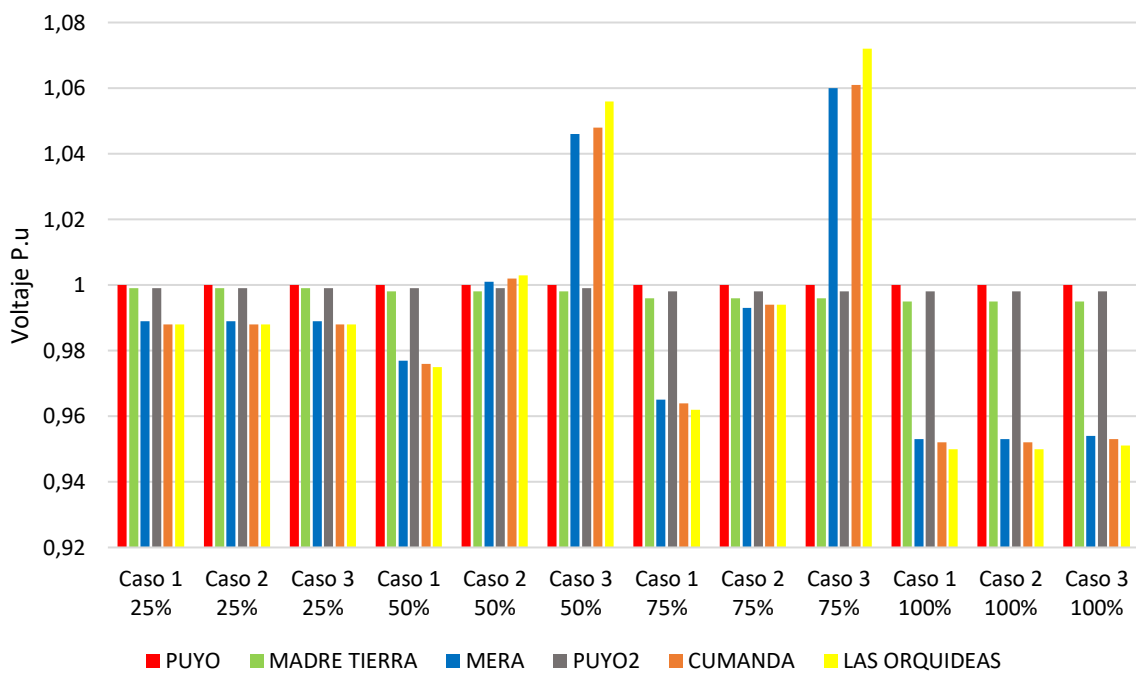


Figura 5. 11.- Perfiles de tensión para cada caso.

5.5.2. Comparación de los costos

En la Tabla 5.13, se puede observar el costo con la introducción de la generación distribuida.

Tabla 5. 13.- Costos de generación por los tipos de casos.

Casos	Caso 1: Sin generacion distribuida	Caso 2: Con generacion distribuida	Caso 3 Sobredimensionamiento
Costos totales	\$ 7876,58	\$ 7411,30	\$ 6095,37

Los costos van bajando según más potencia renovable esté disponible, debido a que al ser menos costosos que la potencia proveniente por la red, se utilizan estos en mayor medida.

5.5.3. Comparación de la integración de generación distribuida.

Tabla 5. 14.- Porcentaje de integración de generadora según el caso de estudio

Generadora	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Red	100 %	90,19 %	62,74%
Fotovoltaico	0 %	9,38 %	36,63%
Eólico	0 %	0,43 %	0,63%

En la Tabla 5.14, se puede observar que la mayor integración de generación distribuida es cuando se implementa el sobredimensionamiento con una integración de 36,63%..

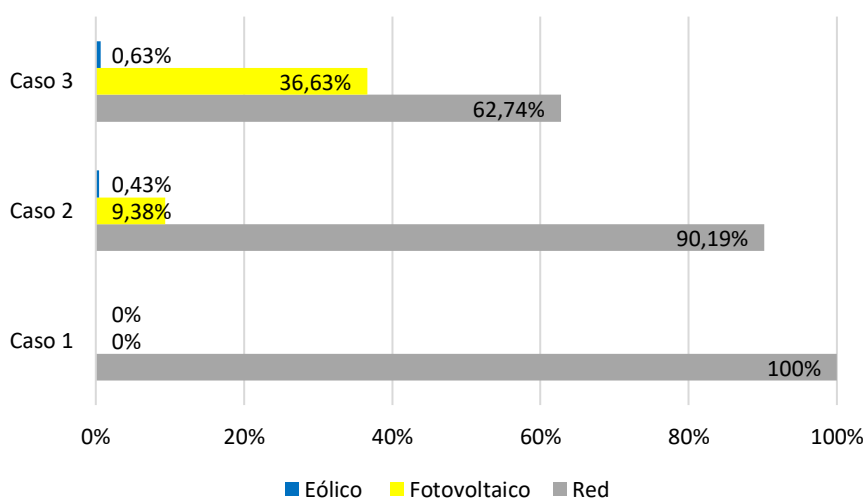


Figura 5. 12.- Porcentaje de introducción de las generadores según el caso de estudio.

5.5.4. Comparación de las pérdidas

Tabla 5. 15.- Perdidas en función a las potencias 25% , 50%, 75% y al 100%

Casos	Potencia al 25% [KW]	Potencia al 50% [KW]	Potencia al 75% [KW]	Potencia al 100% [KW]
Caso 1	4	17	38	70
Caso 2	4	7	9	64,5
Caso 3	4	133,2	232,7	64,5

Como podemos observar en la Tabla 5.15 y en la Figura 5.13, las pérdidas van aumentando según se aumenta el porcentaje según el criterio IEC-60354.

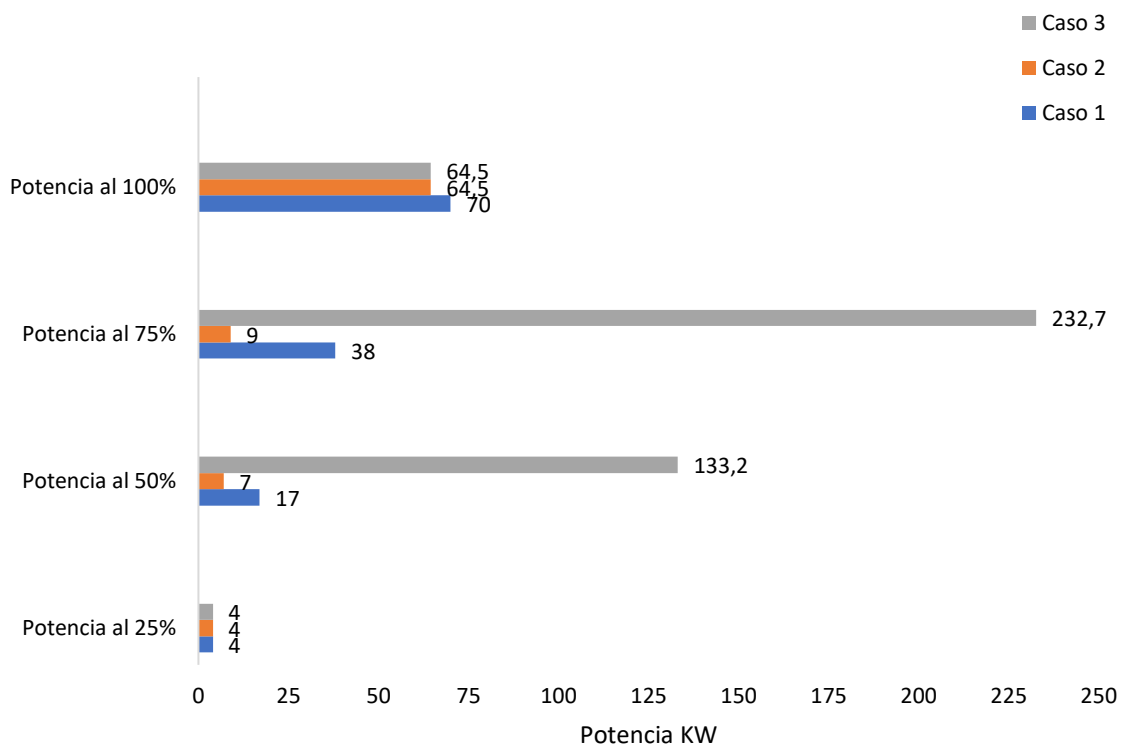


Figura 5. 13.- Pérdidas en las líneas del sistema según el caso de estudio.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- Mediante la búsqueda de información se logro determinar las ecuaciones para el cálculo de las potencias disponibles en donde se puede constatar que la potencia máxima solar disponible en el sector del alimentador Puyo Mera es de 361,96 KW y la potencia máxima eólica es de 36,21 KW en el tiempo de análisis.
- Mediante la metodología planteada para la introducción de generación distribuida en el alimentador Puyo mera se debe tener algunas consideración al introducir la generación distribuida con la máxima capacidad de transporte de la conductor , el recurso renovable , y la localización.
- El costo total de generación con la introducción de generación distribuida es de 7464,64 dólares para el período de un día para análisis de primer caso, notándose una reducción 465,28 dólares con respecto al caso uno.
- En el análisis del despacho económico se obtiene que, para el segundo caso de estudio, la inserción de generación distribuida es de 9,38% para sistema fotovoltaico y de 0,43% para el sistema eólico, mientras que el caso tres es de 36,63% para sistema fotovoltaico y de 0,63% para el sistema eólico, por lo cual la integración de generación distribuida hacia el alimentador depende del recurso disponible y el número de centrales a instalar.
- Al introducir generación distribuida se puede observar que las pérdidas se reducen , esto se lo aprecia principalmente en el caso dos donde las pérdidas se reducen un 34,5% durante todo el tiempo de análisis con respecto al caso uno, pero en el sobredimensionamiento se puede apreciar que las pérdidas incrementan una 336,74% con respecto al caso uno durante el tiempo de análisis de un día, esto se debe por que la potencia despachada supera la capacidad de potencia que puede transportar el conductor por consiguiente tiende a calentarse.
- Mediante los criterios económicos de selección el proyecto es factible puesto que el Valor Actual Neto (VAN) es positivo y es mayor a cero (\$132.652,82), la Tasa Interna de Retorno (TIR) es 13% mayor a la tasa de descuento del 12% y el Tiempo de Retorno es de 7 años.

- En el caso 3 del sobredimensionamiento del recurso, el proyecto no es factible puesto que el Valor Actual Neto (VAN) es negativo (-2.097.086,73), la Tasa Interna de Retorno (TIR) es 7% menor a la tasa de descuento del 12% y el Tiempo de retorno al ser un proyecto no factible no se lo calcula. Esto se debe a que al aumentar el número de plantas para obtener un mayor recurso, los costos operacionales también aumentan.

6.2. Recomendaciones

Debido al tiempo y complejidad del despacho económico, se implementó un sistema con los componentes básicos para recrearla, por lo que se hacen las siguientes sugerencias para mejorarla:

- Se recomienda para mejorar el trabajo incorporar la huella de carbono en el despacho económico de las diferentes fuentes de generación distribuida.
- Construir una investigación más profunda para obtener una comprensión más precisa de todos los aspectos necesarios para implementar la generación distribuida en la red de media tensión de las empresas distribuidoras.
- Implementar un sistema que contengan un mayor número de generadores hacia el sistema para así analizarlo.
- Se recomienda implementar un sistema de despacho económico sea aún más robusto donde la programación en Matlab se puedan implementar las ecuaciones de la potencia solar y la potencia del viento.
- Se recomienda implementar en la investigación un despacho económico utilizando optimización para determinar la óptima localización.
- Para futuras investigaciones se recomienda realizar con mayor profundidad el análisis de costos-beneficio en donde se consideren las depreciaciones, el cálculo del Playback, para así demostrar que tan factible es el proyecto presentado con mayor detalle.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, y M. Benbouzid, «Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects», *Appl. Energy*, vol. 222, pp. 1033-1055, jul. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.103.
- [2] «Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables». <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/> (accedido 29 de noviembre de 2020).
- [3] T. K. V. Hernández, «Uma proposta de integração da geração distribuída, por meio das usinas virtuais, ao sistema elétrico do Estado de São Paulo», text, Universidade de São Paulo, 2015. doi: 10.11606/D.106.2015.tde-21052015-164508.
- [4] «Regulaciones – Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables». <https://www.controlrecursoyenergia.gob.ec/regulaciones/> (accedido 6 de noviembre de 2021).
- [5] «Statistical Review of World Energy | Energy economics | Home». <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accedido 5 de octubre de 2021).
- [6] «Global Energy Review 2021», p. 36, 2021.
- [7] E. F. Durán, «La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 10, n.º 1, Art. n.º 1, ene. 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.95.
- [8] M. R. Peláez-Samaniego Espinoza Abad, Juan Leonardo, *Energías renovables en el Ecuador situación actual, tendencias y perspectivas*. 2015.
- [9] CONELEC, «Atlas solar del Ecuador», 2008. [En línea]. Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00041.pdf>
- [10] J. Z. Aguirre Parra, «“ANÁLISIS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ECUATORIANA Y PLAN DE DESARROLLO ENERGÉTICO SOSTENIBLE PARA LA CIUDAD DEMACHALA”», Universidad Politecnica de Valencia, 2018.
- [11] A. M. A. Ramírez, «MÉTODOS UTILIZADOS PARA EL PRONÓSTICO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN», p. 145, 2013.
- [12] «Operador Nacional de Electricidad CENACE – Página oficial del Operador Nacional de Electricidad CENACE». <http://www.cenace.gob.ec/> (accedido 11 de octubre de 2021).
- [13] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, y C. R. Barreto-Calle, «Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador», *Ingenius*, n.º 19, pp. 60-68, ene. 2018, doi: 10.17163/ings.n19.2018.06.
- [14] T. Basso, «IEEE 1547 National Standard for Interconnecting Distributed Generation: How Could It Help My Facility? Preprint», p. 9.
- [15] S. N. Gopiya Naik, D. K. Khatod, y M. P. Sharma, «Analytical approach for optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, n.º 3, pp. 209-220, feb. 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0603.
- [16] K. Mahmoud, N. Yorino, y A. Ahmed, «Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, n.º 2, pp. 960-969, mar. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2418333.
- [17] H. L. Willis y W. G. Scott, *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*. Boca Raton: CRC Press, 2018. doi: 10.1201/9781315215006.
- [18] M. Nemati, M. Braun, y S. Tenbohlen, «Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming», *Appl. Energy*, vol. 210, pp. 944-963, ene. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.07.007.

- [19] T. Ackermann, G. Andersson, y L. Söder, «Distributed generation: a definition», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, n.º 3, pp. 195-204, abr. 2001, doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [20] W. Almeida, «GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU POTENCIAL APLICACIÓN EN ECUADOR», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 2, n.º 1, Art. n.º 1, ene. 2006, doi: 10.37116/revistaenergia.v2.n1.2006.306.
- [21] R. Chedid, H. Akiki, y S. Rahman, «A decision support technique for the design of hybrid solar-wind power systems», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 13, n.º 1, pp. 76-83, mar. 1998, doi: 10.1109/60.658207.
- [22] R. Bibi, N. Ahmad, y S. A. Khan, «Running cost functions optimization in smart grids», en *2017 IEEE 2nd Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC)*, mar. 2017, pp. 2350-2355. doi: 10.1109/IAEAC.2017.8054442.
- [23] B. V. Linares Pedro, «MODELOS MATEMÁTICOS DE OPTIMIZACIÓN», pp. 6-9, oct. 2010.
- [24] S. E. Bastidas Morocho y H. N. Arcos Martínez, «Despacho Económico del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra Incorporando la Aleatoriedad de Potencia de los Sistemas Eólico y Solar Fotovoltaico», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 16, n.º 1, ene. 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n1.2019.329.
- [25] «Curvas-de-Carga-y-Generación.pdf». Accedido: 5 de diciembre de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://catedras.facet.unt.edu.ar/centraleselectricas/wp-content/uploads/sites/19/2014/10/Curvas-de-Carga-y-Generaci%C3%B3n.pdf>
- [26] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*. Mexico: MacGraw-Hill, 2004.
- [27] M. Piumetto, J. C. Gómez, J. A. Pucheta, y J. C. Vaschetti, «Algoritmo de Aprendizaje-Q aplicado al Control de la Calidad de Potencia en Redes de Media Tensión con Generación Distribuida», *Inf. Tecnológica*, vol. 26, n.º 3, pp. 133-144, 2015, doi: 10.4067/S0718-07642015000300017.
- [28] «Assessment of Sri Lanka's Power Sector | United Nations Development Programme», *UNDP*. <https://www.undp.org/publications/assessment-sri-lankas-power-sector> (accedido 28 de febrero de 2022).
- [29] «NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources». <https://power.larc.nasa.gov/> (accedido 24 de enero de 2022).
- [30] «Renewable Power Generation Costs in 2020», */publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020*. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020> (accedido 24 de febrero de 2022).
- [31] «Anexo_1_pliego_tarifario_spee_2021.pdf». Accedido: 24 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/Anexo_1_pliego_tarifario_spee_2021.pdf
- [32] «Documentos de estudio – Sistemas Eléctricos de Potencia». <https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/documentos/> (accedido 1 de marzo de 2022).

8. ANEXOS

Anexo A: Oficio dirigido a la EEASA

UNIVERSIDAD
TÉCNICA DE
COTOPAXI

Carrera de
Electricidad

OFICIO-N° 043-2122-IELE
Latacunga diciembre 17, 2021

ASUNTO: Solicitud de información para trabajo de investigación

Estimado
Ing. Arturo Meneses
DIRECTOR DE LA ZONA ORIENTAL PASTAZA - EEASA

Presente:
De mi consideración.

Reciban un cordial y afectuoso saludo, deseándoles éxitos en las funciones que desempeña tan acertadamente.

A petición del docente, M. Sc. Gabriel Pesantez Palacios, me permito solicitar de la manera más comedida, se pueda considerar la entrega de la información que se detalla en el documento adjunto con fines de investigación en el desarrollo del trabajo de titulación titulado "ANÁLISIS DEL DESPACHO ECONÓMICO DE UN ALIMENTADOR CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA", trabajo que será desarrollado por parte de los señores. Edwin David Jaqui Garces y Alan Andrés Valencia Quiroz bajo la dirección del docente antes mencionado.

Correo de contacto: gabriel.pesantes3889@utc.edu.ec
Número de contacto: +593998596423

Sin otro particular, me despido, no sin antes agradecer la atención y trámite correspondiente.

Atentamente.
"POR LA VINCULACIÓN DE LA UNIVERSIDAD CON EL PUEBLO"

Mg. C. Xavier Alfonso Proaño Maldonado
DIRECTOR DE LA CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

Latacunga - Ecuador
Av. Simón Rodríguez s/n Barrio El Ejido / San Felipe. Tel: (03) 2252346 - 2252307 - 2252205

5. ANEXOS

Latacunga, 06 de noviembre de 2021

M.Sc.

Xavier Proaño

DIRECTOR DE LA CARRERA DE ELECTRICIDAD

Presente. -

Respondido
OFICIO N° 043-2182-JELE

De mi consideración:

Los estudiantes **EDWIN DAVID JAQUI GARCES** y **ALAN ANDRES VALENCIA QUIROZ**, matriculado en octavo ciclo de la carrera de Electricidad se encuentra desarrollando el trabajo de titulación de grado bajo mi dirección, el trabajo se titula: "ANÁLISIS DEL DESPACHO ECONOMICO DE UN ALIMENTADOR CON GENERACION DISTRIBUIDA".

Este proyecto forma parte del proyecto formativo de la carrera de Electricidad, titulado "DESARROLLO DE SISTEMAS EFICIENTES PARA EL ABASTECIMIENTO Y USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL LOCAL, REGIONAL O NACIONAL".

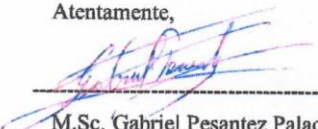
Para la ejecución de este, es necesario disponer de información respecto al alimentador Puyo-Mera ubicado en la Provincia de Pastaza del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Ambato S.A, así como también:

- Características técnicas del alimentador (parámetros de las líneas de transmisión, resistencia, impedancia, capacitancia, calibre, tipo de conductor)
- Potencia Conectada al alimentador (Numero de Transformadores)
- Información de conductores de los tramos que interconectan la subestación
- Datos de la demanda mínima, media y máxima del alimentador Puyo-Mera de EEASA en intervalo de tiempo de 24 horas
- Datos de la subestación Puyo (Potencia de los transformadores, voltajes nominales, etc.

La información debe ser solicitada desde la dirección de carrera, de ahí que solicito su colaboración para direccionar este requerimiento de información a EEASA. en la persona del Ing. Arturo Meneses, **DIRECTOR DE LA ZONA ORIENTAL PASTAZA-EEASA**

Por su amable atención a la presente, a la espera de una respuesta favorable, anticipo mis agradecimientos.

Atentamente,


M.Sc. Gabriel Pesantez Palacios

Docente Universidad Técnica de Cotopaxi

Latacunga - Ecuador

Figura A. 1.- Oficio dirigido a la EEASA.

Anexo B: Distribución de cargas del alimentador

Division por cargas puntuales del alimentador Mera, sectorizado por colores.

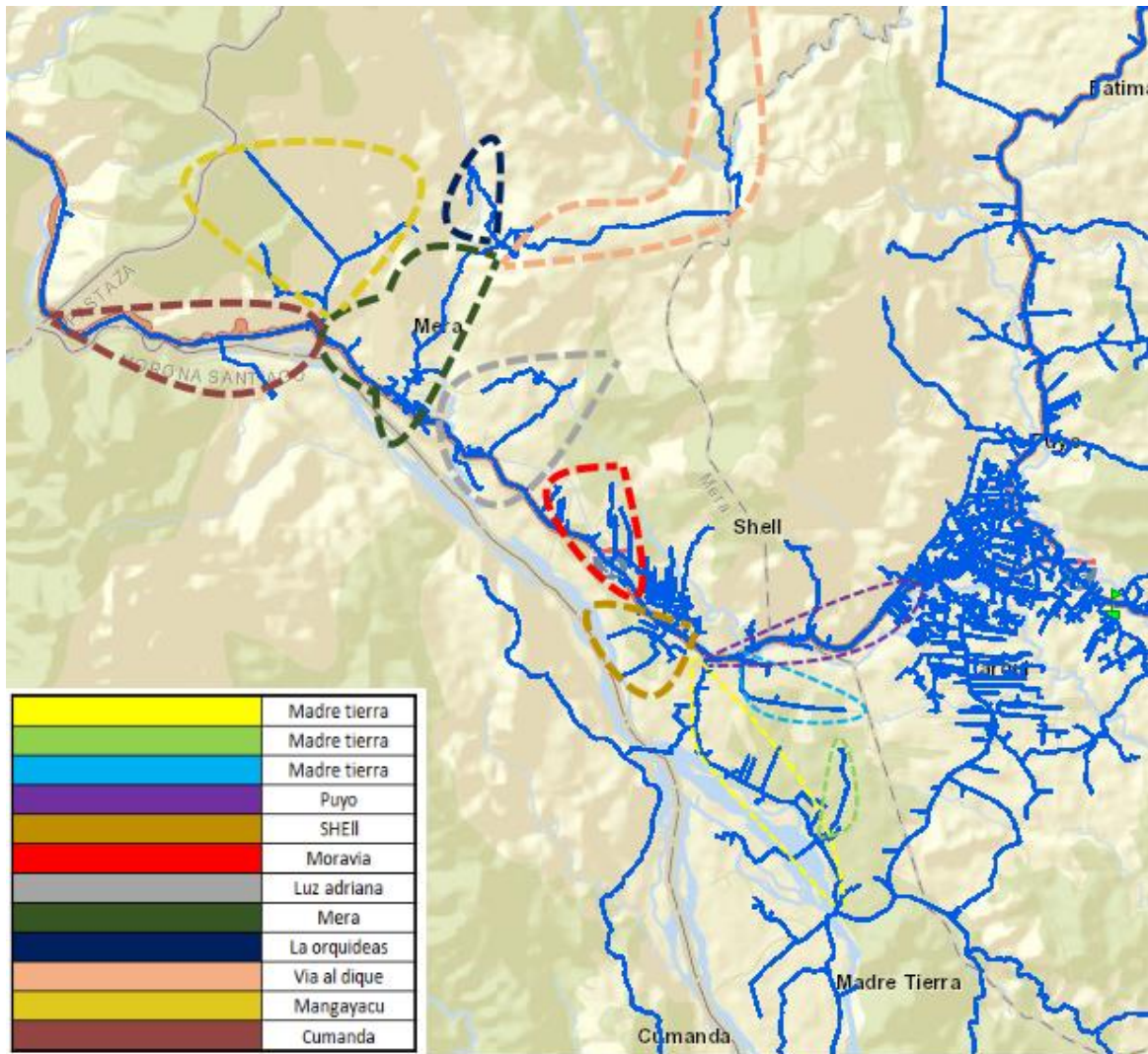


Figura B. 1.- Distribucion de las cargas del alimentador mera para la realización del despacho económico.

Anexo B.1: Sector Madre Tierra

Tabla B. 1.- Cargas instalada en el sector Madre Tierra perteneciente al alimentador Mera

No. Transf.	Código Estructura	POTENCIA (kVA)	Coordenada X	Coordenada Y	Código de color
17965	1A75T	75	828208952875	9830697591875	Yellow
16550	1A3T	3	82714777975	983153785725	
17684	1A75T	75	828170852875	9830665048	
16521	1A10T	10	82724817275	9832005777375	
17081	1A10T	10	827374564625	9831435335	
17626	1A5T	5	82818981625	983053350825	

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

18115	1A10T	10	82917803725	983005525075
16526	1C10T	10	827659130375	9830827047625
16529	1A37.5T	37,5	828207365375	983066107925
16531	1A3T	3	828604232	9830316043
16535	1A15T	15	82905102175	9831102086375
17966	1A37.5T	37,5	827164948625	9831538109875
18701	1A10T	10	827053279	9832022528375
18700	1A15T	15	82701028825	9831918969
16490	1A5T	5	827696288875	9832976207375
16517	1A25T	25	827654775875	983270716675
16520	1A5T	5	827383084375	983224088375
16522	1A10T	10	827407700375	9831949077625
16545	1A10T	10	830235231625	9828335152625
16519	1A5T	5	827344151875	9832306509
14835	1A10T	10	829927582375	982915970675
16547	1C37.5T	37,5	8307128585	982834237125
16518	1C15T	15	827545182	9832367715125
16532	1A15T	15	828717733625	9830316016375
16533	1A15T	15	828834229125	98305893875
16534	1A15T	15	828955898625	9830875136875
17089	1A15T	15	829919317875	9829250455875
16546	1A37.5T	37,5	830394005	9828013879125
16544	1A10T	10	83025954975	9828567569125
14982	3C30T	30	827972086875	98305606695
15036	3C15T	15	828602708125	983001685275
16527	3C175T	175	827664557625	983080720575
18686	3P150T	150	#N/D	#N/D
16538	1A15T	15	83000823475	9829326677375
16548	1A37.5T	37,5	829467300625	9830150281
16543	1C25T	25	83030593725	9831099812125
16536	1A10T	10	829739271875	982937354875
18823	1A25T	25	830311247	98295024135
17668	1A50T	50	83042012925	983027306225
25023	1A10T	10	829802866	9829662617
18826	1A5T	5	83037528675	983001744175
18026	1C50T	50	83002451425	9829950255625
16539	1A15T	15	830050855625	9829306319125
16541	1A15T	15	83004967025	9829390769625
16562	1A3T	3	828865639875	9832089206875
16558	1C25T	25	828222088875	9833076253375
16563	1C5T	5	829487824	9831994497875
18090	1A10T	10	8298564065	9831951438625
14786	1P15T	15	82903242925	983219711625
16560;16561	3B30T	20	828483332125	983217746375

Anexo B.2: Sector Puyo**Tabla B. 2.-Cargas instalada en el sector Puyo perteneciente al alimentador Mera**

No. Transf.	Código Estructura	POTENCIA (KVA)	Coordenadas X	Coordenadas Y	Código de color
16466	1C10T	10	830821026625	9833474710375	
16465	1C37.5T	37,5	830855268875	983353794625	
16473	1C15T	15	82984415275	983334661125	
16477	1C25T	25	829440758625	9833365665375	
16441	1C25T	25	831536215	9834237264375	
15506	1A15T	15	832598846	9834673890125	
18080	1A3T	3	832621444125	9834661074125	
16489	1C25T	25	829812692	9833383748125	
15507	1C15T	15	8325433635	98346307125	
15512	1A10T	10	8331874625	9834694957125	
18750	1A15T	15	831495712	9833712.68	
16470	1C10T	10	83049721325	9833205379875	
16478	1C10T	10	829345421375	983352035875	
16480	1A5T	5	82893634875	9833369014125	
16471	1C10T	10	83011682875	9833420849625	
16472	1C25T	25	82995573125	9833258073375	
16481	1C10T	10	828499466375	9833142010375	
16437	1C25T	25	831679.82	9834229.42	
16454	1C10T	10	831272160375	98339842475	
15511	1A10T	10	833108049125	9834929721875	
18053	1A10T	10	831665544	983435306375	
18748	1A50T	50	829816015875	983363311125	
16487	1A10T	10	828396209625	98332138935	
17651	1A15T	15	831439875125	9833901085	
15508	1C25T	25	8325315985	983461959425	
17994	1C15T	15	831891402625	9834651519875	
16479	3C15T	15	829154248375	983336189025	
16443	3C30T	30	8314712645	9834228603375	
17793	3C15T	15	83135376075	9833923584625	
15510	3C50T	50	832828191625	983470519725	
14988	3P350T	350	83157296375	983375960675	
16433;16434;16435	3N30T	30	831738771	9834417458375	
16438;16439;16440	3N30T	30	831727.66	9834169.08	
16444;16445;16446	3N30T	30	8313683895	9834083969875	

Anexo B.3: Sector Shell**Tabla B. 3.- Cargas instalada en el sector Shell perteneciente al alimentador Mera**

No. Transf.	Código Estructura	POTENCIA (KVA)	Coordenadas X	Coordenadas Y	Código de color
16288	1A15T	15	826196570125	9833975159125	
14900	1A37.5T	37,5	827055267125	98334732425	
16279	1A25T	25	826863141	9833624332	
16552	1A10T	10	826321972875	9833967.74	
16289	1A15T	15	8262395035	983410793025	
16419	1A25T	25	82557265225	9833415828625	
16278	1C15T	15	82702148425	9833513744375	
16122	1A15T	15	82585237125	9834548443375	
16280	1C25T	25	826648822	9833757609125	
16408	1C25T	25	826673245125	98332998065	
16494	1C15T	15	827353928625	983324800675	
16404	3C150T	150	826939967625	9833498162	
16402	3C45T	45	826539115125	9833728428875	
16499	3C15T	15	82719646175	9833339708375	
16281	3C45T	45	826529316625	983380339525	
16410	3C50T	50	827042339375	983317024625	
16413	3C50T	50	8264047185	98334846035	
16553	3C45T	45	826275533125	983404653925	
14983	3C100T	100	826223780625	983409475875	
16411	3C45T	45	82714428425	9833102.33	
16416	3C50T	50	8269181855	9833009380625	
16403	3C30T	30	82670109325	9833638314875	
16409	3C45T	45	826897239375	983323975675	
16414	3C75T	75	826449329125	9833281451125	
16412	3O400T	400	826940270875	9833246638375	
16287	3O150T	150	826196570125	9833975159125	
16417;16417	3B40T	40	826804263875	9832912623625	
16491;16492;16493	3N45T	45	8274906685	98331731055	

Anexo B.4: Sector Moravia**Tabla B. 4.-** Cargas instalada en el sector Moravia perteneciente al alimentador Mera

No. Transf.	Código Estructura	POTENCIA (KVA)	Coordenada X	Coordenada Y	Código de color
16301	1A10	10	825706157375	98351631885	
16306	1A15T	15	825250269875	9835293594375	
16304	1A10T	10	82536603875	9835224013875	
16311	1A15T	15	82512890475	9835426887	
16300	1C10T	10	825254811125	983531640975	
15611	1A10T	10	824723506	983578229925	
16554	1C25T	25	824655207875	9835573903875	
16313	1C25T	25	8245745685	983572725125	
18375	1A15T	15	825635.59	9836316.36	
16305	1C10T	10	82560806225	9834951413	
16314	1C25T	25	824606633	983596168525	
16315	1C25T	25	824539824875	983598668625	
16297	1A10T	10	82583459075	9834742139	
16303	1C10T	10	825439355625	98350421265	
16310	1A5T	5	825131754625	983548454525	
16316	1C25T	25	824509667375	983575395425	
16298	1C10T	10	825659812875	9834838294	
16299	1C10T	10	825603005625	9834889008875	
16302	1A10T	10	825702871875	9835381545875	
16307	1A10T	10	825320284	9835477345125	
16317	3C112.5T	112,5	82439124875	983575403325	

Anexo B.5: Sector Luz Adriana**Tabla B. 5.-** Cargas instalada en el sector Luz Adriana perteneciente al alimentador Mera

No. Transf.	Código Estructura	POTENCIA (KVA)	Coordenada X	Coordenada Y	Código de color
16335	1C10T	10	8222660165	9837675189	
18499	1A10T	10	824506058	9836391452	
16319	1A5T	5	82392112775	98362723725	
16326	1C10T	10	824821001625	9838558376875	
18044	1A15T	15	823419.97	9837467279	
16320	1A37.5T	37,5	823871070875	98364278185	
16321	1A5T	5	823388752125	983666730725	
18500	1A15T	15	824481563	9836495988	
18229	1A15T	15	824652545	9838511.32	
16325	1A5T	5	824318903	9838129617	
16327	1C15T	15	824871928875	98386715095	
14820	1A5T	5	823558062375	9838661656125	
16331	1C15T	15	822922628	9837251863	
16332	1A5T	5	822608186	9837171857	
16333	1C5T	5	82241666375	98370339415	
16329	1A25T	25	824109406125	9838596851375	
18231	1A10T	10	823999863	9837859625	
18602	1A15T	15	822685037	9837323067	
16318	1C10T	10	824211563625	9835881966375	
16328	1A5T	5	82305009125	9837136675125	
16330	1C5T	5	8242113245	983883065275	
17454	1A37.5T	37,5	822945624	9836474738	
18613	1A15T	15	823201064	9837296493	

Anexo B.6 :Sector Mera**Tabla B. 6.-Cargas instalada en el sector Mera perteneciente al alimentador Mera**

No. Transf.	Código Estructura	POTENCIA (KVA)	Coordenada X	Coordenada Y	Código de color
16339	1C15T	15	821752421	9838122809	
16356	1C25T	25	821597507375	9838659046	
16368	1C25T	25	821092388375	983869734475	
18242	1A15T	15	821804665	9839411476	
16337	1C3T	3	821712685125	9837909836875	
16346	1C25T	25	8214910775	9838622041375	
16351	1A3T	3	8223246975	9840462474	
16357	1C25T	25	821708270375	9838681088	
16364	1C25T	25	821151455375	9838419628375	
18601	1A10T	10	821898004	9839485931	
18228	1A10T	10	821646545	9838934549	
16336	1C10T	10	821860107875	9837596575625	
16340	1A10T	10	821617352625	9838223312625	
16358	1C25T	25	821623429625	9838600097375	
16360	1C10T	10	821821252375	9838859478125	
16365	1C10T	10	820991590625	9838544161125	
16369	1A25T	25	821022610125	9838411625	
18603	1A15T	15	821619503	9839164538	
16348	1C10T	10	82156565925	983964880375	
15026	1A25T	25	821216954375	983838082475	
16349	1A3T	3	821985657625	98395491705	
16352	1C3T	3	82251532975	9840898586	
16354	1A25T	25	824020803	984177860175	
15019	1A10T	10	821633514	9838783383125	
16338	1C10T	10	821861455125	9837916531875	
17473	1A25T	25	821722157875	983801601775	
16344	1A15T	15	8213661845	9838162049125	
16342	1A10T	10	821457800125	9838209940375	
16350	1C10T	10	822169822375	9840129412125	
16343	1A15T	15	821362851125	9838057222	
16341	1A10T	10	821656069625	9838063.96	
16353	1C15T	15	822543504375	9840887776375	
16355	1C25T	25	821655378375	9838731421625	
16363	1A25T	25	821296336125	983832314775	
15007	1A25T	25	821051072125	9838392087	
18647	1P50T	50	N/D	N/D	
16359	3C50T	50	821475647625	9838049608	
16366;16367	3B20T	20	821112927375	98385218495	

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

16374	1A25T	25	82047067575	9838859931625		
16377	1A25T	25	820248600125	9839132828875		
16380	1A25T	25	81995257275	983942730475		
17406	1A5T	5	81983038275	9839455664375		
16379	3C50T	50	820456874375	9839508522875		
16381	3C10T	10	8196795295	98398120245		
16378	3C75T	75	8202403485	98392724385		
16375;16376	3B30T	30	820508965375	983893250575		
16382;16383;16384	3N30T	30	8197587775	983993560975		
19608	1A10T	10	822723019125	9842278435625		
19609	1A10T	10	822888238125	9842712705625		
19607	1A10T	10	822753613125	9842781410625		
18719	1A10T	10	823022349125	9842516206625		
15800	1C5T	5	8232609385	9841558930125		
15030	1A10T	10	82305919325	984184335775		
18103	1A10T	10	828235060875	9842159835125		
18100	1A10T	10	823662948125	9841654540375		
18104	1A10T	10	827979958125	9843402383375		
18064	1A10T	10	827721494	9845855817		
18110	1A10T	10	828434219	9847251614		
18109	1A10T	10	827806006375	9845421536625		
18107	1A10T	10	827650763125	9844630626375		
18111	1A10T	10	828260723	9847491069		
18112	1A10T	10	827748256	9847787418		
18105	1A10T	10	827876224	9844206.66		
17405	1A15T	15	820639206875	983867398025		
18102	1A10T	10	82779611675	9842092167375		
16372	3C50T	50	820559120625	9838682372375		
16385	1A3T	3	819304363125	984043640125		
18249	1A15T	15	818443237375	984144402425		
17800	1A10T	10	819188607625	984042978675		
16386	1A3T	3	818738815125	9840390099125		

Anexo B 7. Sector Cumanda

Tabla B. 7.-Cargas instalada en el sector Cumanda perteneciente al alimentador Mera

No. Transf.	Código Estructura	POTENCIA (KVA)	Coordenada X	Coordenada Y	Código de color
16398	1C15T	15	818640109625	983844680725	
16397	1C10T	10	81846944025	9838686439875	
17678	1A10T	10	8176748845	98391432115	
16400	1C10T	10	81865423725	98383020525	
16395	1A3T	3	817690797125	98395445935	
16399	1C15T	15	81859198925	9838396660875	
16393	1A3T	3	819428526	983987523575	
18083	1A10T	10	81613424175	9839601505875	
16392	1C10T	10	819366931375	9839719302	
17407	1A5T	5	819424520625	98398260705	
16396	1C3T	3	8172232495	983949806025	
16394	1A5T	5	8190354665	983972405925	

Anexo C: Parámetros de las líneas de distribución

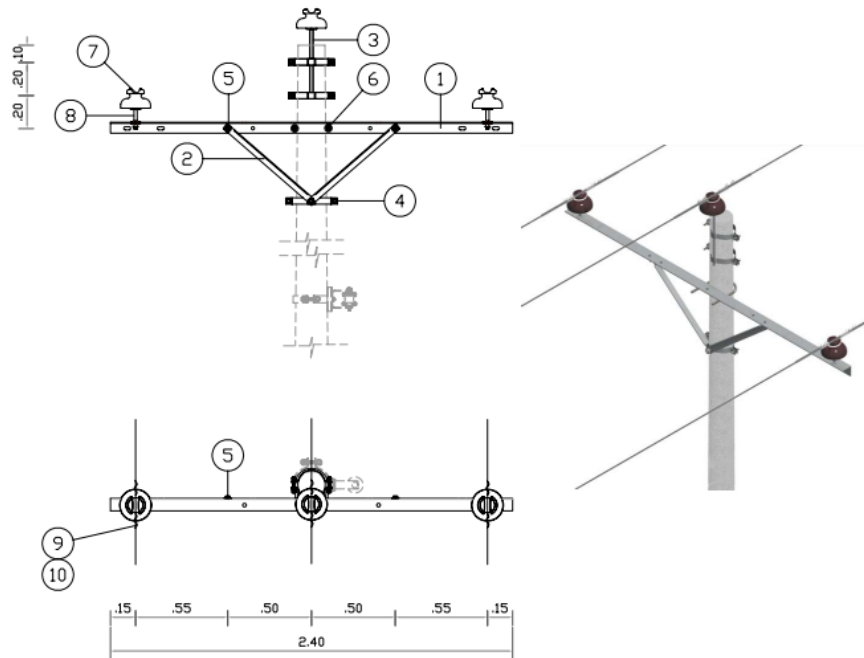


Figura C. 1.- Tipo de poste 3CP

Tabla C. 1:- Parámetros de la línea

Altura de la línea A	12,5 m
Altura de la línea B	12 m
Altura de la línea C	12 m
Longitud de la cruzeta	2,1
Longitud desde la base el poste de la fase A	1,05
Longitud desde la base el poste de la fase B	0
Longitud desde la base el poste de la fase C	1,05

Inductancia de una línea

$$L_k = 2 * 10^{-4} \ln \frac{DGM}{RMG} \text{ H/km por fase}$$

DGM: Distancia media geométrica.

$$DGM = \sqrt{D_{AB} * D_{BC} * D_{CA}}$$

D_{AB} : Distancia entre la fase A-B

RMG: Radio medio geométrico.

$$RMG = r * e^{1/4}$$

Capacitancia de una línea

$$C_k = \frac{0,0556 * 10^{-8}}{\ln \left(\frac{DGM}{RMG} \right)} \text{ F/km por fase}$$

Parámetros eléctrico de la líneas de media tensión

Tabla C. 2.- Parámetros electricos de las líneas de media tensión.

Resistencia [Ω/KM]	0,5358
Inductancia [H/KM]	0,001163443
Capacitancia [F/KM]	$9,99266 * 10^{-6}$

Anexo D: Diagrama Unifilar del modelamiento del alimentador.

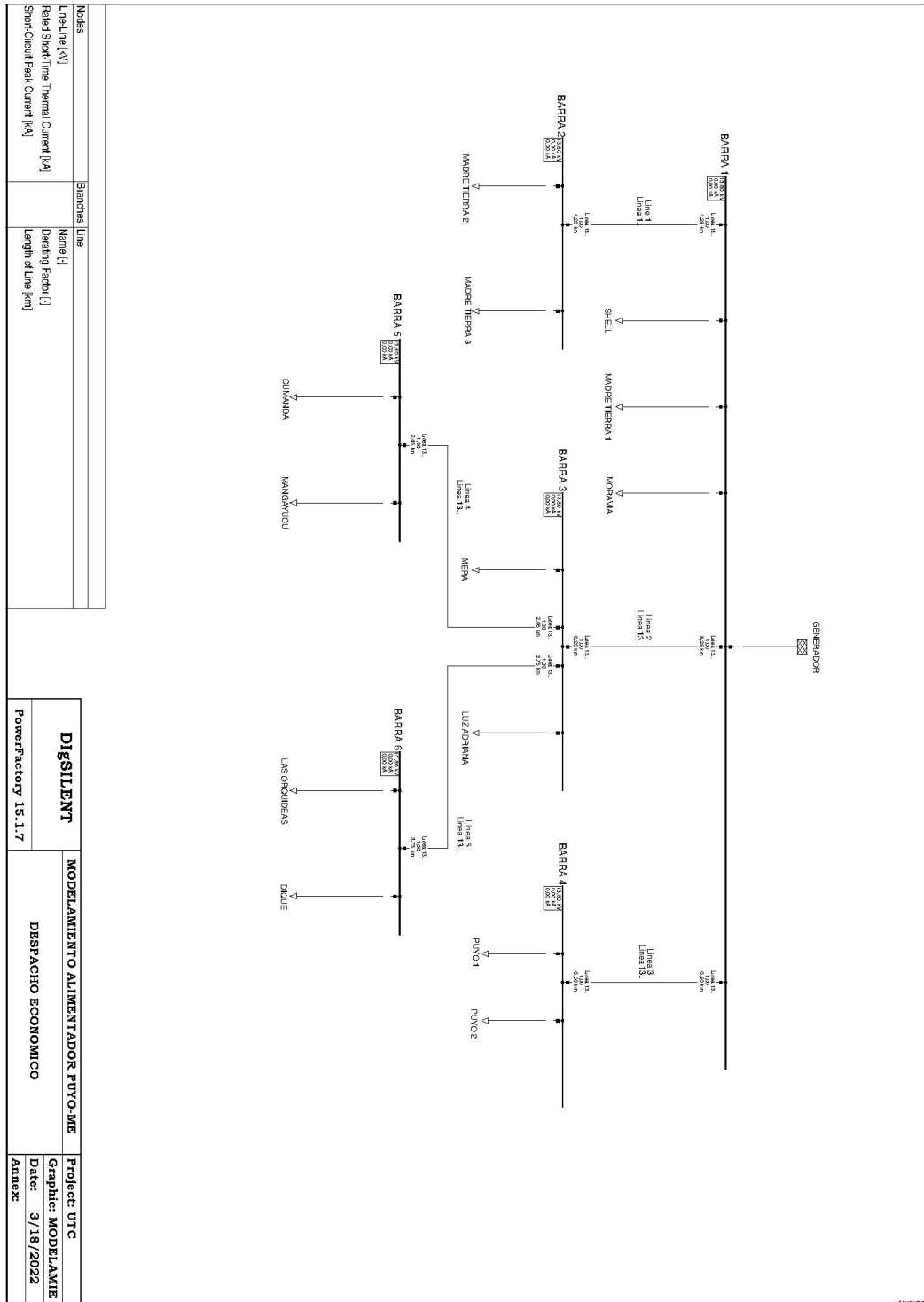


Figura D. 1.- Diagrama Unifilar del modelamiento del alimentador

Anexo E: Código en Matlab

```

fprintf('=====
=====\\n');
fprintf('
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI\\n');
fprintf('=====
=====\\n');
fprintf('
Facultad de Ciencias de la Ingeniería y
Aplicadas\\n');
fprintf('-----
-----\\n');
fprintf('
Carrera de Ingeniería en Electricidad\\n');
fprintf('
Proyecto de Titulación referente a:\\n');
fprintf(' ANALIS DEL DESPACHO ECONÓMICO EN UN ALIMENTADOR CON GENERACIÓN
DISTRIBUIDA \\n');
fprintf('-----
-----\\n');
fprintf('\\n');
fprintf(' TUTOR:\\n');
fprintf(' ING. GABRIEL PESANTEZ MSC \\n');
fprintf(' AUTORES:\\n');
fprintf(' JAQUI GARCES EDWIN DAVID \\n');
fprintf(' VALENCIA QUIROZ ALAN ANDRES \\n');
fprintf('\\n');
fprintf('-----
-----\\n');

%%%%%%Inicio del Programa%%%%%%%%%%

fprintf("Despacho Económico: Optimización\\n");
fprintf("Cargar Base de datos\\n");
fprintf("1. Predeterminado \\n");
fprintf("2. Cargar Manualmente \\n");
cargarData=input("Elige la opcion: ");
%%Datos de entrada requeridos
filename = 'Datos_DE_GD.xlsx';
if (cargarData==1)
    DATOS_GD = xlsread(filename, 'Generacion_Distribuida_(24H)', 'G2:R25');
%Se pide cambiar "R25" para ingresar mas generadores
    d= xlsread(filename, 'Datos_gen', 'B3:F12');%Se pide cambiar "F12" para
ingresar mas generadores
elseif cargarData==2
    CG=input("Ingrese celda final-Generación, Ejm='R25': ");
    CC=input("\\nIngrese celda final-Generación, Ejm='F12': ");
    DATOS_GD = xlsread(filename,
'Generacion_Distribuida_(24H)',strcat('G2',':',CG) ); %Se pide cambiar
"R25" para ingresar mas generadores
    d= xlsread(filename, 'Datos_gen',strcat('B3',':',CC));%Se pide cambiar
"F12" para ingresar mas generadores
else
    fprintf("\\n Vuelva ingresar una opción correcta \\n");
    return;
end

%% Recuperación de datos de datos de entrada
format short g
%format long
%DATOS HORAS
Horas = DATOS_GD(:,1);
%DEMANDA:
DEMANDA = DATOS_GD(:,end);

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Generadores_Registrados=DATOS_GD(:,2:end-1);

fprintf("Generadores disponibles: %d \n", size(Generadores_Registrados,2));
ng=input("Ingrese el número de generadores a optimizar: ");

if ng>0&&ng<=size(Generadores_Registrados,2)
    % Generator Limits, MW
    X0=zeros(1,ng)'; %Vector inicial
    A=eye(ng); %Matriz de restriccion de desigualdad
    precio_Generacion1=d(1:ng,2:4); %Vector de costos
    generadores=DATOS_GD(:,2:ng+1);
    %Optimización
    for i=1:length(Horas)
        B=generadores(i,:); %Vector de restriccion de desigualdad (Va ir
cambiando segun Genracion)
        Aeq=d(1:ng,1)'; %Matriz de restriccion de igualdad
        Beq=DEMANDA(i); %Vector de restriccion de igualdad (Va ir
cambiando segun Demanda)
        LB=d(1:ng,5); %Limite inferior
        UB=generadores(i,:); %Limite superior (Va ir cambiando segun
Genracion)
        ff=@(x) funObj_costo(x,precio_Generacion1,ng); %Funcion Objetivo
        [X, costol] = fmincon(ff,X0,A,B,Aeq,Beq,LB,UB); %Minimizacion de
funcion con restriccion (Aplicación lineal, cuadratica)
        matrizOp(i,1:ng)=X'; %Generación Optimizado
        costoHora(i,1)=costol;
    end
    %Costo de generación total
    costoT=sum(costoHora); %Costo de generación

    % Exportación de Resultados a Excel
    sheet = 'Resultados';
    xlRange = 'B3';
    xlRange1 = 'J27';
    xlswrite(filename,0,sheet,'B2:L25');
    xlswrite(filename,[matrizOp costoHora],sheet,xlRange);
    xlswrite(filename,costoT,sheet,xlRange1);

    %Graficar Resultados
    plot(DEMANDA,'linewidth',1.5);hold on;
    plot(matrizOp,'linewidth',1.5); hold on;grid on;
    plot(generadores(:,2:end)); hold on;
    legend ('DEMANDA','P_{Opt-Red}','P_{Opt-FV2}','P_{Opt-
Eólico3}','P_{Opt-FV4}', ...
           'P_{Opt-Eólico5}','P_{Opt-FV6}','P_{Opt-Eólico7}','P_{Opt-
Eólico8}','P_{Opt-Eólico9}', ...
           'P_{Opt-G11}','P_{Opt-G12}','P_{Opt-G13}','P_{Opt-
G14}','P_{Opt-G15}', ...
           'P_{Opt-G16}', 'P_{Opt-G17}', 'P_{Opt-G18}', 'P_{Opt-G19}',
'P_{Opt-G20}', ...
           'fontsize',12);
    legend boxon
    leg = legend('show');
    title(leg,'Parámetros')
    %ejes
    xlabel ('Tiempo')
    ylabel ('Potencias')
    title ('Potencias despachadas')
    %propiedades de gráfica
    set(gcf,'color','w');

```

```

%propiedades de ejes
set(gca, 'linewidth',1.5, 'fontsize',12, 'FontWeight', 'bold');
box off

% %Presentación costos
figure
plot(Horas, costoHora, 'r-^', 'linewidth',1.5); grid on;
title('Costo de generación por horas')
xlabel('Tiempo');
ylabel('Costo');
%propiedades de gráfica
set(gcf, 'color', 'w');
%propiedades de ejes
set(gca, 'linewidth',1.5, 'fontsize',12, 'FontWeight', 'bold');

%% Presentación de Resultados en Consola
fprintf('\n-----\n');
fprintf('Salidas de potencia Óptimas del generador (kW) \n');
fprintf('\n');
fprintf(' Despacho Económico \n ');
for i=1:length(Horas)
    for j=1:ng
        fprintf(' %6.1f\t', matrizOp(i,j) );
    end
    fprintf(' \n' );
end
fprintf(' Costo Generación por Hora Optimizado\n');
fprintf(' $%6.1f\n', costoHora)
fprintf('\n');
fprintf('Costo total de Generación = %6.0f $/totalGeneración',
costoT);
fprintf('\n-----\n\n');
else
    fprintf("\n Vuelva ingresar una opción correcta \n");
    return;
end

%%%%%Fin del progama%%%%%%%%%

```

Anexo F: Irradiación y velocidad del viento en el sector Puyo Mera**Tabla F. 1.- Irradiación y velocidad del viento sectorizado en el alimentador Puyo Mera**

Año	Mes	Día	Horas	Irradiación Cumandá (Wh/m ²)	Irradiación Mera (Wh/m ²)	Irradiación Orquídeas (Wh/m ²)	Velocidad del viento a 50 metros Cumandá (m/s)	Velocidad del viento a 50 metros Mera (m/s)	Velocidad del viento a 50 metros Orquídeas (m/s)
2021	1	1	0	0	0	0	1,7	1,7	1,7
2021	1	1	1	0	0	0	2,22	2,22	2,22
2021	1	1	2	0	0	0	2,33	2,33	2,33
2021	1	1	3	0	0	0	2,3	2,3	2,3
2021	1	1	4	0	0	0	2,44	2,44	2,44
2021	1	1	5	0	0	0	2,63	2,63	2,63
2021	1	1	6	24,2	24,2	24,2	2,87	2,87	2,87
2021	1	1	7	147,17	147,17	147,17	1,93	1,93	1,93
2021	1	1	8	310,05	310,05	310,05	1,12	1,12	1,12
2021	1	1	9	354,8	354,8	354,8	1,52	1,52	1,52
2021	1	1	10	364,2	364,2	364,2	2,35	2,35	2,35
2021	1	1	11	461,75	461,75	461,75	3,33	3,33	3,33
2021	1	1	12	517,26	517,26	517,26	4,1	4,1	4,1
2021	1	1	13	382,89	382,89	382,89	4,56	4,56	4,56
2021	1	1	14	290,27	290,27	290,27	4,69	4,69	4,69
2021	1	1	15	315,09	315,09	315,09	4,43	4,43	4,43
2021	1	1	16	177,3	177,3	177,3	3,73	3,73	3,73
2021	1	1	17	59,92	59,92	59,92	2,73	2,73	2,73
2021	1	1	18	6,12	6,12	6,12	1,57	1,57	1,57
2021	1	1	19	0	0	0	0,31	0,31	0,31
2021	1	1	20	0	0	0	1,21	1,21	1,21
2021	1	1	21	0	0	0	2,28	2,28	2,28
2021	1	1	22	0	0	0	2,62	2,62	2,62
2021	1	1	23	0	0	0	2,63	2,63	2,63

Anexo G: Analisis de factibilidad del Proyecto de generación distribuida.**Tabla G. 1.-Presupuesto para la implementación de generación distribuida en el Alimentador.**

DESCRIPCION	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	COSTO TOTAL
SECTOR CUMANDA			
Aeolos-H 50kW Wind Turbine	2,00	\$ 49.082,79	\$ 98.165,58
50Hz 60Hz 55KW de turbina de viento inversor dc ac	2,00	\$ 4.765,00	\$ 9.530,00
Panel Solar 400Wp /24VDC Monocristalino	1.875,00	\$ 240,00	\$ 450.000,00
50Hz 60Hz 55KW de panel fotovoltaico inversor dc ac	14,00	\$ 4.765,00	\$ 66.710,00
Subtotal Sector Cumandá			\$ 624.405,58
SECTOR ORQUIDEAS			
Aeolos-H 50kW Wind Turbine	2,00	\$ 49.082,79	\$ 98.165,58
50Hz 60Hz 55KW de turbina de viento inversor dc ac	2,00	\$ 4.765,00	\$ 9.530,00
Panel Solar 400Wp /24VDC Monocristalino	1.875,00	\$ 240,00	\$ 450.000,00
50Hz 60Hz 55KW de panel fotovoltaico inversor dc ac	14,00	\$ 4.765,00	\$ 66.710,00
Subtotal Sector Orquídeas			\$ 624.405,58
SECTOR MERA			
Aeolos-H 50kW Wind Turbine	3,00	\$ 49.082,79	\$ 147.248,37
50Hz 60Hz 55KW de turbina de viento inversor dc ac	3,00	\$ 4.765,00	\$ 14.295,00
Panel Solar 400Wp /24VDC Monocristalino	1.875,00	\$ 240,00	\$ 450.000,00
50Hz 60Hz 55KW de panel fotovoltaico inversor dc ac	14,00	\$ 4.765,00	\$ 66.710,00
Subtotal Sector Mera			\$ 678.253,37

ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA**TOTAL: \$ 1.927.064,53**

Tabla G. 2.- Inversión de cada central.

AÑO	COMPONENTE 1	ACTIVIDAD	TIPO DE INTERVENCIÓN	ENTREGABLE	COSTO UNITARIO US\$	CANTIDAD	TOTAL
2022	C1.-Sector Cumandá	Central Eólica	Infraestructura	Central Eólica de 100kW de capacidad	\$ 107.695,58	1	\$ 107.695,58
		Central Solar	Infraestructura	Central Solar de 750kW de capacidad	\$ 516.710,00	1	\$ 516.710,00
2022	C2.-Sector Orquídeas	Central Eólica	Infraestructura	Central Eólica de 100kW de capacidad	\$ 107.695,58	1	\$ 107.695,58
		Central Solar	Infraestructura	Central Solar de 750kW de capacidad	\$ 516.710,00	1	\$ 516.710,00
2022	C3.-Sector Mera	Central Eólica	Infraestructura	Central Eólica de 100kW de capacidad	\$ 161.543,37	1	\$ 161.543,37
		Central Solar	Infraestructura	Central Solar de 750kW de capacidad	\$ 516.710,00	1	\$ 516.710,00
	Total						\$ 1.927.064,53

Tabla G. 3.- Costos de operación y mantenimiento central eólica.

DESCRIPCION	CAT.	SAL.REALxHORA	HORAS	COSTO DIARIO	COSTO TOTAL
Ayudante de electricista	2,00	\$ 3,83	8,00	\$ 61,28	\$ 22.367,20
Electricista o instalador de revestimiento en general	1,00	\$ 3,87	8,00	\$ 30,96	\$ 11.300,40
Supervisor eléctrico general	1,00	\$ 4,30	8,00	\$ 34,40	\$ 12.556,00

ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA

TOTAL: \$ 46.223,60

Tabla G. 4.- Costos de operación y mantenimiento central fotovoltaica

DESCRIPCION	CAT.	SAL.REALxHORA	HOR-HOMBRE	COSTO DIARIO	COSTO/AÑO
Ayudante de electricista	3,00	\$ 3,83	8,00	\$ 91,92	\$ 33.550,80
Electricista o instalador de revestimiento en general	2,00	\$ 3,87	8,00	\$ 61,92	\$ 22.600,80
Supervisor eléctrico general	1,00	\$ 4,30	8,00	\$ 34,40	\$ 12.556,00

ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA

TOTAL: \$ 68.707,60

Tabla G. 5.- Ingresos por venta de energía Eléctrica.

COMPONENTE	Detalle	Producción diaria (kWh-día)	Producción anual Estimada (kWh-año)	Precio Unitario US\$	Ingreso Anual US\$	Por Componente US\$
C1.-Sector Cumandá	Central Eólica de 100kW de capacidad	97,7	35.666	\$ 0,09	\$ 3.256,30	\$ 113.744,85
	Central Solar de 750kW de capacidad	2.463,0	899.012	\$ 0,12	\$ 110.488,55	
C2.-Sector Orquídeas	Central Eólica de 100kW de capacidad	97,7	35.666	\$ 0,09	\$ 3.256,30	\$ 113.744,85
	Central Solar de 750kW de capacidad	2.463,0	899.012	\$ 0,12	\$ 110.488,55	
C3.-Sector Mera	Central Eólica de 150kW de capacidad	146,6	53.498	\$ 0,09	\$ 4.884,41	\$ 115.372,95
	Central Solar de 750kW de capacidad	2.463,0	899.012	\$ 0,12	\$ 110.488,55	
	Total	7.731,1	2.821.866	\$ 0,11	\$ 302.221,82	\$ 342.862,66

Tabla G. 6.- Operación y Mantenimiento

Detalle	Producción diaria (kWh-día)	Producción anual Estimada (kWh-año)	Ingreso Anual US\$	% Costo de O&M Anual	Costo de O&M Anual US\$	Por Componente US\$
Central Eólica de 100kW de capacidad	97,7	35.666	\$ 3.256,30	18%	\$ 586,13	\$ 20.474,07
Central Solar de 750kW de capacidad	2.463	899.012	\$ 110.488,55	18%	\$ 19.887,94	
Central Eólica de 100kW de capacidad	98	35.666	\$ 3.256,30	18%	\$ 586,13	\$ 20.474,07
Central Solar de 750kW de capacidad	2.463	899.012	\$ 110.488,55	18%	\$ 19.887,94	
Central Eólica de 100kW de capacidad	147	53.498	\$ 4.884,41	16%	\$ 781,50	\$ 18.459,67
Central Solar de 750kW de capacidad	2.463	899.012	\$ 110.488,55	16%	\$ 17.678,17	
Total	7.731	2.821.866	342.863	17%	\$ 59.429,53	\$ 59.407,82

Tabla G. 7.- Flujo Financiero año 0-10

Período	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
INGRESOS (US\$ Corrientes)	\$ -	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6
<i>Venta de Energía</i>	\$ -	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6
C1.-Sector Cumandá	\$ -	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8
C2.-Sector Orquídeas		\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8
C3.-Sector Mera		\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9
EGRESOS	\$1.927.064,53	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82
INVERSIÓN	\$1.927.064,53	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
C1.-Sector Cumandá	\$624.405,5	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
C2.-Sector Orquídeas	\$624.405,5		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
C3.-Sector Mera	\$678.253,3		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82
<i>Gastos Operativos infraestructura</i>		\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82
C1.-Sector Cumandá		\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07
C2.-Sector Orquídeas		\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07
C3.-Sector Mera		\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67
FLUJO DE CAJA	\$1.927.064,53	\$283.454,8	\$283.454,8	\$283.454,8	\$283.454,8	\$283.454,8	\$283.454,8	\$283.454,8	\$283.454,8	\$283.454,8	\$283.454,8
FLUJO ACUMULADO		\$283.454,84	\$566.909,68	\$850.364,52	\$1.133.819,36	\$1.417.274,20	\$1.700.729,04	\$1.984.183,88	\$2.267.638,72	\$2.551.093,56	\$2.834.548,40

Tabla G. 8.-Flujo Financiero año 11-20

Período	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
INGRESOS (US\$ Corrientes) (a)	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6
<i>Venta de Energía</i>	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6	\$342.862,6
C1.-Sector Cumandá	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8
C2.-Sector Orquídeas	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8	\$113.744,8
C3.-Sector Mera	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9	\$115.372,9
EGRESOS (b)	\$259.537,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82
INVERSIÓN	\$200.130,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
C1.-Sector Cumandá	\$66.710,00									
C2.-Sector Orquídeas	\$66.710,00									
C3.-Sector Mera	\$66.710,00									
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	\$59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82	\$ 59.407,82
<i>Gastos Operativos infraestructura</i>	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82	\$59.407,82
C1.-Sector Cumandá	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07
C2.-Sector Orquídeas	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07	\$20.474,07
C3.-Sector Mera	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67	\$18.459,67
FLUJO DE CAJA	\$83.324,84	\$283.454,84	\$283.454,84	\$283.454,84	\$283.454,84	\$283.454,84	\$283.454,84	\$283.454,84	\$283.454,84	\$283.454,84
FLUJO ACUMULADO	\$2.917.873,24	\$3.201.328,08	\$3.484.782,92	\$3.768.237,76	\$4.051.692,60	\$4.335.147,44	\$4.618.602,28	\$4.902.057,11	\$5.185.511,95	\$5.468.966,79

Tabla G. 9.- Parámetros financieros.

PARÁMETROS	VALOR
Tasa de descuento	12%
VAN	132652,8225
TIR	13%
TR	6,798488719

El proyecto es factible puesto que el Valor Actual Neto (VAN) es positivo (132.652,82), la Tasa Interna de Retorno (TIR) es 13% mayor a la tasa de descuento del 12% y el Tiempo de retorno es de 7 años.

Anexo H: Análisis de factibilidad Caso3: Sobredimensionamiento

Tabla H. 1. Flujo Financiero año 0-10 caso 2.

Período	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
INGRESOS (US\$ Corrientes) (a)	0	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64
<i>Venta de Energía</i>	0	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64	\$1.310.71 6,64
C1.-Sector Cumandá	0	\$104.435, 1	\$104.435, 1	\$104.435, 1	\$104.435, 1	\$104.435, 1	\$104.435, 1	\$104.435, 1	\$104.435, 1	\$104.435, 1	\$104.435, 1
C2.-Sector Orquídeas		\$433.281, 9	\$433.281, 9	\$433.281, 9	\$433.281, 9	\$433.281, 9	\$433.281, 9	\$433.281, 9	\$433.281, 9	\$433.281, 9	\$433.281, 9
C3.-Sector Mera		\$772.999, 5	\$772.999, 5	\$772.999, 5	\$772.999, 5	\$772.999, 5	\$772.999, 5	\$772.999, 5	\$772.999, 5	\$772.999, 5	\$772.999, 5
EGRESOS (b)	\$7.507.97 6,85	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8
INVERSIÓN	\$7.507.97 6,85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C1.-Sector Cumandá	\$624.405, 5										
C2.-Sector Orquídeas	\$2.148.81 1,16										
C3.-Sector Mera	\$4.734.76 0,11										
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8
<i>Gastos Operativos infraestructura</i>		\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8	\$578.610, 8
C1.-Sector Cumandá		\$18.798,3 3	\$18.798,3 3	\$18.798,3 3	\$18.798,3 3	\$18.798,3 3	\$18.798,3 3	\$18.798,3 3	\$18.798,3 3	\$18.798,3 3	\$18.798,3 3
C2.-Sector Orquídeas		\$173.312, 7	\$173.312, 7	\$173.312, 7	\$173.312, 7	\$173.312, 7	\$173.312, 7	\$173.312, 7	\$173.312, 7	\$173.312, 7	\$173.312, 7

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

C3.-Sector Mera		\$386.499,7	\$386.499,7	\$386.499,7	\$386.499,7	\$386.499,7	\$386.499,7	\$386.499,7	\$386.499,7	\$386.499,7	\$386.499,7
FLUJO DE CAJA	7.507.97	\$732.105,7	\$732.105,7	\$732.105,7	\$732.105,7	\$732.105,7	\$732.105,7	\$732.105,7	\$732.105,7	\$732.105,7	\$732.105,7
FLUJO ACUMULADO		\$732.105,76	\$1.464.211,52	\$2.196.317,28	2.928.423,05	\$3.660.528,81	\$4.392.634,57	\$5.124.740,33	\$5.856.846,09	\$6.588.951,85	\$7.321.057,62

Tabla H. 2.- Flujo Financiero año 11-20 caso 2.

Período	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
INGRESOS (US\$ Corrientes)	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64
<i>Venta de Energía</i>	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64	\$1.310.716,64
C1.-Sector Cumandá	\$104.435,1	\$104.435,1	\$104.435,1	\$104.435,1	\$104.435,1	\$104.435,1	\$104.435,1	\$104.435,1	\$104.435,1	\$104.435,1
C2.-Sector Orquídeas	\$433.281,9	\$433.281,9	\$433.281,9	\$433.281,9	\$433.281,9	\$433.281,9	\$433.281,9	\$433.281,9	\$433.281,9	\$433.281,9
C3.-Sector Mera	\$772.999,5	\$772.999,5	\$772.999,5	\$772.999,5	\$772.999,5	\$772.999,5	\$772.999,5	\$772.999,5	\$772.999,5	\$772.999,5
EGRESOS	\$462.776,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02
INVERSIÓN	\$200.130,0	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-
C1.-Sector Cumandá	\$66.710,00									
C2.-Sector Orquídeas	\$66.710,00									
C3.-Sector Mera	\$66.710,00									
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	\$262.646,0	\$262.646,0	\$262.646,0	\$262.646,0	\$262.646,0	\$262.646,0	\$262.646,0	\$262.646,0	\$262.646,0	\$262.646,0
<i>Gastos Operativos infraestructura</i>	\$262.646,0	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02	\$262.646,02
C1.-Sector Cumandá	\$20.474,00	\$20.474,00	\$20.474,00	\$20.474,00	\$20.474,00	\$20.474,00	\$20.474,00	\$20.474,00	\$20.474,00	\$20.474,00

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

C2.-Sector Orquídeas	\$80.723,97	\$80.723,97	\$80.723,97	\$80.723,97	\$80.723,97	\$80.723,97	\$80.723,97	\$80.723,97	\$80.723,97	\$80.723,97
C3.-Sector Mera	\$161.448,0	\$161.448,0	\$161.448,0	\$161.448,0	\$161.448,0	\$161.448,0	\$161.448,0	\$161.448,0	\$161.448,0	\$161.448,0
FLUJO DE CAJA	\$1.108.485,23	\$1.308.615,23	\$1.308.615,23	\$1.308.615,23	\$1.308.615,23	\$1.308.615,23	\$1.308.615,23	\$1.308.615,23	\$1.308.615,23	\$1.308.615,23
FLUJO ACUMULADO	\$14.194.637,56	\$15.503.252,79	\$16.811.868,02	\$18.120.483,25	\$19.429.098,48	\$20.737.713,72	\$22.046.328,95	\$23.354.944,18	\$24.663.559,41	\$25.972.174,65

Tabla H. 3.- Parámetros financieros.

PARÁMETROS	
Tasa de descuento	12%
VAN	\$ -2.097.086,73
TIR	7%
TR	-

El proyecto no es factible puesto que el Valor Actual Neto (VAN) es negativo (-2.097.086,73), la Tasa Interna de Retorno (TIR) es 7% menor a la tasa de descuento del 12% y el Tiempo de retorno al ser un proyecto no factible no se lo calcula.