



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

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELEPCO S.A. INCORPORANDO AL
SISTEMA GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPENDSS**

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

Autor:

Brayan Steeven Verdezoto Zurita

Tutor Académico:

Ing. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios

LATACUNGA – ECUADOR

2023

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo **VERDEZOTO ZURITA BRAYAN STEEVEN**, declaro ser autor (a) del presente proyecto de investigación: “**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELEPCO S.A. INCORPORANDO AL SISTEMA GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPENDSS**”, siendo el **ING. PESANTEZ PALACIOS GABRIEL NAPOLEÓN** 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 mi exclusiva responsabilidad.



.....
Verdezoto Zurita Brayan Steeven

C.C. 1754490678

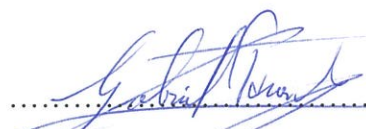
AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN

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

“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELEPCO S.A. INCORPORANDO AL SISTEMA GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPENDSS”, de VERDEZOTO ZURITA BRAYAN STEEVEN, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, 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 Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, febrero, 2023

El Tutor


.....
Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón
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, el postulante: **VERDEZOTO ZURITA BRAYAN STEEVEN** con el título de Proyecto de titulación: **“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELEPCO S.A. INCORPORANDO AL SISTEMA GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPENDSS”**, 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, febrero, 2023

Para constancia firman:



Ing. Vázquez Teneda Franklin Hernán
C.C. 1710434497



Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso
C.C. 0502656424



Ing. León Segovia Marco Aníbal
C.C. 0502305402

AGRADECIMIENTO

Expreso mi agradecimiento a Dios por permitirme poder terminar de manera exitosa la carrera.

A mis padres María Zurita y Carlos Verdezoto por brindarme ese apoyo durante toda mi formación profesional para alcanzar tan anhelada meta, por los consejos y enseñanzas que me han brindado, por enseñarme que todo es un proceso en la vida, que cada objetivo que nos propongamos lo podemos cumplir con esfuerzo y dedicación.

A mis queridos hermanos Byron, Kevin, Antony y a mi tío Darwin Zurita que siempre han estado motivándome con palabras de aliento para continuar con mis estudios, apoyándome en cualquier situación o dificultad, agradecido porque siempre tuvieron la confianza y la certeza de que llegaría alcanzar una carrera profesional.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi que me acogió durante el periodo de estudio, permitiéndome formar como un profesional de excelencia y calidad para la sociedad. A los docentes que dedicaron su tiempo para enseñarnos cada uno de sus conocimientos con nosotros y fortalecernos en al área profesional. A mi tutor el ing. Gabriel Pesantez por esa ayuda idónea que me brindo durante todo mi proceso de titulación muy agradecido por el tiempo brindado.

A mi enamorada Blanca que estuvo conmigo durante toda mi etapa como estudiante, apoyándome en los momentos más difíciles y alegrando mis días en los buenos momentos.

Brayan Verdezoto

DEDICATORIA

Dedico el presente proyecto a mis padres María Zurita y Carlos Verdezoto por apoyarme incondicionalmente en todo momento, por guiarme de la forma correcta en el ámbito profesional y económica para realizar mi carrera como ingeniero.

A mis hermanos Byron, Kevin y Antony por ser parte del proceso educativo por brindarme su apoyo siempre sin importar las dificultades, en el transcurso de todos estos años de estudio.

A mis amigos Alex, Fausto, Hernán, Moreira, Gregory, Sulay que fueron parte importante en la carrera, que me regalaron buenos momentos en mi vida académica, de alegría en cada semana de estudio.

A Miriam Isabel Quinatoa que formo parte de mi último ciclo de carrera, brindándome su apoyo y ese amor incondicional y estando siempre presente en todo momento, por darle esa alegría y luz a mi vida, brindándome su tiempo y dedicación.

Brayan Verdezoto

ÍNDICE GENERAL

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN	2
2.1. EL PROBLEMA	3
2.1.1. Situación Problemática	3
2.1.2. Formulación del problema	5
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN	5
2.3. BENEFICIARIOS	5
2.3.1. Beneficiarios directos:	5
2.3.2. Beneficiarios indirectos:	5
2.4. JUSTIFICACIÓN	6
2.5. HIPÓTESIS	6
2.6. OBJETIVOS	7
2.6.1. Objetivo General	7
2.6.2. Objetivos Específicos	7
2.7. SISTEMA DE TAREAS	7
3. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO	10
3.1. ANTECEDENTES	10
3.2. REDES DE DISTRIBUCIÓN	12
3.2.1. Ubicación y conformación de un sistema de distribución	13
3.2.2. Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su clasificación	14
3.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA	15
3.3.1. Definición de Generación Distribuida:	15
3.3.2. Tecnologías para la Generación Distribuida	16
3.3.3. Ventajas de la Generación Distribuida (GD)	18
3.3.4. Democratización de la Energía Eléctrica	18
3.4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN REDES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	18
3.5. ENERGÍA EÓLICA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	21
3.5.1. Criterio de diseño	21
3.5.2. Caracterización energética del viento para el uso en redes de generación distribuida	21
3.5.3. Tipos de Aerogeneradores	22

3.6.	ENERGÍA SOLAR PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	22
3.6.1.	El módulo fotovoltaico	22
3.6.2.	Módulos fotovoltaicos	23
3.6.3.	Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos	24
3.6.4.	Sistemas fotovoltaicos interconectados con redes eléctricas.....	24
4.	MATERIALES Y MÉTODOS	25
4.1.	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	25
4.2.	MATERIALES E INSTRUMENTOS.....	25
4.2.1.	OpenDSS	25
4.2.2.	Digsilent Power Factory	25
4.2.3.	PVsys.....	25
4.3.	METODOLOGÍA CASO DE ESTUDIO.....	26
4.3.1.	Construcción del caso base del SD de ELEPCO S.A.....	26
4.3.2.	Validación del SD implementado en el software OpenDSS	26
4.3.3.	Datos geográficos de las energías solar y eólica en Cotopaxi.....	27
4.3.4.	Dimensionamiento de Sistemas de Generación Renovable	29
4.3.5.	Metodología para la curva de irradiación solar y temperatura ambiente	32
4.3.6.	Metodología para la curva de demanda de ELEPCO S.A.....	32
4.4.	METODOLOGÍA FLUJOS DE POTENCIA.....	36
4.5.	NORMATIVAS Y REGULACIONES	38
4.5.1.	Norma ARCERNR 002/20	38
5.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	39
5.1.	COMPORTAMIENTO DE LOS MÓDULOS DE TENSIÓN.....	39
5.2.	PERDIDAS INDIVIDUALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	42
5.3.	PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA	48
5.4.	CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES.....	49
5.4.1.	Análisis de cargabilidad durante la incorporación de GD.....	49
5.4.2.	Análisis de cargabilidad durante las horas de demanda pico.	51
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	53
6.1.	CONCLUSIONES	53
6.2.	RECOMENDACIONES.....	54
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	55
8.	ANEXOS.....	58

8.1.	ANEXO A: INFORME ANTI PLAGIO PROYECTO DE TITULACIÓN.....	58
8.2.	ANEXO B: TABLAS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA EMPRESA ELEPCO S.A.	59
8.3.	ANEXO C: DIAGRAMA EN DIGSILENT DE LA EMPRESA ELEPCO S.A.	63
8.3.1.	Sector Ambato y Mulaló	63
8.3.2.	Sector La Mana.....	63
8.4.	ANEXO D: LEVANTAMIENTO REFERENCIAL DE LAS SUBESTACIONES .	65
8.5.	ANEXO E: INFORMACIÓN DE LOS SOFTWARE A UTILIZAR.....	69
8.5.1.	Software OpenDSS.....	69
8.5.2.	Software Digsilent	71
8.6.	ANEXO F: INFORMACIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO	72
8.7.	ANEXO G: INFORMACIÓN DEL INVERSOR	73
8.8.	ANEXO H: INFORMACIÓN TRANSFORMADOR ELEVADOR FV.....	74
8.9.	ANEXO I: DATOS DE IRRADIACIÓN SOLAR Y TEMPERATURA	75
8.10.	ANEXO J: CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE MÓDULOS DE TENSIÓN EN LAS BARRAS CON GD.	76
8.11.	ANEXO K: PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA DE ELEPCO S.A.	80
8.12.	ANEXO L: PERDIDAS INDIVIDUALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	81
8.13.	ANEXO M: CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	83
8.14.	ANEXO N: POTENCIA FOTOVOLTAICA SUMINISTRADA AL SISTEMA. 85	
8.15.	ANEXO Ñ: COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE DEMANDA ELEPCO S.A.	86
8.16.	ANEXO O: MANUAL DE OPENDSS	88
8.17.	ANEXO P: CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN EN OPENDSS	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 3.1 Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia [11].	14
Fig. 3.2 Modulo fotovoltaico [14].	24
Fig. 4.3 Área de Estudio de la empresa eléctrica de ELEPCO S.A. [20].	28
Fig. 4.4 Potencia suministrada plantas fotovoltaicas en kW.	30
Fig. 4.5 Curva de irradiación solar promedio.	32
Fig. 4.6 Temperatura ambiente promedio.	32
Fig. 4.7 Curva de demanda diaria datos históricos CENACE año 2019 [21].	33
Fig. 4.8 Comportamiento de demanda Holcim.	34
Fig. 4.9 Comportamiento de demanda Familia Sancela.	34
Fig. 4.10 Comportamiento de demanda sector industrial [22].	35
Fig. 4.11 Comportamiento de demanda sector comercial [22].	36
Fig. 4.12 Bucle de solución predeterminado [23].	36
Fig. 5.13 Diagrama Unifilar de las subestaciones Lasso y Sigchos.	39
Fig. 5.14 Diagrama Unifilar de las subestaciones Pujilí, La Cocha y Mulaló.	40
Fig. 5.15 Diagrama Unifilar de la subestación Lasso.	41
Fig. 5.16 Comportamiento promedio de los módulos de tensión en las barras de análisis en pu.	42
Fig. 5.17 Diagrama Unifilar líneas Ambato, conexión Fairis, Salcedo y San Juan.	43
Fig. 5.18 Diagrama Unifilar líneas Holcim, San Juan, San Rafael, conexión CRS, Laigua, la Cocha y Mulaló.	44
Fig. 5.19 Diagrama Unifilar líneas La Cocha, El Calvario e Illuchi_1 y 2.	45
Fig. 5.20 Diagrama Unifilar líneas Familia Sancela, Lasso y Sigchos.	46
Fig. 5.21 Comportamiento de reducción de perdidas en el transcurso del día en MW.	48
Fig. 5.22 Pérdidas totales del sistema MW-H/DIA.	49
Fig. 5.23 Cargabilidad de los transformadores 8.00 am en la red convencional frente a GD.	50
Fig. 5.24 Cargabilidad de los transformadores 11.00 am en la red convencional frente a GD.	51
Fig. 5.25 Cargabilidad de los transformadores en demanda pico.	52
Fig. C26 Diagrama de flujos sector Ambato y Mulaló	63
Fig. C27 Diagrama de flujos sector La Mana	64

Fig. D28 Sector referencial salcedo. _____	65
Fig. D29 Sector referencial San Rafael. _____	65
Fig. D30 Sector referencial Pujilí. _____	66
Fig. D31 Sector referencial La Cocha. _____	66
Fig. D32 Sector referencial El Calvario. _____	67
Fig. D33 Sector referencial Mulaló. _____	67
Fig. D34 Sector referencial Sigchos. _____	68
Fig. D35 Sector referencial Lasso. _____	68
Fig. D36 Sector referencial La Mana. _____	69
Fig. E37 interfaz de OpenDSS [16]. _____	70
Fig. F38 Visualización del panel fotovoltaico [25]. _____	73
Fig. G39 Visualización del inversor FV [26]. _____	74
Fig. H40 estructura del transformador elevador [27]. _____	75
Fig. J41 comportamiento de módulo de tensión barra 20 en pu. _____	76
Fig. J42 comportamiento de módulo de tensión barra 14 en pu. _____	77
Fig. J43 comportamiento de módulo de tensión barra 34 en pu. _____	77
Fig. J44 comportamiento de módulo de tensión barra 7 en pu. _____	78
Fig. J45 comportamiento de módulo de tensión barra 29 en pu. _____	78
Fig. J46 comportamiento de módulo de tensión barra 36 en pu. _____	79
Fig. O47 Interfaz gráfica de creación de códigos. _____	89
Fig. O48 Ejecutar el script desde OpenDSS _____	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Comparación entre redes aéreas y subterráneas [11].	15
Tabla 3.2 clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de sus potencias	21
Tabla 4.3 Validación del SD implementado en OpenDSS frente a DigSilent.	27
Tabla 4.4 Datos geográficos de las subestaciones ELEPCO S.A.	28
Tabla 4.5 Dimensionamiento fotovoltaico de las subestaciones ELEPCO S.A.	29
Tabla 4.6 Dimensión de elementos plantas solares.	30
Tabla 4.7 Dimensionamiento de energía eólica en Potencia Activa.	31
Tabla 4.8 Límites para el índice del nivel de voltaje [24].	38
Tabla 5.9 Resultados de los módulos de tensión en las barras 34 y 36 en pu.	40
Tabla 5.10 Resultados de los módulos de tensión en las barras 7, 14, 20 y 29 en pu.	41
Tabla 5.11 Perdidas de las líneas superiores a los 1000 kWh.	43
Tabla 5.12 Perdidas de las líneas en el rango de 100 a 1000 kWh.	45
Tabla 5.13 Perdidas de las líneas en el rango de 0 a 100 kWh.	47
Tabla B14. Datos técnicos de la línea de 138 kV de transmisión proyectada de la red de ELEPCO S.A	59
Tabla B15. Datos Técnicos de la línea de 69 kV de transmisión de la red de ELEPCO S.A.	59
Tabla B16. Datos Técnicos de la línea de 13,8 kV de transmisión de la red de ELEPCO S.A.	60
Tabla B17. Datos Técnicos de las Subestaciones de la red de ELEPCO S.A.	60
Tabla B18. Parte 1. Datos Técnicos de las cargas nominales de las barras del sistema de distribución de ELEPCO S.A.	61
Tabla B19. Parte 2. Datos Técnicos de las cargas nominales de las barras del sistema de distribución de ELEPCO S.A.	62
Tabla F20 Características técnicas del panel [25].	73
Tabla G21 Características técnicas del inversor [26]	74
Tabla H22 Características técnicas del transformador elevador [27].	75
Tabla I23 Datos de irradiación solar [18].	75
Tabla I24 Datos de temperatura ambiente [18].	76
Tabla K25 Pérdidas totales de la red convencional frente a GD.	80
Tabla L26 Perdidas individuales de las líneas de transmisión red convencional.	81

Tabla L27 Perdidas individuales de las líneas de Generación Distribuida. _____	82
Tabla M28 Cargabilidad de los transformadores en la red convencional Parte 1 en kW. __	83
Tabla M29 Cargabilidad de los transformadores en la red convencional Parte 2 kW. _____	83
Tabla M30 Cargabilidad de los transformadores con Generación Distribuida durante horas del día kW. _____	84
Tabla N31 Potencia fotovoltaica suministrada a la red en kW. _____	85
Tabla Ñ32 Datos de demanda en (KW) por cada hora de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. Parte 1. _____	86
Tabla Ñ33 Datos de demanda en (KW) por cada hora de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. Parte 2. _____	87

TEMA: “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELEPCO S.A. INCORPORANDO AL SISTEMA GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPENDSS”

Autor: Verdezoto Zurita Brayan Steeven

RESUMEN

El presente documento realiza el análisis de la incorporación de generación distribuida en la red de la Empresa Eléctrica de Cotopaxi (ELEPCO S.A.), con el propósito de determinar el comportamiento del sistema, ante la introducción de sistemas fotovoltaicos ubicados en las subestaciones. Los sistemas analizados son del tipo radiales trabajando a un nivel de 13.8 kV. Con esta intención partimos del diagrama unifilar general perteneciente a la empresa ELEPCO S.A., posteriormente se estableció el modelamiento de la red del sistema de distribución en el software OpenDSS. Seguidamente se validó la red eléctrica tomando como referencia el sistema simulado en Power Factory. Una vez validado el sistema se procedió a determinar los puntos en donde se puede introducir sistemas fotovoltaicos, para ello se consideran tanto la radiación solar como el espacio físico para la instalación.

El dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos se realiza mediante el programa PVsyst, el cual toma tanto los datos meteorológicos como la radiación solar para dimensionar la planta fotovoltaica, estableciendo el número de paneles tanto en serie como en paralelo, así como la potencia del inversor. Como resultado se incorpora generación distribuida en seis subestaciones eléctricas, en las mismas que se analizara los perfiles de tensión.

La incorporación de generación distribuida permitió disminuir el porcentaje de pérdidas durante las horas del día, aunque esta reducción fue pequeña permite observar el potencial de estas tecnologías. En el trabajo no se presentó bidireccionalidad de los flujos de potencia por lo que el análisis no permite observar el comportamiento de la cargabilidad de todos los elementos de la red.

Palabras claves: *Generación distribuida, Sistema radial, optimizar, ELEPCO S.A.*

THEME: "ANALYSIS OF THE BEHAVIOUR OF THE ELECTRIC POWER DISTRIBUTION NETWORK OF THE COMPANY DISTRIBUTION GRID OF THE 'COMPANY ELEPCO S.A.' INCORPORATING DISTRIBUTED GENERATION INTO THE SYSTEM USING THE OPENDSS SOFTWARE".

Author: Verdezoto Zurita Brayan Steeven

ABSTRACT

This document analyzes the incorporation of distributed generation in the network of the company distributed generation in the 'Empresa Eléctrica de Cotopaxi' (ELEPCO S.A.) network to determine the system the introduction of photovoltaic systems located in the sub-stations of the grid. Photovoltaic systems are located in the substations. The systems analyzed are of the type radial systems working at 13.8 kV. With this in mind, we start with the general single-line diagram belonging to the company ELEPCO S.A., then the modeling of the system network was established. The modeling of the distribution system network in the OpenDSS software. The electrical network was then validated using the system simulated in the Power Factory as a reference. Once the system had been validated, the points where photovoltaic systems could be introduced were determined. Where photovoltaic systems can be introduced, taking into account both solar radiation and the physical space for the solar radiation and the physical space for the installation.

The dimensioning of the photovoltaic systems is carried out using the PVsyst program, which uses the PVsyst program uses meteorological data and solar radiation to dimension the photovoltaic plant. To size, the photovoltaic plant establishes the number of panels both in series and in parallel, as well as in series and in parallel, as well as the power of the inverter. As a result, it incorporates distributed generation in six electrical substations, in which the voltage profiles will be analyzed. Voltage profiles were analyzed.

The incorporation of distributed generation made it possible to reduce the percentage of losses during daylight hours. However, this reduction was slight, allowing us to observe these technologies' potential. The potential of these technologies. In this study, there was no bidirectionality of the power flows. The analysis does not allow us to observe the behavior of the load ability of all the elements of the load ability of all network elements.

Keywords: *Distributed Generation, Radial System, Optimization, ELEPCO S.A.*

AVAL DE TRADUCCIÓN

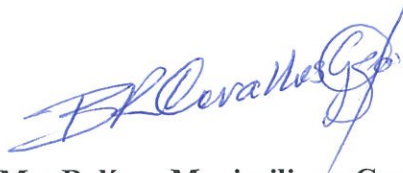
En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: “**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELEPCO S.A. INCORPORANDO AL SISTEMA GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPENDSS**” presentado por: **Verdezoto Zurita Brayan Steeven**, egresado de la Carrera de: **Ingeniería Eléctrica**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

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

Latacunga, febrero del 2023

Atentamente,



CENTRO
DE IDIOMAS

Mg. Bolívar Maximiliano Cevallos Galarza
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CI: 0910821669

2. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución han sido los encargados de transportar la energía eléctrica hacia los consumidores, desde sus fuentes de generación, llevarlas por medio de líneas transmisión, transformación y carga, en donde con el tiempo se han ido desarrollando nuevas metodologías con la finalidad de brindar mayor confiabilidad al sistema de la red eléctrica, en donde una configuración típica son los sistemas de distribución, se encuentran de forma radial.

Con el tiempo se han buscado formas de mejorar los sistemas de distribución en donde la generación con fuentes de energía renovables han ido evolucionando y siendo mucho más prácticas como rentables, y con recursos ilimitados frente a fuentes de generación que son provenientes de combustibles fósiles que son muy contaminantes y sus recursos limitados que suelen ser muy costosos, de esto nace la generación distribuida como un proyecto innovador que trata de la implementación de pequeñas centrales que aporten una parte de potencia en diferentes puntos de la red eléctrica, ya sea aprovechando fuentes como energía fotovoltaica, eólica entre otras.

La Generación Distribuida normalmente se utiliza para zonas de consumo ya que su capacidad de potencia depende del recurso energético disponible en el área de estudio, y de dimensiones un poco amplias según la capacidad de la central, para lo cual se ha determinado que lo más conveniente es inyectar la potencia directamente en las barras de las subestaciones de distribución de carga.

La presente investigación desarrollara un análisis del comportamiento de los parámetros eléctricos del sistema de distribución de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. con la finalidad de mejorar la calidad del servicio eléctrico, como a su vez la disminución de pérdidas en la red, y buscando aumentar la confiabilidad del sistema.

Además, por medio de la normativa ARCNNR 002/20, la cual nos indica el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, en donde se indica los rangos de voltaje admitido para el sistema eléctrico, de esta manera contribuirá con el desarrollo de la investigación.

2.1. EL PROBLEMA

2.1.1. Situación Problemática

En la actualidad, las redes eléctricas convencionales sufren de problemas de rendimiento [1], debido a su infraestructura obsoleta carente de innovación, que presenta limitaciones frente a fallas ambientales o producidas por el mismo ser humano.

La principal necesidad de la renovación eléctrica, se debe al aumento exponencial de la demanda eléctrica, así como la incorporación de generación distribuida, que se aprecia en la nueva era moderna y la alta dependencia a los productos que consumen energía, presentando recursos ilimitados frente a las fuentes tradicionales [1].

Nos referimos a fuentes de energía tradicionales o no renovables a las que están disponibles en cantidades limitadas en la naturaleza. Este tipo de energía se divide en dos categorías según cómo se produce: combustibles fósiles y energía nuclear [2]. Aunque suelen ser las emisiones o residuos más contaminantes por ser los que clásicamente se utilizan para producir energía eléctrica, suponen alrededor del 80% de la energía mundial. Sin embargo, las fuentes de energía solo se encuentran en ciertas áreas del mundo, por lo que su extracción y uso ha dependido históricamente del comercio y la cooperación internacional.

Otro factor importante es el coste de generación de la energía, según el informe publicado bajo el título de “Los costes de generación de las energías renovables 2014”, por la agencia internacional de energía renovable, los costes para generar energía a partir de fuentes renovables como la eólica y la solar han alcanzado niveles de igualdad o son incluso más bajos que los costes de generación de los combustibles fósiles. El informe muestra que la biomasa, la hidroeléctrica, la energía geotérmica y la energía eólica son competitivas en costo o más baratas que las instalaciones que producen electricidad a partir de carbón, petróleo y gas, aún sin apoyo financiero y a pesar de la caída en los precios del petróleo [3].

Las nuevas fuentes de energía renovable, como la solar o la eólica, tienen varias características, como las diferencias temporales y geográficas, que plantean grandes retos para convertirse en la elección del suministro público de electricidad [1]. Estos impactos son muy significativos en la operación del sistema energético ya que van desde la necesidad de mayores requisitos de reserva de producción en el sistema para la confiabilidad operativa hasta cambios en la planificación de las redes de transmisión.

En el mundo parte de la producción de energía eléctrica se produce por medio de los combustibles fósiles o derivados del petróleo, los cuales se ven afectados por emisiones de CO₂ como lo es el cambio climático, la contaminación entre otros, ya que se pueden observar cambios y anomalías de temperatura que se han incrementado en los últimos años [1].

La actual preocupación por los problemas a causa de los repetidos cambios climáticos y la inestabilidad en los precios de los combustibles fósiles, que afectan la seguridad energética, conllevan a la necesidad de hallar soluciones energéticas de desarrollo sostenible que permitan mantener un apropiado margen de reserva para la generación de electricidad, con fuentes de energía limpia [1].

La Organización para el Desarrollo y Cooperación Económica (OECD), la cual está compuesta por 30 países entre los que se encuentran Japón, Reino Unido y Estados Unidos, señala como una posible solución para generar electricidad, sin aumentar los gases de efecto invernadero, la masificación de generación distribuida, especialmente aquellas que utilicen recursos renovables, ya que estas centrales tienen un menor impacto ambiental y pueden ayudar a aumentar y diversificar el portafolio de tecnologías [4]. Los expertos mundiales señalan que la generación distribuida es una opción válida para preservar el medio ambiente dado que es una generación a pequeña escala, generalmente menores a los 20 MW, la cual se ubica cerca de los centros de consumo, por lo tanto, no requiere líneas de transmisión por lo que se puede utilizar de manera efectiva con recursos renovables aprovechando energías como la fotovoltaica, eólica, entre otras.

Normalmente la red convencional de distribución presenta una configuración radial, en los cuales puede llegar a presentar una falla en la red como puede ser la sobrecarga de conductores en el transporte de electricidad, que se producen por las elevadas demandas de energía cuando se producen las horas picos de consumo, produciendo los diferentes cortos de energía hacia zonas de carga del sector eléctrico, o a su vez pueden ser producidos por fallas en infraestructura, presentando problemas de contingencias n-1 en donde se tiende a suspender el servicio de energía eléctrica que es entregada hacia los consumidores, la generación distribuida, tiene la capacidad de abastecer parte de la demanda, la cual en caso de la pérdida de algún elemento, la red renovable tiende a seguir inyectando potencia en las barras de carga [4].

2.1.2. Formulación del problema

La necesidad de determinar el efecto de los flujos de potencia, voltaje en las barras y sobrecargas de líneas y transformadores al incorporar generación distribuida.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

- **Objeto:**

ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN APLICANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA LA RED ELÉCTRICA DE LA EMPRESA ELEPCO S.A.

- **¿Qué se investiga?**

Incorporación de generación distribuida al sistema de energía eléctrica

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

En la red eléctrica de distribución de la empresa ELEPCO S.A. Provincia de Cotopaxi en Ecuador.

- **Campo de Acción:**

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

2.3. BENEFICIARIOS

2.3.1. Beneficiarios directos:

- La Empresa Eléctrica ELEPCO.
- Empresas privadas conectadas a la red eléctrica.

2.3.2. Beneficiarios indirectos:

- Consumidores finales.
- Empresas eléctricas alrededor de Ecuador

2.4. JUSTIFICACIÓN

Actualmente los Sistemas de Distribución (SD) a nivel ecuatoriano presentan una configuración de forma radial, dicha topología facilita la entrega, la expansión, operación y mantenimiento de la misma. Actualmente existe la tendencia de incorporar Generación Distribuida (GD) en el SD con el fin de aprovechar los recursos renovales como la energía solar y eólica, también se considera la generación tradicional (combustibles fósiles) y el almacenamiento de energía. Estas tendencias generan que las redes pasen de ser unidireccionales a ser bidireccionales, pues los usuarios ya no constituyen únicamente una carga, sino que pueden ser también generadores.

En este ámbito los flujos de potencia se volverían bidireccionales, con lo cual es necesario replantear la capacidad de las líneas, así como también la coordinación de protecciones. Entonces es necesario aplicar softwares que permitan identificar el comportamiento de la red, por esta razón se utilizara la aplicación Open Distribution System Simulator (OpenDSS) para analizar el comportamiento de la red.

El presente proyecto de investigación se encuentra enfocado al desarrolló de la carrera de ingeniería en electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi, y a su línea de investigación general, Explotación y diseño de sistemas eléctricos de potencia.

Se analizará el comportamiento de los parámetros eléctricos del SD a través de un software de simulación con la finalidad de evaluar el sistema al momento de incorporar GD, en cada una de las barras de subestaciones de distribución seleccionadas, en donde se desarrollará las distintas simulaciones del sistema eléctrico de la empresa ELEPCO S.A. para la identificación, corrección de errores y finalmente obtener los resultados.

2.5. HIPÓTESIS

La implementación de GD afectara los parámetros eléctricos en la red de distribución de la empresa eléctrica ELEPCO S.A.

2.6. OBJETIVOS

2.6.1. Objetivo General

Analizar el comportamiento de la red de energía eléctrica de distribución de la empresa ELEPCO S.A. ante la introducción de GD, utilizando el software OpenDSS para evaluar parámetros eléctricos.

2.6.2. Objetivos Específicos

- Investigar acerca de los fundamentos y las aplicaciones necesarias para la incorporación de generación distribuida en el sistema eléctrico de distribución.
- Recopilar los datos del sistema eléctrico de ELEPCO S.A. y validar sus parámetros de operación en OpenDSS, frente a Digsilent PowerFactory.
- Identificar los recursos energéticos renovables dentro del área de concesión de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. para la implementación de la generación distribuida en el sistema eléctrico de medio voltaje.
- Evaluar el comportamiento de la red eléctrica bajo escenarios de introducción de generación distribuida en el software OpenDSS, con la finalidad de determinar las pérdidas del sistema, como parámetros de servicio eléctrico.

2.7. SISTEMA DE TAREAS

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Investigar acerca de los fundamentos y las aplicaciones necesarias para la incorporación de generación distribuida en el sistema eléctrico de distribución.	<ul style="list-style-type: none"> - Indagación de proyectos que sigan nuestra línea de enfoque. - Revisión de referencias sobre los sistemas de generación distribuida. - Recopilación de proyectos que efectúan un cambio en la red 	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo de la fundamentación teórica en cuanto a la generación distribuida. - Metodologías en redes de distribución con implementación de generación distribuida y lista de ventajas que ofrece hacia la población. 	<ul style="list-style-type: none"> - Libros. - Artículos científicos. - Documentales. - Tesis - Informes de desarrollo tecnológico - Revistas Técnicas

	convencional por una con generación distribuida.		
Recopilar los datos del sistema eléctrico de ELEPCO S.A. y validar sus parámetros de operación en OpenDSS, frente a Digsilent PowerFactory.	<ul style="list-style-type: none"> - Revisión de la red de distribución actual de ELEPCO S.A. y recopilación de datos de cada elemento del sistema. - Verificación de la simulación en OpenDSS frente a otros simuladores como DigSilent. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema unifilar de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. - Tabla de validación de la red simulada en OpenDSS. 	<ul style="list-style-type: none"> - Software OpenDSS. - DigSilent.
Identificar los recursos energéticos renovables dentro del área de concesión de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. para la implementación de la generación distribuida en el sistema eléctrico de medio voltaje.	<ul style="list-style-type: none"> - Determinación de los recursos y sectores más apropiados para la colocación de las nuevas centrales generadoras con la finalidad de aprovechar al máximo sus recursos. - Elaboración de la curva de irradiación solar en cada uno de los sectores. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tabla de datos de sectores con mejor aprovechamiento en cuanto a energía renovable y su dimensionamiento de espacio cerca de cada subestación. - Tablas de generación suministrada por cada central de energía fotovoltaica y eólica. 	<ul style="list-style-type: none"> - PVsyst
Evaluar el comportamiento de la red eléctrica bajo escenarios de	<ul style="list-style-type: none"> - Determinación de casos de estudio a ser evaluados en cada una de las subestaciones eléctricas y en los 	<ul style="list-style-type: none"> - Resultados del comportamiento del sistema eléctrico ELEPCO S.A. por medio de simulaciones de 	<ul style="list-style-type: none"> - Software OpenDSS.

<p>introducción de generación distribuida en el software OpenDSS, con la finalidad de determinar las pérdidas del sistema, como parámetros de servicio eléctrico.</p>	<p>diferentes intervalos de tiempo.</p> <p>- Revisión del impacto en la red de distribución de la empresa ELEPCO S.A. al introducir generación distribuida</p>	<p>flujos de potencia en OpenDSS.</p>	
---	--	---------------------------------------	--

3. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO

3.1. ANTECEDENTES

Las redes de distribución eléctrica, desde sus inicios se han diseñado para el transporte de energía hacia los usuarios y con el pasar del tiempo se han buscado nuevos métodos para su optimización, una mayor eficiencia en su estructura, significa mayores beneficios para la empresa estatal o ente privado, lo cual provoca una búsqueda fehaciente por obtener un procedimiento estable y competente en la transmisión de energía; el avance de las nuevas tecnologías, como la generación distribuida, promoviendo sistemas, que reaccionen de acuerdo a la necesidad del usuario [2].

La demanda de energía eléctrica a través de los años ha demostrado que tiende a aumentar paulatinamente debido al crecimiento de la población, o la implementación de nuevas industrias o el crecimiento de las mismas, los países desarrollados, generan nuevas formas de satisfacer sus necesidades. Sabiendo que “El desarrollo de un país depende del grado de su industrialización” [2]. Las redes actuales son muy susceptibles a recibir fallas: En el proceso habitual, frente a estos incidentes son horas de espera y cortes de energía, hasta que se soluciona el problema, estos casos generan pérdidas económicas. La red eléctrica sin duda alguna, es una parte fundamental de la era moderna, por lo cual un sistema radial, que únicamente es abastecido por una sola rama de consumo con los usuarios, y que aun disponen de medidores de energía electromecánicos, con control de flujos de energía limitados, son una causa de preocupación a escala mundial.

En el año 2012, Christian Arturo Calderón G. y Francisco Andrés Tobar M. [5] desarrollaron una propuesta de diseño de un modelo Smart Grid para las empresas eléctricas de distribución ecuatorianas tomando como punto de referencia la Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQ), para lo cual se estableció como objetivo alcanzar las ventajas operativas que permitan la mejora en el suministro eléctrico dentro del área de concesión, a través de la implementación de redes inteligentes, en donde se realizó un proyecto piloto de Smart Grid aplicando sistemas SCADA (supervisión, control y adquisición de datos), en donde se analizó los principios tecnológicos, sociales y ambientales que permitirán impulsar la implementación de las redes inteligentes con la finalidad de mostrar que hay la posibilidad de implementar esta propuesta innovadora en los sistemas eléctricos ecuatorianos, donde se concluye que es la mejor opción,

para el futuro de la distribución eléctrica, ya que nos brinda seguridad y estabilidad, sobre todo en el monitoreo y control de las redes.

La renovación en los sistemas de distribución eléctrica convencionales es un proceso necesario y que ya ocurre en todo el mundo, en el año 2012, Yuri Lee, Juan Roberto Paredes y Soo Hyun Lee [6] realizan un análisis de las principales iniciativas de redes inteligentes por país, entre ellos Estados Unidos el cual pone en marcha la "Ley de recuperación y reinversión de EEUU en 2009" con una inversión de US\$ 4.5 mil millones para la modernización de la red, aprobando con ella más de 152 proyectos de demostración y 60 proyectos de implementación en 45 estados. Instalados en todo el país 140 000 termostatos programables con comunicación (PCT, siglas en ingles) y 5 millones de contadores inteligentes. La Unión Europea propone en 2008 el "Paquete de Energía y Clima", en 2020 se cumplen 3 de los 20 objetivos planteado, los cuales son: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, ahorra un 20% del consumo energético de la UE y recibir el 20% del consumo energético total de la UE de la energía renovable. En Japón en 2008 se invirtió 20 mil millones en energías renovables, incluyendo energía solar y eólica. Generando que, en 2010, se creen proyectos piloto de ciudades inteligentes (2010-2014) en cuatro ciudades seleccionadas: Yokohama, Toyota, Kansai y Kitakyushu.

En el año 2017, John Dennys Moncayo A. [7] propusieron la caracterización de las redes eléctricas para su empleo en las Smart Grid, en donde se focaliza los aspectos determinantes, permitiendo el diseño seguro y confiable, en donde se empleó la metodología descriptiva, que reconoce las características de desempeño, las que permitirán evaluar ventajas y desventajas relativas aplicadas a la tecnología PLC y su aplicación a Smart Grid, además, se emplea la metodología bibliográfica para conocer resultados de evaluaciones de los PLC en redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, estableciendo así que mediante el uso de los PLC, el enfoque Smart Grid implica medidores eléctricos inteligentes, en donde los artefactos eléctricos se encuentran en capacidad de conexión a internet, dando como resultado la creación de un consumidor inteligente.

Pablo Florentino Liaño [8] realizó el diseño e implementación de un simulador del sector residencial de un Smart Grid en el año 2017, en donde como objetivo buscó varias mejoras en la gestión de la energía en comparación con las redes eléctricas actuales, como la

integración con energías renovables, la automatización basada en la supervisión inteligente y la configuración de la red frente a los fallos, para lo cual, implementó un simulador, capaz de crear de forma detallada escenarios del sector residencial, generar datos de consumo y generación, en donde se han elegido como lenguaje de programación, Java y MySQL como tecnologías para el desarrollo de la aplicación, brindando, así como resultado la definición de los modelos de consumo, ejecución de simulaciones y análisis de resultados para barrios de tamaño medio, de aproximadamente 100 viviendas y periodos de simulación no mayores a 6 meses, este simulador encuentra su funcionamiento óptimo con unos tiempos de ejecución y entrega de resultados no superiores a los cinco minutos, en donde se concluye que el simulador cumple con los objetivos definidos en el proyecto, entregando una interfaz amigable con el usuario.

Víctor A. Gómez, Cesar Hernández, y Edwin Rivas [9] determinaron los desarrollos de una visión general, características y funcionalidades de la red eléctrica inteligente, en donde especificaron el concepto de la red moderna de energía, se habla de la implementación de políticas y la rápida integración de sistemas de gestión, para obtener como objetivo una gran revolución en la generación, la transmisión, la distribución, la operación y el consumo energético, en donde concluyen que los Smart Grid han evolucionado hacia una meta en donde ya se están realizando de manera progresiva, a medida que la tecnología ha crecido; los sistemas son capaces de soportar la más información, como definitiva los autores interpretan que realizar este sistema es posible, pero que requiere de tiempo, dinero y de investigación de pruebas continuas, en donde se busca llegar como finalidad a la sostenibilidad energética, la conservación y preservación ambiental.

3.2. REDES DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución eléctrica es un conjunto de elementos encargados del suministro de energía eléctrica desde las subestaciones hasta los consumidores. Básicamente, el sistema de distribución de energía distribuye desde la línea de distribución primaria hasta el transformador reductor, el cual pasa por la línea de distribución secundaria y finalmente a las acometidas y medidores [10].

Se puede definir que un sistema de distribución forma parte de un sistema eléctrico de potencia, ya que este comprende la generación, la transmisión y la distribución [10] Debido a la complejidad de los sistemas de energía y los sistemas de distribución en todo el mundo, suele haber un departamento de control para el estudio de ambos. Cabe señalar que por una parte se trata la generación y la transmisión y por otra la distribución. Incluso entre las empresas eléctricas de todo el mundo, existe una brecha entre los dos estudios.

3.2.1. Ubicación y conformación de un sistema de distribución

Un sistema eléctrico de potencia está conformado por las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y la principal función es llevar la energía desde las centrales de generación hasta los centros de consumo [11].

Alrededor de 2/3 de la inversión en el sistema de energía está en la parte de diseño y construcción del sistema de distribución, y tenga en cuenta que es en esta parte del sistema donde se maximizan las pérdidas de energía debido al alto número de componentes y la baja nivel de tensión en el proceso. El sistema de distribución a su vez está conformado por:

- **Subestaciones de distribución:** donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión (69kV/13.8kV) y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
- **Circuitos primarios:** que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a voltajes como 13.8 kV.
- **Transformadores de distribución:** se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario.
- **Circuito secundario:** encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes como 120/208 - 120/240 – 220/127 V y en general voltajes hasta 600 V.

En la Fig. 3.1 se puede observar un sistema de distribución el cual inicia en la subestación de distribución que comienza en la barra de 33 kV que convierte a 13.2 kV.

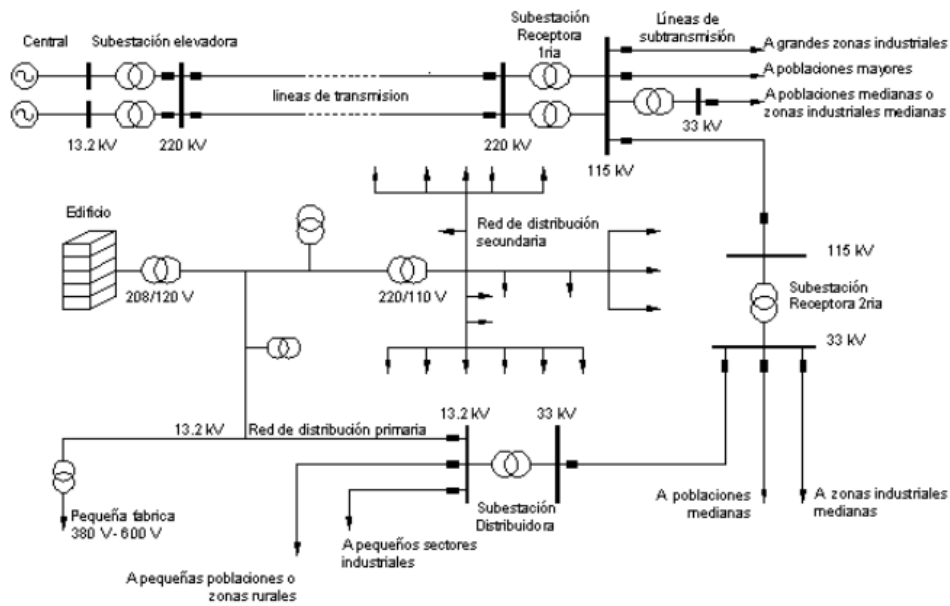


Fig. 3.1 Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia [11].

3.2.2. Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su clasificación

Redes de distribución aéreas

En esta modalidad, el conductor que usualmente está desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto [11].

Redes de distribución subterráneas

Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas [11].

Comparación entre redes de distribución área y subterráneas

Al comparársele el sistema aéreo con el sistema subterráneo se tienen las siguientes ventajas y desventajas presentadas a continuación en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Comparación entre redes aéreas y subterráneas [11].

Redes aéreas		Redes subterráneas	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
-Costo inicial más bajo.	-Mal aspecto estético.	-Mucho más confiable ya que la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.	-Su alto costo de inversión inicial.
-Son las más comunes y materiales de fácil consecución.	-Menor confiabilidad.		-Se dificulta la localización de fallas.
-Fácil mantenimiento.	-Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).		-El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
-Fácil localización de fallas.	-Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a:	-Son más estéticas, pues no están a la vista.	-Están expuestas a la humedad y a la acción de los roedores.
-Tiempos de construcción más bajos.	-descargas atmosféricas, lluvia.	-Son mucho más seguras.	

3.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.3.1. Definición de Generación Distribuida:

La Generación Distribuida es el uso de fuentes renovables como las energías provenientes del viento, el sol, el agua, la biomasa, para generar electricidad destinadas al autoconsumo y a su vez inyectar el excedente a la red de distribución. Pero está claro que la generación distribuida debe ser la que esté más cerca del consumidor, porque en muchos casos el consumidor la genera él mismo, adoptando el papel de prosumidor y estará conectado a la red de distribución, en baja o media tensión, si hay un gran consumo en estos puntos o incluso la red de transporte, aunque en algunos casos. Este concepto también puede utilizarse para referirse a una generación donde el consumo está desconectado de la red [12].

La Agencia Internacional de Energía la definió en 2002 como la energía producida en una instalación de consumo o una instalación de una empresa de distribución que entrega

energía de bajo voltaje directamente a la red de distribución asociada con tecnologías tales como micro hidro turbinas, energía eólica, celdas de combustible y energía solar fotovoltaica.

3.3.2. Tecnologías para la Generación Distribuida

Las tecnologías de Generación Distribuida se pueden dividir en las de generación y las de almacenamiento, en donde las de generación pueden ser centrales convencionales y no convencionales y la tecnología de almacenamiento de energía incluye baterías, etc. Además de los sistemas de generación de electricidad basados en energías renovables, también existen tecnologías basadas en fuentes de energía fósiles y convencionales. Para la generación de electricidad, incluyen todo, desde petróleo y gas o motores térmicos alimentados con gas natural hasta energía fotovoltaica para calefacción solar tipo Stirling, biomasa, eólica, hidroeléctrica y otras todavía en estado embrionario; y una amplia gama de operaciones de transferencia directa de calor. En particular, todas las fuentes de energía renovables son aptas para los sistemas de generación distribuida [12].

Turbina de gas

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo, de baja relación potencia-peso y alta velocidad de rotación que opera mediante la expansión de un gas, que puede ser gas natural, diésel, metano, etc.

Consta de un compresor, la cámara de combustión y la propia turbina de gas. Puede estar disponible en varias configuraciones, ciclo simple, combinación de calor y electricidad o turbinas de gas-vapor de ciclo combinado y turbinas de vapor que utilizan el calor recuperado para producir electricidad [12].

Motores de combustión interna

Un motor de combustión interna es un motor térmico en el que los gases producidos durante el proceso de combustión empujan un pistón que hace girar el cigüeñal a medida que el pistón se mueve en el cilindro, generando así energía mecánica en el eje de manera rotatoria. Usar electricidad de un generador.

Son más flexibles a los cambios de carga que las turbinas de gas y pueden funcionar con una variedad de combustibles, especialmente gas natural. Se trata de motores Otto tradicionales

de encendido por chispa o motores diésel de encendido por compresión, que pueden ser de dos o cuatro tiempos y refrigerados por líquido normalmente agua o por aire [12].

Turbinas eólicas

Esta tecnología de generación distribuida aprovecha la energía eólica y la convierte en electricidad. La capacidad de las plantas actualmente varía de alrededor de 30KW a más de 5MW. Es una tecnología bastante madura, que alcanza casi el 97% de confiabilidad de la planta, y es la de más rápido crecimiento como parte del suministro eléctrico mundial. Hay un desarrollo especial de generación distribuida llamada energía micro eólica a partir de 1 kW y más [12].

Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica convierte la energía contenida en la radiación solar directamente en electricidad sin ningún proceso intermedio, por lo que no habrá humo ni residuos. La radiación solar que cae sobre la superficie de la tierra consiste en partículas energéticas, pero no lo suficientemente masivas llamadas fotones.

Cada fotón es una partícula que constituye una forma de energía. Cuando un fotón cae sobre la superficie de un cuerpo semiconductor, es capaz de transferir su energía a los electrones en las capas más externas de los átomos semiconductores, excitándolos y provocando una diferencia de potencial entre sus superficies dentro del semiconductor, si el semiconductor ha sido suficientemente tratado [12].

Pico y Micro Centrales Hidráulicas

El agua de la represa se usa para regar los campos y proporcionar agua potable a las ciudades, pero también se puede usar para generar electricidad usando turbinas que actúan como ruedas hidráulicas.

La micro energía hidroeléctrica se genera aprovechando la energía cinética del agua debido a la gravedad, por lo que ríos con mucha rugosidad o ríos con rugosidad artificial provocada por la construcción de presas son lugares ideales para aprovechar esta energía. El agua se dirige a una planta hidroeléctrica que alberga una turbina que convierte el movimiento del agua en electricidad, que luego se transmite a la red. Una presa hidráulica pequeña

generalmente se considera una presa hidráulica con una capacidad instalada de menos de 10 MW [12].

3.3.3. Ventajas de la Generación Distribuida (GD)

La generación de energía descentralizada basada en fuentes de energía locales diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia energética de la región. Una microrred de pequeños generadores interconectados puede brindar un servicio confiable porque la probabilidad de falla de todos los generadores es muy baja. Cuando uno falla, es fácil que otros compartan la carga. En general, GD hará que el sistema eléctrico sea menos vulnerable a los desastres naturales o provocados por el hombre.

La mayor parte del consumo puede producir calor en hogares o industrias. Debido a que la generación distribuida está en el sitio del consumo, ayuda a usar el calor en otras condiciones. Casi todas las tecnologías de GD se pueden incorporar en proyectos basados en tecnologías de turbinas de gas y celdas de combustible adecuadas para proyectos de ciclo combinado. En consecuencia, se incrementa la eficacia del proyecto GD [13].

3.3.4. Democratización de la Energía Eléctrica

En los países menos desarrollados la GD puede ser el nuevo paradigma para satisfacer rápidamente y con eficiencia la creciente demanda. Al contrario de la generación tradicional, la GD puede suministrar energía casi inmediatamente, o bien donde se necesita urgentemente o a regiones remotas. La GD presenta ventajas frente a la energía eléctrica producida a partir de combustibles fósiles como el diésel, hace posible con inversiones pequeñas alcanzar gradualmente grandes objetivos. Generalmente, la GD es un modelo que se adapta a las condiciones locales y sobre todo puede gestionarse y mantenerse en la sociedad [13].

3.4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN REDES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la generación distribuida, [12] además de los sistemas de generación, es muy importante hablar de los sistemas de almacenamiento de energía, ya que van a ser muy necesarios debido a la intermitencia de algunas fuentes renovables además permiten modular el momento en el que se realizara el consumo, dentro de los sistemas de almacenamiento

energético, deberemos tener en cuenta los siguientes tipos de sistemas detallados a continuación:

Bombeo de agua

El sistema de bombeo consiste en bombear agua sobre los sedimentos a cierta altura, almacenándola como energía potencial que puede ser utilizada a medida que el agua cae en el campo gravitatorio terrestre para accionar una turbina que está conectada a un generador que suministra electricidad [12].

Aire comprimido

Los sistemas de almacenamiento de energía de aire comprimido utilizan la energía comprimida asociada con el aire comprimido en depósitos subterráneos, incluidos lechos naturales o pozos de minas antiguas o acuíferos porosos contenidos geológicamente. El almacenamiento se logra comprimiendo el aire fuera de temporada. Durante las horas pico, el aire comprimido genera electricidad al expandirla con una eficiencia relativamente alta en turbinas de gas [12].

Baterías

En una batería, la energía eléctrica se almacena o libera a través de reacciones electroquímicas que transportan electrones a electrodos, cátodos y ánodos asociados con reacciones de reducción específicas en electrolitos, soluciones líquidas, polímeros conductores sólidos y geles.

Los catalizadores se utilizan a menudo para acelerar la velocidad de una reacción a un nivel aceptable. Durante la carga, la energía se almacena químicamente aumentando la composición de iones cargados en el electrolito, realizando reacciones redox selectivas en los electrodos. Durante la descarga, se libera energía a través del transporte de iones, lo que provoca una reacción redox inversa en el electrodo. El ánodo y el cátodo luego cambian de posición entre carga y descarga. La electricidad se produce como corriente continua, generalmente convertida a corriente alterna por un inversor para centrales eléctricas, las baterías suelen ser costosas, requieren un alto mantenimiento y tienen una vida limitada, siendo las más comunes las baterías de plomo ácido, níquel cadmio o sodio azufre [12].

SMES (Almacenamiento de Energía en Superconductores Magnéticos)

Los sistemas SMES almacenan energía electromagnética haciendo circular corriente continua a través de bobinas superconductoras enfriadas criogénicamente con pérdidas insignificantes. La energía almacenada se puede realimentar a la red a través de la descarga de la bobina. El sistema utiliza un inversor/rectificador para convertir la energía de CA a CC y viceversa. Esto muestra pérdidas cercanas al 2% o 3% en cada dirección. En comparación con otros métodos de almacenamiento de energía, SME tiene menores pérdidas de energía. El alto costo de los superconductores es la principal limitación para el uso comercial de este método de almacenamiento de energía [12].

Supercondensadores

Los supercondensadores almacenan electricidad en forma de cargas electrostáticas confinadas en pequeñas unidades que consisten en un par de placas conductoras separadas por un medio dieléctrico. Los supercondensadores pueden cargarse y descargarse durante períodos de tiempo muy cortos, del orden de segundos o menos, lo que los hace ideales para hacer frente a cortes de energía a corto plazo. Los tipos más comunes de supercondensadores son electrolíticos, químicos, acuosos y poliméricos [12].

Almacenamiento térmico

La propuesta del proyecto se centra en el uso de sales fundidas como almacenamiento de calor, que se recoge mediante torres solares y se utiliza para generar electricidad durante el mal tiempo o por la noche. Se espera que la eficiencia térmica supere el 99% durante el año.

Otra aplicación es usar el exceso de electricidad para producir hielo y almacenarlo para el día siguiente, donde se usa para enfriar el aire en grandes edificios o el aire generado por generadores de turbinas de gas, aumentando la generación de electricidad durante los períodos pico [12].

Hidrogeno

El hidrógeno también se está desarrollando como medio de almacenamiento de energía. La energía se almacena durante los períodos pico mediante la conversión de gas natural o se electroliza para producir hidrógeno, y se libera durante los períodos pico generando electricidad utilizando algún tipo de celda de combustible [12].

3.5. ENERGÍA EÓLICA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.5.1. Criterio de diseño

Aunque la mayor parte de la energía la proporcionan grandes parques eólicos integrados en redes de generación distribuida, los pequeños parques eólicos también pueden utilizarse para generar electricidad. Estos dispositivos varían en potencia desde unos pocos kilovatios hasta cientos de vatios y se pueden usar para aislar edificios, casas, granjas, sistemas de comunicación y redes de generación distribuida en otras aplicaciones, cómo se puede observar en la siguiente Tabla 3.2 [12].

Tabla 3.2 clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de sus potencias

DENOMINACIÓN	POTENCIA NOMINAL(KW)	UTILIZACIÓN
Media	100 – 1000	Parques Eólicos (terreno complejo)
Alta	1000 – 10000	Parques Eólicos (terreno llano)
Muy Alta	>10000	En fase de investigación y desarrollo, requiere nuevos diseños.

3.5.2. Caracterización energética del viento para el uso en redes de generación distribuida

La masa de aire en movimiento es energía cinética que puede ser transformada en energía eléctrica [12] La cantidad de energía que contiene el viento, antes de pasar a través de un rotor, depende de tres parámetros, la velocidad del viento incidente, la densidad del aire y el área barrida por el rotor. Se utiliza la siguiente formula, ecuación 3.1:

$$P = \frac{Spv^3}{2} \quad (3.1)$$

Donde:

- P es la potencia [W].
- p es la densidad del aire [Kg/m³].
- S es la superficie barrida por el rotor [m²].

- v es la velocidad del viento[m/s].

La potencia es directamente proporcional al área barrida por el rotor de la turbina que tiene la expresión, ecuación 3.2:

$$S = \pi R^2 \quad (3.2)$$

Donde R es el radio del rotor, por lo tanto, la cantidad de energía depende de la radio del rotor.

3.5.3. Tipos de Aerogeneradores

Aerogeneradores de eje horizontal: El eje de rotación es paralelo a la dirección del viento [12].

Aerogeneradores de eje vertical: Son un tipo de turbina eólica donde el eje del rotor principal está colocado transversalmente al viento, mientras que los componentes principales están situados en la base de la turbina, esta disposición permite situar el generador y los mecanismos cerca del suelo, lo que facilita el servicio y la reparación [12].

Se pueden clasificar en dos diseños:

- Tipo Savonius.
- Tipo Darrieus.

3.6. ENERGÍA SOLAR PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.6.1. El módulo fotovoltaico

La producción de electricidad más sencilla a partir de la radiación solar se basa en el efecto fotoeléctrico, que se produce cuando la luz incide sobre las células fotovoltaicas [12].

Las celdas fotovoltaicas son dispositivos semiconductores básicos que tienen propiedades físicas definidas y están conectadas eléctricamente para producir un dispositivo con parámetros de voltaje y corriente manejables y prácticos, como se hace en los módulos solares [14]. La conexión eléctrica de los distintos módulos está diseñada para adaptar los parámetros eléctricos de la fuente de energía fotovoltaica a los requisitos eléctricos del sistema. El material de partida, para la fabricación de las células, es la arena de cuarzo de la cual se obtiene el silicio que se debe presentar en una forma químicamente pura. De acuerdo con el silicio utilizado en la fabricación de las células se puede distinguir tres grupos diferentes:

Célula de silicio monocristalinas

El silicio que compone las células está compuesto por un único cristal, cuya red cristalina es idéntica en todo el cristal y caracterizada por la solidificación de los átomos de silicio en tres direcciones espaciales perpendiculares entre sí, y sin imperfecciones [14]. La eficiencia de los módulos formados por dichas células esta entre un 11% y un 16%.

Célula de silicio policristalinas

Los procesos de cristalización del silicio no son ordenados, obteniéndose la célula mediante la unión de diferentes cristales [14]. La eficiencia de los módulos formados por dichas células esta entre un 8% y un 14%.

Célula de silicio amorfo

En las células de amorfo no hay una red cristalina alguna y el material es depositado sobre finas capas que se unen entre sí [14]. La eficiencia de estas células solares esta entre el 6% y el 8%. Los tipos de módulos más utilizados son los monocristalinos y los policristalinos aproximadamente en un 93%.

3.6.2. Módulos fotovoltaicos

Hay dos tipos de módulos solares: paneles solares y concentradores. Los paneles solares consisten en células solares interconectadas que forman módulos. Varios módulos conectados forman una matriz. Los paneles solares se utilizan para generar electricidad a gran escala. Los paneles solares pueden montarse sobre estructuras fijas orientadas al sol, en un único lugar donde la radiación solar se considere más intensa, o sobre estructuras que se mueven mediante servomotores para optimizar la captación de la radiación solar. Comercialmente, los módulos más comunes son de aproximadamente un metro cuadrado y las células solares están conectadas al panel solar, se aprecia en la Fig. 3.2 [14].

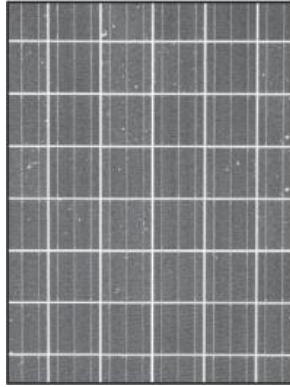


Fig. 3.2 Modulo fotovoltaico [14].

3.6.3. Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos se pueden utilizar tanto para la generación de electricidad a pequeña como a gran escala. Los sistemas más pequeños generalmente se usan para alimentar hogares y se pueden conectar a la red. Los sistemas solares fuera de la red se utilizan para instalaciones remotas. Los sistemas fotovoltaicos híbridos combinan diferentes tecnologías de producción de energía [14].

3.6.4. Sistemas fotovoltaicos interconectados con redes eléctricas

Debido a la naturaleza distribuida de los módulos solares, estos permiten reducir carga en líneas de transmisión y distribución, como también contribuir al suministro energético de la demanda pico. Los módulos solares requieren inversores electrónicos para convertir su potencia de salida de CC a CA. Los inversores electrónicos modernos son muy eficientes y versátiles en su uso. Tiene funciones de protección contra sobrecarga, desconexión de CC y CA y desconexión automática por falla de energía. Los controladores de carga también se utilizan cuando la energía se almacena en una batería. Consumen el exceso de energía que se envía a la resistencia cuando la batería está completamente cargada y la energía no se puede alimentar a la red [14].

4. MATERIALES Y MÉTODOS

4.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

Para la siguiente investigación se utilizó el método analítico en donde se realizó una investigación por fuentes bibliográficas, siguiendo del método descriptivo para la cual se recolectaron los datos del sistema del SD de ELEPCO S.A. con la finalidad de armar el sistema completo tanto para generación, transformación, transmisión y consumo; por último, el método comparativo en donde se aplican diferentes metodologías observacionales.

4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS

4.2.1. OpenDSS

El Open Distribution System Simulator (OpenDSS, o simplemente, DSS) es una herramienta integral de simulación de sistemas eléctricos, para redes de distribución de servicios públicos en el sector eléctrico. La versión ejecutable tiene una interfaz de usuario básica basada en texto en el motor de solución para ayudar a los usuarios a desarrollar scripts y ver soluciones [15].

4.2.2. Digsilent Power Factory

DIgSILENT PowerFactory es un software de simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia, o mejor conocido como SEP que permite realizar diversos tipos de estudios y análisis eléctricos. En la actualidad este software es utilizado por entidades del sector eléctrico ecuatoriano como el CENACE y CELEC TRANSELECTRIC, las empresas eléctricas del país entre otras entidades [16].

4.2.3. PVsyst

Es una herramienta que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos, así como también determinar los datos meteorológicos de los recursos energéticos que presenta cada sector, siendo una herramienta específica que reúne todas las limitaciones relativas al dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, por tanto se puede decir que es una poderosa herramienta que permite un rápido análisis del comportamiento del sistema y también considerar posibles mejoras en el diseño [17].

4.3. METODOLOGÍA CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se describe la metodología utilizada para el desarrollo del proyecto de investigación. En la sección 4.3.1 se revisan los datos utilizados como referencia para la construcción del caso base del modelo del SD de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. Más adelante, en la sección 4.3.2 se realiza la validación de la red implementada en el software OpenDSS frente a DigSilent Power Factory. En la sección 4.3.3 se identifica el recurso energético (eólico y Fotovoltaico) de forma georreferenciada, tomando como base la ubicación de las subestaciones de potencia dentro del área de concesión de ELEPCO S.A, posterior en la sección 4.3.4 se indicará la potencia a ser instalada en base al recurso existente y al espacio físico necesario en el sector, seguidamente, en la sección 4.3.5 se analizará la metodología para la curva de demanda.

4.3.1. Construcción del caso base del SD de ELEPCO S.A.

Para la construcción del caso base del SD se tomó como referencia los datos del sistema eléctrico obtenidos de un proyecto [18], donde se indican los valores de los elementos, con el objetivo de identificar los parámetros que conforman el sistema eléctrico de Cotopaxi, como: los generadores, las subestaciones, las líneas de transmisión, los transformadores y las cargas, los datos de los elementos se encuentran en el Anexo B, y los diagramas de flujos de potencia en el Anexo C.

4.3.2. Validación del SD implementado en el software OpenDSS

En la validación del SD implementado se utilizó datos de operación del sistema de ambos programas, en donde se tomó como datos principales, los módulos de tensión y ángulos de desfase de cada una de las barras del sistema, como el flujo de potencia activa en las ramas del sistema, tomando como referencia la simulación realizada en PowerFactory se marcó el porcentaje de variación de cada uno de los datos, en donde como caso de estudio se definió que se analizara los sistemas únicamente de Ambato como el de Mulaló, debido a que ahí se encuentran las subestaciones de estudio, la Mana sale fuera del análisis debido a que solo posee una subestación y se encuentra aislada de los otros sistemas antes mencionados, como de otros factores detallados más adelante, teniendo un total de 36 barras, como se muestra en la Tabla 4.3, en donde para todos los casos el porcentaje de variación es inferior al 2%.

Tabla 4.3 Validación del SD implementado en OpenDSS frente a DigSilent.

POTENCIA ACTIVA SUMINISTRADA MAS LOS MÓDULOS Y ÁNGULOS DE CADA BARRA									
BARRA	MODULO DE TENSIÓN		ANGULO DE BARRA		POTENCIA EN (MW)		Error %		
	OPENDSS	DIGSILENT	OPENDSS	DIGSILENT	OPENDSS	DIGSILENT	V	φ_{ij}	P_i
B1	1.0305	1.03	21.9	21.91	27.566	27.60	0.04	0.04	0.001
B2	1.0138	1.01	19.9	19.90	27.189	27.23	0.37	0.00	0.15
B3	1.0138	1.01	19.9	19.90	1.550	1.55	0.37	0.00	0.00
B4	1.0053	1.00	-11.2	-11.30	-1.550	-1.55	0.53	0.89	0.00
B5	1.0031	1.00	18.5	18.40	25.380	25.42	0.31	0.54	0.15
B6	1.0031	1.00	18.5	18.40	8.650	8.66	0.31	0.54	0.11
B7	0.9914	1.00	-14.2	-14.32	-8.650	-8.66	0.86	0.84	0.11
B8	0.9982	1.00	17.4	17.29	16.610	16.44	0.18	0.63	1.03
B9	0.9979	1.00	17.4	17.27	4.500	4.50	0.21	0.75	0.00
B10	0.9847	0.98	-134.8	-134.90	-4.490	-4.50	0.47	0.07	0.22
B11	0.9982	1.00	17.3	17.17	12.100	12.14	0.18	0.75	0.33
B12	0.9833	0.98	-15.7	-15.81	-9.700	-9.68	0.33	0.70	0.20
B13	0.9963	1.00	17.1	17.20	4.249	4.25	0.37	0.58	0.02
B14	0.9930	0.99	-13.9	-14.04	-4.249	-4.25	0.30	1.00	0.02
B15	1.0032	1.01	17.3	17.10	4.350	4.32	0.67	1.16	0.69
B16	1.0027	1.00	17.2	17.07	2.490	2.50	0.26	0.76	0.04
B17	0.9875	0.99	-15.3	-15.40	2.499	-2.50	0.25	0.65	0.04
B18	1.0077	1.01	17.3	17.10	10.56	10.52	0.22	1.16	0.38
B19	1.0046	1.01	17.1	16.91	6.159	6.16	0.53	1.12	0.01
B20	0.9930	0.99	-14.8	-14.98	-4.532	-4.52	0.30	1.21	0.26
B21	0.9847	0.99	-14.9	-14.99	7.910	7.92	0.53	0.60	0.25
B22	1.0022	1.00	-11.4	-11.43	3.994	4.00	0.22	0.26	0.15
B23	1.0037	1.00	-38.4	-38.46	3.997	4.00	0.37	0.15	0.02
B24	0.9976	1.00	17.2	17.09	3.180	3.19	0.24	0.64	0.31
B25	1.0396	1.04	18.1	17.95	3.307	3.30	0.03	0.83	0.21
B26	0.9989	1.00	-9.40	-9.55	3.307	3.30	0.11	0.01	0.21
B27	0.9847	0.99	-14.9	-14.99	7.910	7.92	0.53	0.60	0.25
B28	1.0200	1.02	17.5	17.32	33.12	33.10	0.00	1.03	0.06
B29	1.0073	1.01	-15.1	-15.28	-7.410	-7.42	0.26	1.19	0.13
B30	1.0154	1.02	17.2	17.01	15.02	15.03	0.45	1.11	0.06
B31	1.0150	1.02	17.2	16.99	4.839	4.84	0.49	1.23	0.02
B32	1.0040	1.01	-14.6	-14.79	-4.839	-4.84	0.59	1.30	0.02
B33	1.0138	1.02	17.1	16.91	10.174	10.17	0.61	1.12	0.03
B34	1.0038	1.01	-14.8	-14.94	-9.264	-9.26	0.24	0.94	0.02
B35	1.0125	1.02	16.9	16.69	0.911	0.91	0.74	1.25	1.22
B36	1.0117	1.02	-13.8	-14.01	-0.911	-0.91	0.82	1.52	1.22

4.3.3. Datos geográficos de las energías solar y eólica en Cotopaxi

A continuación, en la Tabla 4.4 podemos encontrar los datos geográficos de cada una de las subestaciones de la empresa ELEPCO S.A, también se observa los recursos energéticos en el sector, esto con la finalidad de determinar qué lugar es más apropiado para implementar sistemas fotovoltaicos o eólicos que serán inyectados al SD como GD.

Tabla 4.4 Datos geográficos de las subestaciones ELEPCO S.A.

SECTORES CON MAYOR APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE COTOPAXI						
LUGAR	LATITUD	LONGITUD	ALTITUD (m.s.n.m)	Temperatura (C°)	Energía solar (W/m ²)	Velocidad del viento(m/s)
SALCEDO	-1.0328	-78.5991	2643	13.8	234.0	3.9
SAN RAFAEL	-0.9369	-78.6232	2757	13.5	232.4	4.0
PUJILÍ	-0.9492	-78.6738	2902	13.5	229.8	3.9
LA COCHA	-0.9141	-78.6053	2794	13.5	233.2	4.0
EL CALVARIO	-0.9314	-78.6109	2806	13.5	232.6	4.0
MULALÓ	-0.7958	-78.6079	2944	13.5	232.1	3.7
LASSO	-0.7443	-78.6091	3018	12.7	231.4	3.5
SIGCHOS	-0.7013	-78.8848	2823	13.6	213.7	3.7
CRS	-0.8729	-78.6312	2832	13.5	231.8	4.0
LA MANA	-0.9546	-79.2479	184.0	24.9	205.4	2.9

Para lo cual la ubicación de análisis representa a toda la red de energía controlada por la ELEPCO S.A. en donde, a continuación, en la Fig. 4.3 se puede determinar el área de estudio perteneciente a la provincia de Cotopaxi y la ubicación geográfica de cada una de las subestaciones.



Fig. 4.3 Área de Estudio de la empresa eléctrica de ELEPCO S.A. [19].

4.3.4. Dimensionamiento de Sistemas de Generación Renovable

Dimensionamiento solar

La potencia a generar en las plantas solares en cada una de las subestaciones de energía eléctrica se determinó por medio de la irradiación solar disponible en dicha zona, como también del espaciamiento físico para la instalación, las características del panel, inversor, así como las dimensiones las podemos encontrar en el Anexo D, por ultimo las curvas de irradiación solar las podemos apreciar en el Anexo I, en la tabla I24, a continuación en la Tabla 4.5 se determina el dimensionamiento correspondiente.

Tabla 4.5 Dimensionamiento fotovoltaico de las subestaciones ELEPCO S.A.

DIMENSIONAMIENTO SOLAR EN COTOPAXI						
NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN	Posee dimensionamiento para la implantación	Dimensión del terreno necesario en (m ²)	Energía solar (W/m ²)	Dimensión del terreno disponible en (m ²)	Potencia a generar en (kW)	CASO DE ESTUDIO
SALCEDO	SI	5705	234.0	16698.63	1000.00	SI
SAN RAFAEL	NO	-	-	-	-	-
PUJILÍ	SI	5705	229.8	9008.28	1000.00	SI
LA COCHA	SI	5160	233.2	5165.32	900.00	SI
EL CALVARIO	NO	-	-	-	-	-
MULALÓ	SI	5705	232.1	15054.91	1000.00	SI
LASSO	SI	5705	231.4	10991.13	1000.00	SI
SIGCHOS	SI	5705	213.7	5736.06	1000.00	SI
CRS	NO	-	-	-	-	-
LA MANA	NO	-	-	-	-	-

Para los diferentes casos de estudio se estableció como prioridad la irradiación solar del sector con la finalidad de obtener mayor aprovechamiento y por tanto la central fotovoltaica tenga mayor capacidad de generar potencia en horas del día, en donde se tiene a Salcedo con la mayor fuente de energía solar, seguida por la Cocha y Pujilí, en segunda prioridad se tomó en cuenta los niveles de tensión a la que trabaja cada subestación, en donde se define que Mulaló, Lasso y Sigchos presentan niveles de voltaje por encima de la unidad, presentado resultados óptimos ya que se encuentran cerca de las barras del External Grid, pero también entran como caso de estudio debido a que poseen el espaciamiento físico suficiente para la implementación de las nuevas plantas fotovoltaicas, por ultimo tenemos las subestaciones de San Rafael, El Calvario, CRS y la Mana, en donde son limitadas por el espaciamiento físico o ya sea por menor cantidad de irradiación solar.

Para la implementación de la planta fotovoltaica se determinó el número de paneles necesarios para generar dicha potencia instalada, en donde se detalla sus características técnicas en el Anexo F, así como el número de inversores en el cual se detalla sus características en el Anexo G, seguido de un transformador elevador para que se conecte la potencia directamente a la barra de 13.8 kV, indicando sus características en el anexo H, a continuación en la Tabla 4.6 se determina el número de elementos para cada planta solar a instalarse en el sector.

Tabla 4.6 Dimensión de elementos plantas solares.

NOMBRE DE LA SUBESTACIÓN	Potencia nominal (Wp) del panel solar	Módulos en paralelo	Módulos en serie	Potencia nominal del inversor (kW)	Número de inversores	Número de módulos solares
SALCEDO	340	245	12	500	2	2940
PUJILÍ	340	245	12	500	2	2940
LA COCHA	340	204	13	500	2	2652
MULALÓ	340	173	17	500	2	2941
LASSO	340	245	12	500	2	2940
SIGCHOS	340	173	17	500	2	2941

La potencia suministrada por cada una de las plantas solares depende como ya antes se mencionó de sus recursos disponibles, en la siguiente Fig. 4.4 se puede apreciar la potencia que entregada cada central en función del tiempo, donde se detalla cada uno en el Anexo N.

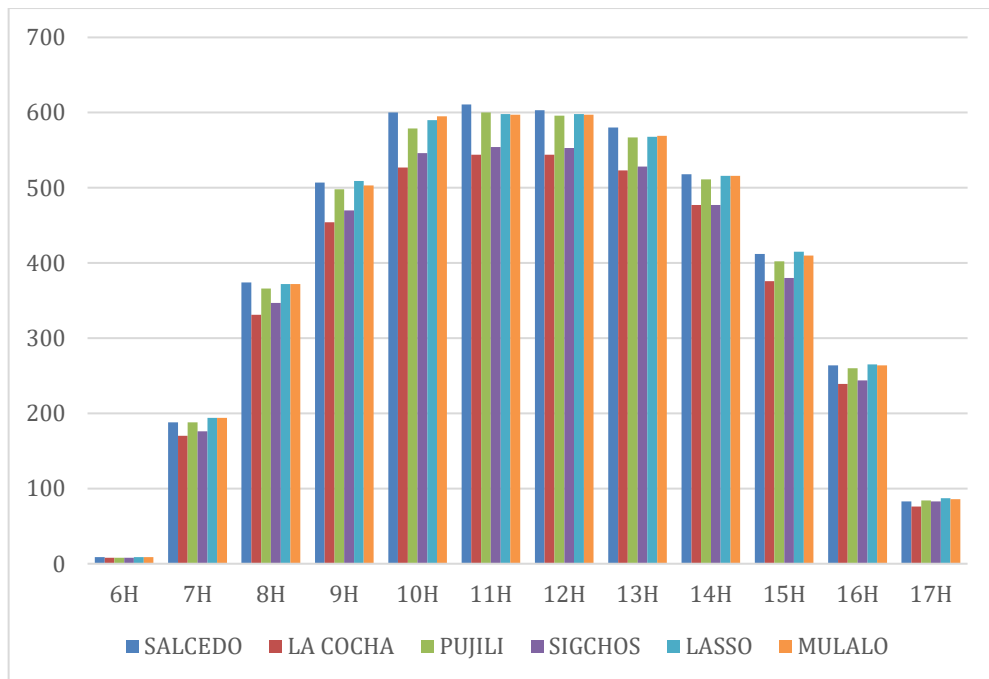


Fig. 4.4 Potencia suministrada plantas fotovoltaicas en kW.

Las centrales fotovoltaicas del presente estudio, funcionan como un sistema conectado directamente a la red (One Grid), el cual no requiere de sistemas de almacenamiento de energía, debido a que se consume la potencia directamente de lo que producen los paneles cuando hay irradiancia solar, y cuando no, se extrae directamente de la red eléctrica.

Dimensionamiento eólico

La potencia a generar de una central de energía eólica depende de varios factores, como lo es la velocidad del viento, la longitud de cada aspa de la turbina, así como la altura entre otros, en donde en la

Tabla 4.7 se puede apreciar el dimensionamiento correspondiente de las plantas eólicas para la cual se determina una potencia aproximada utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{viento} = \frac{\rho \pi R^2 V^3}{2} \quad [MW] \quad (4.3)$$

Tabla 4.7 Dimensionamiento de energía eólica en Potencia Activa.

DIMENSIONAMIENTO EÓLICO EN COTOPAXI					
LUGAR	Densidad del aire (kg/m ³)	Dimensión de los alabes (m)	Velocidad del viento(m/s)	Potencia en (MW)	Posee dimensionamiento para la implantación
SALCEDO	1.2929	18	3.9	0.03903	NO
SAN RAFAEL	1.2929	18	4.0	0.04211	NO
PUJILÍ	1.2929	18	3.9	0.03903	NO
LA COCHA	1.2929	18	4.0	0.04211	NO
EL CALVARIO	1.2929	18	4.0	0.04211	NO
MULALÓ	1.2929	18	3.7	0.03332	NO
LASSO	1.2929	18	3.5	0.02821	NO
SIGCHOS	1.2929	18	3.7	0.03332	NO
CRS	1.2929	18	4.0	0.04211	NO
LA MANA	1.2929	18	2.9	0.01604	NO

En el análisis del recurso eólico se determinó que no es posible colocarlos en el sector eléctrico de ELEPCO S.A. debido a que el espacio que requiere es demasiado amplio, ya que su altura y la separación entre molinos de viento superan de 8 a 12 veces el diámetro del rotor, por cada uno de ellos, adicional a eso la velocidad del viento del sector no es muy elevada por tanto la potencia a generar es demasiado pequeña y se requeriría de mayor número de generadoras eólicas lo cual no es factible.

4.3.5. Metodología para la curva de irradiación solar y temperatura ambiente

El comportamiento de la curva de irradiación solar, así como el de la temperatura ambiente se obtuvo de datos meteorológicos obtenidos de la herramienta PVsyst [17], en lo cual, para cada una de las plantas fotovoltaicas, se obtuvo sus datos por cada hora en donde se puede observar a detalle en el Anexo I, a continuación, en la Fig. 4.5 como en la Fig. 4.6 se detalla la curva promedio obtenida de los datos resultantes de las seis irradiaciones solares como de la temperatura ambiente por hora en cada sector seleccionado.

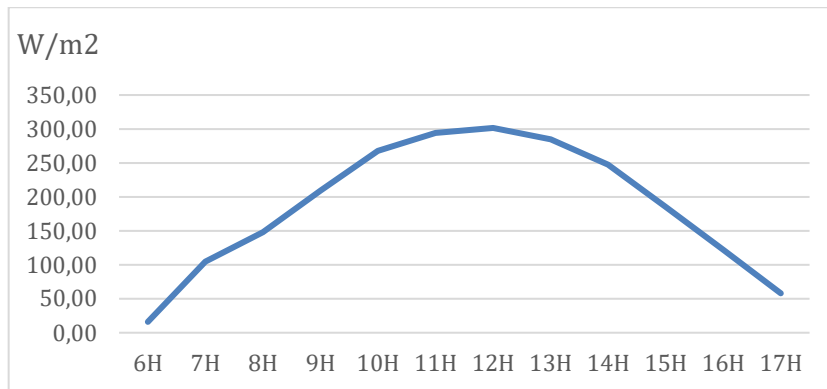


Fig. 4.5 Curva de irradiación solar promedio.

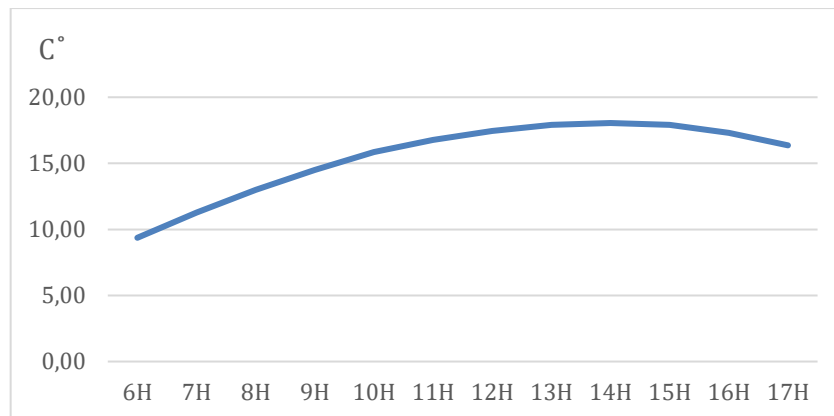


Fig. 4.6 Temperatura ambiente promedio.

4.3.6. Metodología para la curva de demanda de ELEPCO S.A.

Para la determinación de la curva de demanda se tomó como base el siguiente proyecto [20]. En donde se establece que se tomó la información de la demanda total del sistema eléctrico del Ecuador, datos históricos registrados del operador del sistema CENACE, por medio del

sistema SCADA, en donde la curva del consumo de carga en las 24 horas del día fue realizada con información desde los años 2015 hasta el 2019, tomando como referencia este último año, en donde observándose claramente la diferencia en las curvas del comportamiento de la demanda podemos decir que definiendo como demanda media, tenemos el horario de las 7:00 am de la mañana hasta las 17:00 pm horas de la tarde, característico de la demanda comercial e industrial en horas de operación, y en la demanda máxima de 17:00 pm hasta las 21:00 pm de la noche, en donde el incremento de la carga se produce básicamente por la carga residencial, debido a que a esa hora se utiliza mucho la iluminación en los hogares, ya sea estudio, alimentación, etc.

La demanda mínima se encuentra desde las 21:00 pm de la noche hasta las 7:00 am de la mañana del día siguiente, considerando que son horas de descanso y básicamente la carga está conformada por procesos industriales continuos o ya sea iluminación, a continuación, en la Fig. 4.7 se puede observar el comportamiento de la demanda con las características ya antes mencionadas.

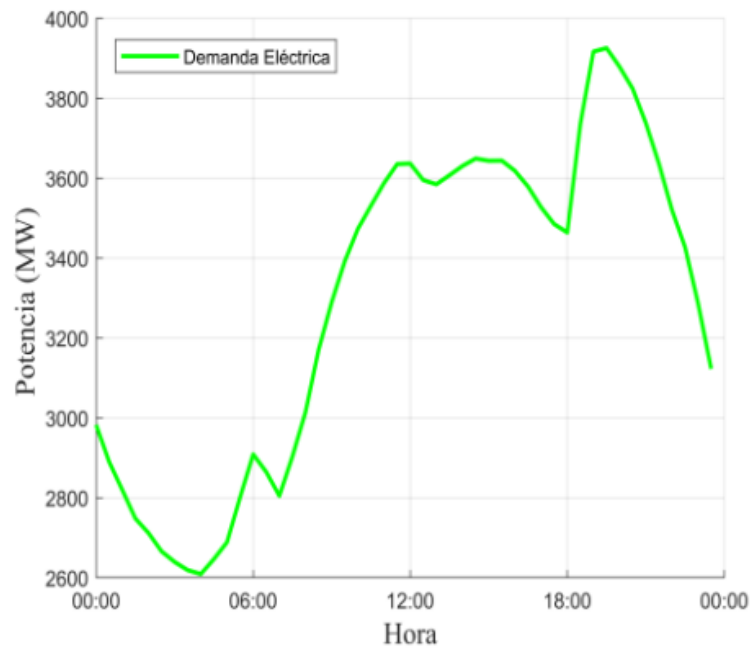


Fig. 4.7 Curva de demanda diaria datos históricos CENACE año 2019 [20].

En el sector industrial, hay cargas que tienen un comportamiento diferente debido a que operan las 24 horas del día, ya que su producción es continua y requiere de grandes potencias, para lo cual se estableció que la curva de demanda tiende a ser diferente, en este caso de forma continua, como vendrían a ser las industrias de Holcim y Familia Sancela, el comportamiento de demanda se lo indica en la Fig. 4.8 para Holcim.

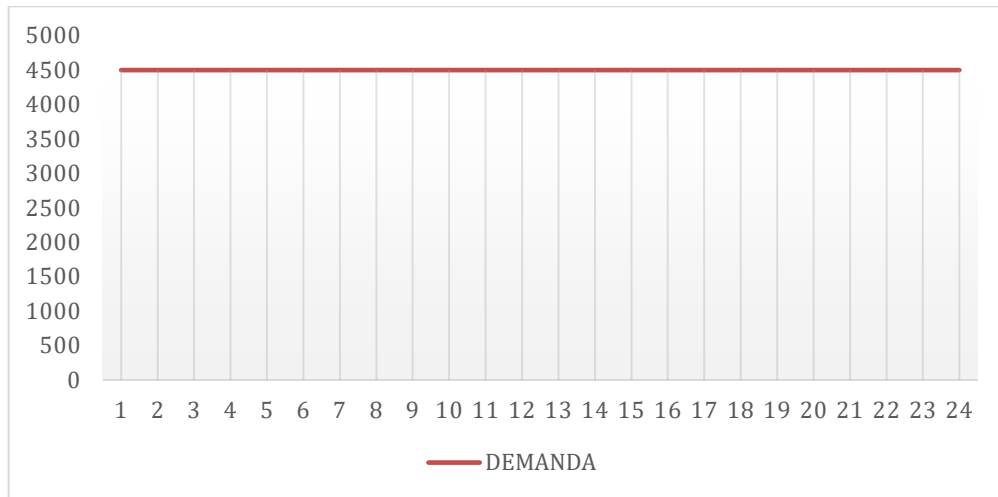


Fig. 4.8 Comportamiento de demanda Holcim.

En la Fig. 4.9 el comportamiento de la demanda de la carga industrial de Familia Sancela, donde observamos que su potencia activa no varía en el tiempo.

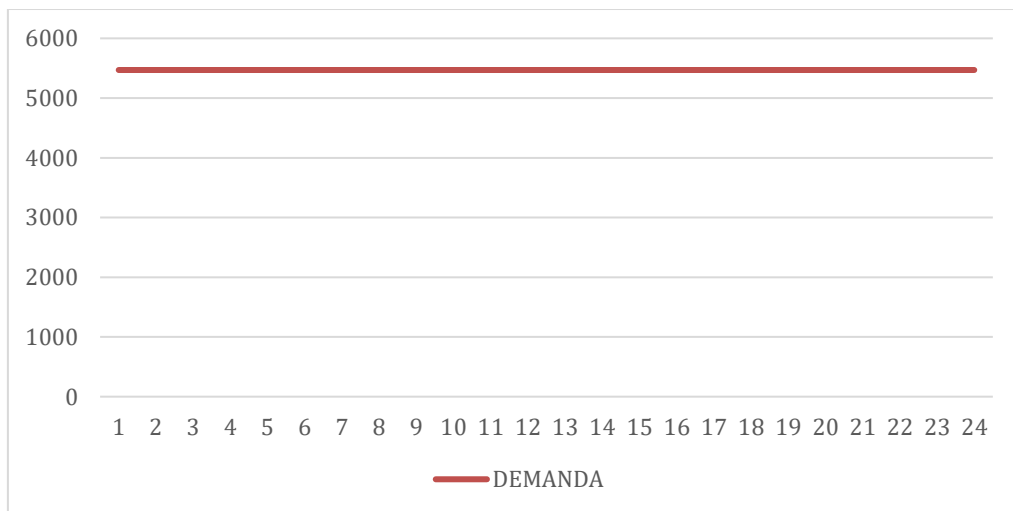


Fig. 4.9 Comportamiento de demanda Familia Sancela.

Las únicas industrias que fueron tomadas para el análisis son las que trabajan a niveles de voltaje de distribución de 13.8 kV, razón por la que la industria de Novacero no fue tomada en cuenta, ya que trabaja a niveles de alto voltaje, por lo demás el resto de cargas trabaja con variaciones de potencia en el transcurso del tiempo.

Para la determinación de otras industrias que operan en horas del día tenemos a las fábricas como Oriental, Aglomerados (ACOSA), Industrial Sur, Sector Oriente (Provefrut) y FAIRIS, por otro lado, tenemos los sectores de servicio público que también entran en la parte industrial debido a la alta demanda que requieren para sus operaciones, como lo es el Centro de Rehabilitación Social (CRS) y el Aeropuerto.

El comportamiento industrial para dichos sectores el cual depende de las horas de jornada de trabajo, dado que grandes industrias no pueden detener sus actividades, por lo que en algunos casos trabajan de forma uniforme en el transcurso del día, sin embargo, se tienen otras industrias que mantienen una sola jornada de trabajo, las cargas pueden ser livianas, medias o altas. A continuación, en la Fig. 4.10 se muestra el comportamiento típico de demanda del sector industrial [21].

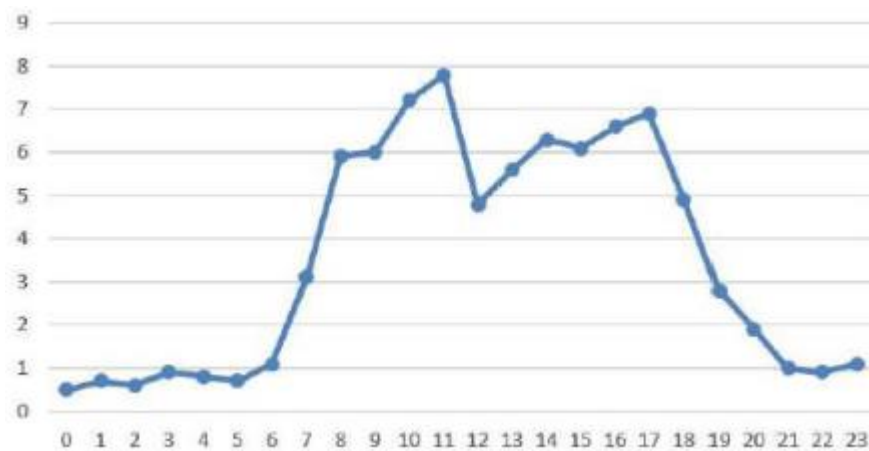


Fig. 4.10 Comportamiento de demanda sector industrial [21].

Para el sector comercial en el presente estudio tenemos el Mall Maltería Plaza, que tiene un comportamiento de carga un tanto diferente, el cual demanda energía en una jornada de trabajo, el cual presenta su mayor consumo en horas del mediodía, mientras que en la noche y madrugada se observa que la demanda es mínima, debido a que los locales cierran sus horarios

de venta, las cargas comerciales usualmente son trifásicas, y con potencias medianas, a continuación en la siguiente Fig. 4.11 se puede apreciar el comportamiento de dicha demanda en horario de las 24 horas del día [21].

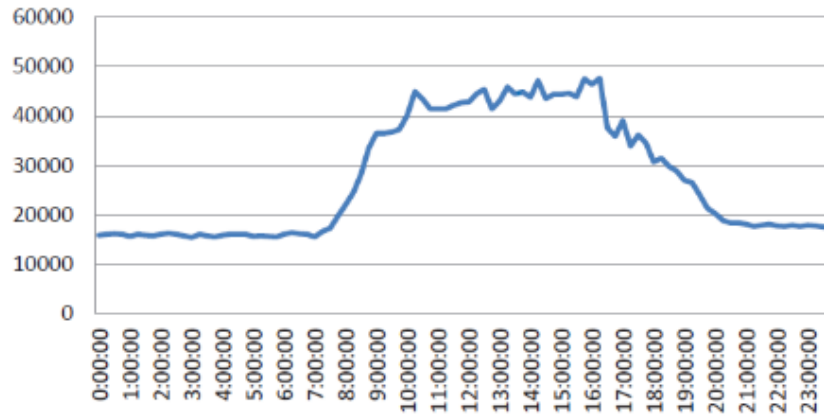


Fig. 4.11 Comportamiento de demanda sector comercial [21].

4.4. METODOLOGÍA FLUJOS DE POTENCIA

Los flujos de potencia son de vital importancia para cualquier sistema eléctrico ya que nos permite evaluar características de la red como niveles de tensión, desfase angular, perdidas entre otras variables, en OpenDSS se puede resolver flujos de potencia ya que presenta dos algoritmos para calculo denominados Newton y Normal [22].

OpenDSS trabaja con una biblioteca que utiliza funciones relacionadas con matrices complejas dispersas que se adaptan a sistema de energía eléctrica, en donde a continuación en la Fig. 4.12 se detalla el proceso iterativo que realiza el flujo de potencia.

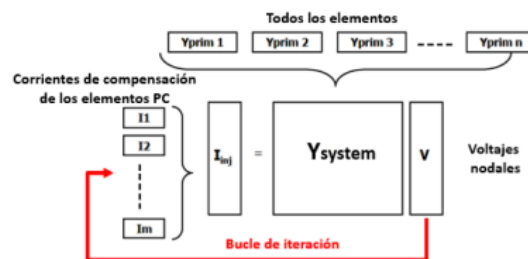


Fig. 4.12 Bucle de solución predeterminado [22].

Inicialmente OpenDSS entrega a KLUsolve todas las matrices de admitancia nodal primitiva de los elementos que conforman la red, la información de conexión de los terminales de cada elemento con las barras representados por cada columna y fila de estas matrices y las corrientes inyectadas solo de las fuentes de voltaje y corriente constantes, es decir, en el primer paso no considera las corrientes inyectadas por los elementos PC [22].

$$\left(\dot{\mathbf{i}}_{\text{comp}}^{(0)} = \mathbf{0} \right) \quad (4.4)$$

KLUsolve se encarga de ensamblar la matriz de admitancia nodal del sistema completo, $\bar{\mathbf{Y}}_{\text{system}}$, y de obtener la estimación inicial de los voltajes nodales. Posteriormente entrega esta información a OpenDSS para comenzar el ciclo de iteración.

OpenDSS utiliza los voltajes obtenidos para calcular la corriente de compensación inyectada por cada uno de los elementos y las agrega en la ubicación apropiada del vector de corrientes inyectadas $\dot{\mathbf{i}}_{inj}$, este vector es entregado a KLUsolve [22]. Con el vector de corrientes inyectadas actualizado, KLUsolve resuelve los voltajes nodales en las barras. La solución se centra en resolver la ecuación del sistema no lineal de la forma:

$$\dot{\mathbf{V}}_{\text{nodal}} = [\bar{\mathbf{Y}}_{\text{system}}]^{-1} \times \dot{\mathbf{i}}_{inj} \quad (4.5)$$

Los pasos se repiten hasta que los voltajes converjan o hasta que el número máximo de iteraciones sea excedido. En OpenDSS el error depende de la existencia o no de un voltaje base en la barra en cuestión. Si la barra a la cual el nodo i pertenece posee un voltaje base se utiliza conforme a la siguiente ecuación:

$$\mathbf{error}_i^{(k)} = \frac{||\dot{V}_i^{(k)}| - |\dot{V}_i^{(k-1)}||}{\dot{V}_{\text{base } i}} \quad (4.6)$$

En cualquiera de los casos los flujos de potencia convergen cuando presentan un error menor al 0.0001% [22].

4.5. NORMATIVAS Y REGULACIONES

4.5.1. Norma ARCERNNR 002/20

Durante la investigación en la normativa de la agencia de regulación ARCERNNR, se determina en el capítulo dos la calidad de producto, en donde se identifica el nivel de voltaje en cada una de las barras operativas del sistema la cual, los niveles de tensión, pueden presentar una pequeña variación respecto al voltaje nominal [23].

Para la indicación de rangos de voltaje admitidos, se visualiza en la Tabla 4.8 en donde se tiene los diferentes niveles de tensión, empezando por alto voltaje que determina un rango en el grupo 1 de (40 kV y menos a 138 kV), en el grupo 2 tensiones que van por arriba de los 138 kV, siguiente el nivel de medio voltaje el cual es en donde trabaja el sistema de distribución de ELEPCO. S.A. va desde los (0.6 kV hasta los 40 kV), y por último el nivel de bajo voltaje que va menores a los 0.6 kV.

Tabla 4.8 Límites para el índice del nivel de voltaje [23].

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

5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se describen los resultados obtenidos por el proyecto de investigación. En la sección 5.1 se indica el comportamiento del voltaje de la red convencional (RC) de distribución ELEPCO S.A; frente a la incorporación de generación distribuida (GD). En la sección 5.2 se analizan las pérdidas individuales de las líneas de transmisión del sistema. En la sección 5.3 se determinará las pérdidas totales de todo el sistema eléctrico de distribución tanto para la red convencional como para la incorporación de GD, en donde se obtiene el total de pérdidas para ambos escenarios. En la sección 5.4 se analizará la cargabilidad de los transformadores de distribución de las subestaciones en donde fue inyectada la potencia fotovoltaica.

5.1. COMPORTAMIENTO DE LOS MÓDULOS DE TENSIÓN

En el análisis de los módulos de tensión se determinó que se tomaran los resultados de las barras de estudio donde fue colocada la GD, las cuales vienen a ser las barras de carga tanto para las seis subestaciones eléctricas, durante el transcurso de las 12 horas del día debido a que en dicho tiempo se tiene irradiancia solar, donde en la siguiente Fig. 5.13 se observa la ubicación de la barra 34 perteneciente a subestación Lasso y la barra 36 para la subestación Sigchos. Para una mejor interpretación el diagrama unifilar de ELEPCO S.A. se encuentra en el Anexo B.

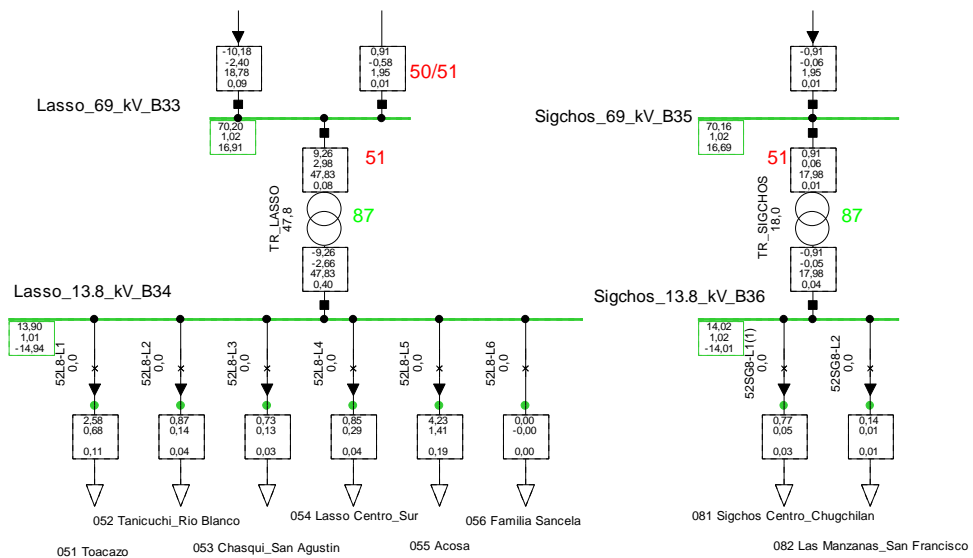


Fig. 5.13 Diagrama Unifilar de las subestaciones Lasso y Sigchos.

En la siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se detalla cada uno de los valores tanto para la red convencional de distribución como para GD en las subestaciones de Lasso y Sigchos.

Tabla 5.9 Resultados de los módulos de tensión en las barras 34 y 36 en pu.

HORAS	Red Convencional		GD	
	B34	B36	B34	B36
6,00 am	1,0092	1,0145	1,0092	1,0145
7,00 am	1,0089	1,0145	1,0089	1,0145
8,00 am	1,0063	1,0136	1,0071	1,0165
9,00 am	1,0051	1,013	1,0062	1,0169
10,00 am	1,0034	1,0123	1,0047	1,0168
11,00 am	1,0023	1,0119	1,0037	1,0164
12,00 pm	1,0035	1,0121	1,0048	1,0167
13,00 pm	1,0029	1,0119	1,0041	1,0163
14,00 pm	1,0026	1,0118	1,0038	1,0158
15,00 pm	1,0019	1,0116	1,0029	1,0148
16,00 pm	1,0024	1,0118	1,003	1,0139
17,00 pm	1,0028	1,012	1,0028	1,012

En la siguiente Fig. 5.14 se observa la ubicación para la barra 14 perteneciente a la subestación de Pujilí, barra 20 subestación la Cocha y por último la barra 29 que pertenece a la subestación Mulaló, continuamente en la Fig. 5.15 se observa la barra 7 para la subestación Lasso.

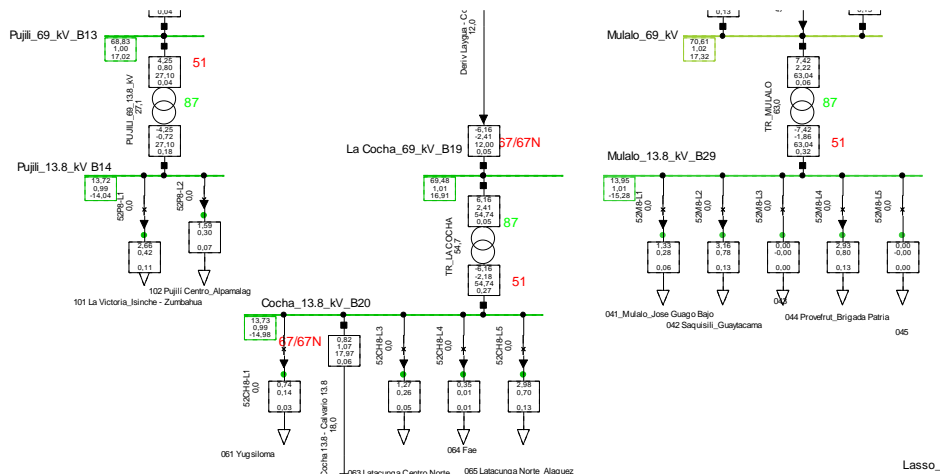


Fig. 5.14 Diagrama Unifilar de las subestaciones Pujilí, La Cocha y Mulaló.

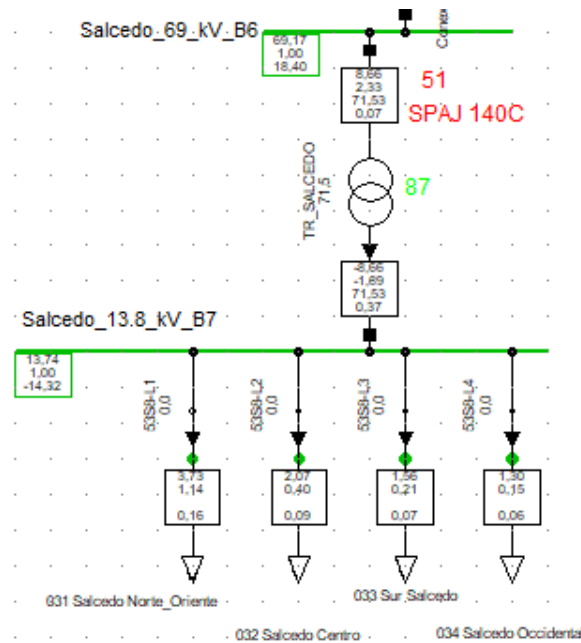


Fig. 5.15 Diagrama Unifilar de la subestación Lasso.

En la siguiente Tabla 5.10 siguiendo el caso anterior se detalla cada uno de los valores tanto para la red convencional de distribución como para GD en las subestaciones de Pujilí, La Cocha, Mulaló y Salcedo.

Tabla 5.10 Resultados de los módulos de tensión en las barras 7, 14, 20 y 29 en pu.

HORAS	Red Convencional				GD			
	B7	B20	B14	B29	B7	B20	B14	B29
6,00 am	1,0055	0,9994	1,0044	1,0111	1,0055	0,9994	1,0044	1,0111
7,00 am	1,0065	0,9997	1,0055	1,0114	1,0065	0,9997	1,0055	1,0114
8,00 am	1,0031	0,9974	1,0017	1,0101	1,0045	0,9983	1,0032	1,0109
9,00 am	1,0001	0,9957	0,9986	1,009	1,0021	0,997	1,0006	1,0101
10,00 am	0,9968	0,9937	0,9951	1,0078	0,9992	0,9952	0,9975	1,0091
11,00 am	0,995	0,9925	0,9932	1,0071	0,9975	0,9941	0,9957	1,0085
12,00 pm	0,994	0,9925	0,9923	1,0068	0,9965	0,9941	0,9947	1,0081
13,00 pm	0,9941	0,9939	0,9925	1,0067	0,9966	0,9954	0,9949	1,008
14,00 pm	0,9938	0,9922	0,992	1,0067	0,996	0,9936	0,9942	1,0079
15,00 pm	0,9935	0,9917	0,9917	1,0066	0,9953	0,9929	0,9934	1,0075
16,00 pm	0,9937	0,992	0,9919	1,0066	0,9948	0,9928	0,993	1,0073
17,00 pm	0,9952	0,9928	0,9935	1,0072	0,9952	0,9928	0,9935	1,0072

Como resultado se pudo determinar que existe una pequeña variación en cuanto a los niveles de tensión, a pesar de que sean muy pequeños, habiendo una variación menor al 1%, debido a que el sistema fotovoltaico inyecta en su mayoría potencia activa, por tanto al haber una inyección muy baja de reactiva el nivel de voltaje no tiende a elevarse significativamente como se puede apreciar en la Fig. 5.16 que viene a ser el comportamiento de las curvas promedio de cada una de las barras, en donde en el anexo L, se detalla cada uno de las variaciones de curvas de forma individual en cada barra de los módulos de tensión.

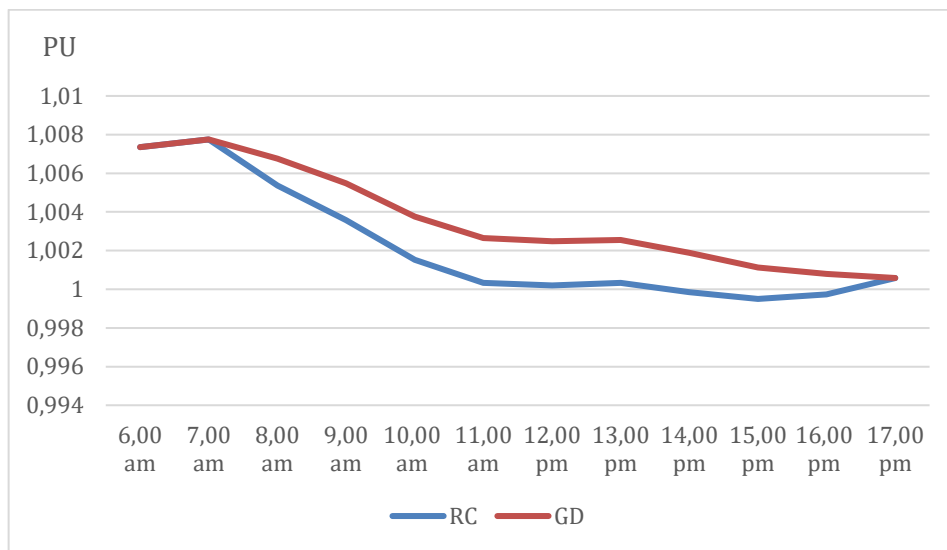


Fig. 5.16 Comportamiento promedio de los módulos de tensión en las barras de análisis en pu.

5.2. PERDIDAS INDIVIDUALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las pérdidas individuales se las realizo por cada una de las líneas de transmisión realizando énfasis en las pérdidas de potencia activa debido a que se utiliza un modelo de línea corta. En donde para el presente análisis se realizó la variación por cada línea en la red convencional de distribución frente a la GD, por tanto, el análisis se tomará únicamente para las 12 horas del día, se determinó que se dividirá en 3 secciones según la energía de pérdidas en kWh, en la primera sección superiores a los 1000 kWh, segundo con un rango de 100 a 1000 kWh, y por último de 0 a 100 kWh en las líneas de transmisión, los datos detallados por cada una de las horas las podemos apreciar en el Anexo K.

Primera sección superior a los 1000 kWh

Para el primer caso se tomó las líneas con mayor capacidad de transmisión que presentan pérdidas superiores a los 1000 kWh, las cuales se representan en la Tabla 5.11 indicando la conexión de la línea y el número de barra, en donde se indica el porcentaje de pérdidas que se reducen por cada una de líneas con la implementación de GD frente a la red convencional de distribución. Seguido en la Fig. 5.17 donde se indica la ubicación de las líneas que van desde Ambato, conexión Fairis, Salcedo y terminando en San Juan. En la Fig. 5.19 se tiene la línea de conexión que va desde la hidroeléctrica Illuchi_1 hacia el Calvario.

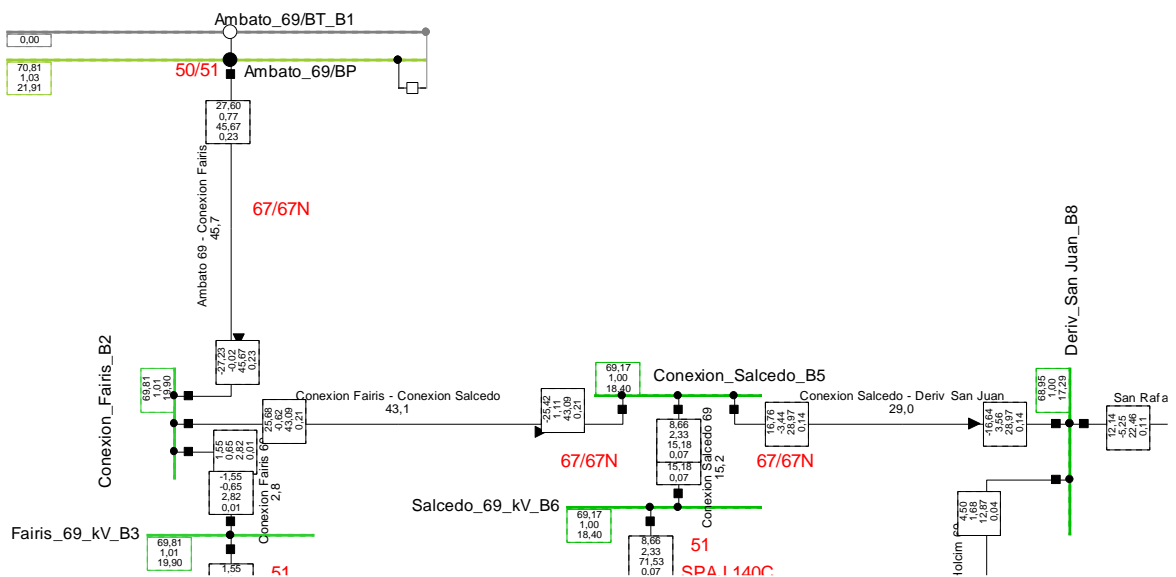


Fig. 5.17 Diagrama Unifilar líneas Ambato, conexión Fairis, Salcedo y San Juan.

Tabla 5.11 Perdidas de las líneas superiores a los 1000 kWh.

Tramo de las líneas	Conexión de barra	Perdidas RC	Perdidas GD	% reducción
Ambato – Conexión Fairis	Línea 1 – 2	4800,97	4545.68	5.31%
Conexión Fairis – Conexión Salcedo	Línea 2 – 5	3345.09	3159.58	5.54%
Conexión Salcedo – San Juan	Línea 5 – 8	1912.22	1839.1	3.82%,
Illuchi 1 – El Calvario	Línea 24 - 25	1268.42	1266.48	0.15%

Como resultados de la primera tabla se observa que el porcentaje de pérdidas para las tres primeras líneas, son los tramos que bajan desde la barra infinita de Ambato hasta la barra

de San Juan, las cuales presentan pérdidas muy elevadas, debido que por dichas líneas se empieza a distribuir la potencia hacia la red y por tanto a mayor fluidez de corriente, mayores pérdidas, en donde al incorporar GD, tenemos que se reduce menos del 6% para los tramos antes mencionados, para el caso de Illuchi que va hacia el Calvario el porcentaje es muy pequeño, incluso menor al 1% debido a que la central hidroeléctrica opera como una barra PV lo cual quiere decir que entrega potencia activa constante, por tanto la fluidez de potencia activa por dicha línea no va a disminuir y sus pérdidas no van a variar al introducir GD.

Segunda sección de 100 a 1000 kWh

Para el segundo caso se tomó las líneas con capacidad de transmisión que presentan pérdidas en los rangos de 100 a 1000 kWh, las cuales se representan en la Tabla 5.12 indicando la conexión de la línea y el número de barra, en donde se indica el porcentaje de pérdidas que se reducen por cada una de líneas con la implementación de GD frente a la red convencional de distribución. Seguido en la Fig. 5.18 donde se indica la ubicación de las líneas que van desde San Juan, San Rafael, conexión CRS, Laigua, la Cocha y Mulaló.

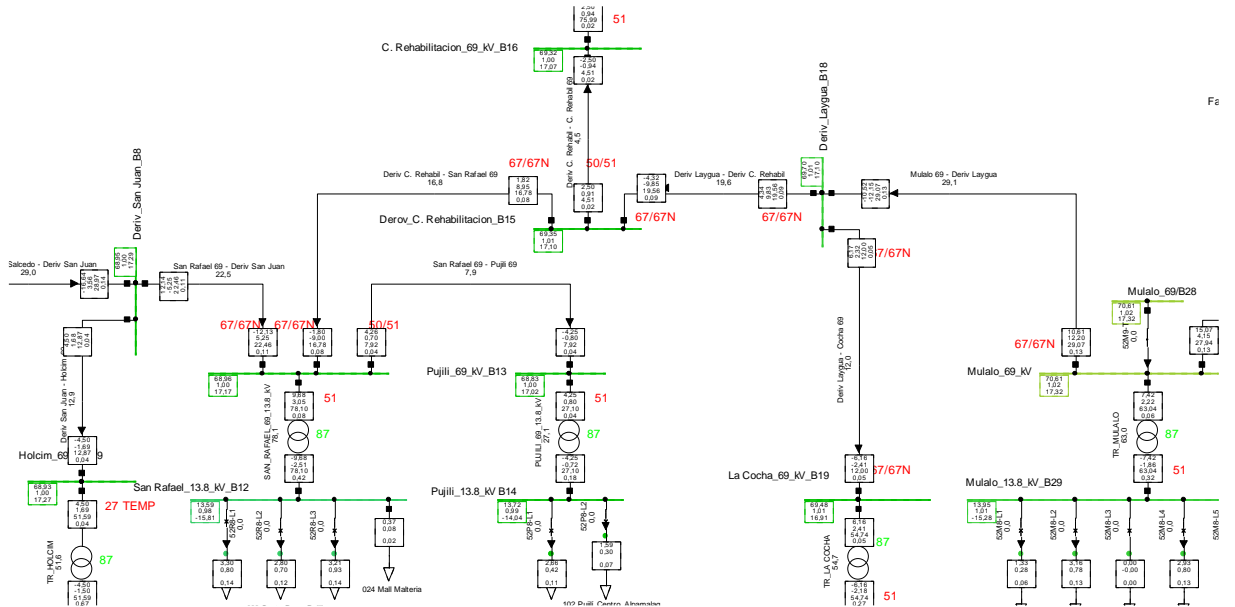


Fig. 5.18 Diagrama Unifilar líneas Holcim, San Juan, San Rafael, conexión CRS, Laigua, la Cocha y Mulaló.

En la Fig. 5.19 se aprecia las líneas que baja desde, La Cocha, El Calvario y finalizando con Illuchi_1 y 2.

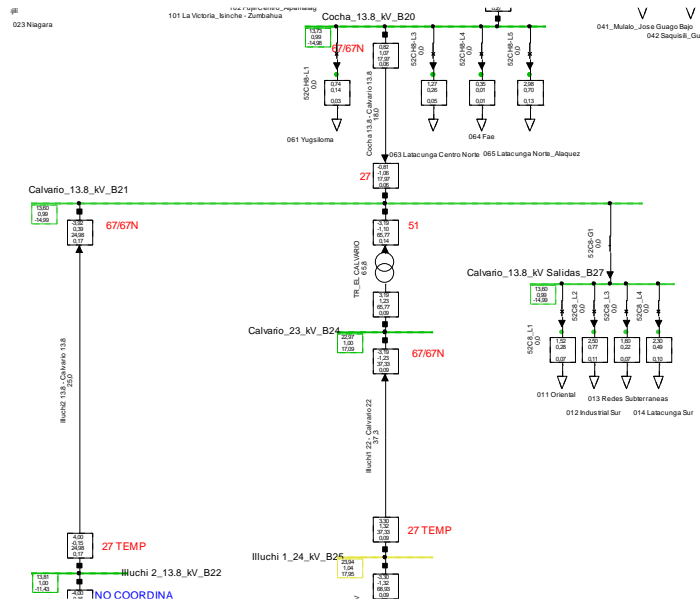


Fig. 5.19 Diagrama Unifilar líneas La Cocha, El Calvario e Illuchi_1 y 2.

Tabla 5.12 Perdidas de las líneas en el rango de 100 a 1000 kWh.

Tramo de las líneas	Conexión de barra	Perdidas RC	Perdidas GD	% reducción
San Rafael – San Juan	Línea 8-11	153.48	145.98	4.88%
San Rafael – Conexión CRS	Línea 11-15	245.60	229.97	6.36%
Conexión CRS – Laigua	Línea 15-18	194.49	181.40	6.73%
El Calvario – La Cocha	Línea 20-21	141.94	141.48	0.31%
Illuchi 2 – El Calvario	Línea 21-22	927.58	927.46	0.01%,
Laigua – Mulaló	Línea 18-28	619.51	569.54	8.06%,
Mulaló – Conexión Familia Sancela	Línea 28-30	571.15	517.27	9.43%,
Conexión Familia Sancela – Lasso	Línea 30-33	123.43	105.48	14.54%,

Como resultados de la segunda sección, se observa que el porcentaje de pérdidas que va desde San Juan, San Rafael, CRS, Laigua y finalizando en Mulaló, tienen una reducción de perdidas menores al 8%, debido a que la GD, se encuentra integrada en las subestaciones de Pujilí y la Cocha, las cuales eran alimentadas normalmente por Ambato y Mulaló en cierto porcentaje cada una, por tanto hay una reducción de transmisión de potencia en dichas líneas,

para el caso de las líneas que van desde El Calvario y La Cocha, la diferencia de pérdidas es demasiado pequeña, debido a como se lo menciona en el primer escenario las centrales hidroeléctricas de Illuchi uno y dos, entregan potencia activa constante, la cual es consumida casi en su totalidad por la subestación el Calvario por la tanto la GD no tiene mayor afectación en dichos tramos, finalmente para las líneas que van desde Mulaló hacia Lasso representadas en la Fig. 5.20 presentan mayor cantidad de reducción de pérdidas debido a que la única carga constante es la industria de Familia Sancela, pero hay una reducción de flujo de potencia por parte de la GD, en las subestaciones de Lasso y Sigchos.

Tercera sección de 0 a 100 kWh

Para el tercer y último caso se tomó las líneas con capacidad de transmisión que presentan pérdidas en los rangos de 0 a 100 kWh, las cuales se representan en la Tabla 5.13 indicando la conexión de la línea y el número de barra, en donde se indica el porcentaje de pérdidas que se reducen por cada una de líneas con la implementación de GD frente a la red convencional de distribución. Finalmente, en la Fig. 5.20 las líneas de Familia Sancela, Lasso y Sigchos.

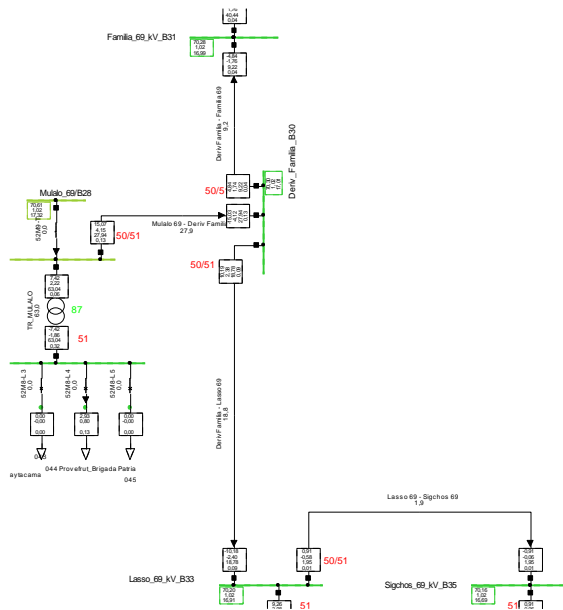


Fig. 5.20 Diagrama Unifilar líneas Familia Sancela, Lasso y Sigchos.

Tabla 5.13 Perdidas de las líneas en el rango de 0 a 100 kWh.

Tramo de las líneas	Conexión de barra	Perdidas RC	Perdidas GD	% reducción
Conexión Fairis – Fairis_69kV	Línea 2-3	0.00704	0.00703	0.14%
San Juan – Holcim	Línea 8-9	13.29	13.27	0.15%
Conexión CRS – CRS_69kV	Línea 15-16	4.98	4.98	0.14%
Conexión Familia Sancela – 69kV	Línea 30-31	16.65	16.64	0.10%
Conexión Salcedo – 69kV	Línea 5-6	0.575	0.181	68.36%
San Rafael – Pujilí	Línea 11-13	95.86	81.13	15.37%
Laigua – La Cocha	Línea 18-19	83.13	72.80	12.42%
Lasso – Sigchos	Línea 33-35	8.099	3.074	67.04%

Como resultados de la tercera sección, Fairis, Conexión Salcedo representada en la Fig. 5.17; Holcim, La Cocha, Laigua, CRS, San Rafael y Pujilí en la Fig. 5.18; Por último, Lasso, Sigchos y Familia Sancela se indican en la Fig. 5.20; se observa que, para las cuatro primeras líneas los porcentajes de reducción de pérdidas son casi cero, debido a que por lo general las conexiones suelen tener distancias de línea demasiado pequeñas por tanto las pérdidas no son considerables. Para el caso de la conexión Salcedo presenta una reducción bastante grande en la red convencional frente a GD, en donde se observa que las pérdidas tanto para ambos casos son muy bajas menores a 1 kWh, siendo muy poco notables para el sistema debido a que de igual manera como se mencionó la línea es demasiado corta, por debajo inclusive de los 50 metros al tratarse de una conexión.

En las líneas de San Rafael y Pujilí podemos apreciar una reducción de pérdidas un poco más considerable debido a que la GD, fue implementada en dicha subestación por tanto requiere menor cantidad de suministro de potencia activa desde San Rafael reduciendo el índice de pérdidas de la línea, el mismo suceso para Laigua y la Cocha teniendo una reducción menor al 15%, para la última línea de Lasso a Sigchos se aprecia una reducción bastante elevada y una potencia de pérdida un poco considerable, debido a que la subestación de Sigchos posee una demanda muy pequeña, por tanto la GD suministrada en dicha barra, abastece en su mayoría la carga durante las horas del día.

5.3. PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA

El porcentaje de pérdidas en la red de distribución varía debido a las características mecánicas de cada uno de los elementos, en donde se producen pérdidas de potencia por cada hora, para el presente análisis se determinó durante las 24 horas del día, con la finalidad de obtener las pérdidas totales para ambos escenarios de la red convencional como de GD, este porcentaje tiende a variar por cada una de las horas del día, debido a que depende de varios factores como los es la demanda del sistema, como sabemos a mayor transmisión de potencia la corriente tiende a ser más elevada por tanto se producen mayor cantidad de pérdidas, estos eventos ocurren con mayor frecuencia en horas pico de la noche, debido a que la demanda se dispara en un lapso de tiempo, y debido a que no se tiene aprovechamiento solar a dichas horas, por tanto no hay inyección de potencia activa, y la red tiende a transmitir mayor cantidad de energía.

Las pérdidas presentan una pequeña diferencia en cuanto a la incorporación de GD, como ya antes se lo ha venido mencionando. A continuación, en la Fig. 5.21 se puede evidenciar como las pérdidas van disminuyendo en el transcurso de las 12 horas del día, alcanzando su punto máximo en horas de almuerzo teniendo una disminución máxima del 7.27% de reducción de pérdidas en cuanto a la incorporación de GD, en donde se lo puede detallar en las tablas del Anexo J.

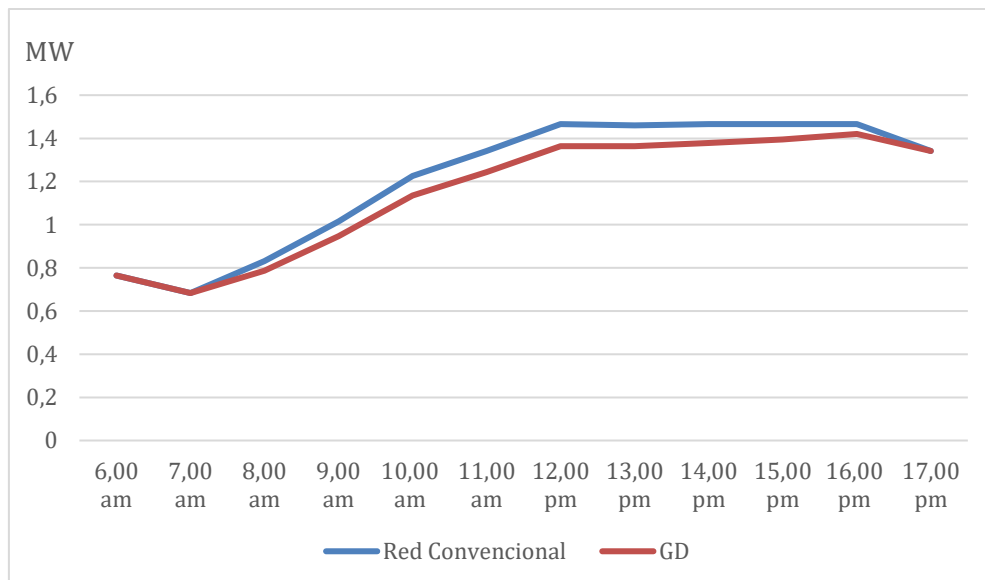


Fig. 5.21 Comportamiento de reducción de pérdidas en el transcurso del día en MW.

En la siguiente Fig. 5.22 como parte final del análisis se detalla que el porcentaje de las pérdidas totales en el transcurso de las 24 horas del día tienen una reducción final del 2.53% ante la introducción de GD en la red de distribución eléctrica de ELEPCO S.A.

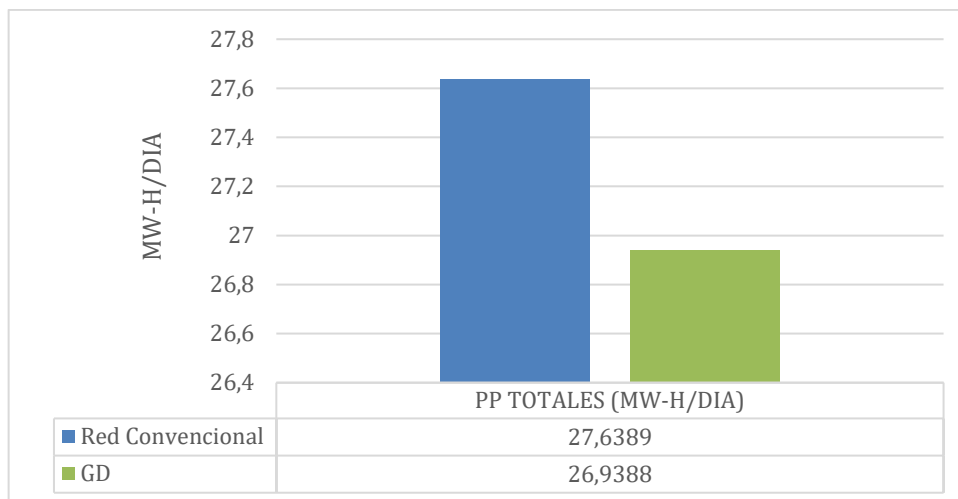


Fig. 5.22 Pérdidas totales del sistema MW-H/DIA.

5.4. CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

5.4.1. Análisis de cargabilidad durante la incorporación de GD.

Para el presente análisis la cargabilidad de los transformadores, únicamente se los realizo en las subestaciones donde fue implementada la energía fotovoltaica, debido a que, al no haber bidireccionalidad de flujos de potencia, no se puede estudiar la cargabilidad del resto de los elementos de la red, esto se produce debido a que el consumo de la carga en el transcurso del día, supera a la potencia inyectada en dicha barra.

El porcentaje de cargabilidad de cada uno de los transformadores varía dependiendo por cada una de las 12 horas del día, debido a que la potencia que circula por dicho elemento tiende a ser diferente, ya que depende de dos factores, la variación de la demanda eléctrica en la barra de consumo, como a su vez la potencia inyectada de la planta fotovoltaica en dicho tiempo, para ello se determinó dos escenarios los cuales serán analizados durante las horas del día, como primer escenario tenemos las 8:00 am de la mañana, debido que es la primera hora donde la inyección de potencia es representativa, como segundo escenario las 11:00 am del medio día debido a que en ese lapso de tiempo se alcanza la introducción máxima de energía solar. A

continuación, en el primer escenario de la Fig. 5.23 podemos apreciar el porcentaje a la que trabaja cada uno de los transformadores de potencia, con respecto a su capacidad nominal.

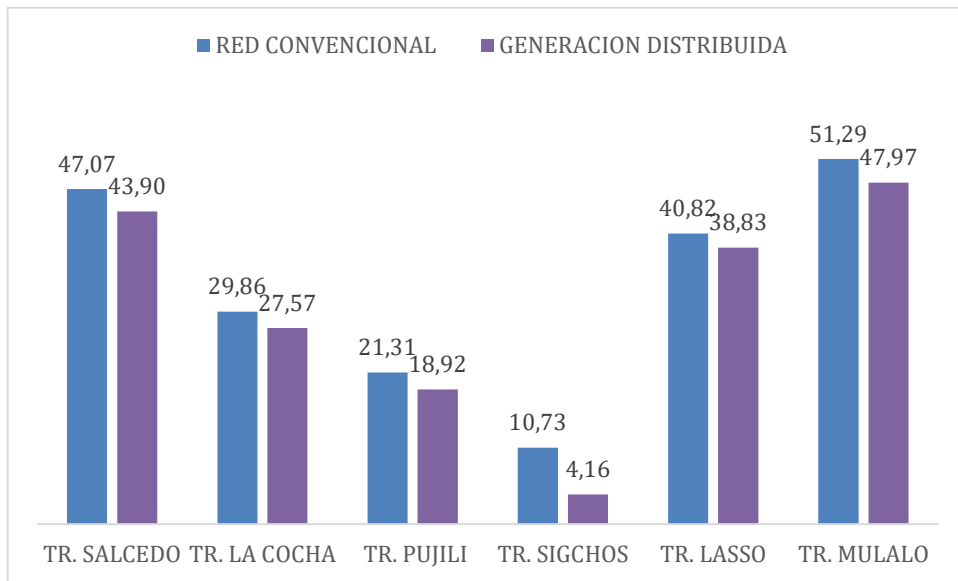


Fig. 5.23 Cargabilidad de los transformadores 8.00 am en la red convencional frente a GD.

La capacidad nominal de cada uno de los transformadores los podemos apreciar en el anexo A, así como la cargabilidad detallada de cada uno de los transformadores en las 24 horas del día detallada en el anexo I, donde para el primer escenario de las 8:00 am de la mañana se tiene para el TR. SALCEDO que hay una reducción del 6.74% de variación de la red convencional de distribución frente a la incorporación de GD, TR. LA COCHA una reducción del 7.46%, TR. PUJILÍ una reducción del 11.22%, TR. SIGCHOS una reducción del 61.28%, TR. LASSO una reducción del 4.86%, TR. MULALÓ una reducción del 6.47%.

Los transformadores tienden a presentar menor porcentaje de cargabilidad en horas del mediodía debido a que la potencia solar aumenta durante ese lapso de tiempo, como se puede apreciar a continuación en la Fig. 5.24 trabajando en mejores condiciones.

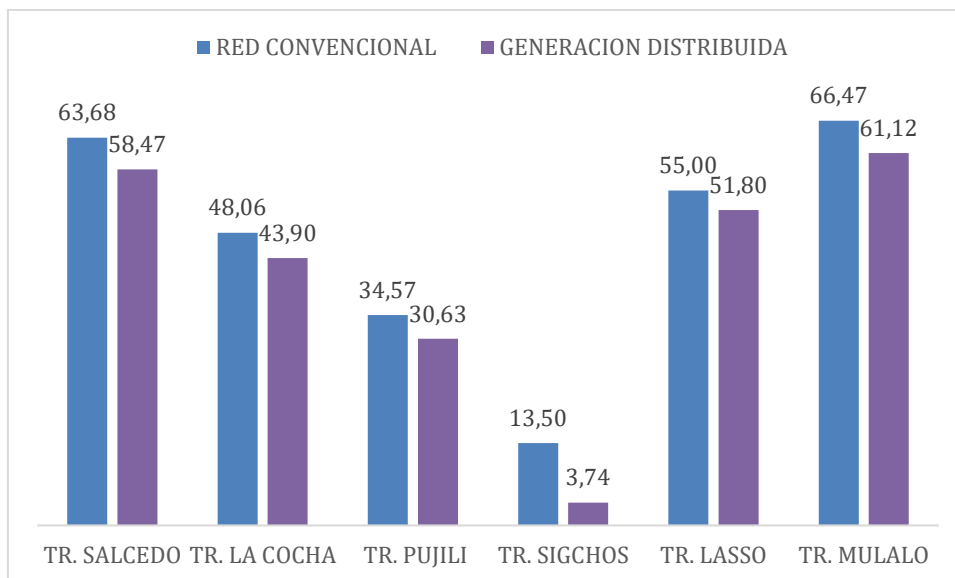


Fig. 5.24 Cargabilidad de los transformadores 11.00 am en la red convencional frente a GD.

Para el segundo escenario de las 11:00 am de la mañana se tiene para el TR. SALCEDO que hay una reducción del 8.18% de variación de la red convencional de distribución frente a la incorporación de GD, TR. LA COCHA una reducción del 8.65%, TR. PUJILÍ una reducción del 11.38%, TR. SIGCHOS una reducción del 72.29%, TR. LASSO una reducción del 5.82%, TR. MULALÓ una reducción del 8.04%. Como parte final del análisis se determina que evidentemente la cargabilidad de los transformadores es menor con la incorporación de GD, y que presente una variación del 14.11% con respecto a las 8:00 am de las 11:00 am.

5.4.2. Análisis de cargabilidad durante las horas de demanda pico.

La cargabilidad de los transformadores alcanza su punto máximo de operación en las horas de demanda pico, debido a que las cargas se disparan por un tiempo aproximado de dos horas que son desde las 19:00 pm que empieza a caer la noche hasta las 21:00 pm, en este punto la GD sale fuera del análisis debido a que no inyecta ningún tipo de potencia durante las presentes horas indicadas, por tanto el sistema tiene que suministrar mayor cantidad de potencia desde las barras infinitas de Ambato y Mulaló para abastecer la demanda necesaria.

Las potencias nominales de cada uno de los transformadores son datos de la empresa eléctrica Elepco S.A. detallados en las tablas, del anexo A, lo cual vendría a ser el 100% de la capacidad del transformador, para el análisis se determinó la hora de las 20:00 pm, ya que se

encuentra en el punto máximo de demanda, como ya antes se lo menciono, a continuación en la Fig. 5.25 se aprecia la cargabilidad de los transformadores y el porcentaje de operación por cada una de las subestaciones de análisis.

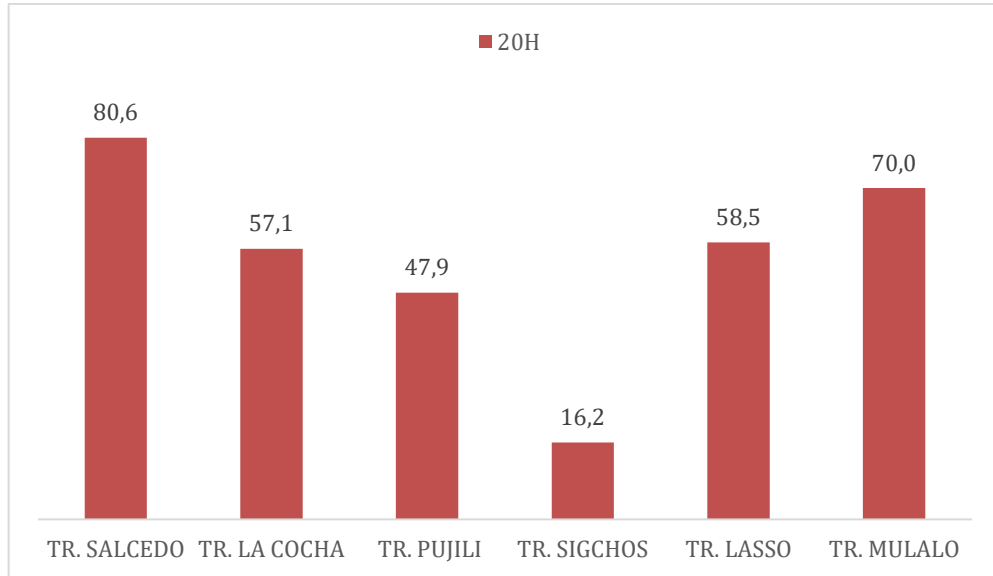


Fig. 5.25 Cargabilidad de los transformadores en demanda pico.

Se determina que la operación de los transformadores trabaja por debajo de sus valores nominales inclusive en las demandas pico de consumo, alcanzando como porcentaje máximo para el caso, en el que se encuentra operando el transformador de la subestación Salcedo al 80%, siendo un nivel óptimo de operación con la capacidad de transformar un 20% más de energía sin ningún problema, para el caso con menor índice de operación está el transformador de la subestación de Sigchos, debido a que su demanda es muy baja, la energía que pasa por el elemento es menor al 20% en horas pico. Cada uno de estos detalles los podemos encontrar por cada una de las horas en el anexo I, Donde se indica la potencia de operación de cada uno de los transformadores frente a sus potencias nominales.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Tomando como referencia los datos de los elementos del sistema ELEPCO S.A., en el software DigSilent PowerFactory se modeló el sistema eléctrico Unifilar de Cotopaxi, y se realizó su validación en OpenDSS con un porcentaje de error menor al 2% en parámetros de barras del sistema de distribución, el cual consta de 12 generadores, 20 transformadores, 25 líneas de transmisión, 45 barras y 41 cargas, las cuales tienden a variar su demanda en función del tiempo.
- El estudio de aprovechamiento de energías renovables en las subestaciones se determinó según su capacidad de dimensionamiento de espacio, como del recurso energético tanto solar como eólico, en donde se concluyó que la implementación de energía fotovoltaica es más apta a ser instalada en comparación con un parque eólico.
- La incorporación de GD en la red de distribución presentó pequeñas mejorías en cuanto a los parámetros de la red, como son los módulos de tensión ya sea en un pequeño porcentaje, como también la disminución de pérdidas en las líneas de transmisión eléctrica, en donde se concluyó que, al inyectar potencia en las barras de carga, las potencias suministradas desde las barras infinitas son menores por tanto el porcentaje de pérdidas totales del sistema tienden a disminuir.
- La cargabilidad de los transformadores ubicados en las subestaciones donde fue inyectada la potencia fotovoltaica, se pudo determinar que su porcentaje de operación son menores en todos los seis casos que fueron evaluados, debido a que la cantidad de potencia que circulaba por el elemento es menor en cierto porcentaje según la inyección de potencia activa de la planta solar.
- Durante las horas de demanda pico la cargabilidad de los transformadores se encuentran por debajo de su potencia nominal, para el caso con mayor porcentaje se tiene a la subestación Salcedo con un máximo del 80% frente a las otras subestaciones, por tanto, se concluye que el sistema se encuentra operando en condiciones óptimas de funcionamiento sin problemas de sobrecarga en los elementos de la red de distribución de ELEPCO S. A.

6.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda con la finalidad de mejorar las curvas de carga, realizar un análisis más profundo en cuando a las demandas del sector industrial, profundizando en el comportamiento del consumo de energía para la operación de las maquinas debido a que cada industria opera de forma distinta según la producción que realice dicha empresa.
- Para aumentar el rendimiento de la central Fotovoltaica a futuro se puede realizar un estudio de sistemas de almacenamiento energético, que tenga capacidad de suministrar energía en horas de la noche, principalmente en las de mayor demanda.
- Indagar más acerca de la GD, para obtener una comprensión más precisa de la colocación de fuentes renovables en la red de medio voltaje.

7. BIBLIOGRAFÍA

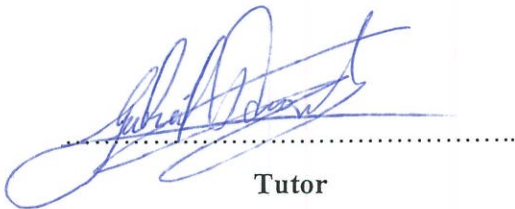
- [1] J. Cabeza López-Vázquez, “Estudio de la situación actual de las Smart Grid,” 2016.
- [2] The Boston Consulting Group, “Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables,” 2011.
- [3] “La energía solar y la eólica son cada vez más baratas y vapulean en costes al carbón, el gas y la nuclear- El Periódico de la Energía.” <https://elperiodicodelaenergia.com/la-energia-solar-y-la-eolica-son-cada-vez-mas-baratas-y-vapulean-en-costes-al-carbon-el-gas-y-la-nuclear/> (accessed Nov. 12, 2022).
- [4] J. D. M. J. Sandra Ximena Carvajal Quintero, “Impacto de la Generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano,” 2013.
- [5] C. Arturo, C. G. Francisco, and A. Tobar, “Propuesta de diseño de un modelo Smart Grid para las empresas eléctricas de distribución ecuatorianas (EEQ S.A.),” Quito, 2012.
- [6] Y. Lee, J. Roberto, P. Soo, and H. Lee, “Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles RG-T2058,” 2012. [Online]. Available: <http://www.iadb.org>
- [7] John Dennys Moncayo Asitimbay, “Caracterización de las redes eléctricas para su empleo en las redes energéticas inteligentes (Smart Grids).,” 2017.
- [8] Pablo Florentino Liaño, “Diseño e implementación de un simulador del sector residencial de una Smart Grid.,” 2017.
- [9] V. A. Gómez, C. Hernández, and E. Rivas, “Overview, Features and Functionalities of the Smart Grid,” *Información Tecnológica*, vol. 29, no. 2, pp. 89–102, Apr. 2018, doi: 10.4067/S0718-07642018000200089.
- [10] Yebra Morón Juan Antonio., *Sistemas eléctricos de distribución*. Reverté, 2009.
- [11] Castaño Samuel Ramírez, “Redes de Distribución de Energía,” 2004.
- [12] D. B. D. E. C. Antonio Colmenar Santos, *Generación distribuida autoconsumo, y redes inteligentes*. Madrid, 2015.

- [13] J. Paul and V. Quintero, “GENERACIÓN DISTRIBUIDA: Democratización de la energía eléctrica,” pp. 105–112, 2008.
- [14] O. M. M. Rommel A. Vicini, SMART GRID, Fundamentos tecnologías, y aplicaciones. Mexico , 2012.
- [15] Jason sexauer, “New User Primer The Open Distribution System Simulator™ (OpenDSS),” 2012.
- [16] J. Cepeda and J. Salazar, “Comparación Técnica entre los Programas de Simulación de Sistemas de Potencia DIgSILENT PowerFactory y PSS/E,” no. 11, pp. 22–30, 2015.
- [17] “Características – PVsyst.” <https://www.pvsyst.com/features/> (accessed Jan. 29, 2023).
- [18] B. Rivera Pablo Andrés, “EVALUACIÓN DE SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO S.A MEDIANTE ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS,” 2022.
- [19] “EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A. PLAN DE NEGOCIOS,” 2021.
- [20] Andres P. Iza, ““ESTIMACIÓN DE LA CURVA DE LA DEMANDA A CORTO PLAZO EN FUNCION DE UNA ONDA MADRE,”” 2021.
- [21] M. Lizbeth and O. Rosero, “CALCULAR LA DEMANDA MÁXIMA UNITARIA DE CLIENTES INDUSTRIALES Y COMERCIALES QUE CUENTEN CON SISTEMA DE TELEMEDICIÓN EN BASE A LA OBTENCIÓN DE CURVAS TIPO DE DEMANDA DIARIA MEDIANTE LA TÉCNICA FUZZY C-MEANS,” 2021.
- [22] J. Cárdenas and B. Jaramillo, ““MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DE LAS REDES DE BAJA TENSION DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A,”” 2017.
- [23] “Regulación No. ARCERNNR - 002/20,” 2020.
- [24] Monsolar, “Modulo fovoltaico SCL 320W P1.” [Online]. Available: www.monsolar.com
- [25] ABB, “PVS800_ Inversores centrales – 500 a 1000 kW”.

- [26] WEG, “HOJA DE DATOS Transformador de Distribución en Aceite.”
- [27] Juan P. Claro B., “Modelado y simulación de Smart Grid con OpenDSS y Matlab,” 2016.

8. ANEXOS

8.1. ANEXO A: INFORME ANTI PLAGIO PROYECTO DE TITULACIÓN

Facultad:	Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas												
Carrera:	Ingeniería Eléctrica												
Nombre del docente evaluador que emite el informe:	Ing. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios												
Documento evaluado:	Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico												
Autor del documento:	Sr. Verdezoto Zurita Brayán Steeven												
Programa de similitud utilizado:	Sistema URKUND												
Porcentaje de similitud según el programa utilizado	3%												
<p>Observaciones: Calificación de originalidad atendido a los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El documento cumple los criterios de originalidad, sin observaciones. • El documento cumple los criterios de originalidad, con observaciones. • El documento no cumple los criterios de originalidad. 	<p>-X-</p> <p>---</p> <p>---</p>												
Fecha de realización del informe:	24/02/2023 4:44:00 AM												
<p>Captura de pantalla del documento analizado:</p> <p>Document Information</p> <hr/> <table> <tr> <td>Analyzed document</td> <td>TESIS_GD_VERDEZOTO_ZURITA.pdf (D159376718)</td> </tr> <tr> <td>Submitted</td> <td>2/24/2023 4:44:00 AM</td> </tr> <tr> <td>Submitted by</td> <td>xxnapoxx</td> </tr> <tr> <td>Submitter email</td> <td>gabriel.pesantes3889@utc.edu.ec</td> </tr> <tr> <td>Similarity</td> <td>3%</td> </tr> <tr> <td>Analysis address</td> <td>gabriel.pesantes3889.utc@analysis.urkund.com</td> </tr> </table> <p>Sources included in the report</p>		Analyzed document	TESIS_GD_VERDEZOTO_ZURITA.pdf (D159376718)	Submitted	2/24/2023 4:44:00 AM	Submitted by	xxnapoxx	Submitter email	gabriel.pesantes3889@utc.edu.ec	Similarity	3%	Analysis address	gabriel.pesantes3889.utc@analysis.urkund.com
Analyzed document	TESIS_GD_VERDEZOTO_ZURITA.pdf (D159376718)												
Submitted	2/24/2023 4:44:00 AM												
Submitted by	xxnapoxx												
Submitter email	gabriel.pesantes3889@utc.edu.ec												
Similarity	3%												
Analysis address	gabriel.pesantes3889.utc@analysis.urkund.com												
 <p>Tutor Ing. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios C.C. 0301893889</p>													

Document Information

Analyzed document	TESIS_GD_VERDEZOTO_ZURITA.pdf (D159376718)
Submitted	2/24/2023 4:44:00 AM
Submitted by	xxnapoxx
Submitter email	gabriel.pesantes3889@utc.edu.ec
Similarity	3%
Analysis address	gabriel.pesantes3889.utc@analysis.orkund.com

Sources included in the report

SA	2Orobio Tyron CORRECCIÓN OBSERVACIONESTRIBUNAL dic 2021.docx Document 2Orobio Tyron CORRECCIÓN OBSERVACIONESTRIBUNAL dic 2021.docx (D123634032)		1
SA	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI / Tesis_Grupo_5_Arias_Lopez.docx Document Tesis_Grupo_5_Arias_Lopez.docx (D143338687) Submitted by: wiliam.guaman8956@utc.edu.ec Receiver: wiliam.guaman8956.utc@analysis.orkund.com		2
SA	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI / Proyecto de investigación Tatayo Edwin.pdf Document Proyecto de investigación Tatayo Edwin.pdf (D128875805) Submitted by: carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec Receiver: carlos.quinatoa7864.utc@analysis.orkund.com		2
SA	Rojas_Bismarck_.docx Document Rojas_Bismarck_.docx (D39782530)		1
SA	ANÁLISIS OPERATIVO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN UR - 02 URUBAMBA CON LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.pdf Document ANÁLISIS OPERATIVO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN UR - 02 URUBAMBA CON LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.pdf (D63618174)		1
W	URL: https://elperiodicodelaenergia.com/la-energia-solar-y-la-eolica-son-cada-vez-mas-baratas-y-vap... Fetched: 2/24/2023 4:44:00 AM		2

Entire Document

8.2. ANEXO B: TABLAS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA EMPRESA ELEPCO S.A.

Tabla B14. Datos técnicos de la línea de 138 kV de transmisión proyectada de la red de ELEPCO S.A

N°	Tipo de Conductor	Longitud (Km)	Corriente (kA)	Ubicación		LINEAS DE TRANSMISION				
				Comienzo	Destino	Resistencia (ohm/km)		Reactancia (Ohm/Km)		Susceptancia (uS/Km)
						R0	R1	X0	X1	B1
1	300 MCM	1	0,493	Mulaló	Novacero	0,504	0,186	1,669	0,477	3,468

Tabla B15. Datos Técnicos de la línea de 69 kV de transmisión de la red de ELEPCO S.A.

N°	Tipo de Conductor	Longitud (Km)	Corriente (kA)	Ubicación		LINEAS DE TRANSMISION				
				Comienzo	Destino	Resistencia (ohm/km)		Reactancia (Ohm/Km)		Susceptancia (uS/Km)
						R0	R1	X0	X1	B1
1	ACSR 26/7	13,37	0,493	Ambato	Fairis	0,494	0,186	1,538	0,477	3,467
1	ACSR 6/1	10,21	0,493	Fairis	Salcedo	0,504	0,186	1,669	0,477	3,468
1	ACSR 26/7	10,78	0,493	Salcedo	San Juan	0,526	0,186	1,625	0,477	3,695
1	ACSR 6/1	0,695	0,313	San Juan	Holcim	0,679	0,330	1,549	0,494	3,491
1	ACSR 26/7	1,34	0,493	San Juan	San Rafael	0,464	0,186	1,511	0,502	3,352
1	266,8 MCM	7,05	0,458	San Rafael	Pujilí	0,559	0,209	1,669	0,468	3,532
1	266,8 MCM	6	0,458	San Rafael	C.R.S.	0,542	0,209	1,622	0,462	3,575
1	266,8 MCM	2,282	0,493	C.R.S.	C.R.S.	0,494	0,186	1,538	0,477	3,467
1	266,8 MCM	4,44	0,458	Derivación C.R.S.	Derivación Laigua	0,542	0,209	1,622	0,462	3,575
1	266,8 MCM	6,44	0,458	Derivación Laigua	La Cocha	0,520	0,209	1,554	0,471	3,509
1	266,8 MCM	8,19	0,458	Mulaló	Derivación Laigua	0,5380	0,209	1,599	0,459	3,598
1	266,8 MCM	4,27	0,458	Mulaló	Familia Sancela	0,571	0,209	1,673	0,463	3,561
1	300 MCM	1	0,459	Familia Sancela	Familia Sancela	0,586	0,200	1,414	0,478	3,561
1	266,8 MCM	2,22	0,458	Familia Sancela	Lasso	0,571	0,209	1,673	0,463	3,561
1	266,8 MCM	37,9	0,458	Lasso	Sigchos	0,561	0,209	1,754	0,478	3,486
1	450 MCM	29,716	0,597	Quevedo	Calope	0,447	0,156	1,627	0,485	3,612
1	450 MCM	5,56	0,604	Calope	La Mana	0,474	0,133	1,755	0,452	3,572

Tabla B16. Datos Técnicos de la línea de 13,8 kV de transmisión de la red de ELEPCO S.A.

N°	Tipo de Conductor	Longitud (Km)	Corriente (kA)	Ubicación		LINEAS DE TRANSMISION				
				Comienzo	Destino	Resistencia (ohm/km)		Reactancia (Ohm/Km)		Susceptancia (uS/Km)
						R0	R1	X0	X1	B1
1	3/0 ACSR	20,75	0,315	La Maná	Deriv Catazacón	0,506	0,328	1,714	0,441	3,900
1	3/0 ACSR	20,12	0,315	Deriv Catazacón	Catazacón	5,506	0,328	1,714	0,441	3,900
1	3/0 ACSR	17,6	0,315	El Estado	Guayacán	6,506	0,209	1,714	0,441	3,900
1	3/0 ACSR	11,94	0,315	Guayacán	La Mana	7,506	0,156	1,714	0,441	3,900
1	3/0 ACSR	2,32	0,277	La Cocha	El Calvario	1,227	0,822	4,707	1,170	3,900
1	477 MCM	7,49	0,670	El Calvario	Illuchi II	2,225	0,917	14,294	2,878	3,900
1	Cu #2	9,45	0,23	El Calvario	Illuchi I	9,442	5,811	16,274	4,603	3,900

Tabla B17. Datos Técnicos de las Subestaciones de la red de ELEPCO S.A.

N°	Subestación	Tipo	Conexión	Capacidad (MVA)	Voltaje (kV)	Sistema Eléctrico	Voltaje de Cortocircuito (%)
1	S/E CATAZACON	ELEVADOR	Ynd11	1	0,44/13,8	Distribución	5,80
2	S/E CRS	REDUCTOR	Dyn1	3,50	69/13,8	Subtransmisión	6,00
3	S/E EL CALVARIO	REDUCTOR	Dyn1	4/5,2	69/13,8	Distribución	5,81
4	S/E EL ESTADO	ELEVADOR	Ynd11	2,5	4,16/13,8	Distribución	6,46
5	S/E FAIRIS	REDUCTOR	Dyn1	5	69/13,8	Subtransmisión	6,87
6	S/E FAMILIA SANCELTA	REDUCTOR	Dyn1	10/12,5	69/13,8	Subtransmisión	8,24
7	S/E HOLCIM	REDUCTOR	Dyn5	9,375	69/4,16	Subtransmisión	7,71
8	ILLUCHI I	ELEVADOR	Yd1	3x1,75	2,4/22	Distribución	6,80
9	ILLUCHI II	ELEVADOR	Ynd1	6,5	2,4/13,8	Distribución	8,43
10	S/E LASSO	REDUCTOR	Dyn1	20	69/13,8	Subtransmisión	7,13
11	S/E LA COCHA	REDUCTOR	Dyn1	10/12,0	69/13,8	Subtransmisión	6,44
12	S/E LA MANA	REDUCTOR	Dyn1	10/12,5	69/13,8	Subtransmisión	7,50
13	S/E MULALO	REDUCTOR	YNyn1	66/66/20	138/69	Subtransmisión	6,85
14	S/E La Mana	REDUCTOR	Dyn1	10/12,0	69/13,8	Subtransmisión	7,57
15	S/E PUJILÍ	REDUCTOR	Dyn1	16	69/13,8	Subtransmisión	6,87
16	S/E QUEVEDO	ELEVADOR	Ynd0	20,8	6,9/69	Subtransmisión	6,30
17	S/E SALCEDO	REDUCTOR	Dyn1	10/12,5	69/13,8	Subtransmisión	6,87
18	S/E SAN RAFAEL	REDUCTOR	Dyn1	10/13,0	69/13,8	Subtransmisión	6,87
19	S/E CALOPE	REDUCTOR	YNd0	20,8	69/13,8	Subtransmisión	6,30

Tabla B18. Parte 1. Datos Técnicos de las cargas nominales de las barras del sistema de distribución de ELEPCO S.A.

Nombre	Subestación	Barra (kV)	Demanda Mínima		Demanda Máxima	
			P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Acosa	S/E Mulaló	69	4,300	1,300	4,300	2,300
Aeropuerto	S/E Mulaló	69	0,147	0,038	0,354	0,051
Alaquéz	S/E Mulaló	69	1,089	0,590	2,200	0,767
Apahua	S/E Mulaló	69	1,041	0,320	3,600	1,451
Brigada Patria	S/E Ambato	69	1,700	0,800	3,100	1,800
Carga EQ M1	S/E Quevedo	69	0,380	0,150	1,820	1,167
Carga EQ M2	S/E Quevedo	69	0,360	0,073	1,830	1,208
Centro Rehabilitación	S/E Mulaló	69	0,750	0,247	2,500	0,822
Centro Sur	S/E Mulaló	69	0,657	0,163	2,897	1,463
Chipeamburgo	S/E Quevedo	69	0,620	0,400	2,200	1,365
C_Fairis	S/E Ambato	69	0,538	0,024	1,551	0,605
C_Holcim	S/E Ambato	69	4,500	1,500	4,500	1,500
El Chasqui	S/E Mulaló	69	0,371	0,169	2,736	1,120
El Niagara sur	S/E Ambato	69	1,060	0,310	2,170	1,650
Familia	S/E Mulaló	69	0,000	0,000	0,000	0,000
Familia Sancela(1)	S/E Mulaló	69	5,470	1,798	5,470	1,798
Industrial Sur	S/E Mulaló	69	2,075	1,043	2,350	1,456
José Guango Bajo	S/E Mulaló	69	0,558	0,137	3,288	1,295
La Maná Centro	S/E Quevedo	69	0,262	0,031	3,900	1,204
Las Manzanas	S/E Mulaló	69	0,380	0,137	0,680	0,210
Lasso Centro y Sur	S/E Mulaló	69	0,400	0,192	1,337	0,316
Latacunga Norte Sub	S/E Mulaló	69	1,410	0,286	2,200	0,650
Morasp_Corazón	S/E Quevedo	69	1,090	0,431	1,010	0,205
Novacero	S/E Mulaló	138	40,000	0,000	40,00	0,000
Oriental	S/E Mulaló	69	0,607	0,262	1,458	0,465
Pastocalle	S/E Mulaló	69	0,938	0,405	2,389	1,578
Pilaló	S/E Quevedo	13,8	0,290	0,140	0,440	0,160
Pujilí centro	S/E Mulaló	13,8	0,650	0,261	3,900	1,750
Salcedo centro	S/E Ambato	13,8	0,825	0,394	2,089	1,353
Salcedo norte	S/E Ambato	13,8	1,515	0,695	3,041	2,002
Salcedo occidente	S/E Ambato	13,8	0,381	0,103	1,236	0,133
Salcedo sur	S/E Ambato	13,8	1,405	0,505	3,370	1,645
Salida 3	S/E Mulaló	13,8	0,000	0,000	0,000	0,000
Salida 5	S/E Mulaló	13,8	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabla B19. Parte 2. Datos Técnicos de las cargas nominales de las barras del sistema de distribución de ELEPCO S.A.

sector oriente	S/E Mulaló	13,8	2,520	0,630	2,856	1,739
Sigchos centro	S/E Mulaló	13,8	0,046	0,003	0,131	0,650
Latacunga sur	S/E Mulaló	13,8	0,902	0,467	2,194	1,476
Malteria Plaza	S/E Ambato	13,8	0,280	0,560	0,370	1,318
Tanicuchi	S/E Mulaló	13,8	0,517	0,243	1,954	0,291
Yugsiloma	S/E Mulaló	13,8	0,253	0,119	0,770	0,145
Santa Rosa de Pichul	S/E Ambato	13,8	1,300	0,900	3,400	2,600
Saquisilí	S/E Mulaló	13,8	1,261	0,514	3,156	1,762

Fuente: Base de datos y publicaciones finales de la empresa ELEPCO S.A. [18]

8.3. ANEXO C: DIAGRAMA EN DIGSILENT DE LA EMPRESA ELEPCO S.A.

8.3.1. Sector Ambato y Mulaló

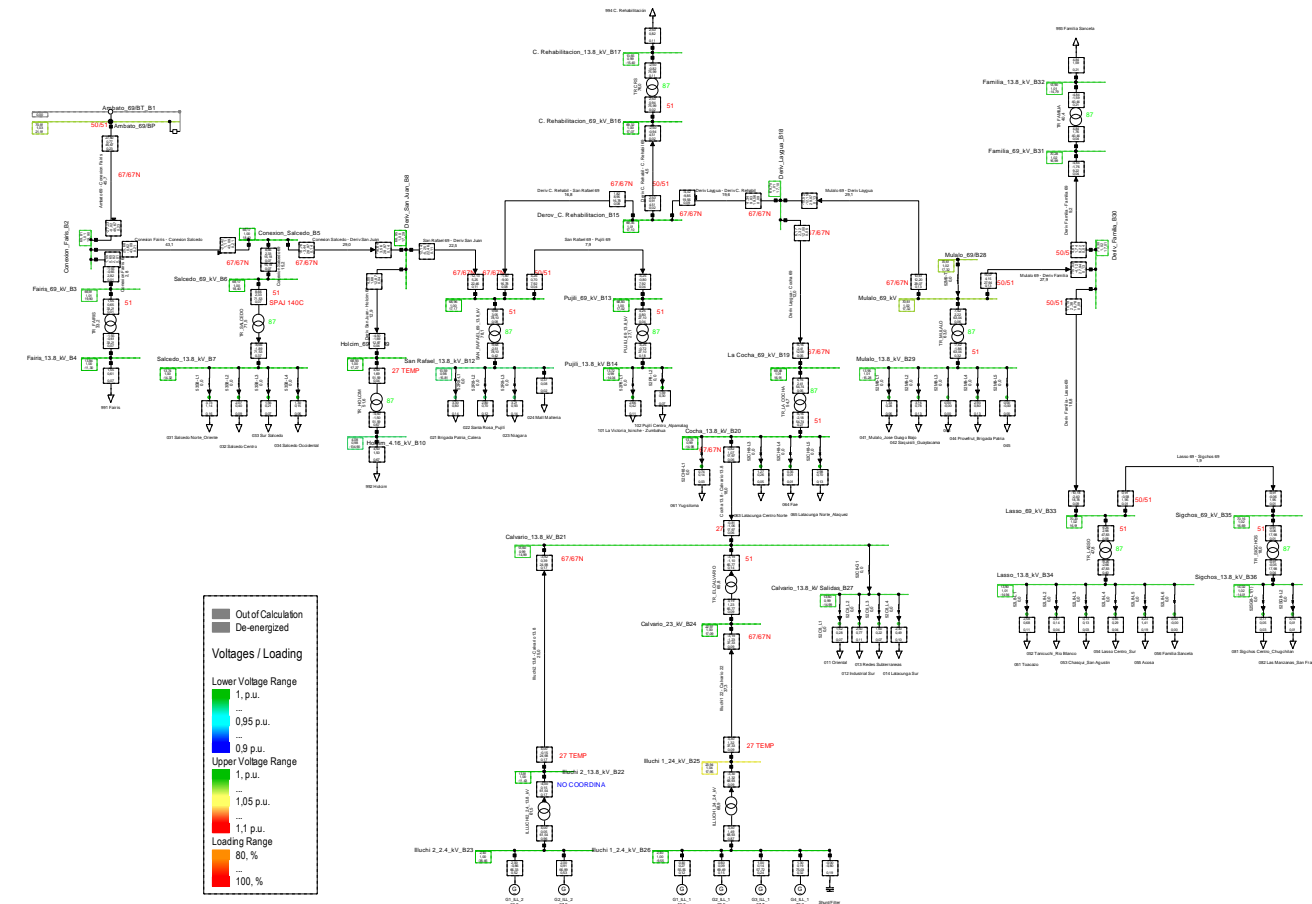


Fig. C26 Diagrama de flujos sector Ambato y Mulaló

8.3.2. Sector La Mana

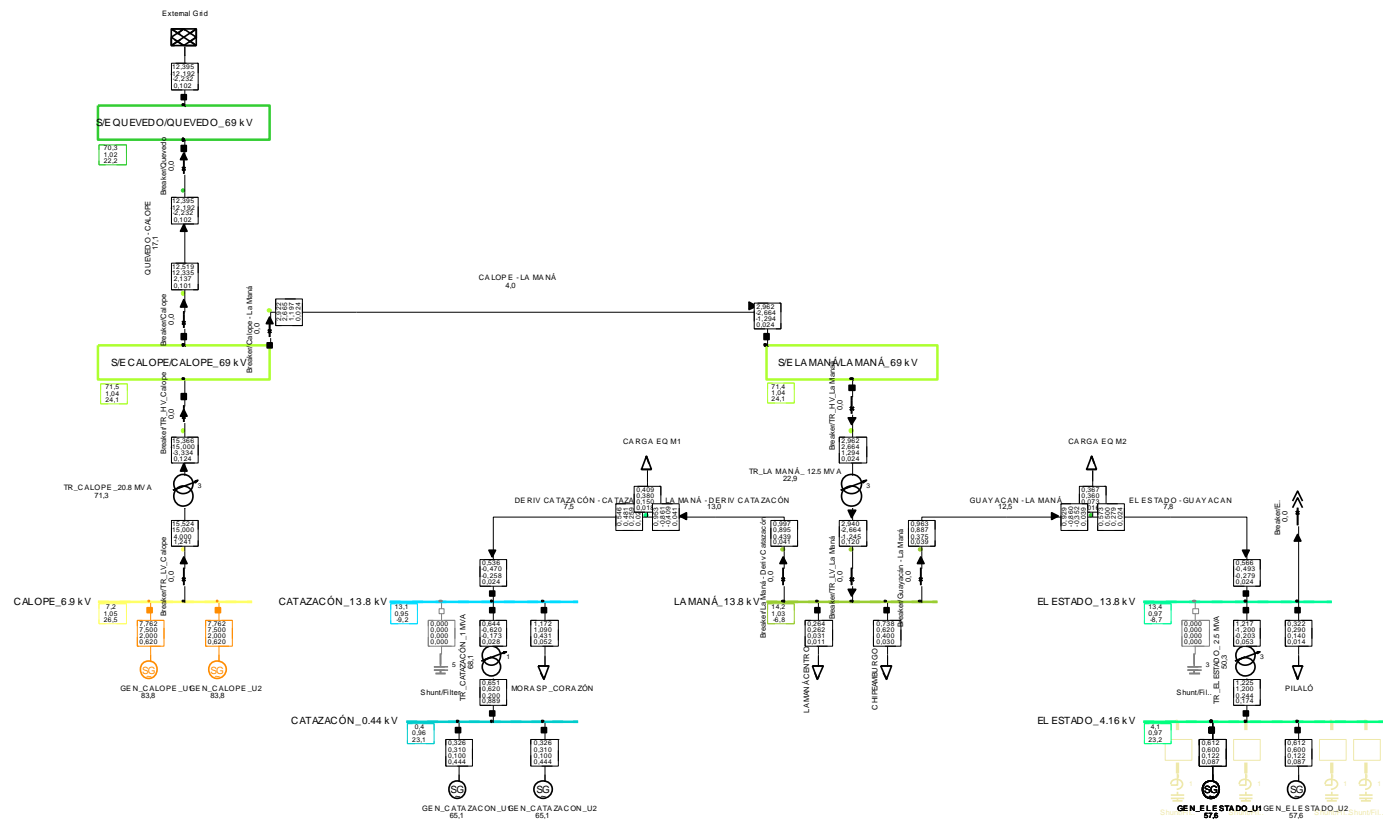


Fig. C27 Diagrama de flujos sector La Mana

8.4. ANEXO D: LEVANTAMIENTO REFERENCIAL DE LAS SUBESTACIONES

La red eléctrica de distribución que se va analizar pertenece a la provincia de Cotopaxi en donde se puede observar cada área de estudio y la disponibilidad que presenta en cuanto al espacio donde se podrá implantar una nueva central fotovoltaica que inyecte potencia directamente a la red.

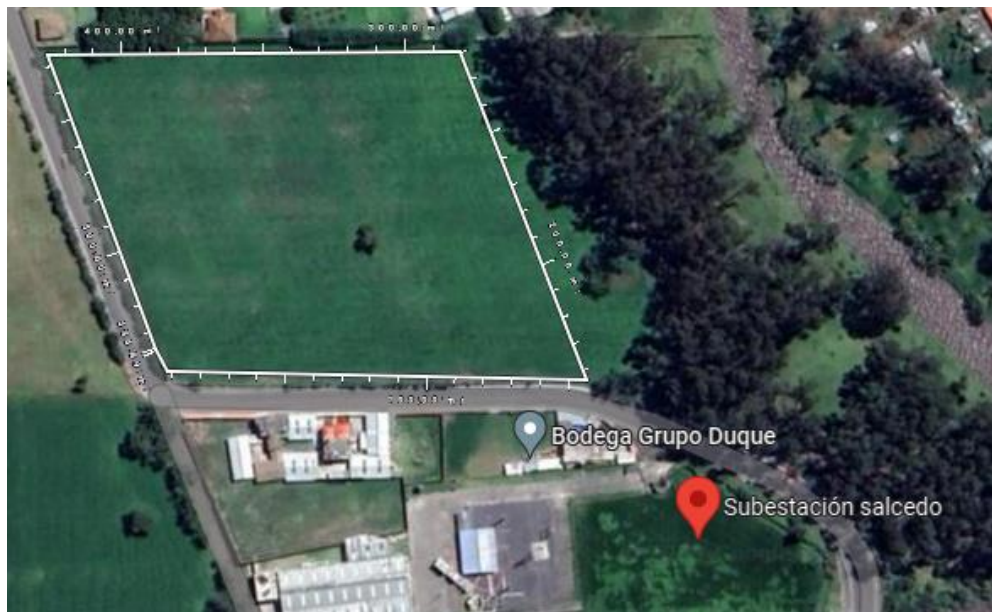


Fig. D28 Sector referencial salcedo.



Fig. D29 Sector referencial San Rafael.

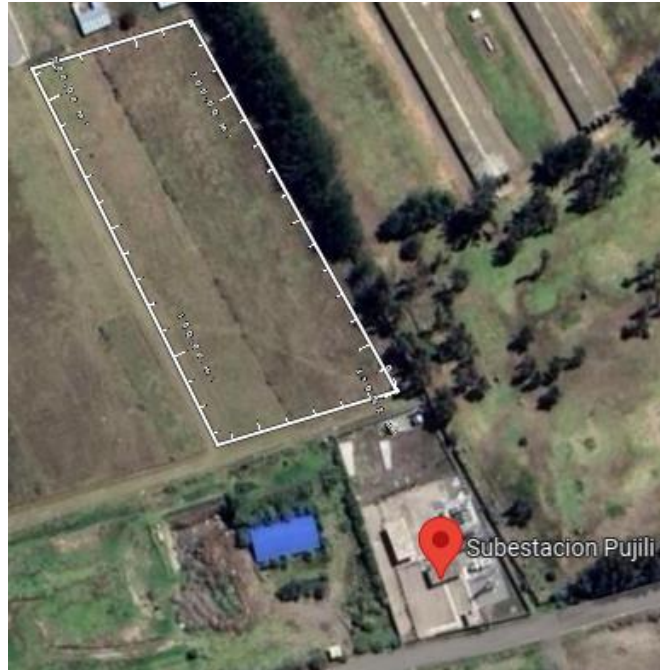


Fig. D30 Sector referencial Pujilí.



Fig. D31 Sector referencial La Cocha.



Fig. D32 Sector referencial El Calvario.



Fig. D33 Sector referencial Mulaló.

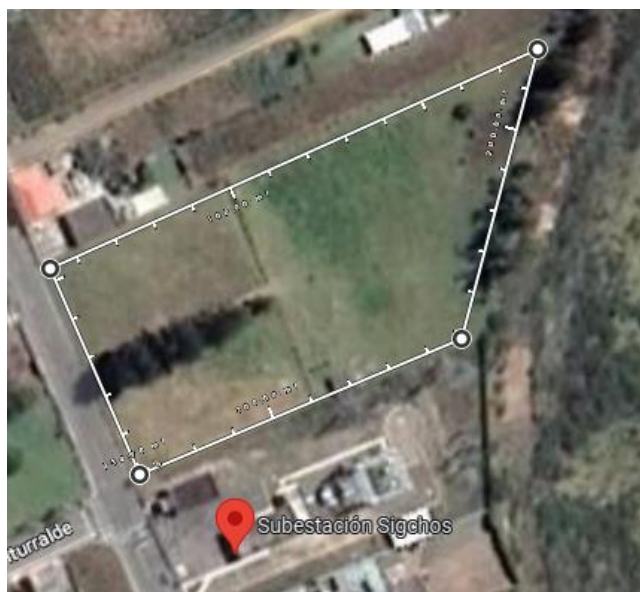


Fig. D34 Sector referencial Sigchos.



Fig. D35 Sector referencial Lasso.



Fig. D36 Sector referencial La Mana.

8.5. ANEXO E: INFORMACIÓN DE LOS SOFTWARE A UTILIZAR

8.5.1. Software OpenDSS

El modelo de circuito OpenDSS

El OpenDSS consiste en un modelo del sistema de distribución de energía eléctrica en el estado rms, superpuesto con una red de comunicaciones que interconecta los controles en la entrega de energía de los elementos y en elementos de conversión de potencia. Los "bloques de construcción" básicos del modelo de circuito son elementos de "entrega de energía" (dispositivos como líneas, transformadores y capacitores) y Elementos de conversión (dispositivos como generadores y cargas). Compatible con modelos, como control, abstracciones de forma, medidor y parámetro: se pueden crear para refinar aún más la entrega de energía y Modelos de conversión de energía. A partir de estos elementos, las barras y los nodos necesarios para representar el sistema interconectado se crea dinámicamente [15].

Elementos de entrega de potencia

Los elementos de suministro de energía (PD) (también llamados a veces dispositivos de suministro de energía) generalmente constan de dos o más terminales multifásicos. Su función básica es transportar energía de un punto a otro. En el sistema de energía, los elementos de suministro de energía más comunes son las líneas y los transformadores. Por lo tanto, generalmente tienen más de un terminal (los capacitores y los reactores pueden ser una excepción cuando se conectan en shunt en lugar de en serie) [15].

Elementos de conversión de potencia

Los elementos de conversión de energía (PC) (también llamados a veces dispositivos de conversión de energía) convierten la energía de forma eléctrica a alguna otra forma, o viceversa. Algunos pueden almacenar temporalmente energía y luego la devuelven, como es el caso de los elementos reactivos. La mayoría tendrá solo una conexión al sistema de energía y, por lo tanto, solo una terminal multifásica, los elementos comunes de conversión de energía son los generadores y las cargas [15].

Interfaz de OpenDSS

OpenDSS está empaquetado con una interfaz gráfica de usuario (GUI) que proporciona un entorno estructurado para la creación y el análisis de casos de sistemas de energía [15]. La GUI es uno de los dos métodos principales que los usuarios pueden interactuar con el motor de la solución OpenDSS; el otro es a través de la interfaz COM, al abrir OpenDSS, el usuario es recibido con la siguiente ventana, se aprecia en la Fig. E37.

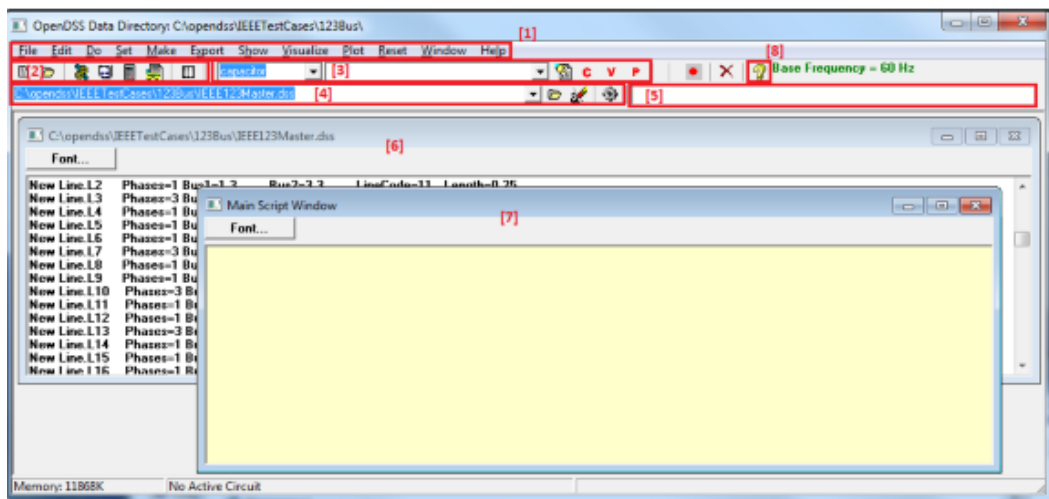


Fig. E37 interfaz de OpenDSS [15]

Fundamentos del lenguaje de comandos OpenDSS

El DSS está diseñado de tal manera que todas las funciones se pueden llevar a cabo a través del comando DSS basado en texto. Guiones de lenguaje. Los flujos de texto pueden provenir de cualquiera de estas fuentes:

1. Seleccionar y ejecutar un script en una ventana del Panel de control,
2. A través de la interfaz COM.

Esto hace que el DSS sea una herramienta de fácil acceso para los usuarios que simplemente quieren teclear un circuito pequeño. y hacer un estudio rápido, así como a aquellos que realizan estudios bastante complicados.

Sintaxis del comando OpenDSS

Un comando es una sola línea de un script [15]. Un verbo de comando que interactúa directamente con un elemento de circuito (como los comandos Nuevo y Editar) inicia un comando.

8.5.2. Software Digsilent

La máquina síncrona

La máquina síncrona es el elemento más importante de un sistema de potencia, ya que se encarga de convertir la energía mecánica en energía eléctrica, que luego se transfiere a la red [16]. Los componentes principales de un motor síncrono son el estator la parte estacionaria y el rotor la parte móvil. El rotor puede ser cilíndrico o con polos salientes, ya que el devanado de campo es impulsado por una fuente de corriente continua, lo que crea una fuerza magnetomotriz, que se combina con la creada por la corriente que circula en los devanados del inducido del estator, el flujo resultante en el entre hierro induce un voltaje en el devanado de armadura

El transformador

El transformador es otro elemento importante del sistema de potencia, este elemento se encarga de conectar el sistema de generación de energía al sistema de transmisión, también conecta sistemas con diferentes niveles de tensión, el transformador de potencia cuenta con un cambiador de tomas (tap) que modifican la relación de transformación con lo cual se puede variar el flujo de potencia reactiva en los devanados del transformador, para ajustar el perfil de voltaje en un sistema de potencia [16].

La línea de transmisión

Las líneas de transmisión son responsables de transportar la electricidad desde las instalaciones generadoras hasta las estaciones receptoras, y las líneas de transmisión deben transferir la energía de la manera más económica. Si se supone que una línea de transmisión opera con una carga trifásica balanceada, puede representarse matemáticamente como un sistema monofásico. Dependiendo de la longitud de la línea de transmisión, se pueden considerar los siguientes casos.

Si la línea de transmisión es corta, es decir, menos de 80 km, está representada por su resistencia e inductancia solo en serie [16]. Cuando la longitud de la línea de transmisión está entre 80 y 240 kilómetros, se representa por la resistencia en serie, pero al mismo tiempo se tiene en cuenta el efecto capacitivo, por lo que el valor de tolerancia que muestra el modelo es el mismo en la recepción y extremo transmisor. a la mitad de su tolerancia total, llamada π del modelo de línea de transmisión. Las líneas de transmisión de más de 240 km se consideran líneas de transmisión largas y la representación matemática asume una distribución uniforme de los parámetros de la línea.

Las cargas

La carga es uno de los parámetros más difíciles de estimar en un sistema de potencia debido a que está en constante cambio, por lo que se convierte en un problema estadístico [16]. Hay básicamente tres formas de representar la carga del sistema de potencia, son:

- Potencia constante: esta representación es particularmente útil en estudios de flujos donde la potencia de carga se mantiene constante.
- Potencia constante: donde la corriente de carga permanece constante y se obtiene de la relación entre su potencia y voltaje.
- Admitancia constante: una representación utilizada en estudios de estabilidad transitoria donde la resistencia de una carga está determinada por el cuadrado de su voltaje y potencia.

Estudio de los sistemas de potencia

El estudio del flujo de potencia es de gran importancia en la planificación y futura expansión de los sistemas de potencia. La información más importante que se obtiene son los valores de magnitud de voltaje y ángulo de fase en cada barra del sistema [16]. A partir de estos valores, se pueden obtener cantidades adicionales del sistema, como el flujo de potencia activa y reactiva a través de los elementos del sep.

8.6. ANEXO F: INFORMACIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos de 320W y 340W optimizan el espacio de captación de radiación y se han convertido en la solución más eficiente en instalaciones con poco espacio disponible que necesitan altas cantidades de energía.

Gracias a su proceso de fabricación bajo la norma ISO 9001, alcanzan eficiencias de hasta 15,6% y cumplen los estándares de calidad y disponen de certificados IEC, TUV, ETL, MCS, CE. Estos hechos atribuyen calidad, seguridad y fiabilidad a nuestros módulos ofreciendo una garantía de producto de 12 años y una garantía de potencia hasta 25 años, A continuación, en la Fig. F38 se puede apreciar el módulo fotovoltaico y sus dimensiones [24].

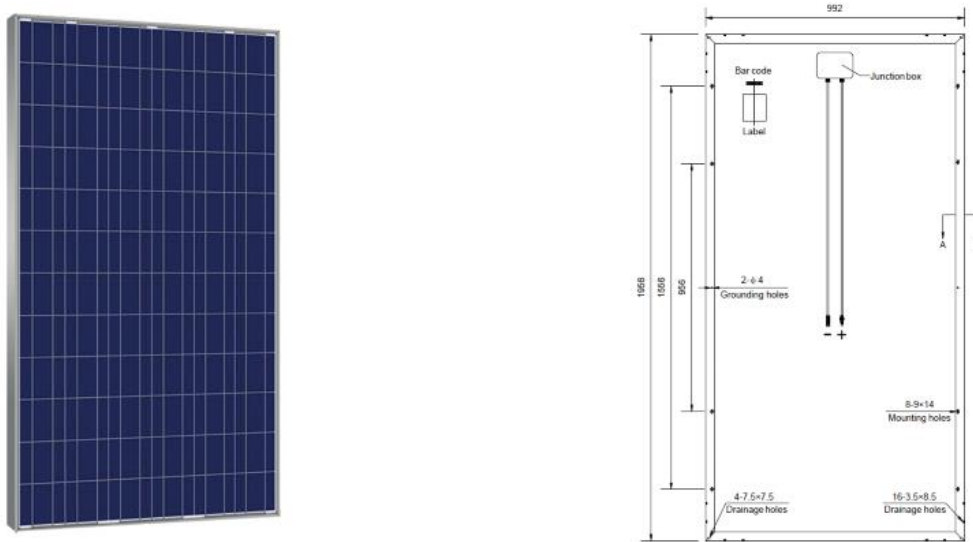


Fig. F38 Visualización del panel fotovoltaico [24]

En la siguiente Tabla F20 se puede apreciar las características técnicas del panel fotovoltaico en donde se representa sus datos más relevantes.

Tabla F20 Características técnicas del panel [24]

Potencia máxima Pmax (W)	320
Intensidad a potencia máxima (A)	9.00
Células	72
Dimensión (mm)	1956 x 992 x 50
Peso (kg)	27
Temperatura en grados centígrados	-40/+85

8.7. ANEXO G: INFORMACIÓN DEL INVERSOR

Inversor central ABB PVS800 – 500 a 1000 KW

Los inversores solares centrales ABB elevan la fiabilidad, eficiencia y facilidad de instalación hasta un nuevo nivel. Estos inversores están dirigidos a integradores de sistemas y

usuarios finales que precisen inversores solares de alto rendimiento para plantas de energía fotovoltaica de gran superficie. Los inversores están optimizados para centrales eléctricas rentables de varios megavatios, en donde en la Fig. G39 se puede apreciar el modelo del inversor [25].



Fig. G39 Visualización del inversor FV [25]

En la siguiente Tabla G21 se puede apreciar las características técnicas del inversor fotovoltaico en donde se representa sus datos más relevantes.

Tabla G21 Características técnicas del inversor [25]

Rango de tensión CC, mpp.	450 a 825 V.
Intensidad CC máx.	1145 A.
Potencia de salida CA nominal.	500 kW.
Intensidad nominal CA.	965 A.
Tensión nominal.	300 V.
Potencia de salida máx.	600 kW.

8.8. ANEXO H: INFORMACIÓN TRANSFORMADOR ELEVADOR FV

En la siguiente Tabla H22 se muestra las características principales del transformador, el cual es de marca WEG, que se utilizó para la elevación del nivel de tensión de la central fotovoltaica para ser incorporada a la red, a continuación, las siguientes características [26].

Tabla H22 Características técnicas del transformador elevador [26].

Frecuencia (Hz)	60.0
Fases	Trifásico.
Grupo de conexión	Dyn1.
Potencia (KVA)	2500.
Tensión (kV)	0.38 / 13.8
Conexión	Estrella / Delta

En la siguiente Fig. H40 se aprecia la estructura del transformador elevador.

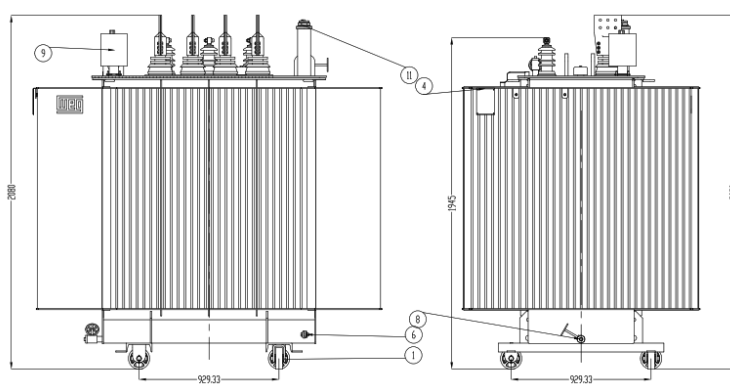


Fig. H40 estructura del transformador elevador [26].

8.9. ANEXO I: DATOS DE IRRADIACIÓN SOLAR Y TEMPERATURA

Datos de irradiación solar

En la siguiente Tabla I23 se puede apreciar la curva de irradiación en función de las horas del día, como de su potencia en vatios sobre metros cuadrados para cada una de subestaciones de energía eléctrica del presente análisis [17].

Tabla I23 Datos de irradiación solar [17].

CENTRALES FV	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H
SALCEDO	16	100	139	198	263	287	296	280	242	179	118	56
LA COCHA	17	103	145	205	262	290	294	280	243	181	119	58
PUJILÍ	16	106	147	209	263	288	293	277	241	182	122	59
SIGCHOS	15	104	156	223	278	309	323	302	260	196	124	57
LASSO	16	108	152	212	269	293	300	285	250	188	124	59
MULALÓ	16	108	148	210	271	299	303	285	248	186	125	59
CURVA PROMEDIO	16,0	104,8	147,8	209,5	267,6	294,3	301,5	284,3	247,3	185,3	122,0	58,0

Datos de temperatura ambiente

En la siguiente Tabla I24 se puede determinar la temperatura ambiente por cada uno de los sitios donde se encuentran ubicadas las subestaciones eléctricas, en donde se implementó las plantas fotovoltaicas [17].

Tabla I24 Datos de temperatura ambiente [17].

CENTRALES FV	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H
SALCEDO	9,5	11,4	13,1	14,6	16	16,9	17,6	18,1	18,2	18,1	17,5	16,5
LA COCHA	9,3	11,2	12,9	14,4	15,7	16,7	17,4	17,9	18,1	17,9	17,3	16,3
PUJILÍ	9,2	11,2	12,9	14,4	15,7	16,7	17,3	17,7	17,9	17,7	17,2	16,2
SIGCHOS	9,4	11,3	13	14,5	15,9	16,8	17,4	17,8	17,9	17,8	17,2	16,3
LASSO	9,5	11,4	13,1	14,6	16	16,9	17,6	18,1	18,2	18,1	17,5	16,5
MULALÓ	9,3	11,2	12,9	14,5	15,8	16,7	17,4	17,8	18	17,8	17,2	16,3
CURVA PROMEDIO	9,37	11,28	12,98	14,50	15,85	16,78	17,45	17,90	18,05	17,90	17,32	16,35

8.10. ANEXO J: CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE MÓDULOS DE TENSIÓN EN LAS BARRAS CON GD.

En el presente anexo se determina el comportamiento por cada una de las barras de los sistemas de análisis con GD, en donde se tiene un total de 6 barras presentadas a continuación.

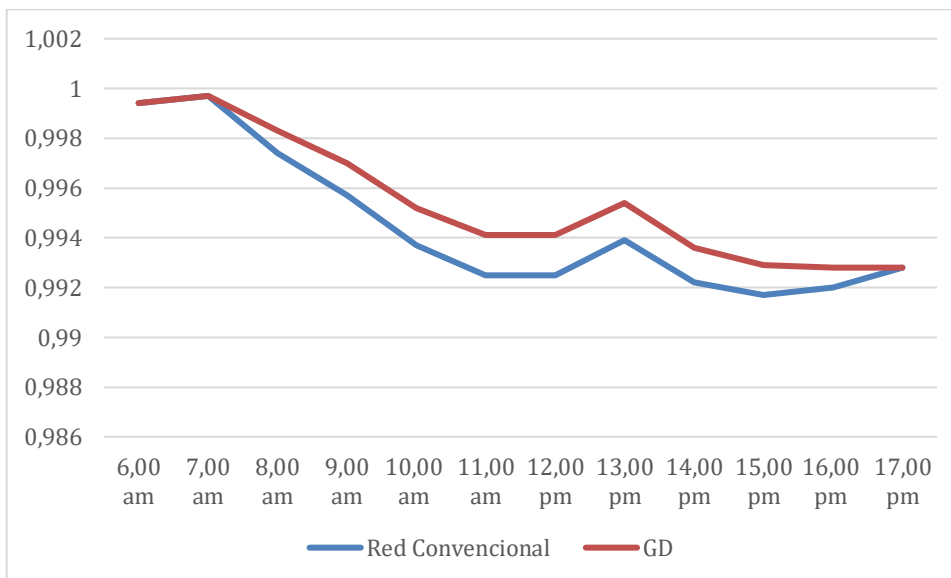


Fig. J41 comportamiento de módulo de tensión barra 20 en pu.

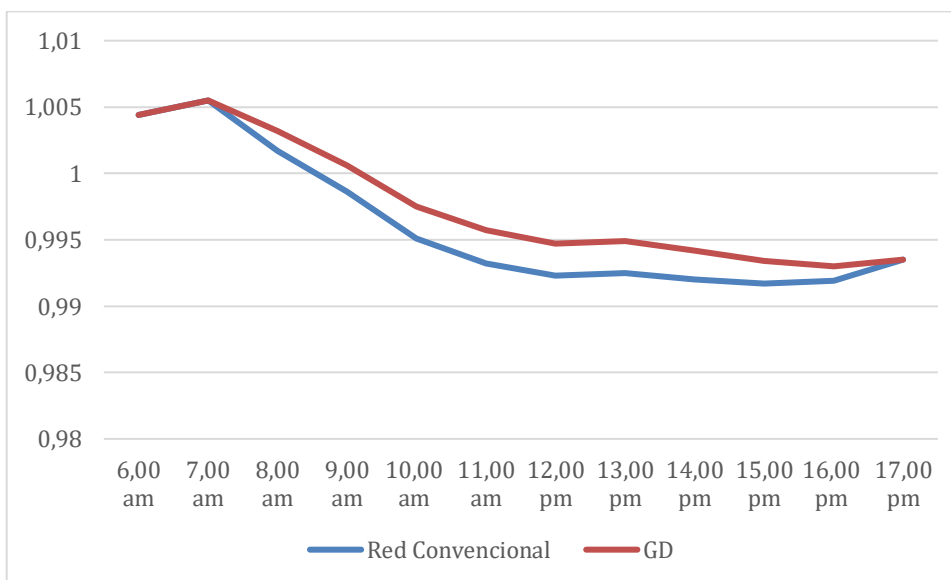


Fig. J42 comportamiento de módulo de tensión barra 14 en pu.

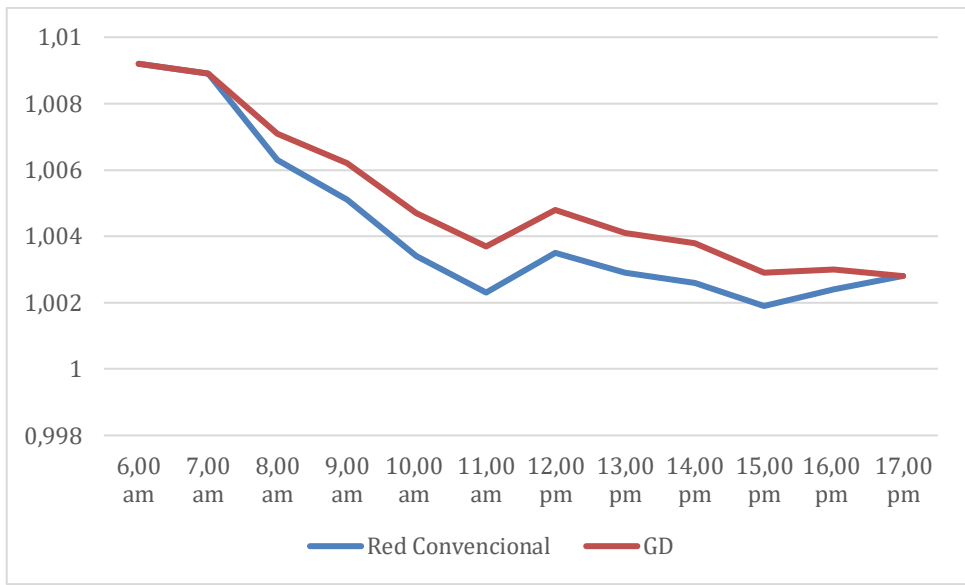


Fig. J43 comportamiento de módulo de tensión barra 34 en pu.

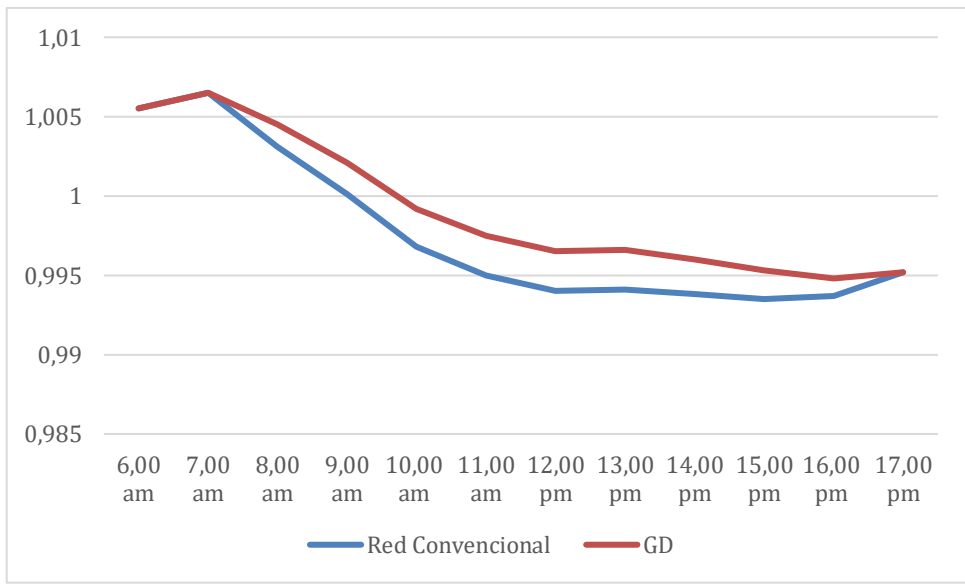


Fig. J44 comportamiento de módulo de tensión barra 7 en pu.

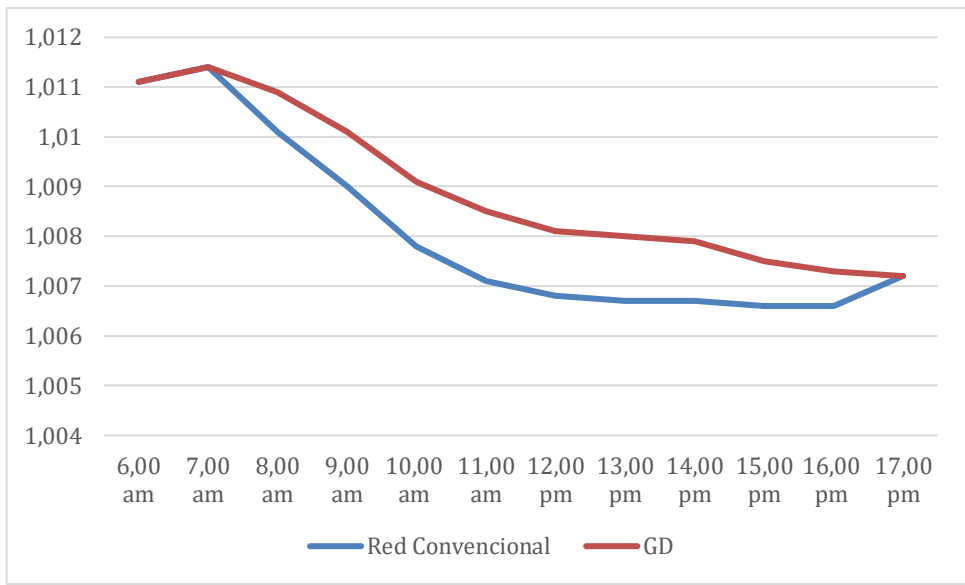


Fig. J45 comportamiento de módulo de tensión barra 29 en pu.

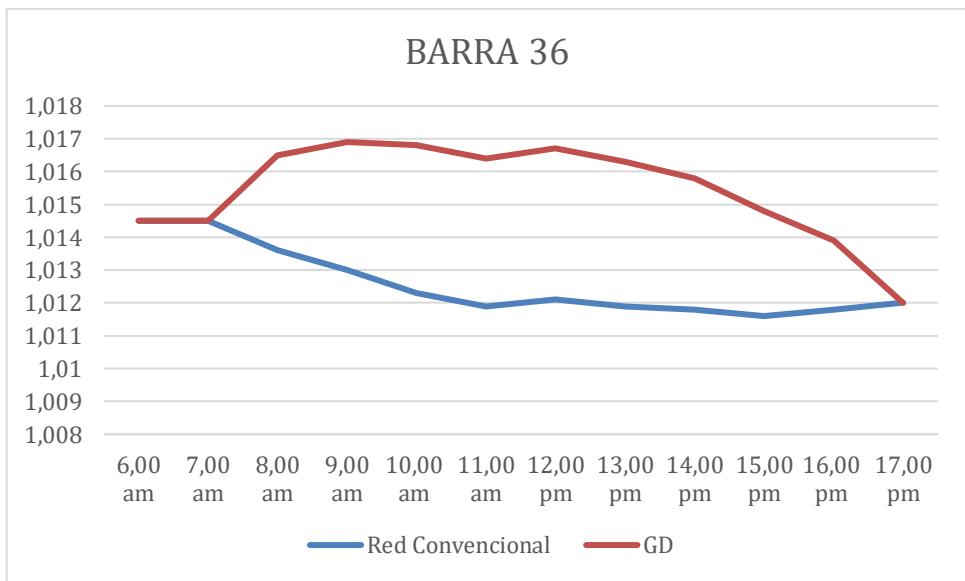


Fig. J46 comportamiento de módulo de tensión barra 36 en pu.

8.11. ANEXO K: PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA DE ELEPCO S.A.

En la presente Tabla K25 se determina las pérdidas totales en el transcurso de las 24 horas del día, donde se detalla la diferencia entre la red convencional de distribución frente a la incorporación de GD.

Tabla K25 Pérdidas totales de la red convencional frente a GD.

HORAS	Red Convencional	GD
00,00 am	0,8483	0,8483
1,00 am	0,7672	0,7672
2,00 am	0,6931	0,6931
3,00 am	0,6258	0,6258
4,00 am	0,5669	0,5669
5,00 am	0,6258	0,6258
6,00 am	0,765	0,765
7,00 am	0,6831	0,6831
8,00 am	0,8313	0,7872
9,00 am	1,0149	0,9468
10,00 am	1,2255	1,1358
11,00 am	1,3417	1,2441
12,00 pm	1,4655	1,3644
13,00 pm	1,4599	1,3635
14,00 pm	1,466	1,3784
15,00 pm	1,4653	1,3952
16,00 pm	1,4657	1,4203
17,00 pm	1,342	1,342
18,00 pm	1,2259	1,2259
19,00 pm	1,4735	1,4735
20,00 pm	2,0357	2,0357
21,00 pm	1,7443	1,7443
22,00 pm	1,4777	1,4777
23,00 pm	1,0288	1,0288
PP TOTALES (MW-H/DIA)	27,6389	26,9388

8.12. ANEXO L: PERDIDAS INDIVIDUALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Tabla L26 Perdidas individuales de las líneas de transmisión red convencional.

HORAS	LÍNEA 1-2	LÍNEA 2-3	LÍNEA 2-5	LÍNEA 5-6	LÍNEA 5-8	LÍNEA 8-9	LÍNEA 8-11	LÍNEA 11-13	LÍNEA 11-15	LÍNEA 15-16	LÍNEA 15-18	LÍNEA 18-19	LÍNEA 20-21	LÍNEA 21-22	LÍNEA 24-25	LÍNEA 18-28	LÍNEA 28-30	LÍNEA 30-31	LÍNEA 30-33	LÍNEA 33-35
6,00	220,5	0,0001	157,9	0,0091	91,58	1,095	6,14	2,7	9,85	0,091	7,422	2,00	24,602	77,93	103,51	24,65	28,81	1,38	4,36	0,43
7,00	190,0	0,0002	131,7	0,0077	75,4	1,094	4,64	1,99	7,24	0,193	5,933	1,90	24,371	77,94	103,5	21,85	29,03	1,38	4,42	0,38
8,00	253,7	0,0005	172,0	0,01	97,39	1,1	6,63	3,55	10,1	0,421	8,802	3,52	13,46	77,3	104,61	32,20	37,80	1,38	7,01	0,47
9,00	326,3	0,0006	224,5	0,013	127,8	1,104	9,55	5,56	14,8	0,423	12,17	5,10	9,633	77,11	105,27	41,55	43,10	1,38	8,7	0,57
10,0	408,3	0,0007	281,5	0,0175	160,2	1,109	12,76	8,05	20,1	0,520	16,27	7,54	8,244	77,08	106,13	53,98	50,38	1,38	11,10	0,68
11,00	452,	0,0008	311,1	0,195	176,6	1,113	14,42	9,48	22,7	0,628	18,57	9,24	9,12	77,18	106,66	62,01	55,12	1,39	12,76	0,74
12,00	499,2	0,0004	353,6	0,0217	203,4	1,113	17,21	11,0	28,0	0,338	21,43	9,03	8,24	77,14	106,51	63,50	51,74	1,38	11,57	0,80
13,00	499,2	0,0005	352,2	0,0216	202,4	1,113	17,13	11,0	28,2	0,380	21,70	6,36	8,06	77,10	105,37	61,12	53,93	1,39	12,32	0,80
14,00	499,2	0,0006	350,7	0,0217	201,0	1,114	16,95	11,0	27,4	0,425	21,26	9,54	8,75	77,18	106,67	65,02	54,78	1,39	12,61	0,80
15,00	499,4	0,0007	346,4	0,0217	197,4	1,115	16,56	11,0	26,5	0,575	21,11	10,33	9,83	77,26	106,93	67,64	57,39	1,39	13,51	0,80
16,00	499,3	0,0006	349,3	0,217	199,8	1,114	16,82	11,0	27,1	0,472	21,20	9,80	9,06	77,21	106,76	65,86	55,65	1,39	12,91	0,80
17,00	452,7	0,0007	313,8	0,019	178,9	1,112	14,66	9,4	23,3	0,521	18,61	8,75	8,57	77,14	106,49	60,11	53,41	1,38	12,14	0,74
TOTAL	4800	0,0070	3345,0	0,575	1912,2	13,297	153,48	95,86	245,6	4,9894	194,49	83,13	141,94	927,58	1268,4	619,51	571,15	16,65	123,43	8,09

Tabla L27 Perdidas individuales de las líneas de Generación Distribuida.

HORAS	LÍNEA 1-2	LÍNEA 2-3	LÍNEA 2-5	LÍNEA 5-6	LÍNEA 5-8	LÍNEA 8-9	LÍNEA 8-11	LÍNEA 11-13	LÍNEA 11-15	LÍNEA 15-16	LÍNEA 15-18	LÍNEA 18-19	LÍNEA 20-21	LÍNEA 21-22	LÍNEA 24-25	LÍNEA 18-28	LÍNEA 28-30	LÍNEA 30-31	LÍNEA 30-33	LÍNEA 33-35
6,00	220,5	0,0001	157,9	0,0091	91,58	1,09	6,14	2,7	9,85	0,09	7,42	2,00	24,6	77,93	103,51	24,65	28,81	1,38	4,36	0,43
7,00	190,0	0,0002	131,7	0,0077	75,4	1,09	4,64	1,99	7,24	0,19	5,93	1,90	24,3	77,94	103,5	21,85	29,03	1,38	4,42	0,38
8,00	237,4	0,0005	160,3	0,0091	92,84	1,09	6,20	2,79	9,28	0,42	8,05	2,99	13,4	77,36	104,45	29,17	33,89	1,38	5,83	0,12
9,00	301,3	0,0005	206,4	0,0116	120,69	1,10	8,85	4,27	13,4	0,42	10,97	4,19	8,18	77,16	105,06	36,84	37,45	1,38	6,91	0,11
10,0	375,5	0,0007	257,8	0,014	150,96	1,10	11,82	6,23	18,1	0,51	14,62	6,20	8,74	77,07	105,88	47,52	43,30	1,38	8,76	0,12
11,00	417,2	0,0008	285,4	0,0164	166,57	1,11	13,38	7,42	20,5	0,62	16,74	7,69	9,63	77,12	106,39	54,70	47,58	1,38	10,17	0,13
12,00	462,3	0,0004	326,5	0,018	192,69	1,11	16,09	8,78	25,7	0,33	19,51	7,50	8,75	77,09	106,24	56,44	44,47	1,38	9,15	0,14
13,00	463,8	0,0005	326,3	0,0185	192,21	1,11	16,06	8,87	25,9	0,37	19,84	5,16	8,51	77,14	105,12	54,71	46,83	1,38	9,92	0,15
14,00	467,5	0,0006	327,5	0,0188	191,84	1,11	15,99	9,09	25,4	0,42	19,60	8,15	9,19	77,13	106,44	58,68	48,27	1,38	10,40	0,17
15,00	474,1	0,0007	328,0	0,0194	190,25	1,11	15,81	9,49	24,9	0,57	19,77	9,17	8,19	77,2	106,75	62,35	52,00	1,38	11,66	0,13
16,00	483,0	0,0006	337,4	0,0202	195,14	1,11	16,33	10,0	26,0	0,47	20,33	9,07	9,29	77,17	106,64	62,51	52,22	1,38	11,73	0,38
17,00	452,7	0,0007	313,8	0,019	178,93	1,11	14,66	9,47	23,3	0,52	18,61	8,75	8,57	77,14	106,49	60,11	53,41	1,38	12,14	0,74
TOTAL	4545,6	0,0070	3159,5	0,18189	1839,1	13,2	145,98	81,1	229,97	4,98	181,40	72,8	141	927,46	1266,4	569,54	517,27	16,6	105,48	3,07

8.13. ANEXO M: CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tabla M28 Cargabilidad de los transformadores en la red convencional Parte 1 en kW.

CENTRALES FV	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H
TR. SALCEDO	5471,4	5059,2	5884,2	6713,1	7544	7960,2	8376,8	8376,8	8376,9	8376,9	8376,9	7960,2
TR. LA COCHA	2712,9	2650	3582,7	4299,7	5214,3	5766,8	5701,7	4792	5856,7	6093,1	5934,6	5612,1
TR. PUJILÍ	2985,2	2563	3409,7	4257,7	5105,9	5531	5956,4	5956,4	5956,5	5956,5	5956,5	5531
TR. SIGCHOS	508,7	481,6	536,7	591,8	646,9	675	702	702	702	702	702	675
TR. LASSO	6367,7	6443,5	8163,6	9081,7	10268,5	11000	10436,4	10786,4	10921,1	11325,6	11055,9	10730,4
TR. MULALÓ	5588,5	5333	6155,1	6846,8	7584,9	7976,5	8190,6	8213	8235,4	8302,6	8257,8	7931,8

Tabla M29 Cargabilidad de los transformadores en la red convencional Parte 2 kW.

CENTRALES FV	18H	19H	20H	21H	22H	23H	0H	1H	2H	3H	4H	5H
TR. SALCEDO	7543,9	8376,7	10074,7	9209,6	8376,7	6713	5884,1	5471,4	5059,2	4645,3	4233,9	4645,3
TR. LA COCHA	4912,3	5394,3	6856,4	5881	5090,2	3616,8	2929,5	2667,8	2453,8	2298,5	2230,2	2298,5
TR. PUJILÍ	5105,8	5956,4	7661,7	6808,4	5956,4	4257,6	3409,7	2985,2	2563	2140,1	1717,5	2140,1
TR. SIGCHOS	646,9	702	812,3	757,2	702	591,8	536,7	508,7	481,6	453,6	426,5	453,6
TR. LASSO	9730,6	10113,7	11691,7	10499,5	9576,5	7741,8	6692,5	6234,4	5776,6	5321,4	4864,7	5321,4
TR. MULALÓ	7495,6	8101,1	8398,3	8706,9	8011,6	6624,1	5910,7	5566,3	5222,3	4877,6	4534,4	4877,6

Tabla M30 Cargabilidad de los transformadores con Generación Distribuida durante horas del día kW.

CENTRALES FV	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H
TR. SALCEDO	5471,4	5059,2	5487,5	6174,5	6905,3	7308,9	7733,1	7757,5	7823,5	7936,3	8094,2	7960,2
TR. LA COCHA	2712,9	2650	3308,1	3901,8	4736,3	5267,5	5203,3	4322,2	5417,9	5745,4	5713,8	5612,1
TR. PUJILÍ	2985,2	2563	3027	3736,3	4498,8	4901,3	5330,2	5358,4	5419,1	5533,4	5682,5	5531
TR. SIGCHOS	508,7	481,6	207,8	171,8	174	187	204	218,9	253,4	332,9	459,1	675
TR. LASSO	6367,7	6443,5	7766,6	8538,2	9637,4	10359,2	9796,9	10178,2	10368,2	10880	10771,2	10730,4
TR. MULALÓ	5588,5	5333	5756,8	6307,6	6945,9	7334,4	7548	7600,3	7679,4	7860,2	7972,6	7931,8

8.14. ANEXO N: POTENCIA FOTOVOLTAICA SUMINISTRADA AL SISTEMA

Tabla N31 Potencia fotovoltaica suministrada a la red en kW.

CENTRALES FV	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H
SALCEDO	9	188	374	507	600	611	603	580	518	412	264	83
LA COCHA	8	170	331	454	527	544	544	523	477	376	239	76
PUJILÍ	8	188	366	498	579	600	596	567	511	402	260	84
SIGCHOS	8	176	347	470	546	554	553	528	477	380	244	83
LASSO	9	194	372	509	590	598	598	568	516	415	265	87
MULALÓ	9	194	372	503	595	597	597	569	516	410	264	86
TOTAL	51	1110	2162	2941	3437	3504	3491	3335	3015	2395	1536	499

8.15. ANEXO Ñ: COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE DEMANDA ELEPCO S.A.

Tabla Ñ32 Datos de demanda en (KW) por cada hora de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. Parte 1.

CARGAS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Acosa	2425	2425	2425	2425	2425	2425	2550	3050	3800	3800	4050	4300	3550	3675	3800	4175	3925	4050	3550	3050	2800	2550	2550	2550
Aeropuerto	160	160	160	160	160	160	173	225	302	302	328	354	276	289	302	341	315	328	276	225	199	173	173	173
Alasquèz	1406	1327	1248	1168	1089	1168	1327	1248	1406	1565	1724	1803	1883	1883	1883	1883	1883	1803	1724	1883	2200	2041	1883	1565
Apahua	1772	1589	1407	1224	1041	1224	1589	1407	1772	2138	2503	2686	2869	2869	2869	2869	2869	2686	2503	2869	3600	3234	2869	2138
Brigada P.	2100	2000	1900	1800	1700	1800	2000	1900	2100	2300	2500	2600	2700	2700	2700	2700	2700	2600	2500	2700	3100	2900	2700	2300
EQ M1	791	689	586	483	380	483	689	586	791	997	1203	1306	1409	1409	1409	1409	1409	1306	1203	1409	1820	1614	1409	997
EQ M2	780	675	570	465	360	465	675	570	780	990	1200	1305	1410	1410	1410	1410	1410	1305	1200	1410	1830	1620	1410	990
CRS	859	859	859	859	859	859	969	1406	2063	2063	2281	2500	1844	1953	2063	2391	2172	2281	1844	1406	1188	969	969	969
Centro Sur	1297	1137	977	817	657	817	1137	977	1297	1617	1937	2097	2257	2257	2257	2257	2257	2097	1937	2257	2897	2577	2257	1617
Chipeambu.	1071	959	846	733	620	733	959	846	1071	1297	1523	1636	1749	1749	1749	1749	1749	1636	1523	1749	2200	1974	1749	1297
C_Fairis	601	601	601	601	601	601	665	918	1298	1298	1424	1551	1171	1234	1298	1488	1361	1424	1171	918	791	665	665	665
C_Holcim	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
El Chasqui	1047	878	709	540	371	540	878	709	1047	1385	1722	1891	2060	2060	2060	2060	2060	1891	1722	2060	2736	2398	2060	1385
Niagara Sur	1377	1298	1219	1139	1060	1139	1298	1219	1377	1536	1694	1774	1853	1853	1853	1853	1853	1774	1694	1853	2170	2011	1853	1536
F. Sancela	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470	5470
Industrial S	2092	2092	2092	2092	2092	2092	2109	2178	2281	2281	2316	2350	2247	2264	2281	2333	2298	2316	2247	2178	2144	2109	2109	2109
José_Guango	1338	1143	948	753	558	753	1143	948	1338	1728	2118	2313	2508	2508	2508	2508	2508	2313	2118	2508	3288	2898	2508	1728
La Mana	1301	1042	782	522	262	522	1042	782	1301	1821	2341	2601	2861	2861	2861	2861	2861	2601	2341	2861	3900	3380	2861	1821
Manzanas	466	444	423	401	380	401	444	423	466	509	551	573	594	594	594	594	594	573	551	594	680	637	594	509
Lasso C. S.	668	601	534	467	400	467	601	534	668	802	935	1002	1069	1069	1069	1069	1069	1002	935	1069	1337	1203	1069	802
L. Subterra.	1636	1579	1523	1466	1410	1466	1579	1523	1636	1749	1861	1918	1974	1974	1974	1974	1974	1918	1861	1974	2200	2087	1974	1749
M. Corazón	1033	1027	1021	1016	1010	1016	1027	1021	1033	1044	1056	1061	1067	1067	1067	1067	1067	1061	1056	1067	1090	1079	1067	1044

Tabla Ñ33 Datos de demanda en (KW) por cada hora de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. Parte 2.

CARGAS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Oriental	660	660	660	660	660	660	713	926	1245	1245	1352	1458	1139	1192	1245	1405	1298	1352	1139	926	820	713	713	713
Pastocalle	1353	1249	1145	1042	938	1042	1249	1145	1353	1560	1767	1871	1974	1974	1974	1974	1974	1871	1767	1974	2389	2182	1974	1560
Pílalo	333	322	311	301	290	301	322	311	333	354	376	386	397	397	397	397	397	386	376	397	440	419	397	354
Pujilí Centro	1579	1346	1114	882	650	882	1346	1114	1579	2043	2507	2739	2971	2971	2971	2971	2971	2739	2507	2971	3900	3436	2971	2043
Salcedo C.	1186	1096	1006	915	825	915	1096	1006	1186	1367	1547	1638	1728	1728	1728	1728	1728	1638	1547	1728	2089	1908	1728	1367
Salcedo N.	1951	1842	1733	1624	1515	1624	1842	1733	1951	2169	2387	2496	2605	2605	2605	2605	2605	2496	2387	2605	3041	2823	2605	2169
Salcedo O.	625	564	503	442	381	442	564	503	625	747	870	931	992	992	992	992	992	931	870	992	1236	1114	992	747
Salcedo S.	1966	1826	1686	1545	1405	1545	1826	1686	1966	2247	2528	2668	2809	2809	2809	2809	2809	2668	2528	2809	3370	3089	2809	2247
Santa Rosa	1900	1750	1600	1450	1300	1450	1750	1600	1900	2200	2500	2650	2800	2800	2800	2800	2800	2650	2500	2800	3400	3100	2800	2200
Saquisilí	1802	1667	1532	1396	1261	1396	1667	1532	1802	2073	2344	2479	2615	2615	2615	2615	2615	2479	2344	2615	3156	2885	2615	2073
S. Oriente	2541	2541	2541	2541	2541	2541	2562	2646	2772	2772	2814	2856	2730	2751	2772	2835	2793	2814	2730	2646	2604	2562	2562	2562
Sigchos C.	70	64	58	52	46	52	64	58	70	82	95	101	107	107	107	107	107	101	95	107	131	119	107	82
Maltería P.	299	299	299	299	299	299	299	299	306	325	325	338	344	338	344	331	344	325	319	312	306	306	306	306
Latacunga S.	1271	1179	1087	994	902	994	1179	1087	1271	1456	1640	1733	1825	1825	1825	1825	1825	1733	1640	1825	2194	2009	1825	1456
Tanicuchi	928	825	722	620	517	620	825	722	928	1133	1338	1441	1543	1543	1543	1543	1543	1441	1338	1543	1954	1749	1543	1133
Yugsiloma	401	364	327	290	253	290	364	327	401	475	548	585	622	622	622	622	622	585	548	622	770	696	622	475

8.16. ANEXO O: MANUAL DE OPENDSS

Elementos básicos en OpenDSS Como se ha dicho anteriormente, el programa OpenDSS se utiliza para modelar circuitos y sistemas eléctricos; para ello utiliza una serie de elementos básicos que pueden ser configurados con una gran flexibilidad [27]. Algunos de los elementos más utilizados son:

Elementos de suministro de potencia.

- Líneas: Todo tipo de líneas y cables para distribución.
- Transformadores.
- Condensadores: En serie y en derivación.

Elementos de conversión de potencia.

- Generadores.
- Cargas disipadoras de energía.
- PVSysyem: Sistemas de energía fotovoltaica incluyendo panel e inversor.
- Almacenaje.

Medidores.

- EnergyMeter: Permite medir potencias y pérdidas.
- Monitor: Permite medir cantidades en un determinado punto del circuito.
- Sensores.

Configuración básica de elementos y dispositivos

Pasos previos

- **Primero, usar la frecuencia correcta:** Antes de empezar es aconsejable configurar la frecuencia base por defecto a la que se vaya a utilizar en el circuito normalmente [27]. En caso contrario, si el circuito tiene especificada una frecuencia diferente a la frecuencia base, no funcionará.

`Set DefaultBaseFrequency = 60`

- **No olvidar el "sourcebus":** Es importante configurar el sourcebus (o bus de referencia) cuando sea apropiado utilizarlo. Según las necesidades del modelo se puede hacer a través de una línea o un transformador.

- **OpenDSS imita redes reales:** Por lo tanto, se necesita colocar monitores y medidores.

El software OpenDSS está diseñado para funcionar de forma autónoma mediante el archivo ejecutable OpenDSS.exe, esto es, con su propia interfaz de usuario del programa donde se observa en la Fig. O47. A través de dicha interfaz se pueden generar los códigos de diseño de circuitos, simulación y otras funciones ya mencionadas [27]. Además, ofrece multitud de herramientas de control y análisis de cada elemento del circuito.

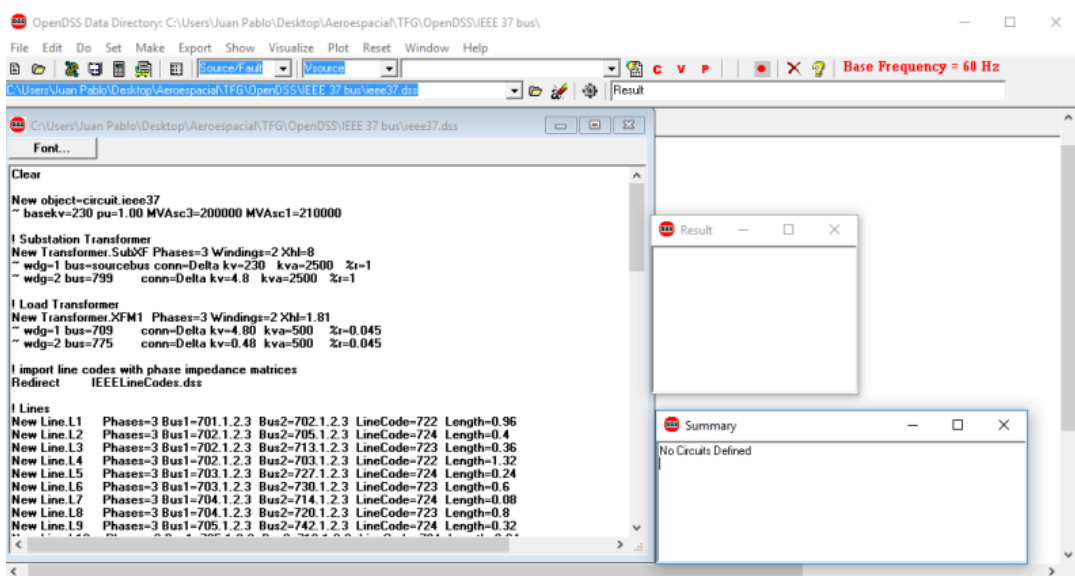


Fig. O47 Interfaz gráfica de creación de códigos [27].

- Comando "Clear". Este comando debe encabezar todos los script de OpenDSS para evitar fallos y errores al compilar. Su función es eliminar de memoria todas las configuraciones, simulaciones y archivos temporales que pudiesen existir.
- Configurar la ruta de trabajo. Esto es especialmente útil cuando se trabaja con varios scripts que no necesariamente se encuentran en el mismo fichero. Su sintaxis es:

```
set datapatch = C:\OpenDSS\CircuitosEjemplo\
```

Crear el nuevo circuito

Se crea el circuito como un nuevo objeto de OpenDSS con el comando New. Posteriormente se configura el circuito y la fuente de tensión principal. En este caso se trata

de una fuente alterna de 3 fases con 115 kV de tensión trabajando a una frecuencia de 60 Hz. Con un ángulo de fase nulo [27].

```
New object= circuit .DSSLibtestckt
basekv=115 pu=1.00 Angle=0.0 Frecuency=60.0 Phases=3 Mvasc3=20000 Mvasc1=21000
x1r1=4.0 x0r0=3.0
```

El resto de parámetros no esenciales se utilizan para un modelado más exacto de la fuente de tensión. Por ejemplo, Mvasc3 y Mvasc1 hacen referencia a tensiones en cortocircuito para 3 y 1 fase respectivamente; mientras que x1r1 y x0r0 se utilizan para configurar relaciones de impedancias internas.

Líneas de transmisión

El elemento Línea de OpenDSS se utiliza para modelar la mayoría de cables o líneas multifase. En el software se trata como un elemento de potencia que se caracteriza por su impedancia [27]. Las impedancias de una línea pueden ser especificadas mediante valores de componentes simétricos, una matriz o haciendo referencia a un objeto linecode existente. También es posible especificar la geometría y que OpenDSS calcule las impedancias de la línea.

En el caso de que se especifique la propiedad Geometría, las matrices de impedancias o el objeto linecode serán ignorados. Con la geometría introducida, el software calcula las matrices de impedancia cada vez que cambia de frecuencia. Las longitudes de línea pueden ser introducidas en cualquier unidad, pero el cambio de unidad hay que declararlo o se introducirán en la unidad por defecto (m).

Ejemplo 1

```
New Linecode.UG_1/0AL nphases=3 r1=0.560042 x1=0.244945 r0=0.961448
x0=0.261162 c1=68.8819914593514 c0=68.8819914593514 units=km baseFreq=60
length=1
```

Ejemplo 2

```
New LineGeometry.3PH_B1=1 B2=2 nconds=4 nphases=3
~ cond=1 wire=AL_4/0_7STR x=-1.39598 h=12.192 units=m
~ cond=2 wire=AL_4/0_7STR x=0 h=12.192 units=m
~ cond=3 wire=AL_4/0_7STR x=1.39598 h=12.192 units=m
~ cond=4 wire=ACSR_1/0_6/1 x=0 h=10.9728 units=m
```

Ejemplo 3

En el ejemplo se crea y configura un nuevo linecode. Como se puede ver, se sigue el mismo procedimiento que para crear otro tipo de objetos: se crea la línea con el comando New, se le asigna un nombre (336matrix) y el número de fases [27]. Se va a caracterizar la línea mediante matrices triangulares inferiores, tal que: $Z = R + jX$, donde R es la resistencia y X es la reactancia medida en Ω / (unidad de longitud). Posteriormente se crea la matriz de capacitancia en nano faradios / (unidad de longitud) y se configura la corriente máxima (Normamps) y la corriente máxima de emergencia (Emergamps).

```
New linecode.336matrix nphases=3
~ rmatrix=(0.0868455 | 0.0298305 0.0887966 | 0.0288883 0.0298305 0.0868455) %
\Omega/1000ft
~ xmatrix=(0.2025449 | 0.0847210 0.1961452 | 0.0719161 0.0847210 0.2025449) %
\Omega/1000ft
~ cmatrix=(2.74 | -0.70 2.96 | -0.34 -0.71 2.74) % nf/1000ft
~ Normamps=400 Emergamps=600

New line. line1 bus1=subbus bus2=loadbus1 linecode=336matrix length=10
New line. line2 bus1=loadbus1 bus2=loadbus2 linecode=336matrix length=10
New line. line3 bus1=loadbus2 bus2=loadbus3 linecode=336matrix length=20
```

Cargas

Una carga es un elemento de conversión de energía que es fundamental en muchos análisis. Básicamente se define por sus kW nominales y su factor de potencia (PF) o sus kW y sus kvar [27].

Hay tres formas de caracterizar las cargas:

1. kW, PF
2. kW, kvar
3. kVA, PF

Para asegurarse de que el funcionamiento sea el deseado, hay que introducir esas propiedades en el orden que se indica. Para definir la carga se recurre al siguiente código:

```
New load.load1 bus1=loadbus1 phases=3 kv=12.47 kw=1000 pf=0.88 model=1 duty=day
New load.load2 bus1=loadbus2 phases=3 kv=12.47 kw=500 pf=0.88 model=1 duty=day
```

Transformador

Un transformador se implementa como un elemento de suministro de energía con dos o más terminales [27]. Consta de dos o más bobinados que pueden estar conectados de diferentes maneras (por defecto con una conexión estrella-triángulo). Los transformadores tienen una o más fases y el número de conductores por terminal es siempre el número de fases más uno. Para bobinados conectados en estrella (wye) el conductor adicional es el punto neutro; para bobinados conectados en triángulo, el terminal adicional está abierto internamente. Para incorporar una subestación transformadora se utiliza un código similar a éste:

```
new transformer.elemento phases=3 winding=2 XHL=7
more wdg=1 bus=B1 conn=delta kv=69 kva=5000 %r=0
more wdg=2 bus=B2 conn=wye kv=13.8 kva=5000 %r=0
```

- La línea New transformer.elemento crea un nuevo objeto de tipo transformador con nombre elemento.
- El parámetro windings hace referencia al número de bobinados y el parámetro phases al número de fases.
- La línea buses = (B1, B2) indica entre qué dos buses está instalada la subestación
- El parámetro conns sirve para configurar la conexión en delta o en estrella.
- El comando kva= indica los KVA de referencia.
- El parámetro XHL=7 representa el porcentaje de reactancia de alto a bajo.

Capacitadores

El modelo de condensador se implementa, básicamente, como un elemento de suministro de potencia de dos terminales [27]. Sin embargo, si no se especifica una conexión para el segundo bus, se toma por defecto el nodo 0 (referencia de tierra) del mismo bus al que está conectado el primer terminal. Es decir, el valor predeterminado es una batería de

condensadores de derivación a tierra en estrella (wye). En el ejemplo se incorpora un capacitor, el código utilizado es el siguiente:

```
New capacitor .Cap1 bus1=loadbus2 phases=3 kvar=600 kv=12.47
```

Generador

El objeto Generador en OpenDSS es un elemento de conversión de energía similar a una carga [27]. Se define básicamente por su kW nominales y PF o su kW y kvar. Para los estudios de flujo de potencia, el generador es esencialmente una carga negativa, es decir, una carga que genera potencia. En el ejemplo se configura un generador eólico de 8 MW como un objeto generador, expresado en el siguiente código:

```
New generator. gen1 bus1=regbus kV=12.47 kW=8000 pf=1 conn=delta duty=wind Model=1
```

Monitores, medidores y modos de solución

Monitor

Un monitor es un objeto en OpenDSS que se conecta al terminal de otro elemento del circuito. Toma datos de tensión, intensidad o potencia con respecto al tiempo en todas las fases. En esencia funciona como un monitor de potencia real. Se puede configurar de varias formas para obtener diferentes parámetros [27].

En el ejemplo siguiente se incluyen 3 monitores: el primero para analizar las potencias generadas en el generador eólico; el segundo para monitorizar tensión y corrientes en la segunda carga; y el tercero para monitorizar la secuencia de tensiones y corrientes en la línea 3, expresado en el siguiente código:

```
New Monitor.gen1 element=generator. gen1 terminal=1 mode=1  
New Monitor.loadbus2 element=load.load2 terminal=1 mode=0  
New Monitor.line3 element=line . line3 terminal=1 mode=48
```

Energy Meter

Un energymeter es un medidor inteligente conectado a un terminal de un elemento del circuito. Simula el comportamiento de un contador de energía real, sin embargo, tiene más capacidad, ya que puede acceder a los valores de otros puntos del circuito, no sólo donde está

instalado. Puede medir potencias y energías, pero también pérdidas y valores de sobrecarga dentro de una región definida del circuito [27]. Tiene 2 tipos de registro: A) Valores de energía. B) Potencia máxima. En el ejemplo se incorpora un Energy meter para obtener datos de una línea y hacer posteriormente las gráficas:

```
New Energymeter.em1 element=line.line1
```

Modo de control

Se utiliza con el modo dutycycle o dynamic. Controlmode puede tomar valores, STATIC o TIME [27]. El valor por defecto es STATIC. En el modo STATIC el tiempo no avanza. Se utiliza este modo para soluciones de flujo de potencia que requieran varios cambios del regulador por solución. Modo TIME. Es un tipo de solución orientada a control del tiempo. En el ejemplo, como paso previo a seleccionar el modo de control, se ejecutan dos comandos:

```
Set voltagebases = (115 12.47 .48)  
Calcvoltagebases
```

El primero sirve para definir las bases de tensiones del circuito y que los informes sean expresados respecto a la unidad [27]. El segundo, Calcvoltagebases, genera la lista de buses y calcula las tensiones base de éstos. Posteriormente, se selecciona los modos de control de la simulación para hacer que las funciones de captura y registro funcionen de manera sincronizada con el resto de la simulación:

```
Set controlmode=time  
Set controlmode=duty number=86400 hour=0 stepsize=1 sec=0
```

La segunda configuración es para una simulación basada en tiempo. Durante 24 horas (86400 segundos), con intervalos de 1 segundo, empezando en la hora 0 y segundo 0.

Ejecución de la simulación.

Este comando ejecuta la solución en el modo especificado en el paso anterior, Set Mode = comando [27]. Se puede ejecutar una o cientos de soluciones. La "solución" es un

objeto de DSS asociado al circuito activo y que se puede consultar. Para llevar a cabo la simulación se ejecuta el comando que resuelve el circuito:

Solve

Ejecución del código

Para ejecutar el código desde OpenDSS, éste deberá estar seleccionado, luego se debe hacer clic derecho sobre él y selecciona la opción Do; una operación análoga es pulsar Ctrl + D cuando el código esté seleccionado Fig. O48 [27].

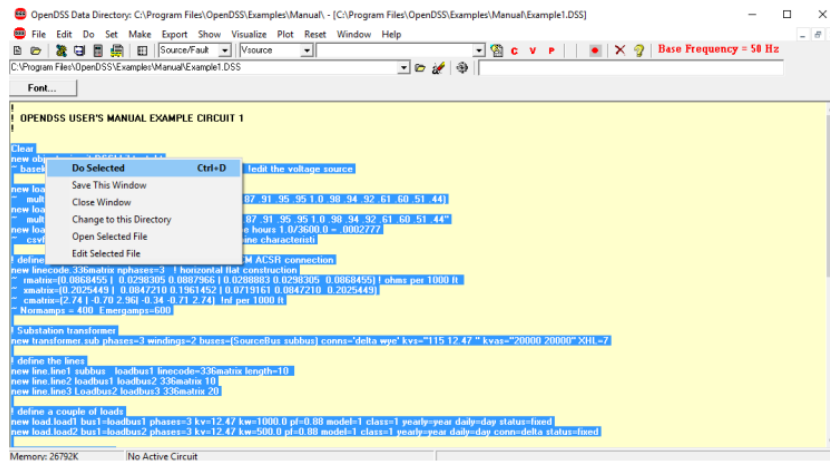


Fig. O48 Ejecutar el script desde OpenDSS [27].

8.17. ANEXO P: CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN EN OPENDSS

Código de programación sistema convencional de Distribución

Generación:

```
clear

// se define la barra slack MULALO//
new circuit.MULALO69 Bus=B28 basekv=69 pu=1.02 angle=-12.49 phases=3 frequency=60
more mvasc3=428000000
more mvasc=134000000

New Generator.G1_ILLUCHI_2 Bus1=B23 kV=2.4 kW=2000 Model=3 Vpu=1.00 pf=0.9102 Minkvar=-3280 ! Maxkvar=3280
Minkw=0 ! Maxkw=2624
New Generator.G2_ILLUCHI_2 Bus1=B23 kV=2.4 kW=2000 Model=3 Vpu=1.00 pf=0.9102 Minkvar=-3280 ! Maxkvar=3280
Minkw=0 ! Maxkw=2624

New Generator.G1_ILLUCHI_1 Bus1=B26 kV=2.4 kW=400 Model=3 Vpu=1.00 pf=0.9899 Minkvar=-872 ! Maxkvar=872
Minkw=0 ! Maxkw=697.6
New Generator.G2_ILLUCHI_1 Bus1=B26 kV=2.4 kW=600 Model=3 Vpu=1.00 pf=0.9901 Minkvar=-872 ! Maxkvar=872
Minkw=0 ! Maxkw=697.6
New Generator.G3_ILLUCHI_1 Bus1=B26 kV=2.4 kW=1000 Model=3 Vpu=1.00 pf=0.9900 Minkvar=-1750 ! Maxkvar=1750
```

Minkw=0 ! Maxkw=3336

New Generator.G4_ILLUCHI_1 Bus1=B26 kV=2.4 kW=1300 Model=3 Vpu=1.00 pf=0.9900 Minkvar=-1750 ! Maxkvar=1750
Minkw=0 ! Maxkw=1400

New Generator.G1_AMBATO Bus1=B1 kV=69 kW=18128 Model=3 Vpu=1.03 pf=0.9945 Minkvar=-40000 ! Maxkvar=40000
Minkvar=-40000 ! Maxkvar=40000

Líneas de transmisión:

// establecemos líneas

New line.1-2_AMB_FAIRIS Bus1=B1 Bus2=B2 R1=2.481472 X1=6.378827 C1=46.355127 C0=0 Length=1
New line.2-3_FAIRIS_SALC Bus1=B2 Bus2=B3 R1=0.0014848 X1=0.0038176 C1=0.0277408 C0=0 Length=1
New line.2-5_FAIRIS_SALC2 Bus1=B2 Bus2=B5 R1=1.894976 X1=4.872212 C1=35.404196 C0=0 Length=1
New line.5-6_SALC_SAN_JUAN Bus1=B5 Bus2=B6 R1=0.001484 X1=0.003816 C1=0.0295632 C0=0 Length=1
New line.5-8_SALC_SAN_JUAN2 Bus1=B5 Bus2=B8 R1=1.99969 X1=5.14206 C1=39.836412 C0=0 Length=1
New line.8-9_SAN_JUAN_HOLCIM Bus1=B8 Bus2=B9 R1=0.2292805 X1=0.3435385 C1=2.425967 C0=0 Length=1
New line.8-11_SANRAFAEL_SANJUAN Bus1=B8 Bus2=B11 R1=0.24924 X1=0.672948 C1=4.49101 C0=0 Length=1
New line.11-13_SANRAFAEL_PUJILI Bus1=B11 Bus2=B13 R1=1.47063 X1=3.295875 C1=24.901305 C0=0 Length=1
New line.11-15_SANRAFAEL_LAIGUA Bus1=B11 Bus2=B15 R1=1.251 X1=2.7714 C1=21.447 C0=0 Length=1
New line.15-16_AMBATO_FAIRIS Bus1=B15 Bus2=B16 R1=0.4235392 X1=1.088742 C1=7.9119222 C0=0 Length=1
New line.15-18_SANRAFAEL_LAIGUA Bus1=B15 Bus2=B18 R1=0.92574 X1=2.050836 C1=15.87078 C0=0 Length=1
New line.18-19_LAIGUA_LACOCOA Bus1=B18 Bus2=B19 R1=1.34274 X1=3.031308 C1=22.599248 C0=0 Length=1
New line.20-21_LAIGUA_LACOCOA Bus1=B20 Bus2=B21 R1=0.76096 X1=1.02421 C1=9.048 C0=0 Length=1
New line.21-22_ILLUCHI2_CALVARIO Bus1=B21 Bus2=B22 R1=0.9173572 X1=2.87774 C1=25.25636988 C0=0 Length=1
New line.24-25_ILLUCHI1_CALVARIO Bus1=B25 Bus2=B24 R1=5.181103 X1=4.602525 C1=27.4185 C0=0 Length=1
New line.18-28_LAIGUA_MULALO Bus1=B18 Bus2=B28 R1=1.708434 X1=3.756753 C1=27.012258 C0=0 Length=1
New line.28-30_MULALO_LASSO Bus1=B28 Bus2=B30 R1=0.890722 X1=1.97701 C1=15.205897 C0=0 Length=1
New line.30-31_DERIV_FAMILIA Bus1=B30 Bus2=B31 R1=0.2004215 X1=0.4775812 C1=0 C0=0 Length=1
New line.30-33_MULALO_LASSO2 Bus1=B30 Bus2=B33 R1=0.463092 X1=1.02786 C1=7.9056 C0=0 Length=1
New line.33-35_LASSO_SIGCHOS Bus1=B33 Bus2=B35 R1=7.91352 X1=18.12757 C1=132.13077 C0=0 Length=1

Transformadores:

//definimos transformadores

new transformer.TR_FARIS phases=3 winding=2 XHL=6.87
more wdg=1 bus=B3 conn=delta kv=69 kva=5000 %r=0
more wdg=2 bus=B4 conn=wye kv=13.8 kva=5000 %r=0

new transformer.TR_SALCEDO phases=3 winding=2 XHL=6.87
more wdg=1 bus=B6 conn=delta kv=69 kva=12500 %r=0
more wdg=2 bus=B7 conn=wye kv=13.8 kva=12500 %r=0

new transformer.TR_HOLCIM phases=3 winding=2 XHL=7.71
more wdg=1 bus=B9 conn=delta kv=69 kva=9375 %r=0
more wdg=2 bus=B10 conn=wye kv=4.16 kva=9375 %r=0

new transformer.TR_SANRAFAEL phases=3 winding=2 XHL=6.87
more wdg=1 bus=B11 conn=delta kv=69 kva=13000 %r=0
more wdg=2 bus=B12 conn=wye kv=13.8 kva=13000 %r=0

new transformer.TR_PUJILI phases=3 winding=2 XHL=6.87
more wdg=1 bus=B13 conn=delta kv=69 kva=16000 %r=0
more wdg=2 bus=B14 conn=wye kv=13.8 kva=16000 %r=0

new transformer.TR_CRS phases=3 winding=2 XHL=6
more wdg=1 bus=B16 conn=delta kv=69 kva=3500 %r=0
more wdg=2 bus=B17 conn=wye kv=13.8 kva=3500 %r=0

new transformer.TR_LACOCOA phases=3 winding=2 XHL=6.44
more wdg=1 bus=B19 conn=delta kv=69 kva=12000 %r=0
more wdg=2 bus=B20 conn=wye kv=13.8 kva=12000 %r=0

new transformer.TR_ILLUCHI2 phases=3 winding=2 XHL=8.43

```

more wdg=1 bus=B22 conn=delta kv=13.8 kva=6500 %r=0
more wdg=2 bus=B23 conn=wye kv=2.4 kva=6500 %r=0

new transformer.TR_ELCALVARIO phases=3 winding=2 XHL=5.81
more wdg=1 bus=B24 conn=delta kv=23 kva=5200 %r=0
more wdg=2 bus=B21 conn=wye kv=13.8 kva=5200 %r=0

new transformer.TR_ILLUCHI1 phases=3 winding=2 XHL=6.8
more wdg=1 bus=B25 conn=delta kv=24.38 kva=5250 %r=0
more wdg=2 bus=B26 conn=wye kv=2.4 kva=5250 %r=0

new transformer.TR_MULALO phases=3 winding=2 XHL=7.57
more wdg=1 bus=B28 conn=delta kv=69 kva=12000 %r=0
more wdg=2 bus=B29 conn=wye kv=13.8 kva=12000 %r=0

new transformer.TR_FAMILIA phases=3 winding=2 XHL=8.24
more wdg=1 bus=B31 conn=delta kv=69 kva=12500 %r=0
more wdg=2 bus=B32 conn=wye kv=13.8 kva=12500 %r=0

new transformer.TR_LASSO phases=3 winding=2 XHL=7.13
more wdg=1 bus=B33 conn=delta kv=69 kva=20000 %r=0
more wdg=2 bus=B34 conn=wye kv=13.8 kva=20000 %r=0

new transformer.TR_SIGCHOS phases=3 winding=2 XHL=6.87
more wdg=1 bus=B35 conn=delta kv=69 kva=5000 %r=0
more wdg=2 bus=B36 conn=wye kv=13.8 kva=5000 %r=0

```

Cargas:

```

//se define las cargas

new load.ACOSA bus1=B34 phases=3 kv=13.8 kw=2425 pf=0.9485
more model=1

new load.AREOPUERTO bus1=B20 phases=3 kv=13.8 kw=160 pf=0.9994996
more model=1

new load.LATACUNGA_NORTE_ALASQUEZ bus1=B20 phases=3 kv=13.8 kw=1168 pf=0.9733346
more model=1

new load.APAHUA bus1=B14 phases=3 kv=13.8 kw=1224 pf=0.9876794
more model=1

new load.BRIGADA_PATRIA bus1=B12 phases=3 kv=13.8 kw=1800 pf=0.9718501
more model=1

new load.REHABILITACION bus1=B17 phases=3 kv=13.8 kw=859 pf=0.95
more model=1

new load.CENTRO_SUR bus1=B21 phases=3 kv=13.8 kw=817 pf=0.9902
more model=1

new load.FAIRIS bus1=B4 phases=3 kv=13.8 kw=601 pf=0.9305
more model=1

new load.HOLCIM bus1=B10 phases=3 kv=4.16 kw=4500 pf=0.9486833
more model=1

new load.CHASQUI_SANAGUSTIN bus1=B34 phases=3 kv=13.8 kw=540 pf=0.9846
more model=1

new load.NIAGARA bus1=B12 phases=3 kv=13.8 kw=1139 pf=0.9601719
more model=1

new load.FAMILIA_SANCELA bus1=B32 phases=3 kv=13.8 kw=5470 pf=0.95
more model=1

```



```

new load.INDUSTRIAL_SUR bus1=B21 phases=3 kv=13.8 kw=2092 pf=0.9555
more model=1

new load.MULALO_JOSE_GUANGO bus1=B29 phases=3 kv=13.8 kw=753 pf=0.9781
more model=1

new load.LAS_MANZANAS bus1=B36 phases=3 kv=13.8 kw=401 pf=0.9991
more model=1

new load.LASSO_CENTROSUR bus1=B34 phases=3 kv=13.8 kw=467 pf=0.9471
more model=1

new load.LATACUNGA_SUBTERRANEA bus1=B20 phases=3 kv=13.8 kw=1466 pf=0.9798906
more model=1

new load.ORIENTAL bus1=B21 phases=3 kv=13.8 kw=660 pf=0.9833
more model=1

new load.PASTOCALLE bus1=B34 phases=3 kv=13.8 kw=1042 pf=0.9667
more model=1

new load.PUJILI_CENTRO bus1=B14 phases=3 kv=13.8 kw=882 pf=0.9824407
more model=1

new load.SALCEDO_CENTRO bus1=B7 phases=3 kv=13.8 kw=915 pf=0.9815537
more model=1

new load.SALCEDO_NORTE bus1=B7 phases=3 kv=13.8 kw=1624 pf=0.9566513
more model=1

new load.SALCEDO_OCCIDENTAL bus1=B7 phases=3 kv=13.8 kw=442 pf=0.9938343
more model=1

new load.SALCEDO_SUR bus1=B7 phases=3 kv=13.8 kw=1545 pf=0.9909959
more model=1

new load.SANTA_ROSA bus1=B12 phases=3 kv=13.8 kw=1450 pf=0.9701425
more model=1

new load.SAQUISILI_GUAYTACAMA bus1=B29 phases=3 kv=13.8 kw=1396 pf=0.9710
more model=1

new load.SECTOR_ORIENTE bus1=B29 phases=3 kv=13.8 kw=2541 pf=0.9649
more model=1

new load.SIGCHOS_CENTRO bus1=B36 phases=3 kv=13.8 kw=52 pf=0.9982
more model=1

new load.MALL_MALTERIA bus1=B12 phases=3 kv=13.8 kw=299 pf=0.98
more model=1

new load.LATACUNGA_SUR bus1=B21 phases=3 kv=13.8 kw=994 pf=0.9776
more model=1

new load.TANICUCHI_RIOBLANCO bus1=B34 phases=3 kv=13.8 kw=620 pf=0.9869
more model=1

new load.YUGSILOMA bus1=B20 phases=3 kv=13.8 kw=290 pf=0.983794
more model=1

```

Modo de solución:

```

// modo de solución

Set voltagebases=[69 13.8 23 4.16 2.4 0.38]
Calc voltagebases

```

```

solve maxcontrol=100

set controlmode=time
set mode=daily
set stepsize=1h
set number=24

solve
Show powers kva
Show voltage LL Nodes

```

Código de programación con la incorporación de GD.

```

//CENTRAL FV SALCEDO

// P-T Curva potencia maxima pico pico vs temperatura
//New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// eficiencia de la curva por unidad de entrada del inversor potencia vs eficiencia
//New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.88 0.93 0.96 0.97]

// curva de irradiancia en un intervalo de 24 horas en kw/m2
//New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0.009 0.188 0.374 0.507 0.600 0.611 0.603 0.580 0.518 0.412
0.264 0.083 0 0 0 0 0]

// curva de temperatura durante las 24 horas del dia en grados centigrados
//New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[11.4 10.8 10.2 9.8 9.4 9.2 9.5 11.4 13.1 14.6 16.0 16.9 17.6 18.1 18.2 18.1
17.5 16.5 15.4 14.7 14.0 13.3 12.6 11.9]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo B7.
New PVSystem.SALCEDO phases=3 bus1=FVSALCEDO kv=0.38 kva=1000 irrad=0.603 Pmpp=1000 temperature=17.6 PF=0.95
//%cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

//CENTRAL FV LA_COCHA

// P-T Curva potencia maxima pico pico vs temperatura
//New XYCurve.MyPvsT1 npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// eficiencia de la curva por unidad de entrada del inversor potencia vs eficiencia
//New XYCurve.MyEff1 npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.88 0.93 0.96 0.97]

// curva de irradiancia en un intervalo de 24 horas en kw/m2
//New Loadshape.MyIrrad1 npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0.008 0.170 0.331 0.454 0.527 0.544 0.544 0.523 0.477 0.376
0.239 0.076 0 0 0 0 0]

// curva de temperatura durante las 24 horas del dia en grados centigrados
//New Tshape.MyTemp1 npts=24 interval=1 temp=[11.1 10.5 9.9 9.5 9.2 8.9 9.3 11.2 12.9 14.4 15.7 16.7 17.4 17.9 18.1
17.9 17.3 16.3 15.2 14.5 13.8 13.1 12.4 11.7]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo B20.
New PVSystem.LA_COCHA phases=3 bus1=FVCOCHA kv=0.38 kva=900 irrad=0.544 Pmpp=900 temperature=17.4 PF=0.95
//%cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff1 P-TCurve=MyPvsT1 Daily=MyIrrad1 TDaily=MyTemp1

//CENTRAL FV PUJILI

// P-T Curva potencia maxima pico pico vs temperatura
//New XYCurve.MyPvsT1 npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// eficiencia de la curva por unidad de entrada del inversor potencia vs eficiencia
//New XYCurve.MyEff1 npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.88 0.93 0.96 0.97]

// curva de irradiancia en un intervalo de 24 horas en kw/m2
//New Loadshape.MyIrrad1 npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0.008 0.188 0.366 0.498 0.579 0.600 0.596 0.567 0.511 0.402
0.260 0.084 0 0 0 0 0]

// curva de temperatura durante las 24 horas del dia en grados centigrados

```

```

//New Tshape.MyTemp1 npts=24 interval=1 temp=[11.1 10.5 9.9 9.5 9.1 8.9 9.2 11.2 12.9 14.4 15.7 16.7 17.3 17.7 17.9
17.7 17.2 16.2 15.2 14.5 13.8 13.1 12.4 11.7]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo B14.
New PVSystem.PUJILI phases=3 bus1=FVPUJILI kv=0.38 kva=1000 irrad=0.596 Pmpp=1000 temperature=17.3 PF=0.95
%%cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff1 P-TCurve=MyPvsT1 Daily=MyIrrad1 TDaily=MyTemp1

//CENTRAL FV LASSO

// P-T Curva potencia maxima pico pico vs temperatura
//New XYCurve.MyPvsT1 npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// eficiencia de la curva por unidad de entrada del inverter potencia vs eficiencia
//New XYCurve.MyEff1 npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.88 0.93 0.96 0.97]

// curva de irradiancia en un intervalo de 24 horas en kw/m2
//New Loadshape.MyIrrad1 npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0.009 0.194 0.372 0.509 0.590 0.598 0.598 0.568 0.516 0.415
0.265 0.087 0 0 0 0 0]

// curva de temperatura durante las 24 horas del dia en grados centigrados
//New Tshape.MyTemp1 npts=24 interval=1 temp=[10.3 9.7 9.1 8.7 8.4 8.2 8.5 10.4 12.2 13.6 14.9 15.8 16.5 16.9 17.1
16.9 16.3 15.4 14.3 13.6 12.9 12.2 11.5 10.8]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo B34.
New PVSystem.LASSO phases=3 bus1=FVLASSO kv=0.38 kva=1000 irrad=0.598 Pmpp=1000 temperature=16.5 PF=0.95
%%cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff1 P-TCurve=MyPvsT1 Daily=MyIrrad1 TDaily=MyTemp1

//CENTRAL FV SIGCHOS

// P-T Curva potencia maxima pico pico vs temperatura
//New XYCurve.MyPvsT1 npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// eficiencia de la curva por unidad de entrada del inverter potencia vs eficiencia
//New XYCurve.MyEff1 npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.88 0.93 0.96 0.97]

// curva de irradiancia en un intervalo de 24 horas en kw/m2
//New Loadshape.MyIrrad1 npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0.008 0.176 0.347 0.470 0.546 0.554 0.553 0.528 0.477 0.380
0.244 0.083 0 0 0 0 0]

// curva de temperatura durante las 24 horas del dia en grados centigrados
//New Tshape.MyTemp1 npts=24 interval=1 temp=[11.3 10.6 10.0 9.7 9.3 9.1 9.4 11.3 13.0 14.5 15.9 16.8 17.4 17.8 17.9
17.8 17.2 16.3 15.2 14.5 13.9 13.2 12.5 11.8]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo B36.
New PVSystem.SIGCHOS phases=3 bus1=FVSIGCHOS kv=0.38 kva=1000 irrad=0.553 Pmpp=1000 temperature=17.4 PF=0.95
%%cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff1 P-TCurve=MyPvsT1 Daily=MyIrrad1 TDaily=MyTemp1

//CENTRAL FV MULALO

// P-T Curva potencia maxima pico pico vs temperatura
//New XYCurve.MyPvsT1 npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// eficiencia de la curva por unidad de entrada del inverter potencia vs eficiencia
//New XYCurve.MyEff1 npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.88 0.93 0.96 0.97]

// curva de irradiancia en un intervalo de 24 horas en kw/m2
//New Loadshape.MyIrrad1 npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0.009 0.194 0.372 0.503 0.595 0.597 0.597 0.569 0.516 0.410
0.264 0.086 0 0 0 0 0]

// curva de temperatura durante las 24 horas del dia en grados centigrados
//New Tshape.MyTemp1 npts=24 interval=1 temp=[11.2 10.5 9.9 9.6 9.2 9.0 9.3 11.2 12.9 14.5 15.8 16.7 17.4 17.8 18.0
17.8 17.2 16.3 15.2 14.5 13.8 13.1 12.4 11.7]

// Definición del panel solar (PV) y conexión al nodo B29.
New PVSystem.MULALO phases=3 bus1=FVMULALO kv=0.38 kva=1000 irrad=0.597 Pmpp=1000 temperature=17.4 PF=0.95
%%cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff1 P-TCurve=MyPvsT1 Daily=MyIrrad1 TDaily=MyTemp1

```

Transformadores fotovoltaicos:

```
// TRANSFORMADORES ELEVADORES FOTOVOLTAICOS

new transformer.TR_SOLAR_SALCEDO phases=3 winding=2 XHL=6
more wdg=1 bus=FVSALCEDO conn=delta kv=0.38 kva=2500 %r=0
more wdg=2 bus=B7 conn=wye kv=13.8 kva=2500 %r=0

new transformer.TR_SOLAR_LACOCKA phases=3 winding=2 XHL=6
more wdg=1 bus=FVCOCHA conn=delta kv=0.38 kva=2500 %r=0
more wdg=2 bus=B20 conn=wye kv=13.8 kva=2500 %r=0

new transformer.TR_SOLAR_PUJILI phases=3 winding=2 XHL=6
more wdg=1 bus=FVPUJILI conn=delta kv=0.38 kva=2500 %r=0
more wdg=2 bus=B14 conn=wye kv=13.8 kva=2500 %r=0

new transformer.TR_SOLAR_LASSO phases=3 winding=2 XHL=6
more wdg=1 bus=FVLASSO conn=delta kv=0.38 kva=2500 %r=0
more wdg=2 bus=B34 conn=wye kv=13.8 kva=2500 %r=0

new transformer.TR_SOLAR_SIGCHOS phases=3 winding=2 XHL=6
more wdg=1 bus=FVSIGCHOS conn=delta kv=0.38 kva=2500 %r=0
more wdg=2 bus=B36 conn=wye kv=13.8 kva=2500 %r=0

new transformer.TR_SOLAR_MULALO phases=3 winding=2 XHL=6
more wdg=1 bus=FVMULALO conn=delta kv=0.38 kva=2500 %r=0
more wdg=2 bus=B29 conn=wye kv=13.8 kva=2500 %r=0
```

Modo de Solución:

```
// modo de solucion

Set voltagebases=[69 13.8 23 4.16 2.4 0.38]
Calc voltagebases

//New monitor.solar element=PVSystem.SALCEDO terminal=1 mode=3 ppolar=no
//new monitor.m1SALCEDO PVSystem.SALCEDO 1 mode=1 ppolar=no
//new monitor.m2SALCEDO PVSystem.SALCEDO 1
//new monitor.mvarsSALCEDO PVSystem.SALCEDO 1 mode=3

//new monitor.m1LA_COCHA PVSystem.LA_COCHA 1 mode=1 ppolar=no
//new monitor.m2LA_COCHA PVSystem.LA_COCHA 1
//new monitor.mvarsLA_COCHA PVSystem.LA_COCHA 1 mode=3

//new monitor.m1PUJILI PVSystem.PUJILI 1 mode=1 ppolar=no
//new monitor.m2PUJILI PVSystem.PUJILI 1
//new monitor.mvarsPUJILI PVSystem.PUJILI 1 mode=3

//new monitor.m1LASSO PVSystem.LASSO 1 mode=1 ppolar=no
//new monitor.m2LASSO PVSystem.LASSO 1
//new monitor.mvarsLASSO PVSystem.LASSO 1 mode=3

//new monitor.m1SIGCHOS PVSystem.SIGCHOS 1 mode=1 ppolar=no
//new monitor.m2SIGCHOS PVSystem.SIGCHOS 1
//new monitor.mvarsSIGCHOS PVSystem.SIGCHOS 1 mode=3
```

```
//new monitor.m1MULALO PVSystem.MULALO 1 mode=1 ppolar=no
//new monitor.m2MULALO PVSystem.MULALO 1
//new monitor.mvarsMULALO PVSystem.MULALO 1 mode=3
```

```
solve maxcontrol=100
```

```
set controlmode=time
set mode=daily
set stepsize=1h
set number=24
```

```
solve
Show powers kva
Show voltage LL Nodes
```

```
//Export pvsystem /m
//show mon m1SALCEDO
//show mon m1SALCEDO
//show mon m2SALCEDO
//show mon mvarsSALCEDO
```

```
//Export monitors m1SALCEDO
//Plot monitor object = m1SALCEDO channels=(1 )
//Export monitors m2SALCEDO
//Plot monitor object = m2SALCEDO channels=(1 )
//Export monitors m2SALCEDO
//Plot monitor object = m2SALCEDO channels=(9 )
```

```
//Export pvsystem /m
//show mon m1LA_COCHA
//show mon m1LA_COCHA
//show mon m2LA_COCHA
//show mon mvarsLA_COCHA
```

```
//Export monitors m1LA_COCHA
//Plot monitor object = m1LA_COCHA channels=(1 )
//Export monitors m2LA_COCHA
//Plot monitor object = m2LA_COCHA channels=(1 )
//Export monitors m2LA_COCHA
//Plot monitor object = m2LA_COCHA channels=(9 )
```

```
//Export pvsystem /m
//show mon m1PUJILI
//show mon m1PUJILI
//show mon m2PUJILI
//show mon mvarsPUJILI
```

```
//Export monitors m1PUJILI
//Plot monitor object = m1PUJILI channels=(1 )
//Export monitors m2PUJILI
//Plot monitor object = m2PUJILI channels=(1 )
//Export monitors m2PUJILI
//Plot monitor object = m2PUJILI channels=(9 )
```

```
//Export pvsystem /m
//show mon m1LASSO
//show mon m1LASSO
//show mon m2LASSO
//show mon mvarsLASSO
```

```
//Export monitors m1LASSO
//Plot monitor object = m1LASSO channels=(1 )
//Export monitors m2LASSO
//Plot monitor object = m2LASSO channels=(1 )
//Export monitors m2LASSO
//Plot monitor object = m2LASSO channels=(9 )
```

```
//Export pvsystem /m
```

```
//show mon m1SIGCHOS
//show mon m1SIGCHOS
//show mon m2SIGCHOS
//show mon mvarsSIGCHOS

//Export monitors m1SIGCHOS
//Plot monitor object = m1SIGCHOS channels=(1 )
//Export monitors m2SIGCHOS
//Plot monitor object = m2SIGCHOS channels=(1 )
//Export monitors m2SIGCHOS
//Plot monitor object = m2SIGCHOS channels=(9 )

//Export pvsystem /m
//show mon m1MULALO
//show mon m1MULALO
//show mon m2MULALO
//show mon mvarsMULALO

//Export monitors m1MULALO
//Plot monitor object = m1MULALO channels=(1 )
//Export monitors m2MULALO
//Plot monitor object = m2MULALO channels=(1 )
//Export monitors m2MULALO
//Plot monitor object = m2MULALO channels=(9 )
```