

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE CUENCA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

*Trabajo de titulación previo  
a la obtención del título  
de Ingeniero Eléctrico*

**PROYECTO TÉCNICO CON ENFOQUE GENERAL:  
“IMPACTO EN EL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL EN LA  
CIUDAD DE MACHALA DEBIDO A LA INCORPORACIÓN DE  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS”**

**AUTOR:**

BYRON MAURICIO MARÍN TORO

**TUTOR:**

ING. JHONNY XAVIER SERRANO GUERRERO Ph.D.

CUENCA - ECUADOR

2021

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Byron Mauricio Marín Toro con documento de identificación N° 0705038776, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación: **“IMPACTO EN EL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL EN LA CIUDAD DE MACHALA DEBIDO A LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”**, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: *Ingeniero Eléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, noviembre de 2021.



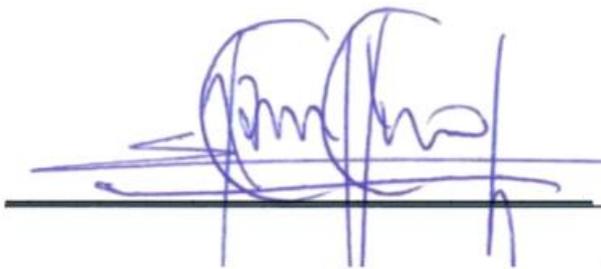
Byron Mauricio Marín Toro

C.I. 0705038776

## CERTIFICACIÓN

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **“IMPACTO EN EL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL EN LA CIUDAD DE MACHALA DEBIDO A LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”**, realizado por Byron Mauricio Marín Toro, obteniendo el *Proyecto Técnico con enfoque general* que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, noviembre de 2021.

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and vertical strokes, is written over a solid black horizontal line.

Ing. Jhonny Xavier Serrano Guerrero Ph.D.

C.I. 0104983382

## DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Yo, Byron Mauricio Marín Toro con documento de identificación N° 0705038776, autor del trabajo de titulación: **“IMPACTO EN EL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL EN LA CIUDAD DE MACHALA DEBIDO A LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”**, certifico que el total contenido del *Proyecto Técnico con enfoque general*, es de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, noviembre de 2021.



Byron Mauricio Marín Toro

C.I. 0705038776

## **AGRADECIMIENTO**

*Agradezco primero a Dios por ser mi guía y acompañarme en el transcurso de mi vida, brindándome sabiduría para culminar con éxito mis metas propuestas.*

*Gracias a mis padres Marcelo y Maya, por todo su apoyo en mi trayecto Universitario ellos son los principales promotores de mis sueños, por confiar y creer en mis expectativas, por los consejos, valores y principios que me han inculcado.*

*Finalmente quiero expresar mi sincero agradecimiento al Ph.D Xavier Serrano Guerrero, principal colaborador durante todo este proceso, quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo.*

***Byron Mauricio Marín Toro***

## DEDICATORIA

*Este proyecto es dedicado a mis padres Marcelo y Maya, que por su amor, trabajo y buen ejemplo me han guiado a nunca rendirme en mis objetivos. Dedico también a Pauleth que todo este tiempo me ha brindado su cariño y apoyo incondicional.*

*A mis hermanos Jonathan, Cristhian y Samantha por su apoyo incondicional, durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento, gracias. A toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.*

***Byron Mauricio Marín Toro***

# ÍNDICE GENERAL

Agradecimiento .....	v
Dedicatoria.....	vi
Glosario .....	xi
Resumen.....	xii
ABSTRACT .....	xiii
Introducción .....	1
Antecedentes del problema de estudio.....	2
Justificación .....	3
Grupo Objetivo (Beneficiarios).....	3
Objetivos .....	3
Objetivo General:.....	3
Objetivos Específicos: .....	3
Capítulo 1: Fundamentación Teórica.....	4
1.1.    GENERACIÓN DE ENERGÍA DISTRIBUIDA.....	4
1.2.    VENTAJAS TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	4
1.3.    BARRERAS TÉCNICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	6
1.4.    IMPACTOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN .....	7
1.5.    LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR .....	8
1.6.    REGULACIÓN ARCERNNR-001/2021 .....	8
1.6.1.    Balance de Energía .....	9
1.7.    CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO DIARIO ELÉCTRICO .....	9
1.8.    CYMDIST .....	11
1.9.    ENERGÍA SOLAR.....	11
1.10.    RADIACIÓN SOLAR .....	11
1.10.1.    Hora Solar Pico .....	13
1.11.    TEMPERATURA REGISTRADA EN MACHALA .....	13
1.12.    ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	14
1.13.    SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	15
1.13.1.    ORIENTACIÓN DE LOS PANELES SOLARES .....	15
1.13.2.    ÁNGULO DE ELEVACIÓN.....	15
1.13.3.    Ángulo Acimut.....	16
1.14.    COMPONENTES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO .....	16
1.14.1.    Célula Solar.....	16
1.14.2.    Módulos fotovoltaicos.....	17
1.14.3.    Inversor .....	18
Capítulo 2: Marco Metodológico .....	19
2.1.    INFORMACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL .....	19
2.1.1.    Demanda máxima del alimentador Ciudad del Sol .....	19
2.1.2.    CURVA DE CARGA DIARIO DEL ALIMENTADOR .....	19
2.1.3.    Medición en Cabecera del Alimentador.....	20
2.2.    IRRADIACIÓN SOLAR EN LA CIUDAD DE MACHALA .....	21

2.3.	CLIENTES DEL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL.....	23
2.4.	DISEÑO DEL SISTEMA MODULAR FOTOVOLTAICO .....	24
<b>Capítulo 3: Implementación y Análisis de Resultados .....</b>		<b>28</b>
3.1.	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE ACUERDO CON EL CONSUMO MENSUAL DEL USUARIO .....	28
3.2.	SIMULACIÓN EN CYMDIST DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN EL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL .....	30
3.2.1.	Simulaciones en CYMDIST de los Sistemas Fotovoltaicos de acuerdo a la demanda del usuario .....	33
3.3.	PERFIL DE CARGA EN EL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL .....	39
3.4.	PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL .....	41
3.5.	VOLTAJE EN UN PUNTO DADO EN EL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL .....	43
<b>Capítulo 4: Conclusiones y Recomendaciones .....</b>		<b>45</b>
4.1.	CONCLUSIONES .....	45
4.2.	RECOMENDACIONES.....	46
<b>Referencias Bibliográficas .....</b>		<b>47</b>
<b>Apéndices .....</b>		<b>50</b>
	APÉNDICE A: PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR.....	50
	APÉNDICE B: MEDICIONES DE VOLTAJE .....	51
	APÉNDICE C: FACTOR DE POTENCIA EN EL ALIMENTADOR .....	52
	APÉNDICE D: DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	53

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Configuración general genérica de un sistema de energía eléctrica [7].....	6
Ilustración 2. SEP con Generación Distribuida [7]. .....	7
Ilustración 3. Patrón de consumo eléctrico en días de trabajo [13]. .....	10
Ilustración 4. Los componentes de radiación solar resultantes de interacciones con la atmósfera y la superficie de la Tierra proporcionan irradiancia a un colector de placa plana [16].....	12
Ilustración 5. Precipitación (barras), temperatura media (línea sólida), temperatura máxima y mínima (líneas discontinuas) de Machala, El Oro (1995-2010) [18]. .....	13
Ilustración 6. Banda de valencia, brecha de banda (GAP) y la banda de conducción: aislador, director y semiconductor [19].....	14
Ilustración 7. Sistema típico de energía solar fotovoltaica [19]. .....	15
Ilustración 8. Posición solar vista desde un punto P en la superficie de la Tierra en un sistema de coordenadas local [21]. .....	16
Ilustración 9. Estructura de una Célula Fotovoltaica [22]. .....	17
Ilustración 10. Curva Promedio de Carga Diaria Típica. Fuente: CNEL. ....	20
Ilustración 11. Radiación Solar en el Cantón Machala, 1983 – 2005. Fuente: NASA. ....	21
Ilustración 12. Radiación Solar en el Cantón de Machala. Fuente: SOLCAST, Mapa Solar del Ecuador. ....	22
Ilustración 13. Alimentador Ciudad del Sol. ....	30
Ilustración 14. Propiedades de la Red del alimentador Ciudad del Sol. ....	31
Ilustración 15. Alimentador ALIM-07MA040T15. ....	31
Ilustración 16. Valores de la Red del alimentador Balanceados. ....	32
Ilustración 17. Configuración del panel fotovoltaico. ....	32
Ilustración 18. Consumo mensual de un cliente con una demanda de 162.0 kWh.....	33
Ilustración 19. Configuración de un sistema fotovoltaico de 1.5 kW.....	33
Ilustración 20. Consumo mensual de un cliente con una demanda de 358.0 kWh.....	34
Ilustración 21. Configuración de un sistema fotovoltaico de 3.0 kW.....	35
Ilustración 22. Consumo mensual de un cliente con una demanda de 575.0 kWh.....	36
Ilustración 23. Configuración de un sistema fotovoltaico de 5.0 kW.....	36
Ilustración 24. Consumo mensual de un cliente con una demanda de 937.0 kWh.....	37
Ilustración 25. Configuración de un sistema fotovoltaico de 7.6 kW.....	38
Ilustración 26. Generación Fotovoltaica en los puntos de la red del alimentador. ....	39
Ilustración 27. Curva de Carga Diaria del Alimentador Ciudad del Sol. ....	41
Ilustración 28. Pérdidas del Conductor .....	50
Ilustración 29. Pérdidas del Transformador .....	50
Ilustración 30. Pérdidas Totales .....	51
Ilustración 31. Mediciones de Voltaje con Generación Fotovoltaica. ....	51
Ilustración 32. Mediciones de Voltaje sin Generación Fotovoltaica. ....	52
Ilustración 33. Factor de Potencia en el Alimentador. ....	52

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Demandas Máximas del Alimentador Ciudad del Sol. Fuente: CNEL. ....	19
Tabla 2. Curva Promedio de Carga Diaria Típica. Fuente: CNEL. ....	19
Tabla 3. Medición en Cabecera del Alimentador. Fuente: CNEL. ....	20
Tabla 4. Irradiación solar histórica 1983-2005 del cantón Machala. Fuente: NASA. ....	21
Tabla 5. Contrastación de la radiación solar mensual del Cantón Machala, Año 2019. Fuente: SOLCAST, Mapa solar del Ecuador. ....	22
Tabla 6. Número de clientes por rangos de consumo energético mensual. ....	23
Tabla 7. Datos Técnicos del Panel FV. Fuente: Powest. ....	25
Tabla 8. Datos Técnicos del Inversor Fronius GALVO 1.5 – 1. Fuente: FRONIUS PRIMO. ....	25
Tabla 9. Datos Técnicos del Inversor Fronius PRIMO 3.0 – 1. Fuente: FRONIUS PRIMO. ....	26
Tabla 10. Datos Técnicos del Inversor Fronius PRIMO 5.0 – 1. Fuente: FRONIUS PRIMO. ....	26
Tabla 11. Datos Técnicos del Inversor Fronius PRIMO 7.6 – 1. Fuente: FRONIUS PRIMO. ....	27
Tabla 12. Número de paneles de acuerdo con el consumo mensual del usuario. ....	30
Tabla 13. Precio estimado del Sistema Solar Fotovoltaico de 1.5 kW ....	34
Tabla 14. Precio estimado del Sistema Solar Fotovoltaico de 3 kW ....	35
Tabla 15. Precio estimado del Sistema Solar Fotovoltaico de 5 kW ....	37
Tabla 16. Precio estimado del Sistema Solar Fotovoltaico de 7.6 kW ....	38
Tabla 17. Perfil de Carga del Alimentador sin Generación Fotovoltaica. ....	39
Tabla 18. Perfil de Carga del Alimentador con Generación Fotovoltaica. ....	40
Tabla 19. Pérdidas sin Generación Fotovoltaica. ....	41
Tabla 20. Pérdidas Con Generación Fotovoltaica. ....	42
Tabla 21. Voltaje sin Generación Fotovoltaica. ....	43
Tabla 22. Voltaje con Generación Fotovoltaica. ....	43

# **GLOSARIO**

**FV:** Fotovoltaico

**SFV:** Sistema Fotovoltaico

**DC:** Direct Current (Corriente Continua)

**AC:** Alternating Current (Corriente Alterna)

**GD:** Generación Distribuida

**HSP:** Hora Solar Pico

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se muestra el impacto que tendrá un alimentador con la incorporación de energía distribuida por medio de energía fotovoltaica, el cual se propone un modelado para los distintos consumidores. Para consumidores mayores a 150 kWh, mayores a 300 kWh, mayores a 500 kWh y mayores a 760 kWh.

En el primer capítulo se muestra un estudio de marco teórico sobre las principales definiciones de: sistemas fotovoltaicos, generación distribuida, regulación ARCERNNR-001/2021, entre otros.

En el segundo capítulo se investiga la información de la red de distribución del Alimentador Ciudad del Sol. Además de los datos de irradiación solar en la ciudad de Machala, los mismos que servirán para el dimensionamiento de los distintos sistemas fotovoltaicos.

En el tercer capítulo, con ayuda del software CYMDIST se analizan la factibilidad de los sistemas fotovoltaicos conectados al Alimentador Ciudad del Sol. Se analizan las pérdidas de líneas, transformadores y los voltajes sin y con la incorporación de energía fotovoltaica.

En el cuarto y último capítulo, se detalla las conclusiones del trabajo, las recomendaciones y trabajos a futuro recomendados a analizar.

# **ABSTRACT**

The present work shows the impact that a feeder will have with the incorporation of distributed energy through photovoltaic energy, which is proposed for modeling for different consumers. For consumers greater than 150 kWh, greater than 300 kWh, greater than 500 kWh and greater than 760 kWh.

The first chapter shows a theoretical framework study on the main definitions of: photovoltaic systems, distributed generation, ARCERNNR-001/2021 regulation, among others.

In the second chapter, the information on the distribution network of the Ciudad del Sol Feeder is investigated. In addition to the solar irradiation data in the city of Machala, which will be used for the sizing of the different photovoltaic systems.

In the third chapter, with the help of the CYMDIST software, the feasibility of photovoltaic systems connected to the Ciudad del Sol Feeder is analyzed. Losses of lines, transformers and voltages without and with the incorporation of photovoltaic energy are analyzed.

In the fourth and last chapter, the conclusions of the work, the recommendations and future work recommended to be analyzed are detailed.

# INTRODUCCIÓN

La empresa eléctrica distribuidora CNEL EP consta de grandes consumidores y de grandes problemáticas al cumplir con las demandas energéticas de los mismos, por lo general los problemas conllevan: caídas de tensión, pérdidas técnicas en líneas y transformadores, calidad de energía deficiente, entre otros. Las nuevas tecnologías tienen alternativas ante estas problemáticas y una de ellas es la Generación Distribuida que es aquella generación que por medio de energías limpias y autosustentables muestran un panorama alentador al sistema eléctrico convencional.

El Alimentador Ciudad del Sol de la ciudad de Machala es una de las redes de media y baja tensión que mayor impacto tiene al sistema de CNEL EP, por ende, es necesario realizar un estudio de generación distribuida aplicado al mismo. Existen diferentes rangos de consumo en los clientes del Alimentador Ciudad del Sol, es por ello que se pretende dimensionar diferentes sistemas de generación fotovoltaica que suplan dichas demandas.

El presente estudio ayudara a CNEL EP a que incluya las nuevas tecnologías en sus potenciales clientes para que, por medio de incentivos, los clientes se animen a dar el paso hacia una energía limpia, renovable y autosustentable.

## **ANTECEDENTES DEL PROBLEMA DE ESTUDIO**

El calentamiento global y la contaminación cada día es mayor, por eso se está implementando sistemas fotovoltaicos en el mundo. Países como Alemania gozan de extensos parques solares en donde cuentan con maquinaria y tecnología en el campo energético. Sus bajos costos de producción de kilovatio hacen que también se implemente en otros países [1].

Por la ubicación, Ecuador tiene un promedio de seis horas de luz solar perpendicular cada día. Esto nos incentiva al uso de energía renovable que es favorable para el medio ambiente [2]. Esta tecnología cada vez va ganando espacio entre las personas, ya existe en viviendas, hoteles, edificios en donde se abastecen parcial o totalmente de este tipo de energía [3]. Existen muchas ventajas, la más importante es que se reduce el consumo de combustibles fósiles y es una fuente inagotable. Comparando con otros países, Ecuador se encuentra en la mejor zona para utilizar este sistema, ya que el país cuenta con zonas de hasta 10 horas de luz natural [2].

La radiación solar de la tierra es aprovechada por los paneles solares, los que son encargados de absorber toda esa energía para convertirla en electricidad [3]. Las instalaciones de los paneles solares comúnmente se realizan en el techo de las viviendas o en zonas abiertas y despejadas para que pueda captar la mayor cantidad de radiación solar [4].

Ecuador tiene como principal fuente de generación de electricidad las hidroeléctricas, las cuales dependen de un recurso que se está agotando como es el agua, actualmente dicho recurso es abundante en nuestra geografía, pero debido al cambio climático, este recurso al transcurrir los años va a ser escaso. Por esta razón se ha pensado en nuevas formas de aprovechamiento de los recursos renovables, por ejemplo, los usuarios que cuentan con sistemas fotovoltaicos, normalmente los usan para cubrir una demanda en específico, pero si la generación supera a la demanda, se da a lugar a un nuevo modelo económico, en el que el usuario puede vender el restante de energía a la empresa distribuidora [5].

El crecimiento de la demanda ocasiona que las redes de distribución operen a su capacidad máxima o muy cercana al límite de voltaje, de tal manera que se produce un incremento de pérdidas de potencia y energía en el sistema. Una de las metodologías planteadas para abastecer energía eléctrica de calidad, mejorar la regulación de voltaje y aumentar la confiabilidad del sistema, es la integración de sistemas de generación distribuida (GD), este nuevo tipo de tecnología de generación se caracteriza por ser de bajo costo y tener una alta eficiencia [6].

## **JUSTIFICACIÓN**

El resultado obtenido en esta investigación permitirá conocer a la empresa distribuidora de energía eléctrica los problemas de caídas de tensión, la calidad de energía y pérdidas técnicas que puede ocasionar el sistema de generación distribuida. Este proyecto también indica si tiene una sobrecarga el alimentador, por lo tanto, un sistema de generación distribuida puede ayudar a las redes eléctricas a ser más estables y entregar un mejor servicio. La implementación de sistemas solares fotovoltaicos nos permite generar energía limpia, renovable y autosustentable.

## **GRUPO OBJETIVO (BENEFICIARIOS)**

El Estudio Técnico para determinar la afectación de un Sistema de Generación Distribuida en el Alimentador Ciudad del Sol tiene como beneficiario a CNEL EP Unidad de Negocio El Oro, a los habitantes y principalmente a la Ciudad de Machala ya que podrán ser beneficiados por los resultados obtenidos con esta investigación.

## **OBJETIVOS**

- **OBJETIVO GENERAL:**

Analizar los parámetros eléctricos afectados en la red de distribución debido a la incorporación de generación distribuida por sistemas fotovoltaicos en el Alimentador Ciudad del Sol en la Ciudad de Machala.

- **OBJETIVOS ESPECÍFICOS:**

- Identificar la información de la red de distribución del alimentador Ciudad del Sol.
- Identificar y analizar datos acerca de la irradiación solar en la ciudad de Machala que permita el dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos.
- Diseñar y modelar un sistema modular fotovoltaico para las viviendas del alimentador Ciudad del Sol.
- Analizar los parámetros eléctricos afectados, tales como la calidad de energía, caídas de tensión y pérdidas técnicas debido a la incorporación de generación distribuida por sistemas fotovoltaicos conectados a la red del alimentador Ciudad del Sol en la Ciudad de Machala.

# **CAPÍTULO 1: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA**

## **1.1. Generación de Energía Distribuida**

Es un sistema descentralizado de generación de energía compuesto por generadores de energía de capacidades más pequeñas (en comparación con las centrales eléctricas centralizadas convencionales) directamente integrados dentro de la red de distribución, o situados cerca de los puntos de consumo de energía [7].

Al ser una nueva opción para reemplazar el sistema centralizado de generación de energía, a menudo implica tecnologías a pequeña escala para aprovechar energías renovables (fuentes de energía solares, eólicas, geotérmicas, biomasa, biogás e hidroeléctricas) al igual que fuentes de energía no renovables (combustibles fósiles), tales como calderas de biomasa, turbina eólicas, turbinas de combustión, células solares fotovoltaicas, sistemas térmicos solares, microturbinas, motor de combustión internas basados en biogás, bombas de calor geotérmica, motores diésel, motores alternativos y plantas de cogeneración a pequeña escala, así como mecanismo distribuido de almacenamiento de energía compuesto por baterías, volantes y unidades de almacenamiento híbridas [7].

Estos sistemas son utilizados como una red integradora para unidades domésticas, comerciales e industriales con capacidades de generación de calor y energía para lograr la autosuficiencia de los servicios públicos y el reparto del exceso de servicios públicos (es decir, electricidad y calor a través de la red eléctrica inteligente y la red de calefacción urbana. En el pasado en el crecimiento de la industria eléctrica, predominaba el desarrollo centralizado de la generación, en tanto que los sistemas de GD que se incorporaban principalmente a los niveles de transmisión y distribución eran como medidas de respaldo [7].

## **1.2. Ventajas técnicas de los sistemas de Generación Distribuida**

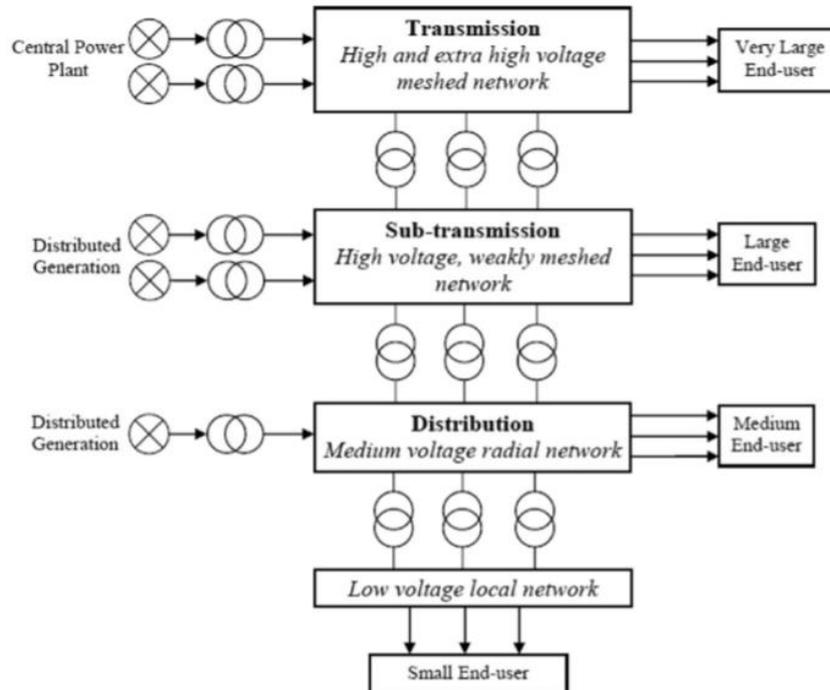
Existen muchas ventajas técnicas en la GD que permite una gestión energética más eficiente a través de la eliminación de picos energéticos, proporciona flexibilidad a los clientes para satisfacer sus demandas energéticas durante las horas pico de demanda con fuentes de generación de electricidad en el sitio con una programación adecuada para almacenamiento de energía. Esto crea una situación en la que todos se benefician, los clientes con la factura de electricidad y los servicios públicos con la reducción de la carga técnica. La integración de la GD en el sistema de energía eléctrica proporciona fuentes de alimentación complementarias necesarias, aumenta la confiabilidad general del sistema (para atender en caso de falla de los generadores principales) y elimina la necesidad de inversión adicional en plantas de reserva. Además, sus funciones en la

mejora de la eficiencia del sistema de energía eléctrica, la prestación de soporte de red auxiliar y el aumento de la calidad de la fuente de alimentación comprenden las siguientes [7]:

- Elevar la tensión del sistema de energía eléctrica y facilitar la transmisión de electricidad a zonas remotas.
- Permitir la utilización del calor residual mediante la operación combinada de refrigeración, calefacción y energía.
- Involucrar tecnologías cuyas operaciones sean automatizadas, inherentemente más seguras, libres de errores humanos y más fiables.
- Minimizar la pérdida de energía mediante el aplazamiento de la transmisión y distribución masivas y proporcionar rectificación del factor de potencia.
- Minimizar la frecuencia de un apagón y proporcionar fuentes de alimentación altamente fiables para aplicaciones críticas, con intervención de fuentes de combustible, fuentes de alimentación ininterrumpidas (UPS), así como motores diésel junto con sistemas de almacenamiento de energía.
- Estabilización de la frecuencia de caída en el sistema de energía eléctrica en caso de apagado no programado de la planta de energía y sobretensión de carga repentina [7].

La naturaleza modular de GD permite una instalación, construcción e implementación más rápidas y sencillas, una mayor sensibilidad para el seguimiento y ajuste de la variación de carga y un menor requisito de huella [7].

La intervención de la GD permite una coordinación más flexible de los servicios eléctricos y selección de recursos de energía renovable (dependiendo de la disponibilidad) para satisfacer las demandas de energía de los usuarios finales en diferentes niveles de calidad. Esto sirve como amortiguador contra la crisis de escasez de combustible convencional [7].



**Ilustración 1.** Configuración general genérica de un sistema de energía eléctrica [7].

### 1.3. Barreras técnicas para la implementación de un sistema de Generación Distribuida

La incorporación de GD en la energía eléctrica provoca un aumento de la infiltración de la corriente de falla, un mayor riesgo de fallo del sistema de protección (es decir, en el disyuntor) y una menor sensibilidad del sistema de relés para la detección de fallas. Además, puede causar un aumento excesivo de la tensión de la línea de distribución y requerir costosos pasos de corrección del perfil de voltaje, mientras que la intermitencia de algunas tecnologías de GD (Solar y Eólica) podría conducir a fluctuaciones de energía indeseables en los puntos de consumo. Además, la integración de la GD conduciría a un flujo de potencia bidireccional y requeriría modificaciones en las prácticas de regulación de energía y coordinación de dispositivos de protección. Aparte de eso, algunas tecnologías de GD pueden disminuir la capacidad del sistema de energía eléctrica para proporcionar reserva de energía instantánea para satisfacer la fluctuación de la carga de la demanda. Esto podría deberse a la incertidumbre en la disponibilidad de fuentes de energía para las generaciones eólicas y solares, y a la variabilidad operativa de la operación combinada mediante la cual se produce un desacoplamiento entre las demandas de calor y electricidad. Por último, existen riesgos técnicos para la inversión de un sistema de GD, especialmente para aquellos que carecen de madurez tecnológica y disponibilidad comercial, por ejemplo: fuentes de combustible, tecnologías de hidrógeno y los sistemas de almacenamiento de aire comprimido [7].



**Ilustración 2.** SEP con Generación Distribuida [7].

#### **1.4. Impactos a la red de distribución**

Como se ha mencionado anteriormente, la integración de la GD en el sistema eléctrico ha proliferado notablemente resultando en problemas ocasionados por la instalación no planificada de estos sistemas en redes de distribución. Las redes de distribución tienen problemas inherentes como la caída de tensión, las pérdidas de potencia, los niveles de corriente de fallo asociados a los cortocircuitos y los problemas derivados del flujo de potencia bidireccional, en contraste con el flujo unidireccional del sistema eléctrico tradicional de mayor a menor tensión [8].

Es una característica común que un sistema de generación distribuida se encuentre generalmente en redes que presentan niveles de carga bajos. Con el aumento de la capacidad instalada de GD configurada a un ritmo mayor que el crecimiento de la carga, los servicios públicos de distribución deben ser muy cautelosas a la hora de seleccionar la configuración adecuada de red. Cuestiones como las variaciones de voltaje, las pérdidas, la estabilidad y la gestión reactiva de energía deben ser una preocupación, teniendo en cuenta que en la mayoría de los casos el escenario óptimo para cada uno de estos factores no se puede lograr simultáneamente [9].

Existe una relación entre el número de maniobras cuando se utiliza un cambiador de tap y los sistemas de media tensión de GD. Cuanto mayor sea el nivel de voltaje de la GD, mayor será el número de maniobras del cambiador de taps. El aumento de las maniobras del cambiador de tap requerirá más mantenimiento, en particular la sustitución de aceite en la cámara de conmutación y la revisión de contactos, así como una reducción de su vida útil. En cuanto a los sistemas de protección, un sistema de protección apoyado por enlaces de comunicación permitiría el uso de sistemas de tele protección en las funciones de protección a distancia existentes, contribuyendo a

la fiabilidad del sistema de protección, más allá del hecho de que reduciría los tiempos de compensación de fallos [9].

### **1.5. La Generación Distribuida en el Ecuador**

La generación descentralizada asume hoy un papel muy importante en la estabilidad de la energía eléctrica, especialmente en las zonas rurales donde la energía eléctrica suministrada por grandes centrales eléctricas, se entrega a puntos de consumo con una mala calidad de la energía esto debido a la distancia que se encuentra, desde la generación hasta el consumidor final, la implementación de la GD está directamente relacionada con el aumento de la calidad de la energía eléctrica, así como proporcionar flexibilidad al sistema de distribución. El despliegue de la generación distribuida en redes de distribución de electricidad puede potencialmente aumentar su fiabilidad y reducir el costo de la energía, mediante la instalación de fuentes de energía más cercanas a la demanda o puntos de consumo [10].

Se estima que la instalación de generación distribuida conduce a beneficios al reducir los costos en pérdidas de transmisión y distribución en el orden del 5 al 10% de todos los kWh generados, y también hay costos evitados en la expansión o repotenciación de los sistemas de transmisión y distribución, reducción de costos para el mantenimiento de la infraestructura, mayor confiabilidad para los consumidores cercanos a la generación distribuida, y una atención más rápida al crecimiento de la demanda debido a tiempos de implementación más cortos en relación con la generación centralizada. Entre las principales desventajas de la generación distribuida se encuentra la falta de coordinación de los equipos de protección, la desensibilización de las protecciones, las dificultades de reconexión, las variaciones de tensión, los sobrevoltajes, la resonancia de sobretensión y; armónicos [11].

### **1.6. Regulación ARCERNNR-001/2021**

La regulación ARCERNNR-001/2021 es denominada “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, tiene como objetivo instaurar las diversas disposiciones para los procesos de habilitación, conexión, instalación y operación de los Sistemas de GD que tengan como fuente energía renovable [12].

Esta regulación aborda diversos temas como:

- Características de los sistemas de GD para autoabastecimiento de los consumidores.
- Las diferentes modalidades de generación distribuida existentes.
- Los procesos de conexión.

- Los procesos de habilitación.
- Los requerimientos para la instalación, conexión, operación y su mantenimiento.
- Medición, facturación y el tratamiento para la energía producida por un sistema de GD.
- Infracciones y sanciones.

### **1.6.1. Balance de Energía**

Esta regulación establece el método de facturación para los consumidores que cuentan con un sistema de GD, el principal objetivo de este sistema sería el autoabastecimiento de dicho usuario, en caso de que exista un excedente de energía este se inyectará en la red de distribución y su tratamiento estará dado por:

$$ENET = ERED - EINY$$

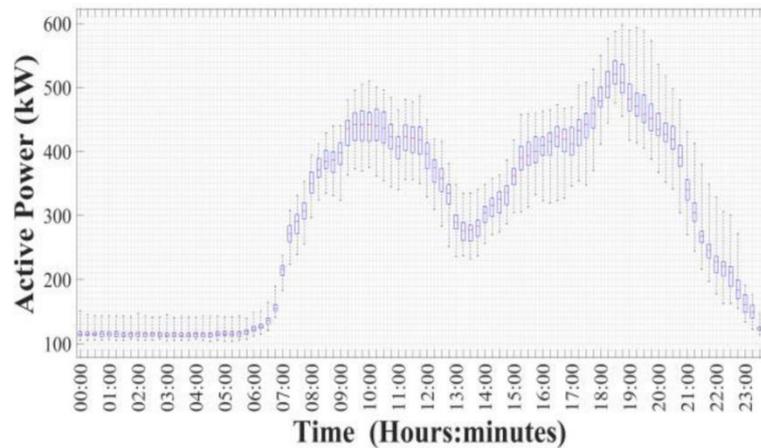
Donde ENET es la Energía neta en un mes de consumo, ERED es Energía consumida desde la red de distribución en un mes de consumo y EINY es Energía inyectada por el sistema de GD en un mes de consumo [12].

Si la energía neta tiene un valor positivo este valor se facturará al usuario como la energía consumida desde la red, en caso de que tenga un valor negativo se le otorgará un crédito de energía al usuario para el siguiente mes de consumo, este valor se puede acumular de ser el caso por los excedentes de energía y se reiniciará a cero cada 24 meses a partir del inicio de la operación del sistema de GD [12].

### **1.7. Caracterización del consumo diario eléctrico**

La caracterización de los consumidores se utiliza para la planificación integral de un sistema, considerando alternativas de gestión de la demanda eléctrica, en este ámbito la efectividad de cada estrategia debe ser evaluada caracterizando el perfil de carga e identificando las características de la demanda en cada tipo de consumidor [13]. En [13] se muestra un método para caracterizar y agrupar los patrones de consumo eléctricos mediante el uso de deducción de factores de forma, estos permiten reducir la sensibilidad a los valores atípicos cuando se agrupan. Con estos patrones podemos entender, resumir y categorizar el consumo eléctrico de los consumidores. En [14] se explora una nueva metodología estadística para efectuar la caracterización del comportamiento de la demanda energética de los consumidores, esta metodología es capaz de detectar anomalías y catalogar los perfiles de carga en función de los cambios que han tenido respecto a su comportamiento habitual, de esta manera se puede reconocer los modos de funcionamiento de los sistemas eléctricos. En [15] se aplican técnicas adecuadas de

segmentación de datos denominadas “clustering” al igual que detección de anomalías para la clasificación de consumos de energía eléctrica, se utilizan métodos de minería de datos y transformación de variables que permiten caracterizar los consumos de energía eléctrica.



**Ilustración 3.** Patrón de consumo eléctrico en días de trabajo [13].

La demanda de energía consiste en datos de series temporales que a menudo son estacionales y responden a un proceso estocástico. Las variaciones estacionales debidas a la temperatura, los patrones de trabajo y el comportamiento humano, provocan cambios en los patrones de consumo energético. Estos patrones pueden utilizarse en los sistemas de monitorización para detectar consumos anómalos al conocer los comportamientos de demanda de energía al igual que permiten aplicar estrategias para aumentar la eficiencia y la inteligencia energética [16]. Sin embargo, se pueden obtener patrones incorrectos cuando no se consideran los componentes de las series temporales de la demanda eléctrica, en [16] se investiga un nuevo método para manejar los componentes de las series temporales que mejora significativamente la capacidad de obtener patrones y detectar anomalías en los perfiles de consumo eléctrico.

Un análisis del comportamiento energético es crucial para proponer acciones de mejora de la eficiencia energética ya que con estos es posible predecir el consumo de energía para los consumidores, los comerciantes, las empresas de servicios públicos o los generadores. Se han desarrollado muchos modelos de consumo energético desde una perspectiva estadística [17]. En [17] se plantea una metodología estadística para evaluar los cambios en el perfil de consumo de una instalación de tal manera que se pueden asociar estos valores a posibles eventos en una instalación, lo que puede servir para generar alarmas en un sistema de gestión energética, y reducir los costes y los periodos de mantenimiento.

## **1.8. CYMDIST**

CYMDIST es el paquete base de análisis de sistemas de distribución del software CYME. Reúne todas las herramientas de modelado y análisis necesarias para realizar los distintos tipos de simulaciones que intervienen en la planificación de los sistemas de distribución eléctrica. Los motores de cálculo admiten modelos de distribución equilibrados o desequilibrados que se construyen con cualquier combinación de fases y funcionan en configuraciones radiales, en bucle o en malla [14]. El paquete CYMDIST incluye los siguientes análisis:

- Flujo de carga desequilibrado.
- Asignación y estimación de la carga.
- Análisis de fallas.
- Flujo de cortocircuitos/fallas.
- Localizador de fallas.
- Faltas en serie y simultáneas.
- Caída de tensión.
- Equilibrio de la carga.
- Colocación y dimensionamiento óptimo de condensadores.
- Arranque de motores.
- Análisis por lotes.

Se pueden añadir módulos opcionales a CYMDIST para ampliar la funcionalidad y realizar análisis más profundos y especializados. Regularmente se desarrollan nuevos módulos para satisfacer las necesidades cambiantes de los ingenieros de distribución [14].

## **1.9. Energía Solar**

Desde tiempos prehistóricos, la humanidad se dio cuenta de que el buen uso de la energía solar es beneficioso, como por ejemplo en la correcta orientación de las viviendas para tener casas que fueran frescas en verano y cálidas en invierno. La mayor ventaja de la energía solar en comparación con otras formas de energía es que es limpia y se puede suministrar sin contaminación ambiental, se puede convertir en formas químicas, eléctricas y térmicas de energía [15].

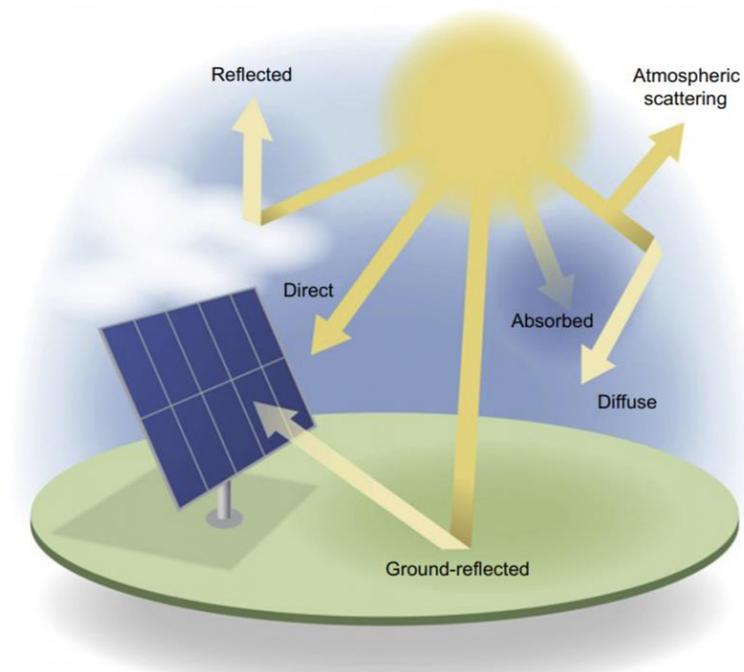
### **1.10. Radiación Solar**

Todas las sustancias, cuerpos sólidos, así como líquidos y gases por encima de la temperatura cero absolutas, emiten energía en forma de ondas electromagnéticas, lo que se conoce como radiación. La radiación que es importante en las aplicaciones de la energía solar es la emitida por

el sol dentro de las regiones ultravioleta, visible e infrarroja. Por lo tanto, la longitud de onda de radiación que se utiliza para dichas aplicaciones está entre 0,15 y 3,0  $\mu\text{m}$ . Las longitudes de onda en la región visible se encuentran entre 0,38 y 0,72  $\mu\text{m}$ . La radiación solar que llega al suelo es dispersada, absorbida o transmitida por la atmósfera en función de las cantidades y tipos de constituyentes atmosféricos que intervienen y sus propiedades radiactivas dependientes de la longitud de onda [16].

Como se muestra en la siguiente figura existen tres componentes fundamentales de la radiación solar en la superficie de la Tierra que son de interés para la predicción de la energía solar y la evaluación de recursos:

- **Irradiancia normal directa** (Direct normal irradiance, DNI): radiación de haz solar disponible desde el disco solar en una superficie plana normal al Sol medida por un pirheliómetro con un campo de visión de ángulo completo de  $5^\circ$ - $5,7^\circ$ .
- **Irradiancia horizontal difusa** (Diffuse horizontal irradiance, DHI): radiación solar del domo del cielo, sin incluir el DNI, que ha sido dispersada por nubes, aerosoles y otros componentes atmosféricos disponibles en una superficie horizontal, medida por un piranómetro sombreado con un campo de visión de  $180^\circ$ .
- **Irradiancia horizontal global** (Global horizontal irradiance, GHI): Radiación solar hemisférica total en una superficie horizontal, medida por un piranómetro sin sombra [16].



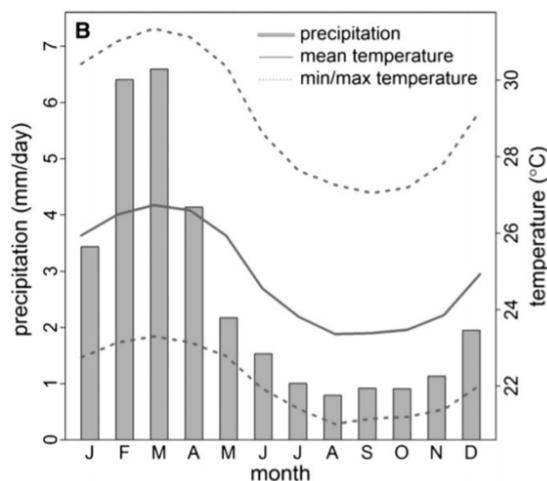
**Ilustración 4.** Los componentes de radiación solar resultantes de interacciones con la atmósfera y la superficie de la Tierra proporcionan irradiancia a un colector de placa plana [16].

### 1.10.1. Hora Solar Pico

La hora pico-sol (Peak-Sun Hour, PSH) se define como las horas de irradiación solar o horas de luz, cuyos valores pueden variar de 3 a 7 horas al día, dependiendo del mes y el lugar de instalación; Además, es una unidad que mide la radiación solar y se especifica como el tiempo en horas de una hipotética instalación solar, con constante de irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup>. Una hora pico-sol es igual a 1 kWh/m<sup>2</sup> o 3,6 MJ/m<sup>2</sup> [17].

### 1.11. Temperatura Registrada en Machala

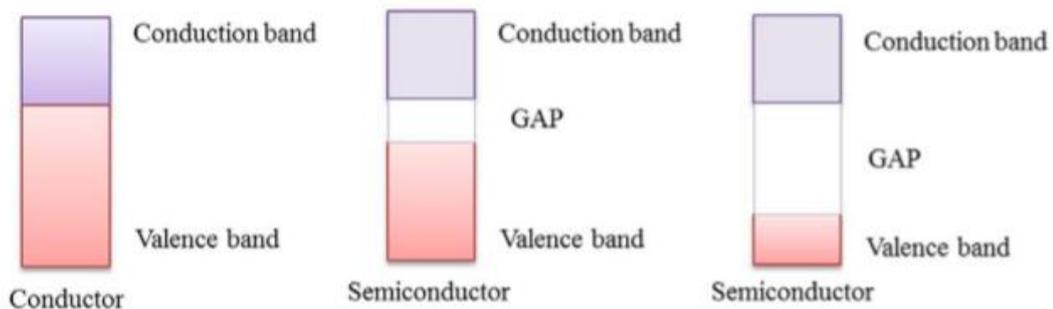
El clima de la provincia de El Oro se caracteriza por una estación cálida y lluviosa de diciembre a mayo y una estación más fresca y seca el resto del año. En la capital, Machala, la precipitación media anual es de 675 mm, y el 88% de las precipitaciones anuales se producen durante la estación lluviosa. Las temperaturas varían ligeramente, en donde las máximas oscilan entre los 26°C de la estación seca y los 31°C de la estación húmeda. Las estaciones son causadas por el movimiento anual norte-sur de la zona de convergencia intertropical, que se corresponde con el movimiento norte-sur de la interfaz de la corriente fría de Humboldt (Perú) con la corriente ecuatorial del sur, más cálida, frente a la costa de Ecuador en el Océano Pacífico. En promedio, las anomalías positivas en la temperatura de la superficie marina del Pacífico se asocian con anomalías positivas en las precipitaciones y en la temperatura del aire en el sur de la costa de Ecuador. Los eventos de ENSO (El Niño-Oscilación del Sur) causan una importante variabilidad interanual en las precipitaciones, con eventos fuertes de El Niño que provocan inundaciones y pérdidas de vidas en las regiones costeras de Ecuador. Durante el excepcionalmente fuerte El Niño de 1997-1998, las precipitaciones anuales en Machala superaron los 1.800 mm. Este patrón de lluvias es menos claro en otras regiones de Ecuador que también están fuertemente influenciadas por las perturbaciones atmosféricas de la región amazónica oriental [18].



**Ilustración 5.** Precipitación (barras), temperatura media (línea sólida), temperatura máxima y mínima (líneas discontinuas) de Machala, El Oro (1995-2010) [18].

## 1.12. Energía Solar Fotovoltaica

La solar fotovoltaica es una de las industrias con más crecimiento en todo el mundo, y con el fin de mantener ese ritmo, los nuevos desarrollos han ido en aumento, uso de materiales, consumo de energía para fabricar estos materiales, diseño de dispositivos, tecnologías de producción, así como nuevos conceptos para mejorar la eficiencia global de las células. Se entiende como energía solar fotovoltaica a la electricidad obtenida directamente de la conversión de energía solar. La conversión de la radiación solar en electricidad se produce debido al efecto fotovoltaico, que fue observado por primera vez por Becquerel en 1839. Este efecto se produce en materiales conocidos como semiconductores, que presentan dos bandas de energía, en una de ellas se permite la presencia de electrones (banda de valencia) y en el otro no hay presencia de ellos, es decir, la banda está completamente "vacía" (banda de conducción). El material semiconductor más utilizado es el silicio, el segundo elemento más abundante de la Tierra. Sus átomos se caracterizan por tener cuatro electrones que conectan con sus vecinos, creando una red de cristal. La función de la luz solar en el efecto fotovoltaico es suministrar una cantidad de energía al electrón ultraperiférico para que sea posible para él pasar de la banda de valencia a la banda de conducción en el material, generando así electricidad. En el caso del silicio, específicamente, se necesita 1,12 eV (electro voltios) para que los electrones superen el GAP [19].

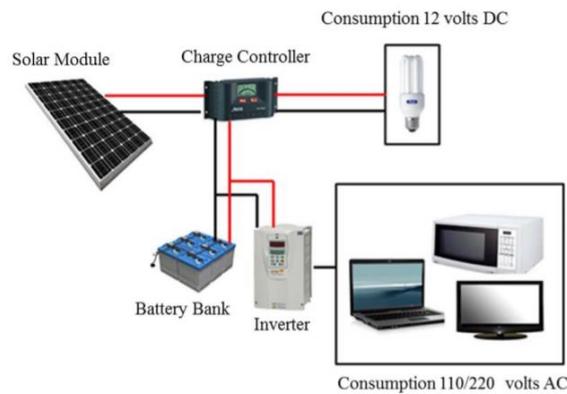


**Ilustración 6.** Banda de valencia, brecha de banda (GAP) y la banda de conducción: aislador, director y semiconductor [19].

El material semiconductor debe ser capaz de absorber una gran parte del espectro solar. Prácticamente todos los dispositivos fotovoltaicos incorporan una unión PN en un semiconductor, que a través de una tensión fotográfica se desarrolla. Estos dispositivos también se conocen como células solares o células fotovoltaicas. La unión PN es la parte principal de la celda donde la parte receptora de luz es el material de tipo N en la parte debajo de este material es de tipo P [19].

### 1.13. Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema solar fotovoltaico típico consta de cuatro elementos básicos: módulo fotovoltaico, controlador de carga, inversor y batería cuando sea necesaria. El módulo fotovoltaico consta de células fotovoltaicas, es decir, las superficies que generan electricidad, que convierten directamente la energía solar en electricidad. Estas superficies no tienen piezas móviles para desgastar o sufrir averías y funcionan sin el uso de combustible sin vibraciones sin ruido y sin dañar el medio ambiente. En cuanto al controlador de carga, tiene la función de preservar las baterías de ser sobrecargadas o descargadas por completo, aumentando su vida útil. El inversor, a su vez, es responsable de convertir la energía generada por los paneles fotovoltaicos (generación de electricidad DC – DC) a corriente alterna – niveles de voltaje de CA y frecuencia de red. Las baterías se utilizan en sistemas fotovoltaicos para almacenar el excedente producido por los módulos que se utilizarán por la noche o en días con bajo sol o nublados [19].



**Ilustración 7.** Sistema típico de energía solar fotovoltaica [19].

#### 1.13.1. Orientación de los Paneles Solares

El ángulo de inclinación (o elevación) y la orientación son dos factores importantes que afectan a la eficiencia de las superficies solares. En algunos casos, hay algunas limitaciones para ajustar el colector o el panel solares en la orientación ideal y el ángulo de inclinación. En estas situaciones, el ángulo de inclinación y la orientación deben ajustarse para maximizar la radiación solar. La orientación óptima es directamente frente al sol. Pero, a veces los edificios se encuentran de tal manera que elegir dicha orientación para la superficie solar es imposible o la sombra cae sobre ella a algunas horas. En estos casos, sería mejor cambiar la orientación [20].

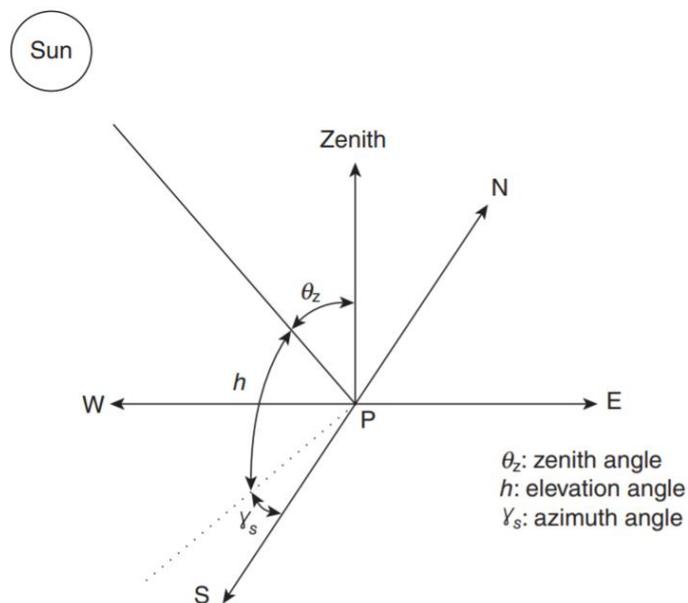
#### 1.13.2. Ángulo de Elevación

La posición real del sol desde un punto puede ser definido por dos ángulos: ángulo acimut y ángulo de elevación o altura solar. La altura solar (o elevación solar) se define como el ángulo entre el centro del sol y un plano horizontal que contiene el observador. La altura solar

alternativamente se puede indicar en términos del ángulo del zenit, que es simplemente el complemento del ángulo de elevación solar [21].

### 1.13.3. Ángulo Acimut

El Ángulo acimut es el segundo ángulo utilizado para determinar la posición exacta del sol, se define como el ángulo entre la proyección del centro del sol sobre el plano horizontal y la dirección sur debida. Este ángulo tiene un valor de  $0^\circ$  al mediodía solar y aumenta a partir de entonces, cuando la posición del sol va hacia el oeste. Antes del mediodía hacia el este es negativo llegando a  $0^\circ$  al mediodía a medida que avanza el día. Alternativamente, a menudo se indica en el sentido de las agujas del reloj desde el norte geográfico hasta la proyección del centro del sol en el plano horizontal [21].



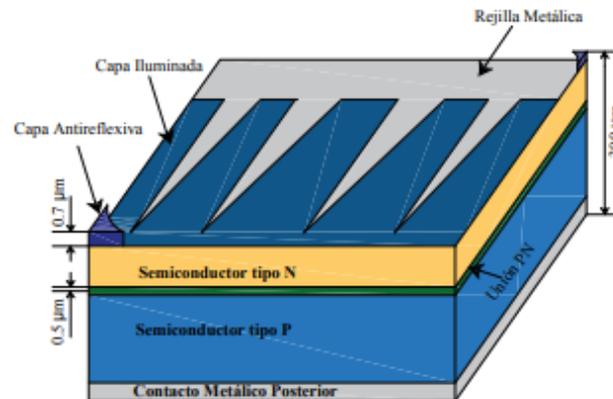
**Ilustración 8.** Posición solar vista desde un punto P en la superficie de la Tierra en un sistema de coordenadas local [21].

## 1.14. Componentes del sistema solar fotovoltaico

### 1.14.1. Célula Solar

La ciencia ha demostrado que los electrones pueden ser expulsados de una superficie metálica, ya sea por excitación térmica o por excitación fotón. Ahora, cuando se crea un electrón a partir de una superficie metálica, es decir, cuando un electrón salta de la banda de valencia a la banda de conducción, deja atrás un "agujero", o electrones perdidos en un enlace covalente. Este agujero puede ser fácilmente llenado por un electrón de un enlace covalente adyacente, por lo que el agujero puede moverse a través de la celosía. Por lo tanto, un semiconductor intrínseco conduce electricidad mediante portadores de carga negativa ( $e^-$ ) y portadores de carga positiva (agujeros).

La conductividad eléctrica de un semiconductor puede incrementarse considerablemente mediante la adición de ciertas impurezas en una concentración de aproximadamente 1 ppm [22].



**Ilustración 9.** Estructura de una Célula Fotovoltaica [22].

### 1.14.2. Módulos fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es un conjunto integrado de módulos fotovoltaicos (células solares conectadas en serie) y otros componentes. Básicamente, un módulo es un bloque básico de construcción de un generador fotovoltaico. Se define como el conjunto completo más pequeño protegido por el medio ambiente de las células solares interconectadas. Las células están encapsuladas entre una ventana transparente y un respaldo a prueba de humedad para aislarlas eléctricamente y protegerlas del clima y daños accidentales. Se proporcionan orificios o abrazaderas de fijación para montar el módulo en una estructura de soporte. Los cables digitales se proporcionan para conectarlo a otros módulos o componentes o a la carga. Los módulos de una matriz PV están conectados en cadenas de serie para proporcionar el voltaje requerido, y si una cadena no es suficiente para proporcionar la potencia requerida, dos o más cadenas deberán ser conectadas en paralelo. Algunos generadores fotovoltaicos pueden consistir en más de una matriz, en cuyo caso la instalación se denomina "campo de matriz". Los campos de matriz se pueden dividir en subarreglos. En la mayoría de las matrices de placas planas, los módulos son compatibles con una inclinación fija orientada al ecuador. En una situación ideal, con un clima despejado y soleado prevaeciente, los módulos de inclinación fija producirán la salida anual más alta a una inclinación igual al ángulo de latitud. Con matrices pequeñas y ajustables manualmente, se puede obtener una ganancia útil cambiando el ángulo de inclinación una vez cada 3 meses y moviendo la matriz en acimut para enfrentarse al sol dos veces al día (media mañana y tarde). El enfoque más útil es organizar las matrices en filas de fácil acceso, espaciadas para evitar demasiada sombra de una fila por parte de su vecino al principio y al final del día [22].

### **1.14.3. Inversor**

Un inversor es un dispositivo que convierte corriente D.C. a A.C. y es uno de los elementos clave de un sistema fotovoltaico para cargas A.C., en el caso de un sistema inversor, la cantidad de D.C. de energía necesaria por día para suministrar una carga A.C. viene determinada por la eficiencia del inversor. Por lo tanto, si el sistema está funcionando con un inversor de baja eficiencia, la cantidad de energía D.C. requerido será bastante alto en comparación con un sistema que utiliza un inversor de alta eficiencia. Por lo tanto, es esencial que el inversor no sólo sea fiable, sino también eficiente. El inversor convierte la energía D.C. de la matriz o la batería a una o tres fases A.C. para adaptarse a los requisitos de la carga. Especialmente, en el sistema interconectado de la red, la salida debe cumplir con los requisitos necesarios en términos de voltaje, frecuencia y la pureza armónica de la forma de onda. Los requisitos de voltaje se cumplen mediante el uso de un transformador adicional, mientras que la síntesis armónica o modulador de ancho de pulso son las técnicas que se emplean para construir una salida sinusoidal. El proceso por el cual se interrumpe o transfiere la corriente de avance de un dispositivo de conmutación a otro se denomina "conmutación". Los inversores auto conmutados y conmutados de línea se utilizan normalmente en los sistemas interconectados y sistemas aislados, respectivamente [22].

La eficiencia de un inversor de estado sólido en carga completa suele ser mejor que el 95%. Sin embargo, al igual que en un sistema fotovoltaico, durante la mayor parte del tiempo, el inversor estará funcionando a una carga inferior a la completa y es importante elegir uno de un tamaño adecuado con una buena eficiencia de carga parcial [22].

## CAPÍTULO 2: MARCO METODOLÓGICO

### 2.1. Información de la red de distribución del alimentador Ciudad del Sol

#### 2.1.1. Demanda máxima del alimentador Ciudad del Sol

Tabla 1. Demandas Máximas del Alimentador Ciudad del Sol. Fuente: CNEL.

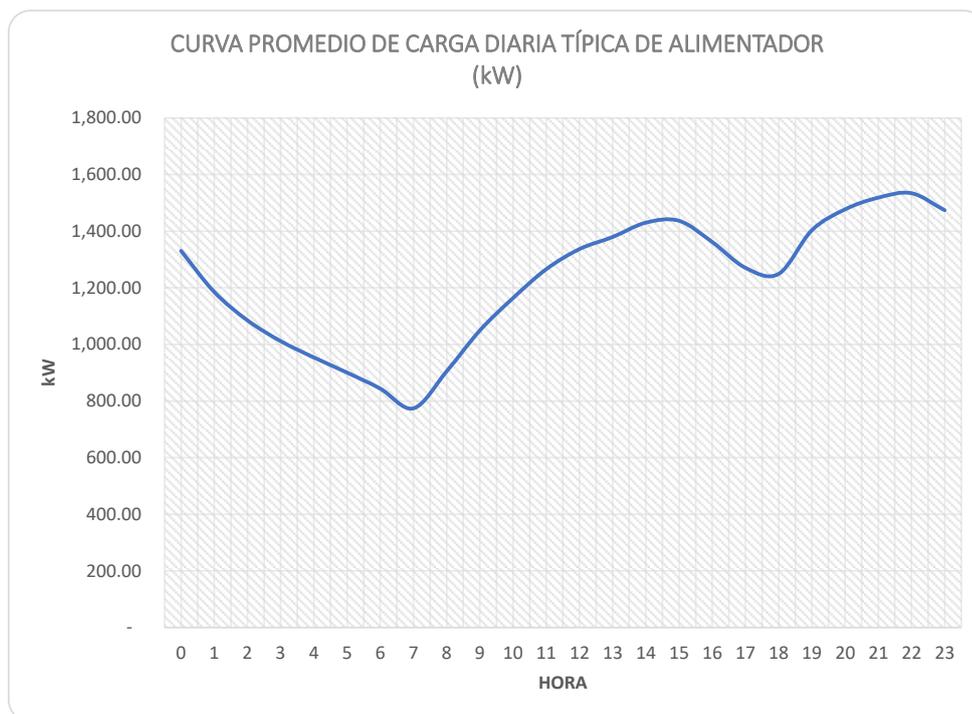
DEMANDAS MÁXIMAS DEL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL				
MES	SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	Demanda Máxima (kW)	Factor Carga (pu)
ene-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,738.37	0.67
feb-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,888.97	0.65
mar-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,827.11	0.69
abr-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,724.80	0.72
may-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,751.31	0.66
jun-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,453.16	0.64
jul-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,148.25	0.69
ago-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,226.67	0.65
sep-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,205.53	0.68
oct-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,364.20	0.63
nov-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,327.65	0.65
dic-20	S/E Machala	07MA040T15 (Ciudad del Sol)	1,513.96	0.64

En la Tabla 1 se observa las demandas del año 2020 del alimentador con código 07MA04T15 ubicado en la ciudad de Machala, provincia de El Oro, con su respectivo factor de carga en p.u. Se evidencia que el mes con mayor demanda es febrero con 1888.97 kW.

#### 2.1.2. Curva de Carga Diario del Alimentador

Tabla 2. Curva Promedio de Carga Diaria Típica. Fuente: CNEL.

CURVA PROMEDIO DE CARGA DIARIA TÍPICA DE ALIMENTADOR	
HORA	P total (kW)
0	1,330.24
1	1,185.05
2	1,084.70
3	1,011.34
4	953.64
5	900.15
6	843.49
7	773.76
8	904.64
9	1,048.93
10	1,163.65
11	1,265.55
12	1,336.62
13	1,379.41
14	1,430.06
15	1,436.64
16	1,361.77
17	1,270.46
18	1,248.84
19	1,403.09
20	1,477.03
21	1,518.35
22	1,534.22
23	1,474.05



**Ilustración 10.** Curva Promedio de Carga Diaria Típica. Fuente: CNEL.

En la Tabla 2 se denota la curva de carga diaria típica del alimentador en un día promedio, en el lapso de la madrugada se puede observar que el alimentador se encuentra alimentando con poca carga hasta las 7 de la mañana, en donde empieza a entregar más energía hasta la noche, con disminuciones de energía en la tarde.

### 2.1.3. Medición en Cabecera del Alimentador

**Tabla 3.** Medición en Cabecera del Alimentador. Fuente: CNEL.

MEDICIÓN EN CABECERA DEL ALIMENTADOR CIUDAD DEL SOL										
DIA - HORA	P total (kW)	Q total (kVAR)	Factor Potencia (pu)	I a (amp)	I b (amp)	I c (amp)	Voltaje LL ab (V)	Voltaje LL bc (V)	Voltaje LL ca (V)	Voltaje LL promedio (V)
2020-feb-01 00:00:00.000	1,314.08	326.45	0.97	67.03	38.05	68.76	13,744.07	13,622.51	13,322.20	13,562.93
2020-feb-01 01:00:00.000	1,156.16	314.50	0.96	58.54	32.16	62.15	13,809.50	13,706.25	13,434.15	13,649.97
2020-feb-01 02:00:00.000	1,011.05	306.54	0.96	49.23	29.05	55.65	13,866.29	13,782.21	13,543.77	13,730.76
2020-feb-01 03:00:00.000	958.12	308.09	0.95	46.38	27.62	53.29	13,890.89	13,807.29	13,587.44	13,761.87
2020-feb-01 04:00:00.000	939.92	311.55	0.95	44.74	28.65	51.16	13,949.93	13,876.58	13,661.08	13,829.20
2020-feb-01 05:00:00.000	851.22	297.38	0.94	40.15	25.30	47.65	13,985.80	13,931.01	13,719.40	13,878.74
2020-feb-01 06:00:00.000	817.13	272.25	0.95	38.50	24.23	46.07	13,881.07	13,837.26	13,625.50	13,781.28
2020-feb-01 07:00:00.000	693.61	199.26	0.96	34.01	19.59	35.54	14,185.43	14,190.68	13,988.64	14,121.58
2020-feb-01 08:00:00.000	738.97	171.98	0.97	36.55	22.32	36.51	13,948.08	13,922.58	13,726.02	13,865.56
2020-feb-01 09:00:00.000	867.70	190.84	0.98	43.59	28.54	41.32	13,730.04	13,689.37	13,496.35	13,638.59
2020-feb-01 10:00:00.000	1,007.98	214.73	0.98	48.30	32.45	51.80	13,618.67	13,576.21	13,383.22	13,526.03
2020-feb-01 11:00:00.000	1,127.32	235.01	0.98	54.73	33.52	59.92	13,613.36	13,565.17	13,379.76	13,519.43
2020-feb-01 12:00:00.000	1,212.35	242.14	0.98	58.19	34.92	66.27	13,594.69	13,538.05	13,341.33	13,491.36
2020-feb-01 13:00:00.000	1,239.27	251.92	0.98	61.24	35.46	65.83	13,651.47	13,589.69	13,372.71	13,537.96
2020-feb-01 14:00:00.000	1,189.83	241.78	0.98	58.05	34.78	62.82	13,683.54	13,621.02	13,408.27	13,570.94
2020-feb-01 15:00:00.000	1,133.61	243.57	0.98	55.00	30.96	62.06	13,749.89	13,687.00	13,473.96	13,636.95
2020-feb-01 16:00:00.000	1,103.41	248.87	0.98	54.35	30.12	59.60	13,767.34	13,710.26	13,504.41	13,660.67
2020-feb-01 17:00:00.000	1,056.50	245.16	0.97	53.55	29.76	54.33	13,821.14	13,766.01	13,556.81	13,714.65
2020-feb-01 18:00:00.000	1,005.76	198.29	0.98	51.24	26.71	52.47	13,789.83	13,770.80	13,529.63	13,696.75
2020-feb-01 19:00:00.000	1,228.46	319.43	0.97	63.92	32.21	67.97	13,632.01	13,548.69	13,278.32	13,486.34
2020-feb-01 20:00:00.000	1,332.07	321.87	0.97	69.41	36.09	71.74	13,642.72	13,537.04	13,262.71	13,480.82
2020-feb-01 21:00:00.000	1,314.40	281.99	0.98	68.81	36.80	70.58	13,488.15	13,356.66	13,090.02	13,311.61
2020-feb-01 22:00:00.000	1,324.79	306.17	0.97	70.16	36.13	70.18	13,598.66	13,486.51	13,217.30	13,434.15
2020-feb-01 23:00:00.000	1,307.91	330.85	0.97	67.59	35.37	70.31	13,733.96	13,617.33	13,356.31	13,569.20
2020-feb-02 00:00:00.000	1,244.37	311.72	0.97	66.76	32.13	65.68	13,775.20	13,635.64	13,360.84	13,590.56

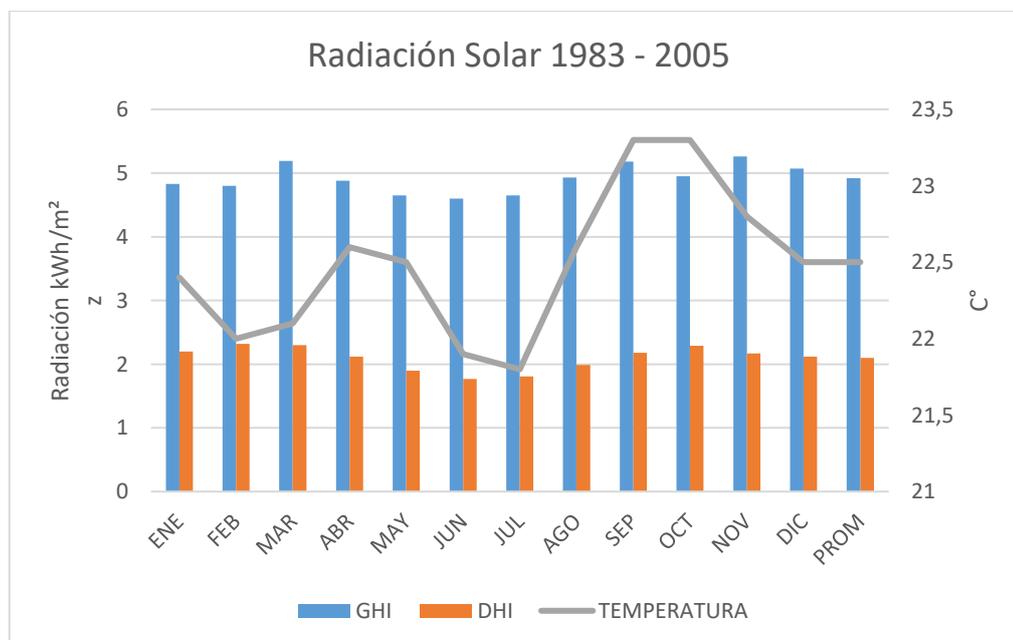
En la Tabla 3 se evidencia la potencia activa, reactiva y el factor de potencia que entrega el alimentador en cada hora en el mes de febrero de 2020, al igual que la corriente y el voltaje en las diferentes fases.

## 2.2. Irradiación solar en la ciudad de Machala

En la Tabla 4 se muestra un histórico de la radiación solar del cantón Machala en la provincia de El Oro, del año 1983 hasta 2005, lo meses con mayor radiación global horizontal son los meses de noviembre y marzo, por el contrario, los meses de menor radiación son mayo y julio.

**Tabla 4.** Irradiación solar histórica 1983-2005 del cantón Machala. Fuente: NASA.

MES	GHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	DHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	TEMPERATURA [C°]
<b>ENERO</b>	4.83	2.20	22.4
<b>FEBRERO</b>	4.80	2.32	22.0
<b>MARZO</b>	5.19	2.30	22.1
<b>ABRIL</b>	4.88	2.12	22.6
<b>MAYO</b>	4.65	1.90	22.5
<b>JUNIO</b>	4.60	1.77	21.9
<b>JULIO</b>	4.65	1.81	21.8
<b>AGOSTO</b>	4.93	1.99	22.6
<b>SEPTIEMBRE</b>	5.18	2.18	23.3
<b>OCTUBRE</b>	4.95	2.29	23.3
<b>NOVIEMBRE</b>	5.26	2.17	22.8
<b>DICIEMBRE</b>	5.07	2.12	22.5
<b>PROMEDIO</b>	<b>4.92</b>	<b>2.10</b>	<b>22.5</b>

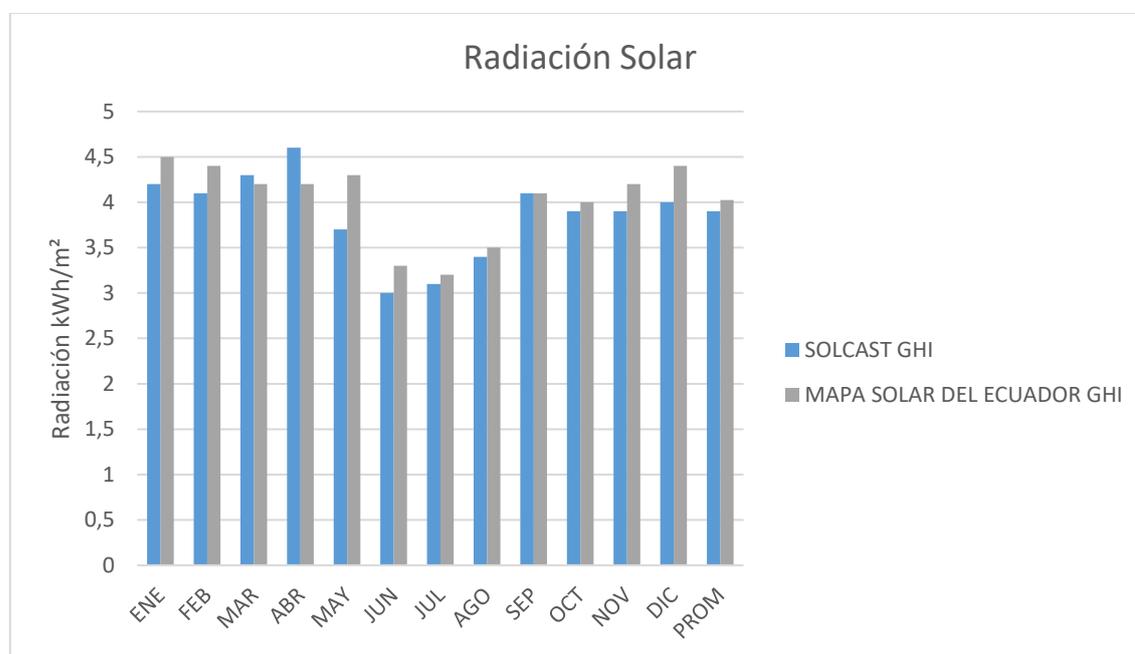


**Ilustración 11.** Radiación Solar en el Cantón Machala, 1983 – 2005. Fuente: NASA.

A continuación, en la Tabla 5 se muestra la radiación solar del cantón Machala en el año 2019, se aprecia tanto la componente horizontal global como la componente normal directa, con datos tomados del Software SOLCAST y del mapa solar del Ecuador del grupo SCINERGY.

**Tabla 5.** Contrastación de la radiación solar mensual del Cantón Machala, Año 2019. Fuente: SOLCAST, Mapa solar del Ecuador.

MES	SOLCAST		MAPA SOLAR DEL ECUADOR	
	GHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	DNI [kWh/m <sup>2</sup> ]	GHI [kWh/m <sup>2</sup> ]	DNI [kWh/m <sup>2</sup> ]
<b>ENERO</b>	4.2	2.3	4.5	2.2
<b>FEBRERO</b>	4.1	1.8	4.4	1.8
<b>MARZO</b>	4.3	2.1	4.2	2.3
<b>ABRIL</b>	4.6	2.8	4.2	3.2
<b>MAYO</b>	3.7	1.6	4.3	2.3
<b>JUNIO</b>	3.0	1.2	3.3	2
<b>JULIO</b>	3.1	1.5	3.2	2.1
<b>AGOSTO</b>	3.4	1.7	3.5	2.5
<b>SEPTIEMBRE</b>	4.1	2.0	4.1	2.7
<b>OCTUBRE</b>	3.9	1.8	4	2.5
<b>NOVIEMBRE</b>	3.9	1.6	4.2	2.3
<b>DICIEMBRE</b>	4.0	1.7	4.4	2.2
<b>PROMEDIO</b>	<b>3.9</b>	<b>1.8</b>	<b>4.025</b>	<b>2.34</b>



**Ilustración 12.** Radiación Solar en el Cantón de Machala. Fuente: SOLCAST, Mapa Solar del Ecuador.

### 2.3. Clientes del Alimentador Ciudad del Sol

Ciudad del Sol cuenta con 17.12 hectáreas que se componen de 2 grandes áreas: Puerta del Sol Village & Club que es una urbanización representativa de Machala y Plaza del Sol, un moderno parque residencial, empresarial y comercial que incluye: torres de oficinas, torres de apartamentos, parqueaderos, plaza con restaurantes, locales comerciales y entretenimiento. Representando una fuente importante de progreso y desarrollo a la ciudad de Machala, pero todo esto conlleva grandes consumos y afectaciones al sistema eléctrico de CNEL EP.

Los clientes residenciales de Ciudad del Sol que representan un impacto significativo en el alimentador son 159, por lo que se propone el diseño de los sistemas solares fotovoltaico en las siguientes secciones.

En la Tabla 6 se muestra los 159 clientes, divididos en rangos de consumo energético mensual.

**Tabla 6.** Número de clientes por rangos de consumo energético mensual.

<b>Consumo Energético Mensual por Usuario [kWh/mes]</b>	<b>Número de Clientes</b>
<b><math>\geq 150</math></b>	72
<b><math>\geq 300</math></b>	25
<b><math>\geq 500</math></b>	23
<b><math>\geq 760</math></b>	39

## 2.4. Diseño del sistema modular fotovoltaico

Para el diseño del sistema fotovoltaico es necesario recopilar el consumo energético mensual, la HSP y definir el área por instalar, el número de paneles solares y el inversor. Al ser un sistema fotovoltaico conectado a la red no es necesario el uso de controladores de carga, ni de banco de baterías.

Al ser distintos los rangos de demandas de los clientes del Alimentador Ciudad del Sol, se definirán 4 sistemas fotovoltaicos.

- **Dimensionamiento de Paneles Fotovoltaicos**

### Consumo Energético Diario

$$\text{Energía (kWh/día)} = \frac{\text{Energía (kWh/mes)}}{30}$$

### Factor de Pérdidas

$$FP = HSP * \text{Rendimiento del Panel} * \text{Rendimiento del Inversor}$$

Donde:

- HSP es la hora solar pico (3.6 para el caso de Machala).
- El Rendimiento del panel esta dado por especificaciones técnicas de panel.

$$\text{Rendimiento del inversor} = 1 - ki - kv$$

Donde:

<b>Ki</b>	<b>Pérdidas por el rendimiento del inversor</b>
<b>0</b>	No hay inversor en la instalación
<b>0.05</b>	Rendimiento inversor 95%
<b>0.1</b>	Rendimiento inversor 90%
<b>0.15</b>	Rendimiento inversor 85%
<b>0.2</b>	Rendimiento inversor < 85%
<b>Kv</b>	<b>Otras pérdidas no consideradas</b>
<b>0.02</b>	Si no se tiene en cuenta pérdidas en cableado y equipos
<b>0.05</b>	Si se ha realizado un estudio detallado de pérdidas en equipos

### Área Por Instalar

$$\text{Área por Instalar} = \frac{\text{Energía (kWh/día)}}{FP}$$

### Número de Paneles

$$\text{Números de Paneles} = \frac{\text{Área por Instalar (m}^2\text{)}}{\text{Área de los paneles (m}^2\text{)}}$$

Donde el área de los paneles esta dado por especificaciones técnicas de panel, el mismo que se observa en la Tabla 7.

**Tabla 7.** Datos Técnicos del Panel FV. Fuente: Powest.

<b>DATOS DEL PANEL FV</b>	
<b>Pmax</b>	280W
<b>Vnom</b>	36V
<b>Vpm</b>	31.3V
<b>Ipm</b>	8.95A
<b>Voc</b>	38V
<b>Isc</b>	9.45A
<b>Rendimiento</b>	0.171
<b>Dimensiones</b>	1650mm/992mm/35mm
<b>Área</b>	1.6368 m <sup>2</sup>

En las Tablas 8, 9, 10 y 11 se muestran datos técnicos de los inversores, que cumplen las características para el dimensionamiento de los distintos sistemas fotovoltaicos.

**Tabla 8.** Datos Técnicos del Inversor Fronius GALVO 1.5 – 1. Fuente: FRONIUS PRIMO.

<b>DATOS DEL INVERSOR</b>	
<b>DATOS DE ENTRADA</b>	<b>GALVO 1.5 - 1</b>
Max. corriente de entrada (Idc max)	13.3A
Max. matriz de corriente de cortocircuito	20A
Min. voltaje de entrada (Udc min)	120V
Tensión de inicio de alimentación (inicio Udc)	140V
Voltaje de entrada nominal (Udc, r)	260V
Max. voltaje de entrada (Udc max)	420V
Rango de voltaje MPP (Umpp min - Umpp max)	120 – 335V
Número de rastreadores MPP	1
Número de conexiones DC	3
Max. Salida del generador fotovoltaico (Pdc max)	3.0 kWp
<b>DATOS DE SALIDA</b>	
Salida nominal de CA (Pac, r)	1500W
Max. potencia de salida	1500VA
Corriente de salida CA (Iac nom)	6,5A
Max. Eficiencia	95.9%
Conexión a red (rango de voltaje)	1 ~ NPE 230 V (+17% / -20%)
Frecuencia	60Hz
Distorsión armónica total	<4,0%
Factor de potencia (cos φac, r)	0.85 - 1 ind./cap

**Tabla 9.** Datos Técnicos del Inversor Fronius PRIMO 3.0 – 1. Fuente: FRONIUS PRIMO.

<b>DATOS DEL INVERSOR</b>	
<b>DATOS DE ENTRADA</b>	<b>PRIMO 3.0 - 1</b>
Número de MPPT	2
Max. corriente de entrada (Idc max 1 / Idc max 2)	12A/12A
Max. Corriente de cortocircuito de matriz (MPP1 / MPP2)	18A/18A
Rango de voltaje de entrada de CC (Udc min - Udc max)	80V - 1000V
Tensión de inicio de alimentación (inicio Udc)	80V
Rango de voltaje MPP utilizable	80 - 800V
Número de conexiones DC	2 + 2
Max. Salida del generador fotovoltaico (Pdc max)	4.5kWp
<b>DATOS DE SALIDA</b>	
Salida nominal de CA (Pac, r)	3000W
Max. potencia de salida	3000VA
Corriente de salida CA (Iac nom)	13A
Max. Eficiencia	98.00%
Conexión a red (rango de voltaje)	1 ~ NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)
Frecuencia	60Hz
Distorsión armónica total	<5,0%
Factor de potencia (cos φac, r)	0.85 - 1 ind. /cap

**Tabla 10.** Datos Técnicos del Inversor Fronius PRIMO 5.0 – 1. Fuente: FRONIUS PRIMO.

<b>DATOS DEL INVERSOR</b>	
<b>DATOS DE ENTRADA</b>	<b>PRIMO 5.0-1</b>
Max. potencia fotovoltaica permitida (kWp)	7,5kW
Max. corriente de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	18A/18A
Total máx. Corriente DC	36A
Max. corriente de entrada admisible (MPPT 1 / MPPT 2)	27A
Rango de voltaje de funcionamiento	80V - 1000V
Max. voltaje de entrada	1000V
Voltaje de entrada nominal	420V
Tamaño de conductor admisible DC	AWG 14 - AWG 6
Rango de voltaje MPP	240 - 800V
Número de MPPT	2
<b>DATOS DE SALIDA</b>	
Max. potencia de salida	5000 W
Max. Corriente de falla de salida / Duración	584 A PICO / 154 ms
Max. corriente de salida continua	24A
Tamaño recomendado del disyuntor OCPD / AC	30A
Max. eficiencia (versión Lite)	97.9%
Eficiencia CEC (versión Lite)	96.5%
Tamaño de conductor admisible AC	AWG 14 - AWG 6

Conexión a la red	208/240 V
Frecuencia	60Hz
Distorsión armónica total	<5,0%
Factor de potencia (cos $\phi$ ac, r)	0.85 - 1 ind./cap

**Tabla 11.** Datos Técnicos del Inversor Fronius PRIMO 7.6 – 1. Fuente: FRONIUS PRIMO.

<b>DATOS DEL INVERSOR</b>	
<b>DATOS DE ENTRADA</b>	<b>PRIMO 7.6 - 1</b>
Max. potencia fotovoltaica permitida (kWp)	11.4kW
Max. corriente de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	18A/18A
Total máx. Corriente DC	36A
Max. corriente de entrada admisible (MPPT 1 / MPPT 2)	27A
Rango de voltaje de funcionamiento	80V - 1000V
Max. voltaje de entrada	1000V
Voltaje de entrada nominal	420V
Tamaño de conductor admisible DC	AWG 14 - AWG 6
Rango de voltaje MPP	250 - 800V
Número de MPPT	2
<b>DATOS DE SALIDA</b>	
Max. potencia de salida	7600 W
Max. Corriente de falla de salida / Duración	584 A PICO / 154 ms
Max. corriente de salida continua	36.5 A
Tamaño recomendado del disyuntor OCPD / AC	50 A
Max. eficiencia (versión Lite)	97.9%
Eficiencia CEC (versión Lite)	97%
Tamaño de conductor admisible AC	AWG 14 - AWG 6
Conexión a la red	208/240 V
Frecuencia	60Hz
Distorsión armónica total	<5,0%

# CAPÍTULO 3: IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

## 3.1. Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico de acuerdo con el consumo mensual del usuario

- Usuarios con consumo de 150 kWh/mes

Consumo Energético Diario

$$\text{Energía (kWh/día)} = \frac{150 \text{ kWh}}{30 \text{ días}} = 5 \text{ kWh/día}$$

Factor de Pérdidas

$$FP = 3.6 * 0.171 * 0.93 = 0.5725$$

Área Por Instalar

$$\text{Área por Instalar} = \frac{5 \text{ kWh/día}}{0.5725} = 8.7375 \text{ m}^2$$

Número de Paneles

$$\text{Números de Paneles} = \frac{8.7375 \text{ m}^2}{1.6368 \text{ m}^2} = 5.3682 \approx 6$$

- Usuarios con consumo de 300 kWh/mes

Consumo Energético Diario

$$\text{Energía (kWh/día)} = \frac{300 \text{ kWh}}{30 \text{ días}} = 10 \text{ kWh/día}$$

Factor de Pérdidas

$$FP = 3.6 * 0.171 * 0.93 = 0.5725$$

Área Por Instalar

$$\text{Área por Instalar} = \frac{10 \text{ kWh/día}}{0.5725} = 17.4670 \text{ m}^2$$

Número de Paneles

$$\text{Números de Paneles} = \frac{17.4670 \text{ m}^2}{1.6368 \text{ m}^2} = 10.7365 \approx 11$$

- **Usuarios con consumo de 500 kWh/mes**

**Consumo Energético Diario**

$$\text{Energía (kWh/día)} = \frac{500 \text{ kWh}}{30 \text{ días}} = 16.66 \text{ kWh/día}$$

**Factor de Pérdidas**

$$FP = 3.6 * 0.171 * 0.93 = 0.5725$$

**Área Por Instalar**

$$\text{Área por Instalar} = \frac{16.66 \text{ kWh/día}}{0.5725} = 29.1116 \text{ m}^2$$

**Número de Paneles**

$$\text{Números de Paneles} = \frac{29.1116 \text{ m}^2}{1.6368 \text{ m}^2} = 17.7857 \approx 18$$

- **Usuarios con consumo de 760 kWh/mes**

**Consumo Energético Diario**

$$\text{Energía (KWh/día)} = \frac{760 \text{ kWh}}{30 \text{ días}} = 25.3333 \text{ kWh/día}$$

**Factor de Pérdidas**

$$FP = 3.6 * 0.171 * 0.93 = 0.5725$$

**Área Por Instalar**

$$\text{Área por Instalar} = \frac{25.3333 \text{ kWh/día}}{0.5725} = 44.2497 \text{ m}^2$$

**Número de Paneles**

$$\text{Números de Paneles} = \frac{44.2497 \text{ m}^2}{1.6368 \text{ m}^2} = 27.1991 \approx 28$$

En la Tabla 12 se muestra el resumen del diseño de los distintos sistemas solares fotovoltaicos. Para clientes con consumo mayor o igual a 150 kWh/mes, se define de un arreglo de 6 paneles fotovoltaicos conectados en serie. Para clientes con consumos mayores o iguales a 300 kWh/mes, se determina de un arreglo de 11 paneles fotovoltaicos conectados en serie. Los clientes con un consumo mayor o igual a los 500 kWh/mes deben utilizar 18 paneles fotovoltaicos conectados en dos hileras de 9 paneles en serie. Y, por último, para clientes con consumos superiores o iguales a los 760 kWh/mes, tienen que utilizar un arreglo de 28 paneles, distribuidos en dos hileras de 14 paneles en serie.

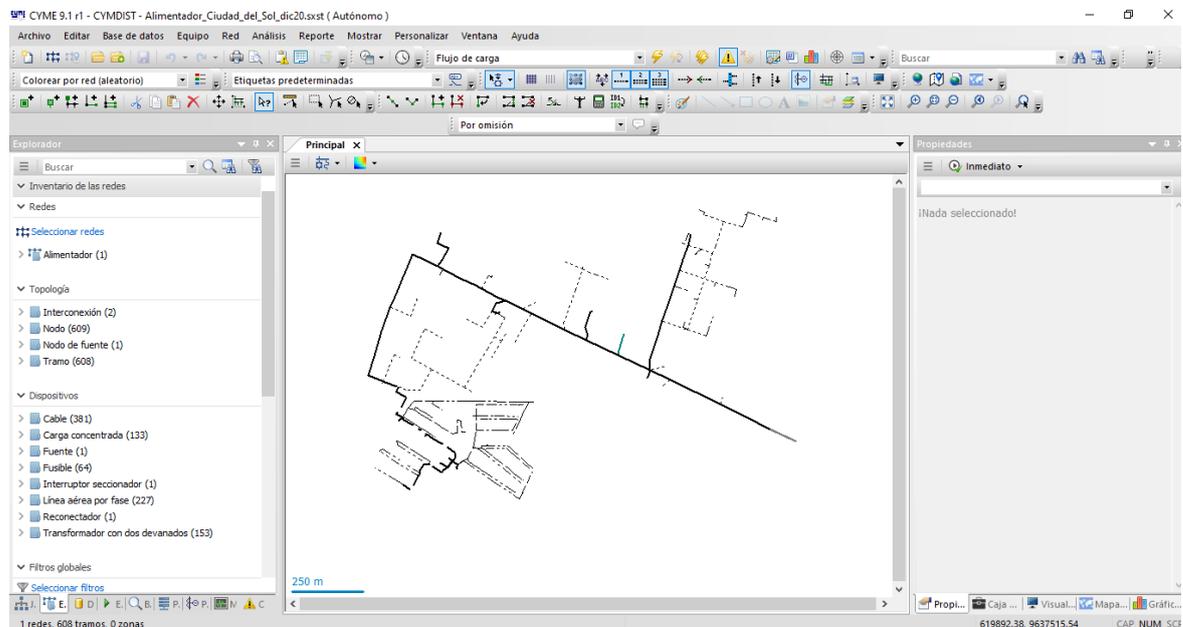
En el Apéndice D se muestra un diagrama unifilar general de conexión de los distintos sistemas fotovoltaicos diseñados.

**Tabla 12.** Número de paneles de acuerdo con el consumo mensual del usuario.

Consumo Energético Mensual por Usuario [kWh/mes]	Consumo Energético al día [kWh/día]	Factor de Pérdidas	Área Para Instalar [m <sup>2</sup> ]	Área de los Paneles Solares [m <sup>2</sup> ]	Número de Paneles	Disposición de los Paneles
≥ 150	5	0.5725	8.7335	1.6368	6	1 serie de 6 paneles
≥ 300	10	0.5725	17.4670	1.6368	11	1 serie de 11 paneles
≥ 500	16.66	0.5725	29.1116	1.6368	18	2 series de 9 paneles
≥ 760	25.33	0.5725	44.2497	1.6368	28	2 series de 14 paneles

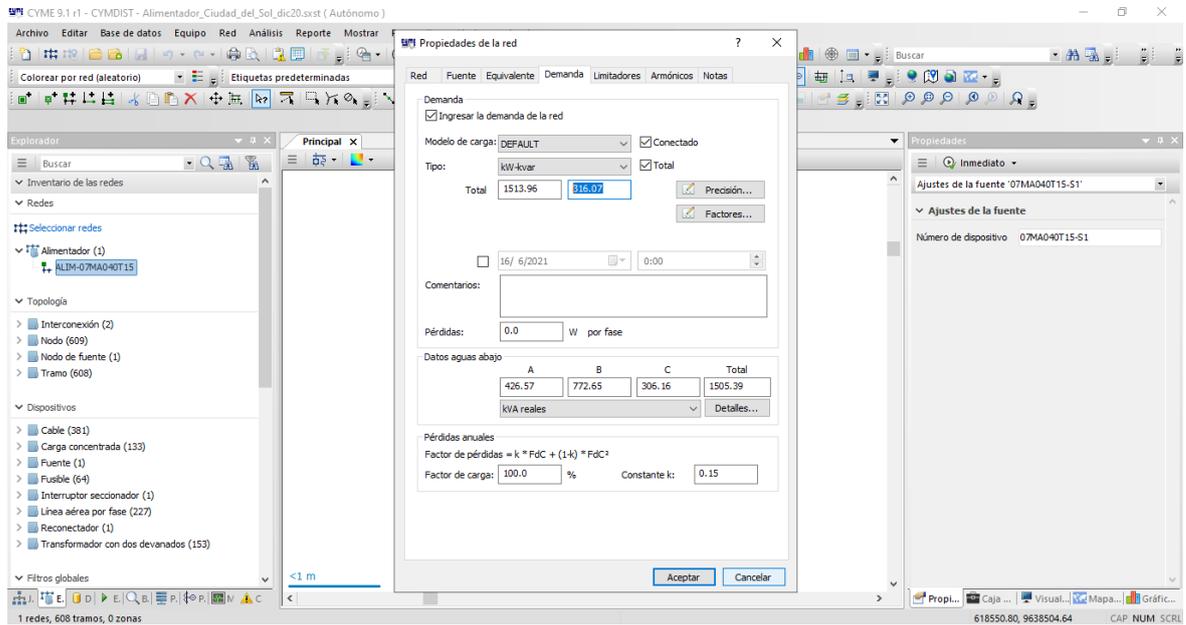
### 3.2. Simulación en CYMDIST del Sistema Fotovoltaico en el Alimentador Ciudad del Sol

En la Ilustración 13 se muestra el alimentador Ciudad del Sol en el programa CYMDIST, donde se observa los parámetros del mismo, como: las interconexiones (2), los nodos (609), los nodos de fuente (1) y los tramos (608).



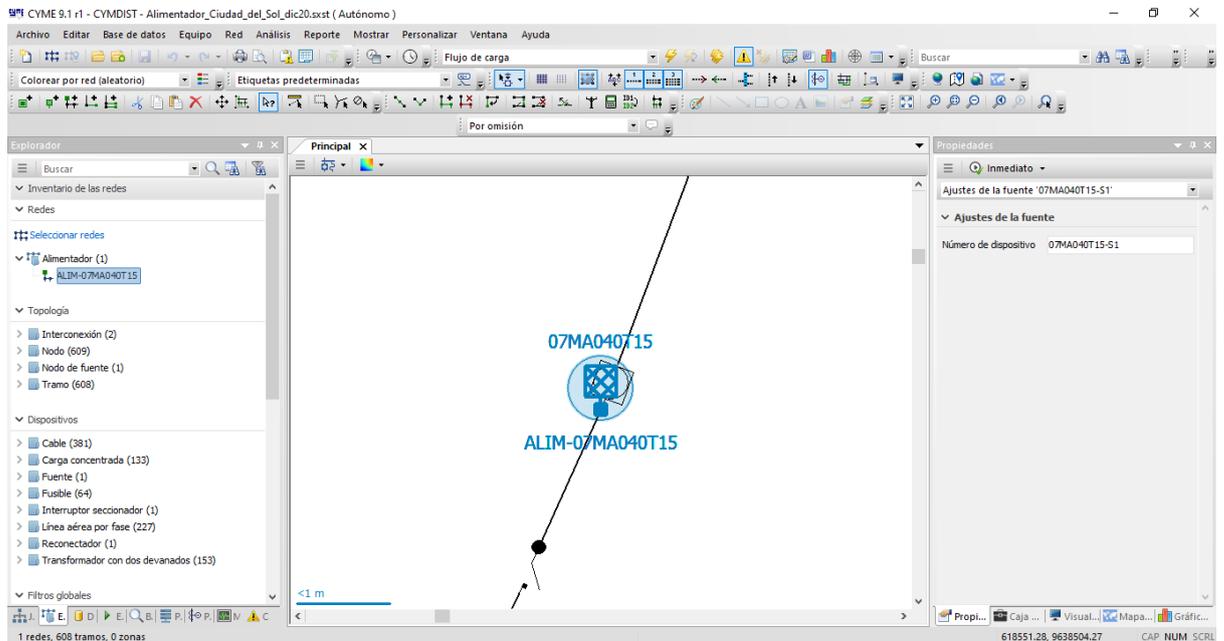
**Ilustración 13.** Alimentador Ciudad del Sol.

En la Ilustración 14 se configura las propiedades de la red para el Alimentador Ciudad del Sol, en esta ventana se pueden establecer datos de red, datos de fuente, datos de demanda, limitadores y armónicos.



**Ilustración 14.** Propiedades de la Red del alimentador Ciudad del Sol.

En la Ilustración 15 se identifica el alimentador, el mismo que lleva el nombre de: ALIM-07MA040T15.



**Ilustración 15.** Alimentador ALIM-07MA040T15.

En la Ilustración 16 se identifica los valores de la red del alimentador Ciudad del Sol, los mismos que se encuentran balanceados.

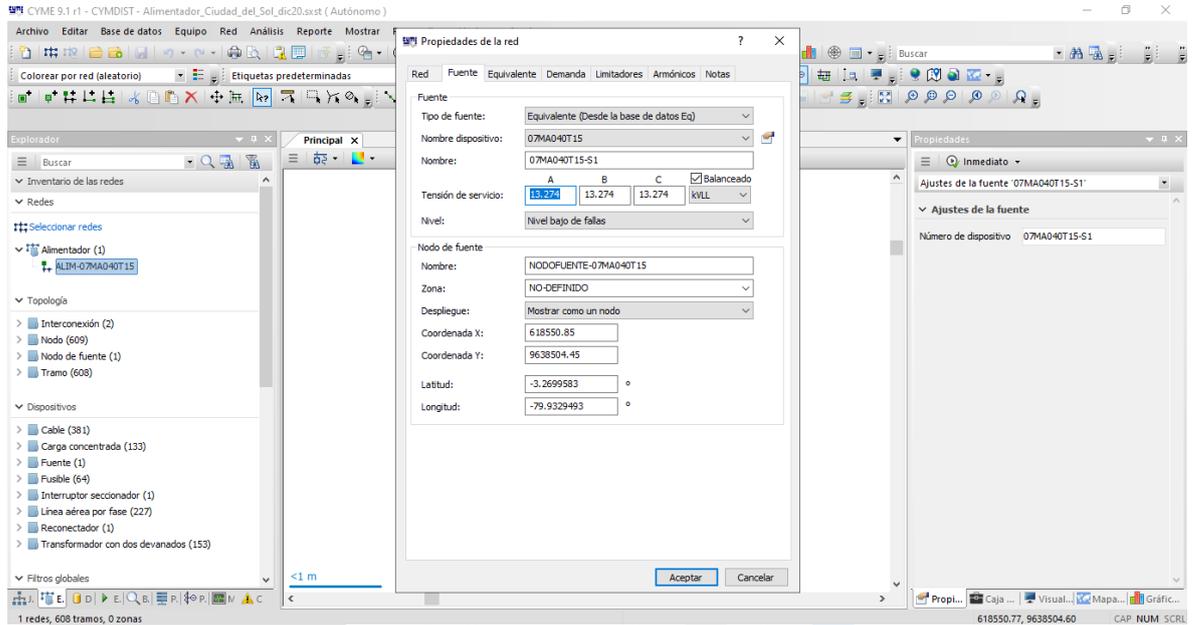


Ilustración 16. Valores de la Red del alimentador Balanceados.

A continuación, en la Ilustración 17 se configura los datos del panel escogido, en este caso tiene el nombre de: PANELL\_FV.

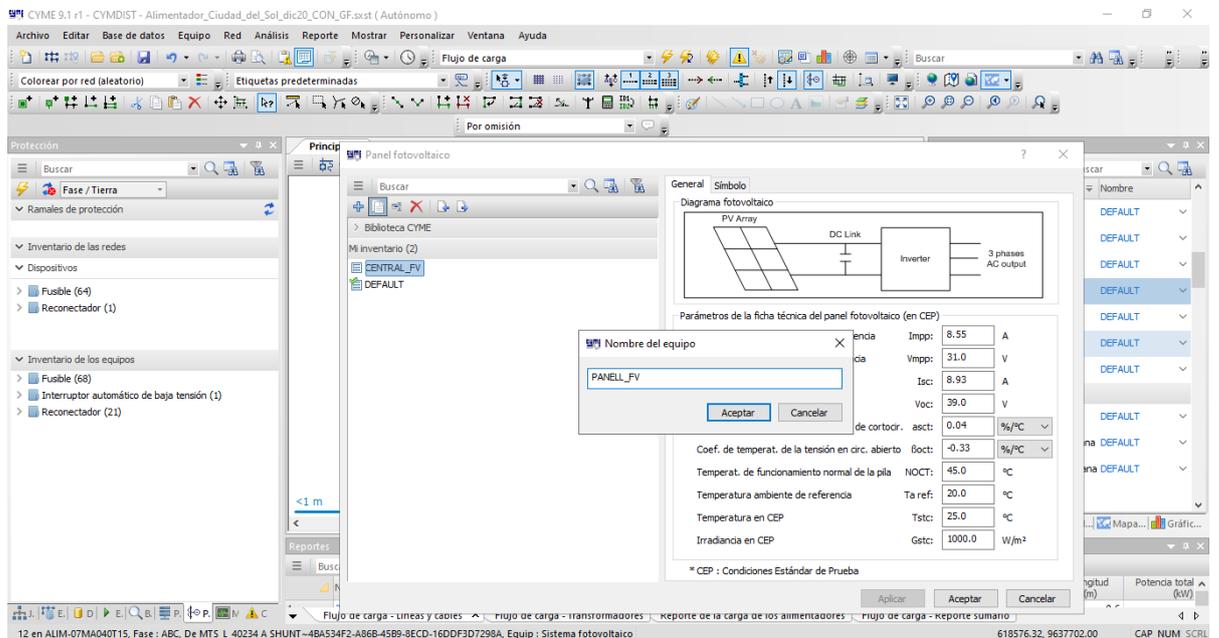


Ilustración 17. Configuración del panel fotovoltaico.

### 3.2.1. Simulaciones en CYMDIST de los Sistemas Fotovoltaicos de acuerdo a la demanda del usuario

- Usuarios con consumo mayor a 150 kWh

En la Ilustración 18 se muestra un cliente del alimentador Ciudad del Sol con consumo mensual de 162 kWh y en la Ilustración 19 la configuración del sistema fotovoltaico de 1.5 kW que abastece la demanda de este tipo de cliente.

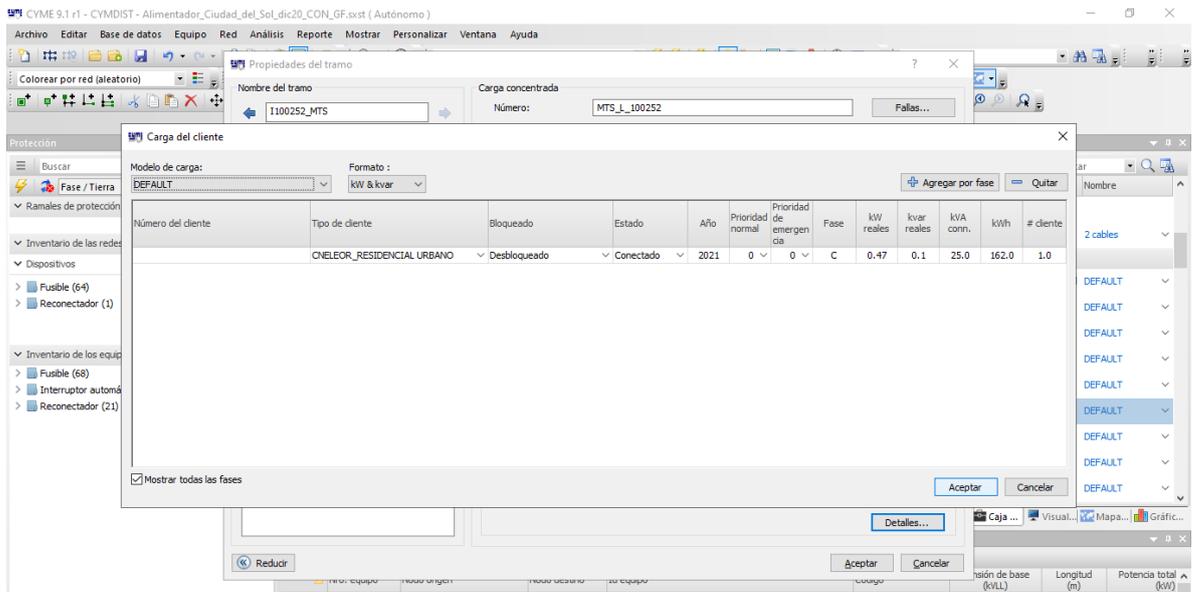


Ilustración 18. Consumo mensual de un cliente con una demanda de 162.0 kWh.

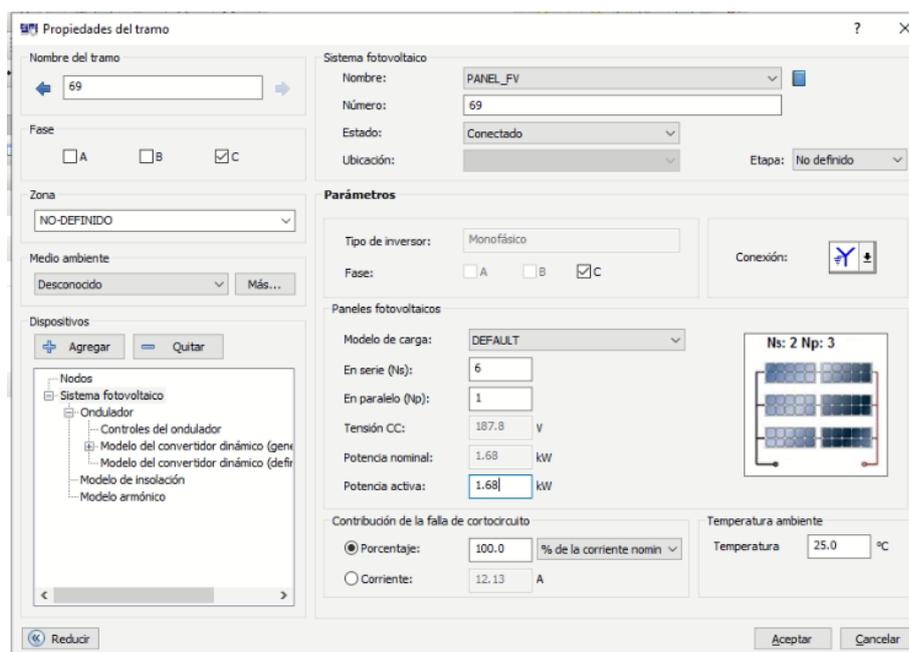


Ilustración 19. Configuración de un sistema fotovoltaico de 1.5 kW.

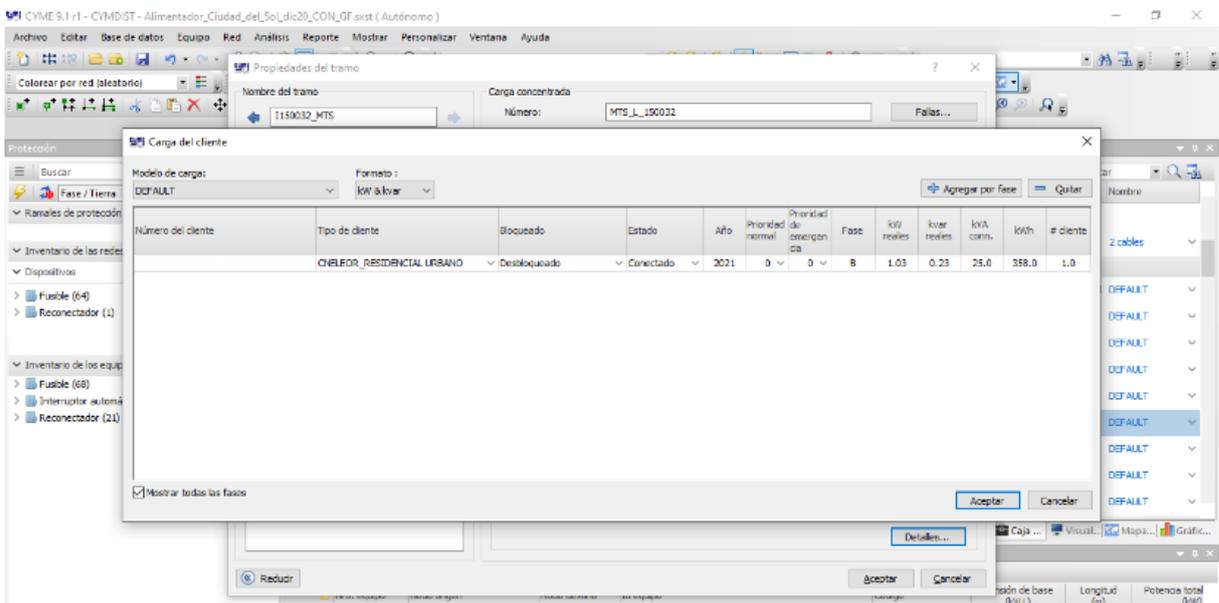
En la Tabla 13 se muestran los precios estimados de los componentes, estructuras y mano de obra del sistema solar fotovoltaico de 1.5 kW.

**Tabla 13.** Precio estimado del Sistema Solar Fotovoltaico de 1.5 kW

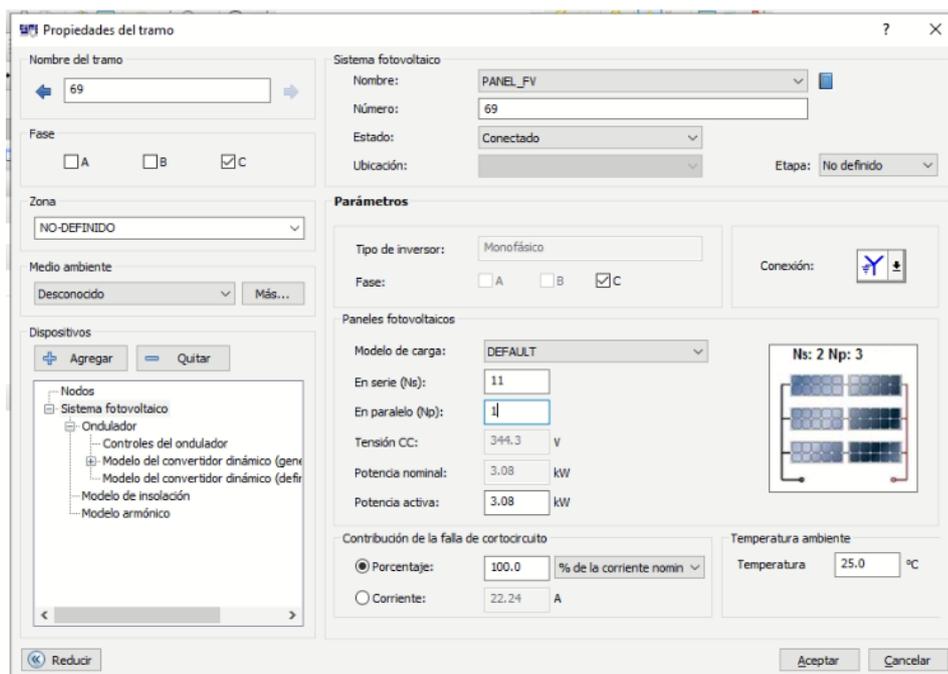
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO 1.5 kW			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P. U.	SUBTOTAL
PANEL SOLAR POLICRISTALINO 280W	6	\$ 142,50	\$ 855,00
ESTRUCTURA PARA 1 PANEL SOLAR CUBIERTA INCLINADA	6	\$ 34,11	\$ 204,66
PARES DE CONECTORES MC4	3	\$ 8,99	\$ 26,97
INVERSOR FRONIUS GALVO 1.5 - 1	1	\$ 1.123,38	\$ 1.123,38
CABLEADO Y PROTECCIONES DEL SISTEMA	1	\$ 221,00	\$ 221,00
INSTALACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	1	\$ 364,65	\$ 364,65
			<b>SUBTOTAL</b>
			<b>IVA 12%</b>
			<b>TOTAL</b>

- **Usuarios con consumo mayor a 300 kWh**

En la Ilustración 20 se muestra un cliente del alimentador Ciudad del Sol con consumo mensual de 358 kWh y en la Ilustración 21 la configuración del sistema fotovoltaico de 3 kW que abastece la demanda de este tipo de cliente.



**Ilustración 20.** Consumo mensual de un cliente con una demanda de 358.0 kWh.



**Ilustración 21.** Configuración de un sistema fotovoltaico de 3.0 kW.

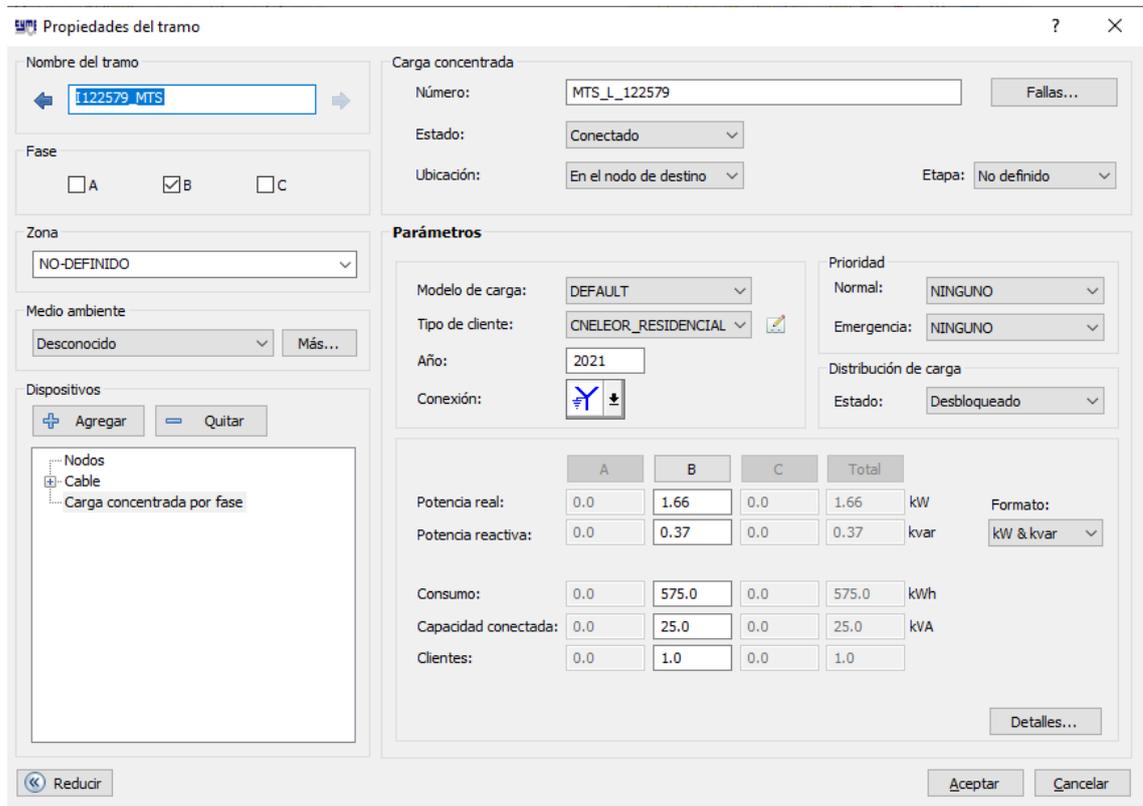
En la Tabla 14 se muestran los precios estimados de los componentes, estructuras y mano de obra del sistema solar fotovoltaico de 3 kW.

**Tabla 14.** Precio estimado del Sistema Solar Fotovoltaico de 3 kW

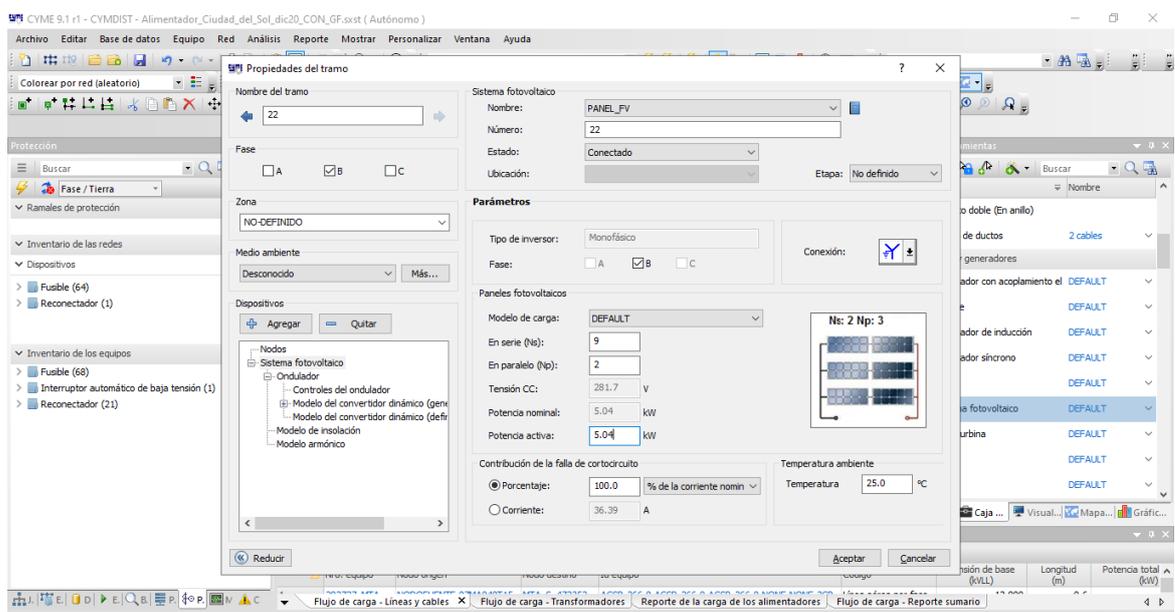
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO 3 kW			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P. U.	SUBTOTAL
PANEL SOLAR POLICRISTALINO 280W	11	\$ 142,50	\$ 1.567,50
ESTRUCTURA PARA 1 PANEL SOLAR CUBIERTA INCLINADA	11	\$ 34,11	\$ 375,21
PARES DE CONECTORES MC4	6	\$ 8,99	\$ 53,94
INVERSOR FRONIUS PRIMO 3.0 - 1	1	\$ 1.135,14	\$ 1.135,14
CABLEADO Y PROTECCIONES DEL SISTEMA	1	\$ 313,18	\$ 313,18
INSTALACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	1	\$ 516,75	\$ 516,75
		<b>SUBTOTAL</b>	\$ 3.961,72
		<b>IVA 12%</b>	\$ 475,41
		<b>TOTAL</b>	\$ 4.437,13

- **Usuarios con consumo mayor a 500 kWh**

En la Ilustración 22 se muestra un cliente del alimentador Ciudad del Sol con consumo mensual de 575 kWh y en la Ilustración 23 la configuración del sistema fotovoltaico de 5 kW que abastece la demanda de este tipo de cliente.



**Ilustración 22.** Consumo mensual de un cliente con una demanda de 575.0 kWh.



**Ilustración 23.** Configuración de un sistema fotovoltaico de 5.0 kW.

En la Tabla 15 se muestran los precios estimados de los componentes, estructuras y mano de obra del sistema solar fotovoltaico de 5 kW.

**Tabla 15.** Precio estimado del Sistema Solar Fotovoltaico de 5 kW

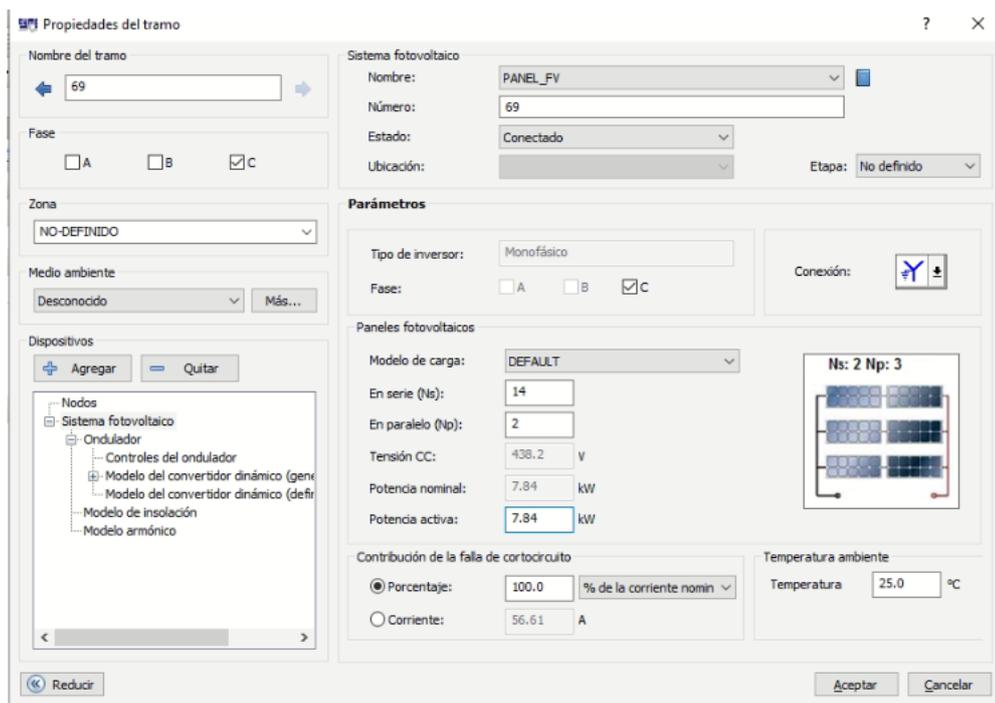
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO 5 kW			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P. U.	SUBTOTAL
PANEL SOLAR POLICRISTALINO 280W	18	\$ 142,50	\$ 2.565,00
ESTRUCTURA PARA 1 PANEL SOLAR CUBIERTA INCLINADA	18	\$ 34,11	\$ 613,98
PARES DE CONECTORES MC4	9	\$ 8,99	\$ 80,91
INVERSOR FRONIUS PRIMO 5.0 - 1	1	\$ 1.369,23	\$ 1.369,23
CABLEADO Y PROTECCIONES DEL SISTEMA	1	\$ 462,91	\$ 462,91
INSTALACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	1	\$ 763,80	\$ 763,80
			<b>SUBTOTAL</b>
			<b>IVA 12%</b>
			<b>TOTAL</b>

• **Usuarios con consumo mayor a 760 kWh**

En la Ilustración 24 se muestra un cliente del alimentador Ciudad del Sol con consumo mensual de 937 kWh y en la Ilustración 25 la configuración del sistema fotovoltaico de 7.6 kW que abastece la demanda de este tipo de cliente.

	A	B	C	Total	
Potencia real:	0.0	2.7	0.0	2.7	kW
Potencia reactiva:	0.0	0.6	0.0	0.6	kvar
Consumo:	0.0	937.0	0.0	937.0	kWh
Capacidad conectada:	0.0	25.0	0.0	25.0	kVA
Clientes:	0.0	1.0	0.0	1.0	

**Ilustración 24.** Consumo mensual de un cliente con una demanda de 937.0 kWh.



**Ilustración 25.** Configuración de un sistema fotovoltaico de 7.6 kW.

En la Tabla 16 se muestran los precios estimados de los componentes, estructuras y mano de obra del sistema solar fotovoltaico de 7.6 kW.

**Tabla 16.** Precio estimado del Sistema Solar Fotovoltaico de 7.6 kW

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO 7.6 kW			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P. U.	SUBTOTAL
PANEL SOLAR POLICRISTALINO 280W	28	\$ 142,50	\$ 3.990,00
ESTRUCTURA PARA 1 PANEL SOLAR CUBIERTA INCLINADA	28	\$ 34,11	\$ 955,08
PARES DE CONECTORES MC4	14	\$ 8,99	\$ 125,86
INVERSOR FRONIUS PRIMO 7.6 - 1	1	\$ 1.624,49	\$ 1.624,49
CABLEADO Y PROTECCIONES DEL SISTEMA	1	\$ 669,54	\$ 669,54
INSTALACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	1	\$ 1.104,75	\$ 1.104,75
		<b>SUBTOTAL</b>	\$ 8.469,72
		<b>IVA 12%</b>	\$ 1.016,37
		<b>TOTAL</b>	\$ 9.486,09

## Configuración de los sistemas fotovoltaicos en el alimentador

En la Ilustración 26 se muestra el ingreso de los sistemas fotovoltaicos en el Alimentador Ciudad del Sol.

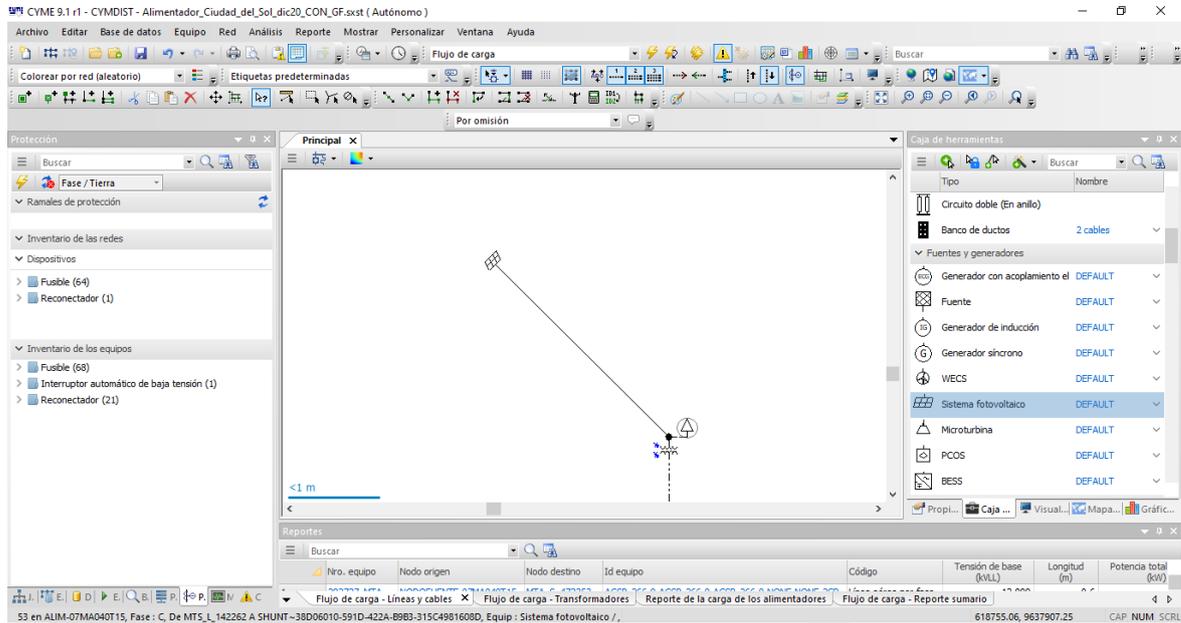


Ilustración 26. Generación Fotovoltaica en los puntos de la red del alimentador.

### 3.3. Perfil de Carga en el Alimentador Ciudad del Sol

En las Tablas 17 y 18 se muestran los perfiles de carga del alimentador sin y con generación fotovoltaica.

Tabla 17. Perfil de Carga del Alimentador sin Generación Fotovoltaica.

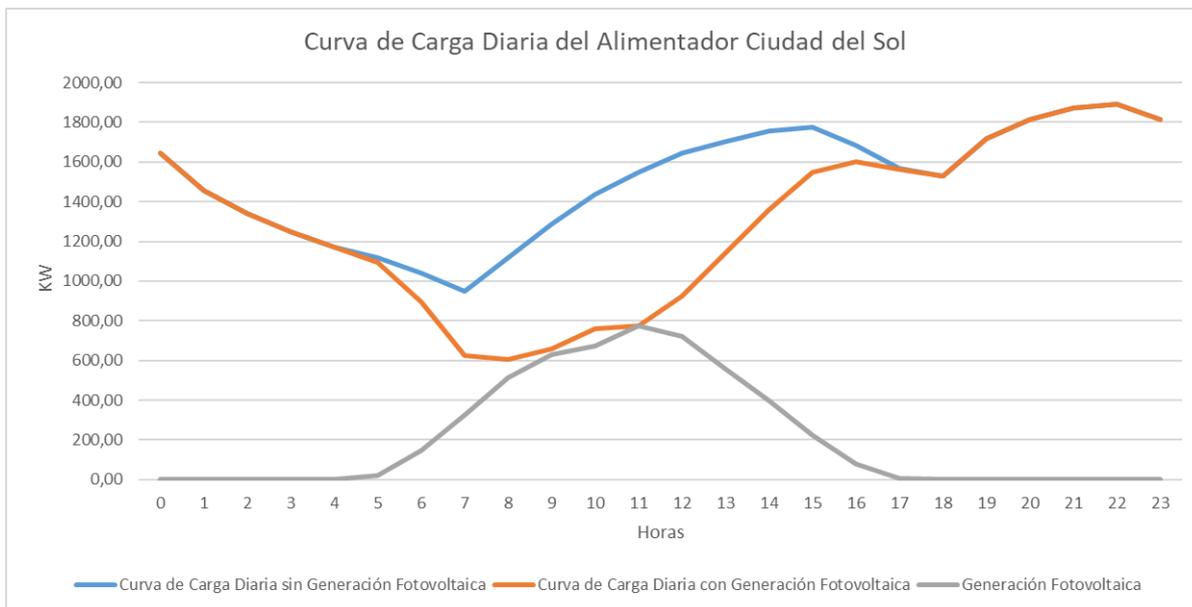
CARGA TOTAL			
HORA	Nombre de la red	kW	FP (%)
0	ALIM-07MA040T15	1643.91	97.23
1	ALIM-07MA040T15	1455.30	97.39
2	ALIM-07MA040T15	1342.40	97.49
3	ALIM-07MA040T15	1248.46	97.58
4	ALIM-07MA040T15	1173.41	97.65
5	ALIM-07MA040T15	1117.17	97.70
6	ALIM-07MA040T15	1042.27	97.78
7	ALIM-07MA040T15	948.76	97.89
8	ALIM-07MA040T15	1117.17	97.70
9	ALIM-07MA040T15	1286.02	97.54
10	ALIM-07MA040T15	1436.47	97.40
11	ALIM-07MA040T15	1549.53	97.31
12	ALIM-07MA040T15	1643.91	97.23
13	ALIM-07MA040T15	1700.60	97.18
14	ALIM-07MA040T15	1757.35	97.13

15	ALIM-07MA040T15	1776.28	97.12
16	ALIM-07MA040T15	1681.70	97.20
17	ALIM-07MA040T15	1568.39	97.29
18	ALIM-07MA040T15	1530.67	97.32
19	ALIM-07MA040T15	1719.51	97.16
20	ALIM-07MA040T15	1814.15	97.09
21	ALIM-07MA040T15	1871.00	97.04
22	ALIM-07MA040T15	1889.96	97.02
23	ALIM-07MA040T15	1814.15	97.09

**Tabla 18.** Perfil de Carga del Alimentador con Generación Fotovoltaica.

HORA	Nombre de la red	CARGA TOTAL		GENERADORES	
		kW	FP (%)	kW	FP (%)
0	ALIM-07MA040T15	1643.91	97.23	0.00	0.00
1	ALIM-07MA040T15	1455.30	97.39	0.00	0.00
2	ALIM-07MA040T15	1342.40	97.49	0.00	0.00
3	ALIM-07MA040T15	1248.46	97.58	0.00	0.00
4	ALIM-07MA040T15	1173.41	97.65	0.00	0.00
5	ALIM-07MA040T15	1093.82	97.61	23.27	100.00
6	ALIM-07MA040T15	894.59	97.04	147.41	100.00
7	ALIM-07MA040T15	622.90	95.27	325.85	100.00
8	ALIM-07MA040T15	605.67	92.62	512.04	100.00
9	ALIM-07MA040T15	658.56	91.23	628.42	100.00
10	ALIM-07MA040T15	762.49	91.36	674.97	100.00
11	ALIM-07MA040T15	775.25	90.02	775.82	100.00
12	ALIM-07MA040T15	923.29	91.73	721.52	100.00
13	ALIM-07MA040T15	1141.84	94.02	558.59	100.00
14	ALIM-07MA040T15	1360.94	95.38	395.67	100.00
15	ALIM-07MA040T15	1550.53	96.30	224.99	100.00
16	ALIM-07MA040T15	1603.78	96.94	77.58	100.00
17	ALIM-07MA040T15	1560.60	97.27	7.76	100.00
18	ALIM-07MA040T15	1530.67	97.32	0.00	0.00
19	ALIM-07MA040T15	1719.51	97.16	0.00	0.00
20	ALIM-07MA040T15	1814.15	97.09	0.00	0.00
21	ALIM-07MA040T15	1871.00	97.04	0.00	0.00
22	ALIM-07MA040T15	1889.96	97.02	0.00	0.00
23	ALIM-07MA040T15	1814.15	97.09	0.00	0.00

En la Ilustración 27 se observan las curvas de carga diarias del Alimentador Ciudad del Sol sin y con generación fotovoltaica.



**Ilustración 27.** Curva de Carga Diaria del Alimentador Ciudad del Sol.

El sistema de generación fotovoltaica se prevé empiece su funcionamiento a las 05:00 y termine a las 17:00. En la Tabla 17 se muestra el perfil de carga del alimentador sin generación fotovoltaica, en donde se observa demandas muy altas sobre todo en las horas pico, por tanto, es necesario un sistema de generación extra que ayude a esas demandas y como se observa en la Tabla 18 el sistema de generación distribuida suple un aproximado del 50% la demanda actual del Alimentador Ciudad del Sol y por ende es una opción viable para los grandes consumidores de la empresa distribuidora CNEL EP.

### 3.4. Pérdidas en el Alimentador Ciudad del Sol

En las Tablas 19 y 20 se muestran las pérdidas del sistema, las pérdidas del conductor y del transformador sin y con generación fotovoltaica.

**Tabla 19.** Pérdidas sin Generación Fotovoltaica.

HORA	Pérdidas conductor	Pérdidas transformador	Pérdidas totales
	kW	kW	kW
0	3.48	35.06	38.54
1	2.72	31.73	34.45
2	2.31	29.96	32.27
3	1.99	28.61	30.60
4	1.75	27.60	29.36
5	1.59	26.89	28.48
6	1.38	26.01	27.39
7	1.14	25.00	26.13
8	1.59	26.89	28.48
9	2.11	29.14	31.25
10	2.65	31.43	34.08

11	3.09	33.34	36.43
12	3.48	35.06	38.54
13	3.73	36.14	39.88
14	3.99	37.27	41.27
15	4.08	37.66	41.74
16	3.65	35.78	39.43
17	3.17	33.67	36.84
18	3.01	33.01	36.02
19	3.82	36.51	40.33
20	4.26	38.45	42.71
21	4.54	39.67	44.21
22	4.63	40.09	44.72
23	4.26	38.45	42.71

**Tabla 20.** Pérdidas Con Generación Fotovoltaica.

HORA	Pérdidas conductor	Pérdidas transformador	Pérdidas totales
	kW	kW	kW
0	3.48	35.06	38.54
1	2.72	31.73	34.45
2	2.31	29.96	32.27
3	1.99	28.61	30.60
4	1.75	27.60	29.36
5	1.56	26.85	28.41
6	1.23	25.89	27.12
7	0.97	25.16	26.13
8	1.42	27.60	29.02
9	1.93	30.28	32.21
10	2.40	32.67	35.07
11	2.86	35.11	37.97
12	3.10	36.34	39.44
13	3.20	36.51	39.71
14	3.45	37.09	40.53
15	3.68	37.30	40.98
16	3.50	35.59	39.09
17	3.15	33.65	36.80
18	3.01	33.01	36.02
19	3.82	36.51	40.33
20	4.26	38.45	42.71
21	4.54	39.67	44.21
22	4.63	40.09	44.72
23	4.26	38.45	42.71

Las pérdidas del sistema, en conductores y transformadores sin y con generación fotovoltaica tienen una variación poco significativa, que va en torno al  $\pm 1\%$ , por tanto, no influyen de manera representativa al alimentador.

### 3.5. Voltaje en un punto dado en el Alimentador Ciudad del Sol

En las Tablas 21 y 22 se muestran los voltajes en kV sin y con generación fotovoltaica.

**Tabla 21.** Voltaje sin Generación Fotovoltaica.

PUNTO	6671_MTA	40196_MTS	150018_MTS	169658_MTS
<b>HORA</b>	<b>kV</b>	<b>kV</b>	<b>kV</b>	<b>kV</b>
0	7.69	7.69	7.68	7.68
1	7.69	7.69	7.69	7.69
2	7.69	7.69	7.69	7.69
3	7.69	7.69	7.69	7.69
4	7.69	7.69	7.69	7.69
5	7.69	7.69	7.69	7.69
6	7.69	7.69	7.69	7.69
7	7.69	7.69	7.69	7.69
8	7.69	7.69	7.69	7.69
9	7.69	7.69	7.69	7.69
10	7.69	7.69	7.69	7.69
11	7.69	7.69	7.68	7.68
12	7.69	7.69	7.68	7.68
13	7.69	7.69	7.68	7.68
14	7.69	7.69	7.68	7.68
15	7.69	7.69	7.68	7.68
16	7.69	7.69	7.68	7.68
17	7.69	7.69	7.68	7.68
18	7.69	7.69	7.68	7.68
19	7.69	7.69	7.68	7.68
20	7.69	7.69	7.68	7.68
21	7.69	7.69	7.68	7.68
22	7.69	7.69	7.68	7.68
23	7.69	7.69	7.68	7.68

**Tabla 22.** Voltaje con Generación Fotovoltaica.

PUNTO	6671_MTA	40196_MTS	150018_MTS	169658_MTS
<b>HORA</b>	<b>kV</b>	<b>kV</b>	<b>kV</b>	<b>kV</b>
0	7.69	7.69	7.68	7.68
1	7.69	7.69	7.69	7.69
2	7.69	7.69	7.69	7.69
3	7.69	7.69	7.69	7.69
4	7.69	7.69	7.69	7.69
5	7.69	7.69	7.69	7.69
6	7.69	7.69	7.69	7.69
7	7.70	7.70	7.70	7.70
8	7.70	7.70	7.71	7.71
9	7.70	7.70	7.71	7.71

<b>10</b>	7.70	7.70	7.71	7.71
<b>11</b>	7.70	7.70	7.71	7.71
<b>12</b>	7.69	7.70	7.71	7.71
<b>13</b>	7.69	7.69	7.70	7.70
<b>14</b>	7.69	7.69	7.70	7.70
<b>15</b>	7.69	7.69	7.69	7.69
<b>16</b>	7.69	7.69	7.69	7.69
<b>17</b>	7.69	7.69	7.68	7.68
<b>18</b>	7.69	7.69	7.68	7.68
<b>19</b>	7.69	7.69	7.68	7.68
<b>20</b>	7.69	7.69	7.68	7.68
<b>21</b>	7.69	7.69	7.68	7.68
<b>22</b>	7.69	7.69	7.68	7.68
<b>23</b>	7.69	7.69	7.68	7.68

En la Tabla 21 se observan los voltajes en las distintas horas de funcionamiento del alimentador sin generación fotovoltaica y en la Tabla 22 se muestran los voltajes en las distintas horas de funcionamiento con generación fotovoltaica, en donde se aprecia un aumento de voltaje en el horario de 07:00 a 12:00 AM pudiendo representar algún cambio en el funcionamiento del alimentador, pero se observa que a partir de las 13:00 PM regresa al estado convencional de funcionamiento.

## **CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1. Conclusiones**

La generación distribuida ha cambiado la forma de producir la energía eléctrica, va reduciendo el uso de energía convencional, promoviendo la utilización de energías renovables. La idea principal es transformar el sistema energético en un sistema distribuido, en el que la energía se genere mediante pequeñas instalaciones renovables repartidas por todo un país, para que los ciudadanos puedan compartir la energía renovable que producen.

La generación distribuida por su condición de dispersión geográfica, le brinda a la red eléctrica mayor resistencia, estabilidad y seguridad para sistemas apartados o aislados.

Los sistemas de generación distribuida se dimensionaron con base en 4 rangos de energía mensual. Para clientes con consumo mayor a 150 kWh/mes se dimensiona un sistema de 1.5 kW, para clientes con consumo mayor a 300 kWh/mes se dimensiona un sistema de 3 kW, para clientes con consumo mayor a 500 kWh/mes se dimensiona un sistema de 5 kW y para clientes con consumo mayor a 760 kWh/mes se dimensiona un sistema de 7.6 kW.

Los sistemas dimensionados suplen hasta en un 50% la demanda del Alimentador Ciudad del Sol y por ende es una opción viable para grandes consumidores. Las pérdidas del sistema, en conductores y transformadores tienen una variación poco significativa, que va en torno al  $\pm 1\%$ . Y los voltajes se ve un aumento en el horario de 07:00 a 12:00 AM, pero volviendo a un funcionamiento convencional a las 13:00 PM.

Modelar redes de distribución con la ayuda del software CYMDIST es muy intuitivo, ya que es una interfaz dinámica que integra alta calidad y gran variedad de funcionalidades.

El software CYMDIST ayuda a dimensionar los sistemas fotovoltaicos para diferentes rangos de potencia de viviendas, en donde con el número de paneles se obtiene la potencia activa que será suministrada a las viviendas y su impacto en la red eléctrica convencional, además de considerar sus pérdidas a través de la potencia reactiva.

La regulación ARCERNNR-001/2021 es de vital importancia, ya que incentiva la instalación de sistemas de generación por medio de generación distribuida. Siendo la normativa vigente en el Ecuador.

#### **4.2. Recomendaciones**

Se tiene que tener suma precaución a la hora de modelar los sistemas en CYMDIST ya que pueden ser sobredimensionados y eso causar pérdidas económicas tanto al cliente como a la empresa eléctrica distribuidora.

Se recomienda el uso de un banco de capacitores en el caso del que el factor de potencia disminuya.

Un trabajo a futuro interesante a realizar, sería el estudio de generación distribuida en zonas rurales, puesto que son zonas alejadas y muchas veces sin acceso a la red eléctrica convencional. Por tanto, es de suma importancia que cuenten con una generación autosustentable. Además, Se sugiere realizar estudios de generación distribuida por métodos de generación distintos a la solar fotovoltaica.

Para la implementación de un sistema en base a energía distribuida se deben emplear controladores de potencia activa y reactiva que filtren al sistema y aumenten la capacidad de inyección de potencia a la red, evitando así la presencia de armónicos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

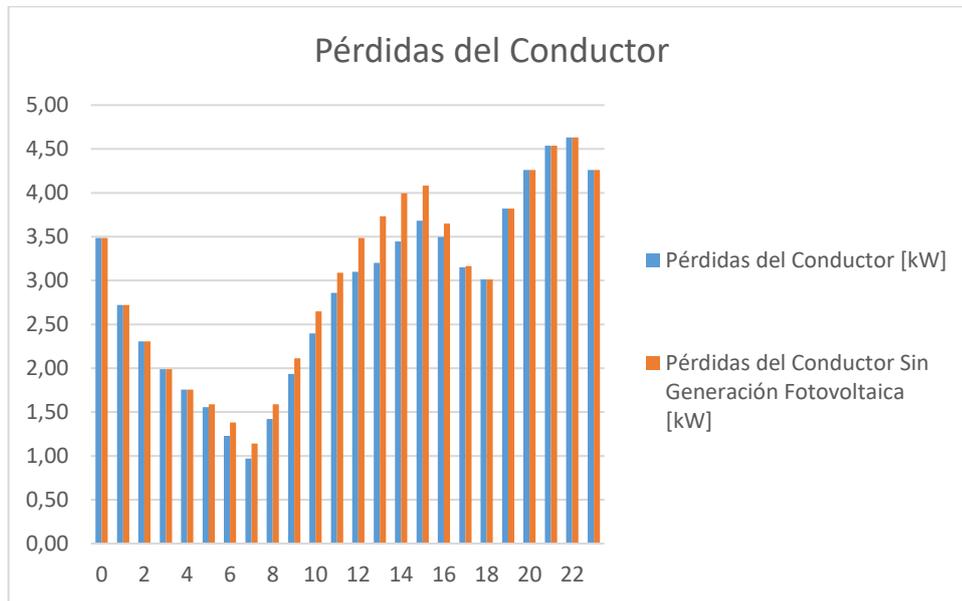
- [1] F. U. Pazos, «Implementación de un sistema de paneles fotovoltaicos (solares) para suministro de energía eléctrica en los exteriores de un condominio,» *Universidad Católica de Santiago de Guayaquil*, 2014.
- [2] M. C. Guerrero, «Proyecto de factibilidad para uso de paneles solares en generación fotovoltaica de electricidad en el complejo habitacional,» 2012.
- [3] R. D. S. A. S. F. fría y Y. H., «Diseño de un sistema fotovoltaico para alimentar una vivienda,» *VII Conferencia Internacional Ciencia y Tecnología por un desarrollo sostenible, Las Tunas, Cuba, ,* 2017.
- [4] S. G. Murillo, «Análisis de la energía solar térmica y fotovoltaica para la comunidad de limoncito,» *Universidad Católica de Santiago de Guayaquil*, 2015.
- [5] J. Q. Gaibor, «Aplicación de la Deontología enfocada a la Generación Distribuida en el Ecuador,» 2017.
- [6] J. J. SIERRA, «Impacto de la Generación Distribuida en la Estabilidad del Voltaje en los Sistemas de Distribución,» 2020.
- [7] W. L. Theo, J. S. Lim, W. S. Ho, H. Hashim y C. T. L. , «Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.
- [8] V. Vita, T. Alimardan y L. Ekonomou, «The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks' Voltage Profile and Energy Losses,» *IEEE European Modelling Symposium*, 2015.
- [9] F. Bastião, P. Cruz y R. Fiteiro, «Impact of Distributed Generation on Distribution Networks,» *IEEE*, 2008.
- [10] E. F. S. Sumba, A. V. S. Sumba, G. A. L. C. y J. A. P. Rodríguez, «Impact of Distributed Generation in the Electrical System of Ecuador,» *International Journal of Physical Sciences and Engineering*, 2019.
- [11] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo y C. R. Barreto-Calle, «Incentive pertaining to energy the generation distributed in Ecuador».
- [12] Agencia de Regulación y Control de energía y Recursos Naturales no Renovables, «Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica,» 2021.
- [13] M. Mora-Alvarez, P. Contreras-Ortiz, X. Serrano-Guerrero y G. Escrivá-Escriva, «Characterization and Classification of Daily Electricity Consumption Profiles: Shape Factors and k-Means Clustering Technique,» *EDP Science*, 2018.
- [14] X. S. Guerrero, Caracterización de la demanda de energía mediante patrones estocásticos en las Redes Eléctricas Inteligentes, Valencia, 2020.

- [15] P. S. Contreras Ortiz y M. X. Mora Alvarez, Aplicación de técnicas de clustering y detección de anomalías para la clasificación de consumos de energía eléctrica., Cuenca, 2018.
- [16] X. Serrano Guerrero, G. E. Escrivá, S. Luna Romero y J.-M. Clairand., «A Time-Series Treatment Method to Obtain Electrical Consumption Patterns for Anomalies Detection Improvement in Electrical Consumption Profiles.,» *Energies*, 2020.
- [17] X. Serrano Guerrero, G. Escrivá Escrivá y R. B. Carlos, «Statistical Methodology to Assess Changes in the Electrical Consumption Profile of Buildings.,» *Elsevier*, 2018.
- [18] EATON CYME Distribution System Analysis, «Reliable modeling, analytic and planning tools to improve the performance of the distribution system.,» Canada, 2018.
- [19] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, 2014.
- [20] T. Stoffel, *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, 2013.
- [21] U. Y. Tito, L. Quispe-Huaman y O.-A. Vilca-Huayta, «Evaluation of the Peak-Sun Hour on a Tilted Surface in the City of Juliaca.,» *IEEE*, 2020.
- [22] A. M. Stewart-Ibarra y R. Lowe, «Climate and Non-Climate Drivers of Dengue Epidemics in Southern Coastal Ecuador.,» *The American Society of Tropical Medicine and Hygiene*, 2013.
- [23] P. G. V. Sampaio y M. O. A. González, «Photovoltaic solar energy: Conceptual framework.,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- [24] F. Jafarkazemi y S. A. Saadabadi, «Optimum tilt angle and orientation of solar surfaces in Abu Dhabi, UAE.,» *Renewable Energy*, 2012.
- [25] R. S. Meyer, M. y K. Chhatbar, *Concentrating Solar Power Technology.,* 2012.
- [26] V. Kumar Sharma, A. Colangelo y G. Spagna, «Photovoltaic technology: Basic concepts, sizing of a stand alone photovoltaic system for domestic applications and preliminary economic analysis.,» *Energy Conversion and Management*, 1995.
- [27] ARCOTEL, «46,4% de usuarios del Servicio Móvil Avanzado poseen un smartphone.,» Junio 2018. [En línea]. Available: <http://www.arcotel.gob.ec/464-de-usuarios-del-servicio-movil-avanzado-poseen-un-smartphone/>. [Último acceso: 15 Abril 2019].
- [28] INEC, «Tecnologías de la Información y Comunicación.,» 2018. [En línea]. Available: [http://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Estadisticas\\_Sociales/TIC/2017/Tics%202017\\_270718.pdf](http://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Estadisticas_Sociales/TIC/2017/Tics%202017_270718.pdf). [Último acceso: 15 Abril 2019].
- [29] UNESCO, «Marco de Competencias de los Docentes en materia de TIC.,» [En línea]. Available: <https://es.unesco.org/themes/tic-educacion/marco-competencias-docentes>. [Último acceso: 15 Abril 2019].
- [30] UNESCO, «Las TIC en la educación.,» [En línea]. Available: <https://es.unesco.org/themes/tic-educacion>. [Último acceso: 15 Abril 2019].

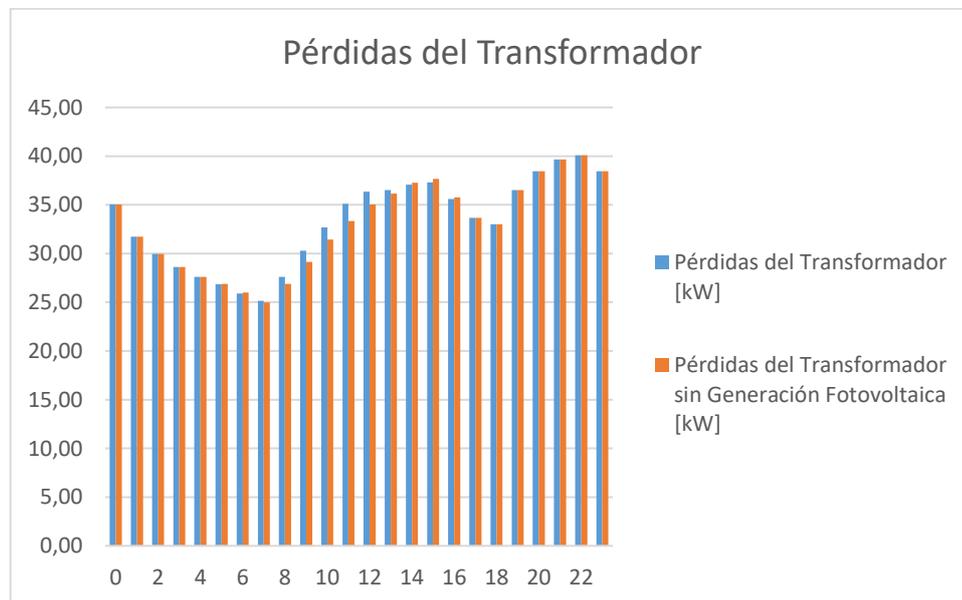
- [31] M. G. Gericota y J. M. Santos Gago, TICs para el aprendizaje de la ingeniería, Brasilia: Sociedad de Educación: Capítulos Español y Portugués de IEEE, 2015.
- [32] N. Olmedo, O. Farrerons, J. Lapaz y F. Bermudez, «Influencia de las TIC en el aprendizaje de la Ingeniería Gráfica,» Barcelona, 2011.
- [33] CNEL, «Demandas Alimentador Ciudad Del Sol,» Machala , 2020.
- [34] B. Booth y A. Mitchell, Getting Started with ArcGIS, 2001.
- [35] D. V. Revelo y F. Ordóñez, «MAPA SOLAR del Ecuador 2019,» 2019.
- [36] Paneles Solares Policristalinos 280W, «POWEST Paneles Solares Policristalinos».
- [37] FRNIUS PRIMO, «TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO».

# APÉNDICES

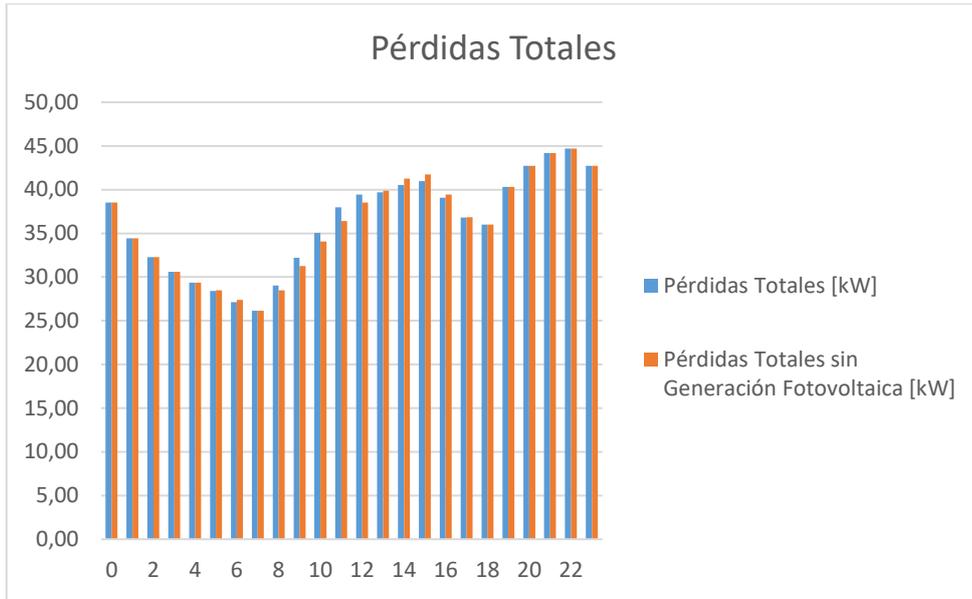
## APÉNDICE A: Pérdidas en el alimentador



**Ilustración 28.** Pérdidas del Conductor

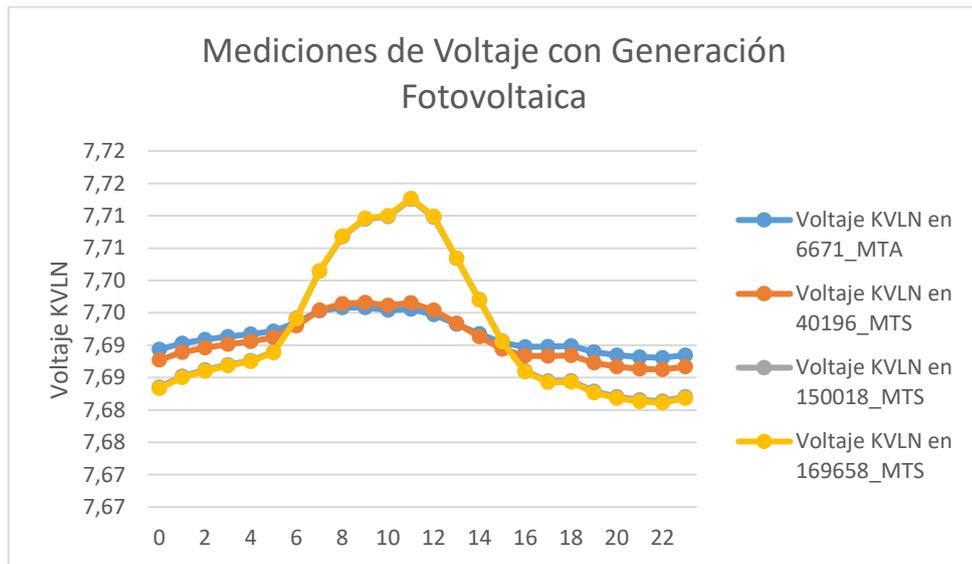


**Ilustración 29.** Pérdidas del Transformador

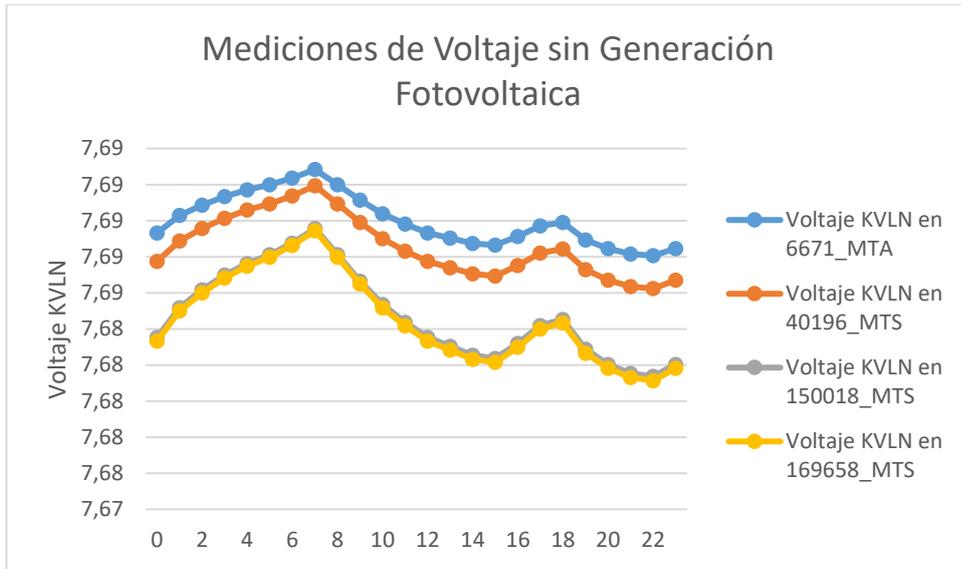


**Ilustración 30.** Pérdidas Totales

## APÉNDICE B: Mediciones de Voltaje

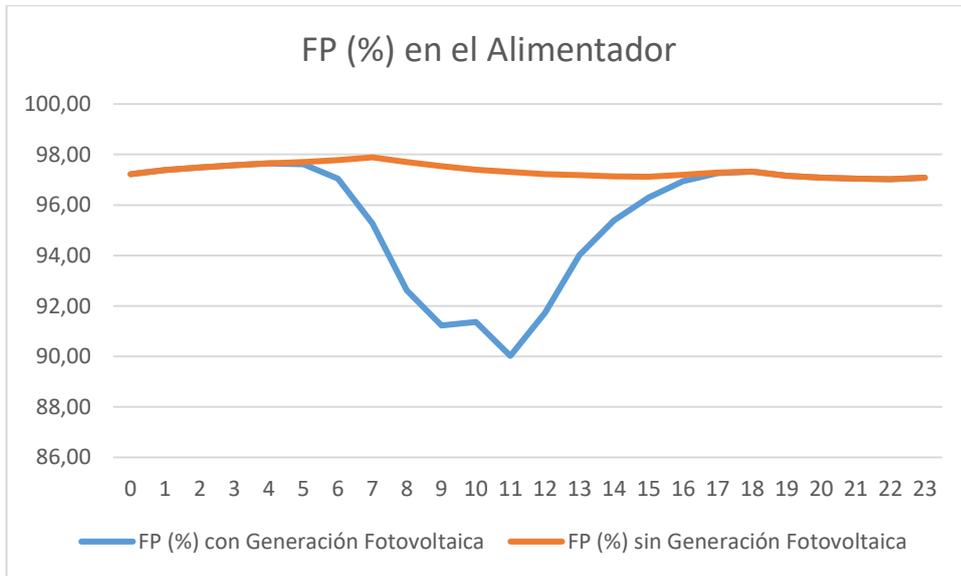


**Ilustración 31.** Mediciones de Voltaje con Generación Fotovoltaica.



**Ilustración 32.** Mediciones de Voltaje sin Generación Fotovoltaica.

### APÉNDICE C: Factor de Potencia en el Alimentador



**Ilustración 33.** Factor de Potencia en el Alimentador.

## APÉNDICE D: Diagrama Unifilar de los Sistemas Fotovoltaicos

A6  
105x148

A5  
148x210

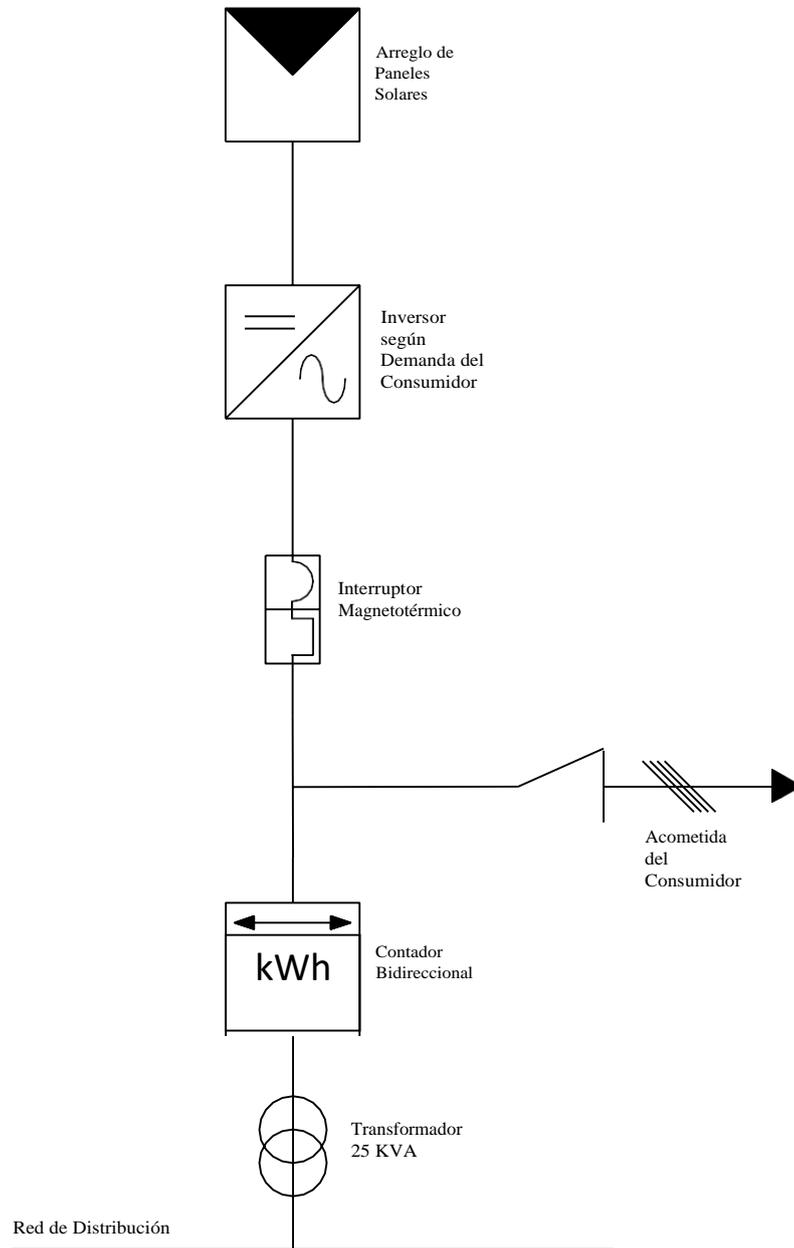
A4  
210x297

A3  
297x420

A2  
420x594

A1  
594x841

A0  
841x1189



Unidad:  mm		Nombre	Fecha	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA Sede Cuenca
	Dibujado:	Byron Marín		
	Comprobado:	Ing. Xavier Serrano		
Escala 1:1	DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS			Lámina N°: