



La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN
DEL NET METERING PARA DIFERENTES TIPOS DE
CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD EN EL ECUADOR.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

SALAZAR PÉREZ GABRIEL SEBASTIÁN

DIRECTOR: Dr.-Ing. ARCOS MARTINEZ HUGO NEPTALÍ

Quito, abril de 2020

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Gabriel Sebastián Salazar Pérez, bajo mi supervisión.

Dr. Ing. Hugo Arcos Martínez
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

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

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



GABRIEL SEBASTIÁN SALAZAR PÉREZ

DEDICATORIA

A mis padres: Gabriel e Ivonne, quienes siempre han estado a mi lado y su motivación ha sido imprescindible para cumplir y completar mis metas, motivándome e ilustrándome con su ejemplo la forma de afrontar cada reto. Enseñándome a ser quien soy.

A mi hermano: Mateo, que siempre ha estado incondicionalmente a mi lado, sacándome una sonrisa inigualable.

A mis abuelitos: Carlos, Guadalupe, Héctor y Carmen, quienes me enseñaron desde muy pequeño que, a pesar de las circunstancias, el esfuerzo y la constancia llevan a grandes triunfos.

A mi familia, que me ha apoyado en cada actividad que realicé, dándome todo su cariño y amor.

Y a mis amigos, quienes están conmigo en las buenas y en las malas, mostrando su lado más sencillo y generoso, forjando lazos inquebrantables que perdurarán con el tiempo.

AGRADECIMIENTO

Primero agradezco a Dios, quien me ha dado sabiduría, inteligencia y salud para poder sobrellevar cada una de mis actividades diarias y retos personales y académicos a lo largo de todo este tiempo.

A mis Padres Gabriel e Ivonne, quienes labraron mi camino hacia el éxito enseñándome el más claro ejemplo de trabajo duro y honesto, disciplina, constancia, competitividad y pasión por las cosas. Enseñándome a desenvolverme en las circunstancias y salir adelante ante cualquier obstáculo que se nos presente.

A mi hermano Mateo, por ayudarme a salir adelante en los momentos de tristeza y enojo con cada una de sus ocurrencias y por ser un pilar fundamental en mi estabilidad emocional.

A mi familia, por siempre estar presente en los mejores momentos de mi vida y por ser la ayuda y abrigo para los momentos difíciles.

A mis amigos, por hacer que esta estadía en la Escuela Politécnica Nacional sea inolvidable, por ser parte de cada una de mis travesías a lo largo de mi etapa estudiantil y por brindarme su apoyo incondicional.

A cada uno de los docentes de la Escuela Politécnica Nacional, por la formación académica y moral impartida en cada una de sus cátedras, por los retos impuestos que sin lugar a duda me dejan una base inquebrantable para mi futuro profesional y por abrirme sus brazos cada vez que tenía algún inconveniente.

Al Dr. Hugo Arcos por su valiosa amistad, conocimiento impartido, paciencia, colaboración y dedicación puesta en mi a lo largo de toda mi carrera universitaria.

A mis entrenadores, por enseñarme la disciplina y rigor en cada uno de sus entrenamientos, por acompañarme en mi crecimiento deportivo y académico y por motivarme a cumplir cada uno de mis sueños con gallardía y temple.

¡Gracias de todo corazón!

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 ALCANCE	3
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	4
2.1.1. Radiación Solar.....	4
2.1.2. Definición de Generación Fotovoltaica	6
2.1.3. Sistemas Solares Fotovoltaicos	6
2.1.3.1 Sistemas Fotovoltaicos Aislados o Autónomos.....	7
2.1.3.1.1 Sistema Centralizado	7
2.1.3.1.2 Sistema Descentralizado.....	7
2.1.3.2 Sistemas Fotovoltaicos con conexión a la Red (ON-GRID).....	8
2.1.4. Formas de Conexión de los Arreglos Fotovoltaicos	10
2.1.4.1 Conexión en Paralelo	10
2.1.4.2 Conexión en Serie.....	11
2.1.5. Componentes Fotovoltaicos	12
2.1.5.1 Módulos Fotovoltaicos.....	12
2.1.5.1.1 Tipos de Módulos Fotovoltaicos.....	14
2.1.5.2 Inversor Fotovoltaico	14
2.1.5.2.1 Tipos de Inversores.....	15
2.1.5.3 Transformador de Salida.....	16
2.1.5.4 Elementos de Protección y Desconexión.....	17
2.1.5.4.1 Seccionador de Potencia de Corriente Continua.....	17
2.1.5.4.2 Protección contra cortocircuitos.....	18
2.1.5.4.3 Protección contra Sobrevoltajes.....	18
2.1.5.4.4 Protección frente a choques eléctricos.....	18
2.1.5.5 Estructura de soporte de los módulos	18
2.1.5.5.1 Estructura Individual.....	18

2.1.5.5.2 Estructuras con triángulo inclinado	19
2.1.5.5.3 Estructuras Coplanares	20
2.1.5.5.4 Estructuras Opcionales.....	20
2.1.6. Esquema de Autoproducción con conexión a red “Net Metering”	21
2.2. ANÁLISIS LEGAL Y REGULATORIO RELACIONADO CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL ECUADOR.....	22
2.2.1 Constitución de la República del Ecuador	23
2.2.2 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	23
2.2.3 Regulación Nro. ARCONEL 003/18 “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”	24
2.2.4 Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones	24
2.2.5 Mecanismos de Fomento Para el Desarrollo de Energías Renovables No Convencionales	25
2.2.5.1 Mecanismos de Fomento Aplicados con Anterioridad	25
2.2.5.1.1 <i>Feed in Tariff</i>	25
2.2.5.1.2 <i>Cuotas de Energía Renovable</i>	25
2.2.5.1.3 <i>Autogeneración</i>	26
2.2.5.2 Mecanismos de Fomento Vigentes	26
2.2.5.2.1 <i>Net Metering</i>	26
2.2.5.2.2 <i>Cuotas de Energía Renovable</i>	27
2.2.5.3 Otros Mecanismos de Fomento.....	28
2.2.5.3.1 <i>Incentivos Arancelarios</i>	28
2.2.5.3.2 <i>Incentivos Tributarios</i>	28
2.2.5.3.3 <i>Incentivos Fiscales</i>	28
2.3 COSTO NIVELADO DE ENERGÍA	29
2.4 PARIDAD DE RED.....	31
2.5 CLUSTERING	32
2.6 CATEGORÍAS TARIFARIAS.....	38
3. METODOLOGÍA	47
3.1 DETERMINACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA	47
3.2 RECOLECCIÓN Y ADECUACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	58
3.2.1 Clasificación de consumidores finales	58
3.2.2 Determinación de Clientes Tipo	58
3.3 DESCRIPCIÓN Y USO DEL SOFTWARE PVSYST	59

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	70
4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS USUARIOS	70
4.2. CLUSTERING	72
4.3. DISEÑO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA TIPO.....	73
4.3.1 CNEL- Unidad de Negocio Guayaquil.....	74
4.3.2 Empresa Eléctrica Quito S.A:	79
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS Y VERIFICACIÓN DE LA PARIDAD DE RED	86
4.5 BENEFICIOS TÉCNICOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	91
4.6 INTERFAZ GRÁFICA PARA EL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN FOTOVOLTAICA	96
4.7 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UNA CENTRAL TIPO	97
4.8 RECOMENDACIONES DE MEJORA A LA NORMATIVA VIGENTE	104
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
5.1 CONCLUSIONES.....	105
5.2 RECOMENDACIONES.....	107
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109
ANEXOS	114

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se analizan aspectos técnicos y económicos para la implementación en el Ecuador de proyectos de generación fotovoltaica para autoabastecimiento eléctrico. Se revisan las normativas, leyes y regulaciones relacionadas con el desarrollo de estos proyectos. Con los resultados de este análisis, se plantean posibilidades de mejora que puedan beneficiar tanto a las empresas distribuidoras (ED) como a los consumidores finales (CF).

Se categoriza el catastro de clientes residenciales, comerciales e industriales de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y de la Unidad de Negocio CNEL Guayaquil. Para esta categorización, se utiliza un método de “Clustering”, con el cual se logran clasificaciones, basadas en parámetros adecuados de similitud. Esto permite realizar los estudios y análisis técnicos y económicos para diferentes clases de clientes tipo del servicio eléctrico.

Se analizan fuentes bibliográficas para determinar la forma adecuada de estimar el Costo Nivelado de Energía (LCOE por sus siglas en inglés), y se identifican varios modelos de cálculo para este indicador. Se selecciona el mejor método de cálculo para posteriormente determinar la “Paridad de Red” y, con ello, analizar la viabilidad de cada uno de los proyectos tipo.

Utilizando el software de simulación PVSyst, se dimensionan centrales fotovoltaicas tipo para cada clase de clientes y se analizan los diferentes aportes eléctricos y energéticos en cada caso. Finalmente, se realiza un análisis económico a partir de indicadores como el LCOE, Paridad de Red, la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión (TERI). De esta forma se verifican las condiciones que hacen factible la implementación del Net Metering en diferentes centrales de autoconsumo fotovoltaico.

PALABRAS CLAVE: Autoabastecimiento Fotovoltaico, Costo Nivelado de Energía, Generación Distribuida, Net Metering, Paridad de Red.

ABSTRACT

In the present project, we will analyze technical and economic aspects for the implementation in Ecuador of photovoltaic generation projects for electrical self-consumption. The rules, laws, and regulations related to the development of these projects will be reviewed. With the results of this analysis, possibilities for improvement will be raised that can benefit both distribution companies (ED) and final consumers (CF).

It will begin by categorizing the base of residential, commercial and industrial customers of the Quito Electricity Company and the CNEL Guayaquil Business Unit. For this categorization, a "Clustering" method will be used, with the result of this method, customers classification will be achieved, based on appropriate parameters of similarity. This will allow technical and economic studies and analyses to be carried out for different categories of electrical customers.

Also, bibliographic sources will be analyzed to determine the appropriate methodology to estimate the Levelized Cost of Energy (LCOE), and several calculation models for this indicator will be identified. The best calculation method will be selected based on different criteria to later be able to compare it with the "Grid Parity" and thereby analyze the viability of each of the standard projects.

Using the PVSyst simulation software, standard photovoltaic power plants will be dimensioned for each categories of customers and the different electrical and energy contributions in each case will be analyzed. Finally, an economic analysis will be performed based on indicators such as the LCOE, Grid Parity, the Internal Rate of Return (IRR) and the Estimated Time of Investment Recovery. This will verify the conditions that implement Net Metering feasible in different photovoltaic self-consumption power plants.

KEYWORDS: Photovoltaic Self-Supply, Levelized Cost of Energy, Distributed Generation, Net Metering, Grid Parity.

1. INTRODUCCIÓN

El Ecuador, por su ubicación geográfica y la presencia de microclimas, tiene un gran potencial para la implementación de sistemas de generación eléctrica en base a energía solar, lo que puede contribuir a mejorar la competitividad en el sector industrial, a reemplazar o reducir el consumo de combustibles fósiles y mejorar la eficiencia energética global del sector eléctrico.

De acuerdo con el Atlas Solar del Ecuador, existen zonas geográficas con alta radiación solar y dichas superficies pueden ser consideradas aptas para la implementación y desarrollo de proyectos fotovoltaicos. La Insolación Global Promedio en el Ecuador (Directa y Difusa) tiene un valor de 4,575 Wh/m²/días y un valor máximo de 5500 Wh/m²/días.

En el Ecuador se encuentra vigente la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, la cual establece los requerimientos y lineamientos para la implementación de la generación distribuida de hasta 1 MW de capacidad para autoconsumo. En el presente trabajo se analizará dicha Regulación y se proponen mejoras que permitan un mayor fomento a la implementación de la energía fotovoltaica en micro centrales.

Cabe recalcar que hay muchas maneras de calcular el LCOE por sus siglas en inglés Levelized Cost of Energy o, en español, Costo Nivelado de Energía, el cual es un indicador económico que actualmente se utiliza para determinar el costo real de generación, lo cual permite analizar la conveniencia de la implementación de un proyecto de generación. En el presente trabajo, se selecciona una forma de cálculo de este indicador para centrales fotovoltaicas y adicionalmente se plantea la determinación de la paridad de red, lo que permite analizar un esquema adecuado de inversión para autoabastecimiento eléctrico.

Se realiza diferentes diseños de centrales fotovoltaicas tipo para distintos tipos de clientes como resultado de un proceso de categorización (Clustering) y se determinan los aportes eléctricos, energéticos y económicos que se podrían lograr al implementar cada tipo de central de generación distribuida. De esta manera se pueden analizar las posibles ventajas de la implementación del Net Metering tanto para el consumidor como para el sector eléctrico del país.

Con los resultados de los diseños de las centrales tipo, se determinan señales financieras para cada consumidor final, para utilizarlas en análisis de factibilidad del desarrollo de proyectos de generación distribuida para autoabastecimiento a través del esquema Net Metering.

En base de los análisis realizados, se establecen parámetros técnicos y financieros tales como: dimensionamiento y diseño para cada tipo de central de generación distribuida, ventajas de su implementación, tasa interna de retorno, costos nivelados de energía y paridad de red. Estos parámetros serán importantes en la toma de decisiones para la implementación o no del autoabastecimiento en cada tipo de consumidor final analizado.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es Evaluar técnica y económicamente la implementación del esquema de autoabastecimiento eléctrico conocido como Net Metering, para diferentes tipos y tamaños de consumidores finales del servicio eléctrico en el Ecuador.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Investigar detalladamente los aspectos legales, regulatorios, técnicos, financieros y económicos del modelo Net Metering aprobado para el Ecuador mediante Regulación Nro. ARCONEL 003/18.
- Analizar y determinar las metodologías más adecuadas de cálculo del costo nivelado de energía y paridad de red para centrales fotovoltaicas de generación distribuida.
- Estimar los aportes eléctricos y energéticos de distintos tamaños de centrales fotovoltaicas tipo de generación distribuida, para cada grupo de consumidores finales del servicio eléctrico.
- Dimensionar centrales fotovoltaicas tipo para diferentes categorías y tamaños de consumidores finales del servicio eléctrico del Ecuador.
- Elaborar el análisis económico financiero para cada tipo de proyecto de autoabastecimiento, determinando el costo nivelado de energía, la paridad de red, la tasa interna de retorno y el tiempo estimado de la recuperación de la inversión.

1.2 ALCANCE

En el presente trabajo se analizarán los aspectos normativos vigentes en el Ecuador, con los resultados de este análisis se propondrán mejoras a la Regulación Nro. ARCONEL 003/18. Se planteará la manera más adecuada para el cálculo del costo nivelado de energía el cual nos permite evaluar la paridad de red. Se clasificará, mediante un proceso de Clustering, a los diferentes tipos de clientes del servicio eléctrico, lo cual nos dará un punto de partida para el diseño de la central fotovoltaica para cada tipo de cliente. Con los resultados de este diseño, se evaluarán los parámetros eléctricos y energéticos para cada cliente y finalmente se realizará un análisis económico y financiero. Esto nos permitirá determinar la factibilidad del proyecto con la ayuda de indicadores como: el Costo Nivelado de Energía (LCOE), la Paridad de Red, la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión (TERI).

2. MARCO TEÓRICO

2.1. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Las energías renovables son aquellas en las cuales el recurso primario se obtiene a través de fuentes teóricamente inagotables, debido a que poseen una gran cantidad de energía o porque se regeneran con el transcurso del tiempo. En la actualidad, se han desarrollado a nivel mundial tecnologías para el aprovechamiento a gran escala de energías renovables como la fotovoltaica, eólica, geotérmica, entre otras.

La energía solar es aquella que se obtiene a partir de la radiación electromagnética procedente del sol [1]. Desde la antigüedad, el ser humano ha aprovechado la radiación solar para la producción de energía y en la actualidad existen diversas formas de aprovecharla, como son: células fotoeléctricas, concentradores solares, helióstatos y colectores solares.

A lo largo de la historia, el sol ha sido una fuente de energía importante para el desarrollo de la humanidad. En décadas recientes, debido a factores económicos y ambientales, se ha buscado maximizar los beneficios de la energía solar a partir de la aplicación de sistemas más eficientes y confiables. En particular, para la producción de energía eléctrica, ha tenido un gran desarrollo la tecnología fotovoltaica.

La energía generada por el sol se reconoció como un efecto fotovoltaico por primera vez en el año 1839 por el físico francés Becquerel. Sin embargo, no fue hasta el año 1883 que se construyó por primera vez lo que ahora se conoce como célula solar, la primera célula solar fue construida por Charles Fritts y tenía una eficiencia de apenas 1% [2]. En el año 1946 el ingeniero estadounidense Russell Ohl fue quien patentó la célula fotovoltaica moderna con la combinación de semiconductores [3], sin embargo, un punto de quiebre se produjo en el año 1954 cuando los Laboratorios Bell desarrollaron la primera célula fotovoltaica de silicio con una eficiencia del 4.5% [2].

2.1.1. Radiación Solar

La radiación solar absorbida por la atmósfera terrestre no es aprovechada al máximo, se puede decir que el 24% de la radiación solar llega directamente, el 21% llega de manera

indirecta y que el 29% de la radiación se pierde en el espacio sin causar ningún impacto [7].

Componentes de la radiación solar

Se puede dividir a la radiación solar en tres componentes, las cuales se presentan a continuación y se esquematizan en la Figura 2.1.

- **Directa:** Es la que proviene del sol, sin desviar su paso por la atmosfera
- **Difusa:** Los rayos solares sufren cambios debidos a la reflexión difusa en la atmosfera
- **Albedo:** Es la radiación que se forma por la reflexión de los rayos solares en superficies próximas o con el suelo.

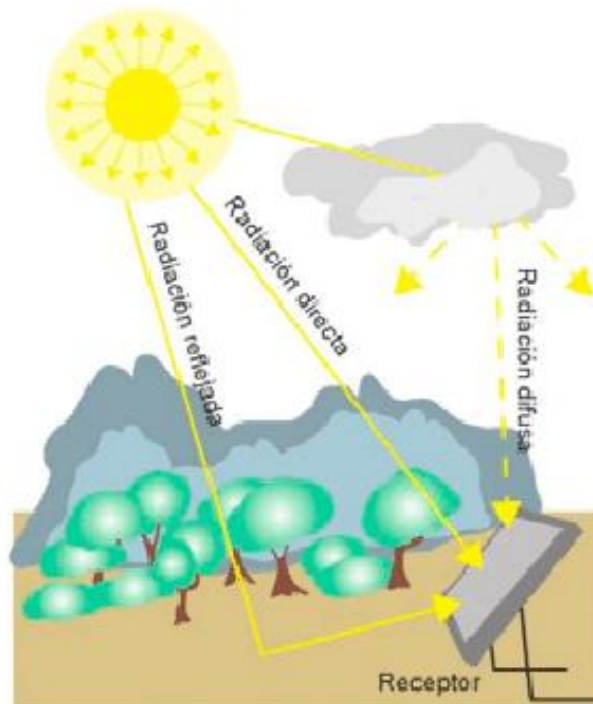


Figura 2.1. Componentes de la Radiación Solar [8]

Horas de sol pico (HSP)

Son el número de horas que la irradiación estuvo en un valor constante, teórico de 1000 W/m². Se obtiene al dividir la irradiación real de todo un día para el valor de 1000 W/m². Se debe tomar en cuenta este concepto ya que así se puede dimensionar de mejor manera la potencia efectiva que realmente va a producir la central.

- Sistemas con conexión a la Red (On-Grid)
- Sistemas Híbridos

En la Figura 2.3 se puede observar una clasificación más detallada de las instalaciones fotovoltaicas.

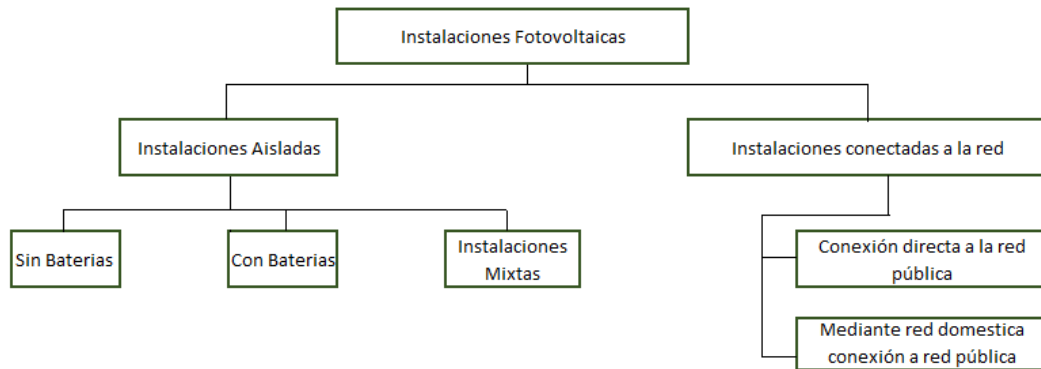


Figura 2.3. Clasificación de los Sistemas Fotovoltaicos [Elaboración Propia]

2.1.3.1 Sistemas Fotovoltaicos Aislados o Autónomos

Estos sistemas fotovoltaicos son utilizados en sectores remotos que no tienen acceso a la red eléctrica, generalmente sectores rurales, iluminación de áreas aisladas, antenas de comunicación, bombeo de agua, entre otros. Estos sistemas necesitan un inversor para poder convertir la corriente continua en corriente alterna, un regulador de voltaje y bancos de baterías para almacenar la energía excedente que no sea utilizada.

Este tipo de instalaciones pueden ser de dos tipos expuestos a continuación:

2.1.3.1.1 Sistema Centralizado

Este sistema cubre todas las necesidades de un grupo de usuarios, disminuyendo así los costos del sistema sin afectar la calidad del suministro para ningún usuario.

2.1.3.1.2 Sistema Descentralizado

Este sistema se diferencia del anterior ya que la instalación fotovoltaica se encuentra en cada uno de los puntos de consumo, por lo cual los costos para este tipo de sistemas son más elevados.

En la Figura 2.4 se presenta la topología de conexión de un sistema fotovoltaico aislado de la red.

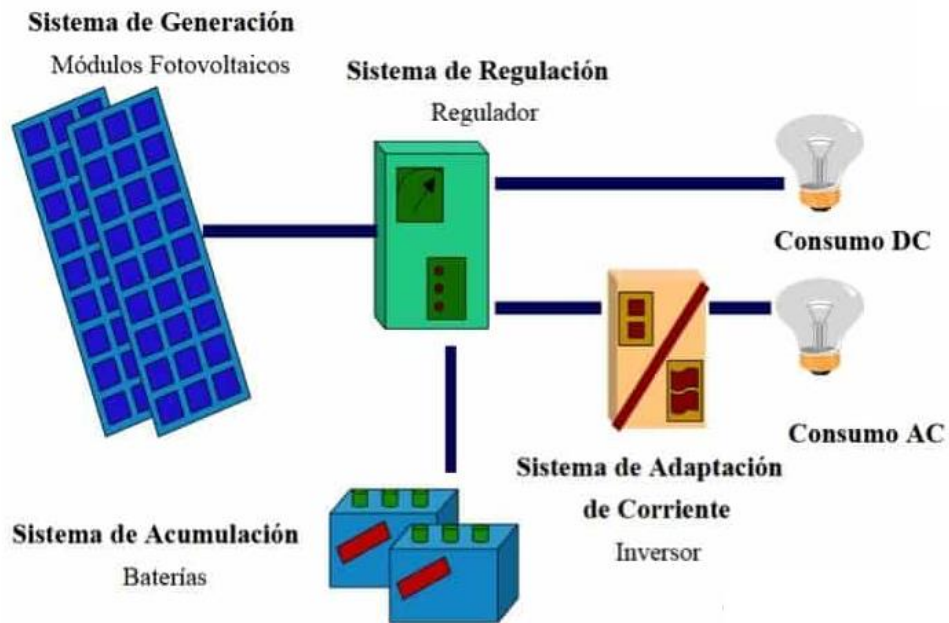


Figura 2.4. Sistema Fotovoltaico Aislado [3]

2.1.3.2 Sistemas Fotovoltaicos con conexión a la Red (ON-GRID)

Este tipo de sistemas se encuentran conectados permanentemente a la red eléctrica, de forma que en los períodos en los cuales la irradiación solar sea elevada, el sistema fotovoltaico entrega energía a su carga y a la red, caso contrario en períodos de irradiación insuficiente o nula, la red eléctrica es la encargada de entregar la energía necesaria para satisfacer la demanda.

En caso de excedentes de energía, el usuario registra un crédito de energía que se puede ir acumulando en un período de varios meses. Los equipos que conforman este tipo de instalaciones son los siguientes:

- Módulo Fotovoltaico
- Inversor
- Medidor Bidireccional

Estos sistemas se pueden implementar en los diferentes tipos de usuarios desde un consumidor residencial sin demanda horaria, hasta un consumidor industrial con demanda horaria diferenciada. En términos generales, se pueden aplicar en casas, edificios, centros comerciales, parqueaderos, florícolas u otro tipo de industria.

En la Figura 2.5 se presenta un sistema fotovoltaico conectado a la red y la forma en la que se conectan los diferentes elementos.

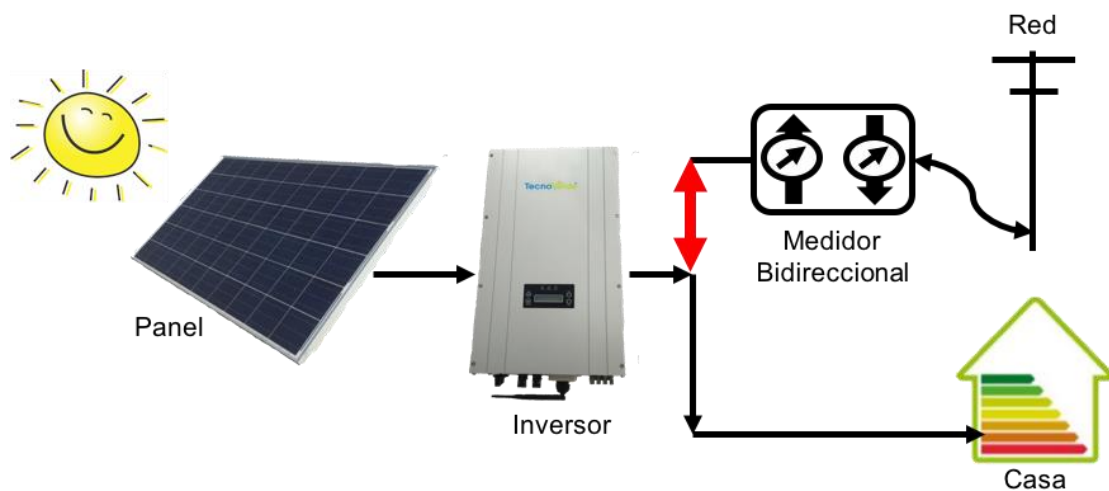


Figura 2.5. Sistema Fotovoltaico ON-GRID [4]

2.1.3.3 Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

Este tipo de sistemas combinan los sistemas fotovoltaicos con una o más fuentes de generación renovable o no renovable, como, por ejemplo: eólicos o geotermia. Así se procura aumentar la confiabilidad del sistema, a costa de encarecer la instalación ya que son dos tecnologías de generación las que se necesitan implementar en lugar de una.

En la Figura 2.6 se observa un sistema que implementa hidráulica, fotovoltaica y eólica, representando así un sistema híbrido

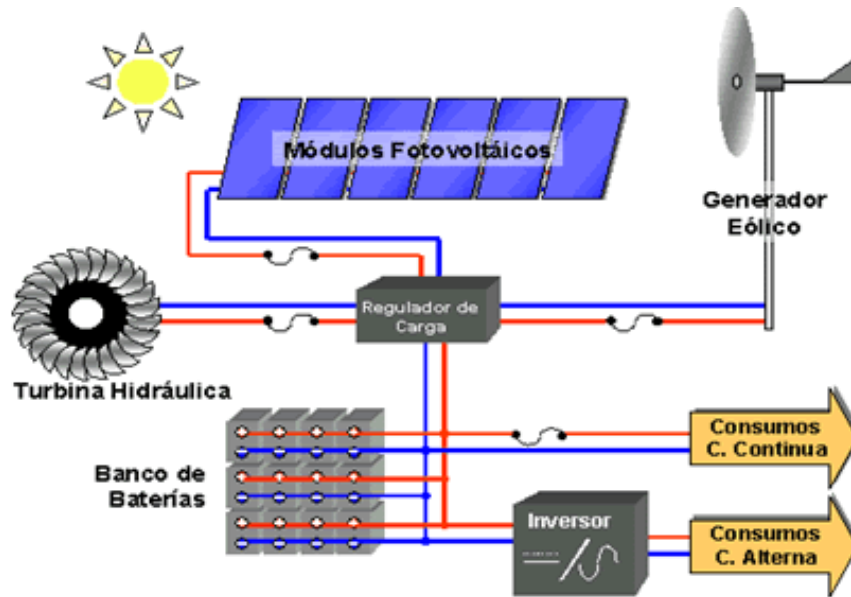


Figura 2.6. Sistema de generación híbrido [5]

2.1.4. Formas de Conexión de los Arreglos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se pueden conectar de dos diferentes formas, dependiendo de los requerimientos técnicos y geográficos de la instalación. A continuación, se expondrán las diferentes formas de conexión de los módulos fotovoltaicos.

2.1.4.1 Conexión en Paralelo

Esta conexión se realiza conectando todos los polos positivos por un lado mientras que por el otro lado de la placa se conecta los polos negativos. De esta forma tenemos un mismo voltaje en las placas mientras que la corriente se va sumando para dar el total de amperios soportados. En la Figura 2.7 se presenta la forma de conexión de dos paneles en paralelo.

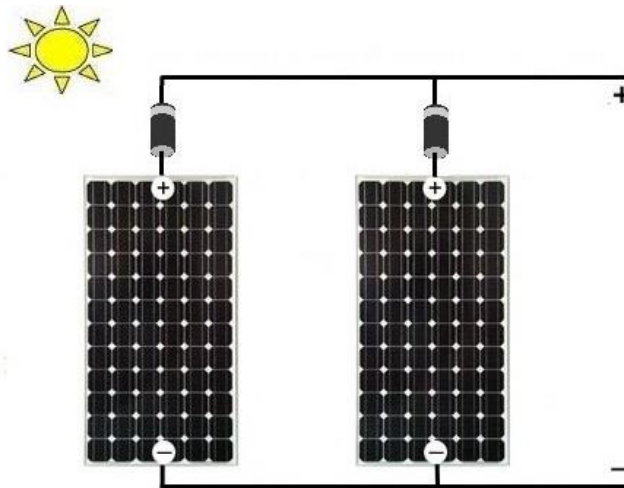


Figura 2. 7. Conexión en Paralelo [6]

2.1.4.2 Conexión en Serie

En esta configuración, se conectan directamente las placas solares entre sí, conectando seguidamente el polo positivo de un panel con el polo negativo del panel adyacente, a diferencia de la configuración en paralelo la intensidad de corriente es la misma y el voltaje se suma en función del número de paneles. En la Figura 2.8 se observa la forma de conectar paneles en serie.

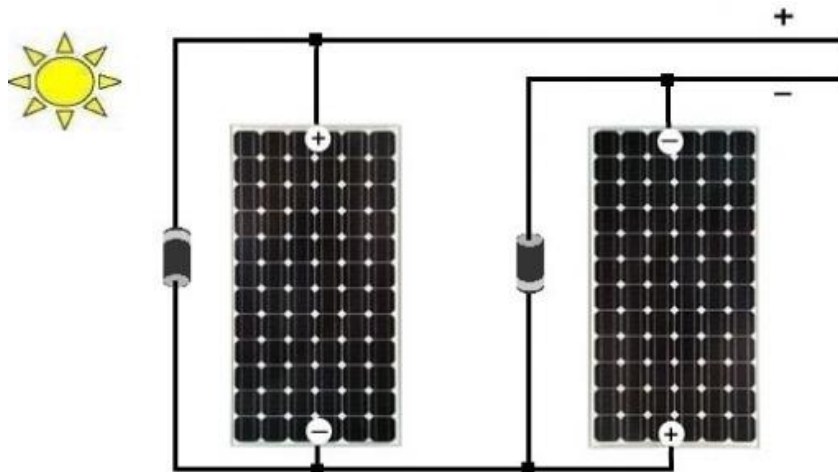


Figura 2. 8. Conexión en Serie [10]

La forma de conexión dependerá de las condiciones geográficas del lugar en donde se instalen los paneles, el área útil, las características técnicas de cada módulo y los requerimientos eléctricos de la instalación.

2.1.5. Componentes Fotovoltaicos

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) es un sistema que tiene como objetivo producir energía eléctrica para que sea consumida de forma parcial o total en las instalaciones cercanas y si existe un excedente de energía se la inyecte a la red para la distribución hacia otros puntos de consumo.

El esquema básico de una instalación de un SFCR se muestra en la Figura 2.9, el esquema está compuesto por un generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

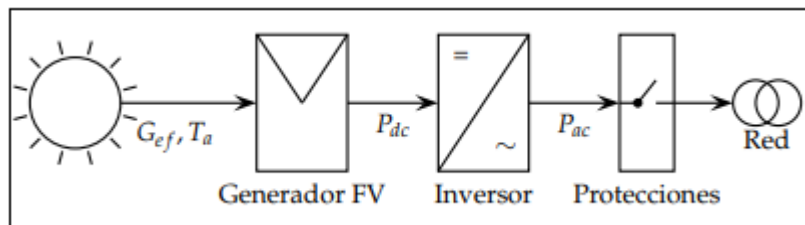


Figura 2.9. Esquema básico de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red [11]

La energía producida por un SFCR en la mayoría de los casos no puede ser almacenada, por lo que se busca que la producción de energía y el consumo sean similares. En las instalaciones en las cuales no existen baterías de almacenamiento ni regulador de carga, el inversor es uno de los elementos más importantes.

2.1.5.1 Módulos Fotovoltaicos

El conjunto de células interconectadas entre sí, protegidas con un revestimiento de vidrio y un respaldo impermeable, se denominan módulos, la unión de varios módulos asociados en serio o paralelo forman un panel fotovoltaico. En la Figura 2.10 se muestra el esquema de componentes de un panel solar fotovoltaico.

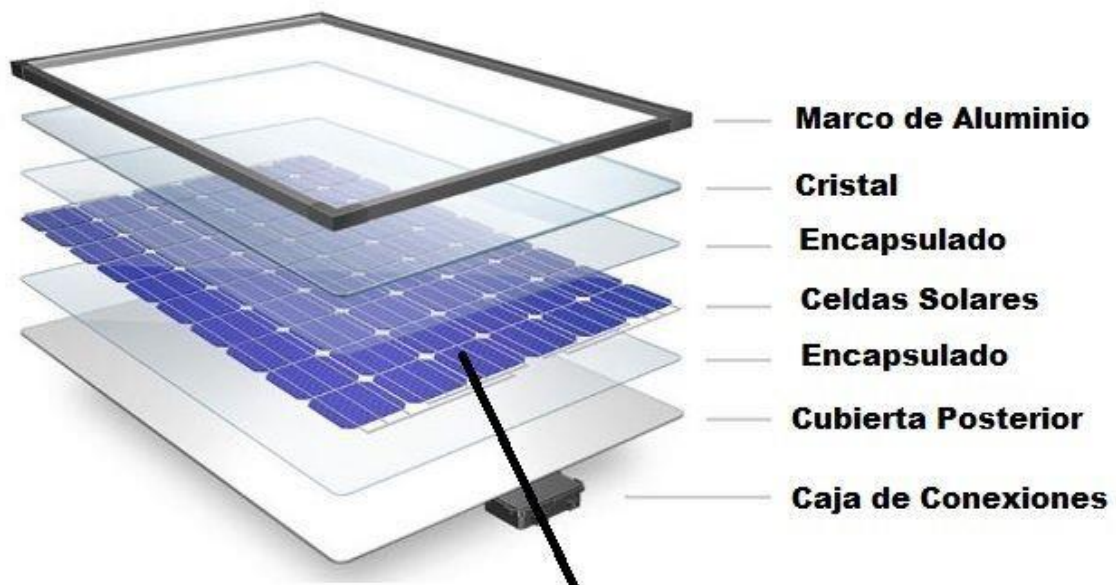


Figura 2.10. Panel solar fotovoltaico [12]

La transformación de la radiación solar en energía eléctrica se produce en una célula fotovoltaica. Cada célula se encuentra compuesta por una lámina de material semiconductor, cuyo grosor se encuentra entre 0.25 mm y 0.35 mm, su forma es usualmente rectangular o cuadrada, además, cuenta con un área de 100 cm² aproximadamente. En la Figura 2.11 se muestran las partes constitutivas de una célula fotovoltaica.

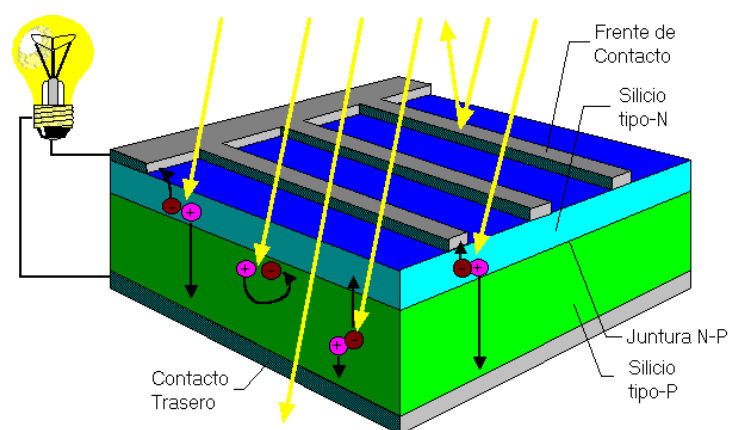


Figura 2.11. Esquema de una célula fotovoltaica [13]

2.1.5.1.1 Tipos de Módulos Fotovoltaicos

Existen diferentes tecnologías de fabricación de las celdas fotovoltaicas de Silicio, las más empleadas son las siguientes:

Silicio Monocristalino: Poseen una estructura cristalina uniforme de grandes dimensiones, en donde el cristal es cortado en capas delgadas dando lugar a las células. Presenta una eficiencia entre 14 y 16% pero su costo es elevado, sin embargo, es muy llamativo para los fabricantes e inversionistas.

Silicio Policristalino: Las estructuras no son ubicadas uniformemente, es decir, se colocan aleatoriamente, lo que hace que la estructura no sea uniforme y por ende se tenga menores porcentajes de eficiencia por celda bajo condiciones de poca iluminación. La producción del lingote es más económica en comparación al monocristalino.

Silicio Amorfo: Durante el proceso de transformación el silicio produce un gas que se esparce por una lámina de vidrio. Presentan buenas características de eficiencia en condiciones de luz difusa baja (incluyendo días nublados). Además, es menos costosa que otras tecnologías; pero presenta los menores niveles de eficiencia (entre 5 y 7%).

Bifacial: Son módulos que están conformados por celdas fotovoltaicas en ambos lados del panel, lo cual permite generar energía directamente y a través de la radiación reflejada en la parte posterior del módulo, tienen una mayor eficiencia en generación por metro cuadrado en comparación a los otros módulos y su modo de instalación es diferente. Existen módulos bifaciales mono y policristalinos.

Capa fina: Estos módulos surgen de la necesidad de reducir costos y una posible escasez acelerada del silicio, son módulos más delgados conformados de otros materiales como: CIS (cobre, indio y selenio), CIGS (cobre, indio, galio y selenio), CdTe (cadmio y telurio). Son utilizados en plantas solares de grandes capacidades para reducir su tamaño considerablemente, sin embargo, al ser más delgados su durabilidad se reduce.

2.1.5.2 Inversor Fotovoltaico

La corriente entregada por los módulos fotovoltaico es continua, la cual debe ser acondicionada para que pueda ser entregada a una red eléctrica. El equipo que permite este acondicionamiento se denomina Inversor DC/AC.

La potencia máxima de un inversor es el porcentaje de sobrecarga que el inversor es capaz de soportar durante un determinado período de tiempo especificado por el fabricante.

El punto de Máxima Potencia (PMP) se refiere a los voltajes en los cuales el inversor trabaja en condiciones óptimas para entregar la mayor cantidad de potencia, si el punto permanece fuera de dichos límites, el inversor fija en el generador fotovoltaico el voltaje correspondiente al valor límite de la ventana.

Existen otros valores que se deben considerar al momento de elegir un inversor, los cuales se detallan a continuación:

Voltaje máximo de entrada: Es el voltaje máximo que puede soportar el inversor sin sufrir daños o afectaciones en su estructura y elementos.

Voltaje nominal de salida: Es el voltaje de la red al que puede conectarse el inversor, usualmente 230 V para equipos monofásicos y 400 V para equipos trifásicos.

Eficiencia Máxima: Es el valor pico de la relación entre la potencia de salida con la potencia de entrada del inversor.

Umbral de Arranque: Indica la radiación solar incidente en el generador (W/m^2) o la potencia de entrada (W) que el inversor requiere para que empiece el proceso de conversión.

2.1.5.2.1 Tipos de Inversores

Inversor Central: Consiste en un solo inversor dedicado a todo el generador, se instalan en centrales de mediano o gran tamaño. Permiten reducir costos, aumentan la eficiencia de la instalación, pero, generalmente, disminuye la confiabilidad de la central.

String- Inverter: Es un inversor dedicado a un cierto número de arreglos. Estos inversores son empleados en sistemas de integración arquitectónica ya que se adaptan con mayor facilidad a las condiciones de funcionamiento con diferentes inclinaciones y orientaciones.

Módulo-AC: Es un inversor dedicado a un solo modulo fotovoltaico, es utilizado únicamente en pequeños sistemas demostrativos y educativos.

En la Figura 2.12 se presentan dos ejemplos de inversores fotovoltaicos de distinta potencia.



(a) [14]



(b) [15]

Figura 2.12. Inversores de (a) pequeña y (b) gran potencia

2.1.5.3 Transformador de Salida

El transformador de un SFCR es el elemento que permite interconectar el nivel de voltaje obtenido a la salida del inversor con el voltaje establecido por la red eléctrica. Debido a la naturaleza inductiva de este equipo, sirve como filtro de salida, acoplamiento a la red eléctrica y salida al inversor. El transformador constituye un aislamiento galvánico entre la entrada del inversor en DC y la salida en AC lo que impide el paso de corriente continua desde el inversor hacia la red. En la Figura 2.13 se muestra un transformador tipo pedestal que es utilizado en la instalación de una central fotovoltaica.



Figura 2.13. Transformador Tipo Pedestal para Centrales Fotovoltaicas [16]

2.1.5.4 Elementos de Protección y Desconexión

2.1.5.4.1 Seccionador de Potencia de Corriente Continua

Este dispositivo permite desconectar el generador fotovoltaico del inversor el momento en el que se presente una falla, garantiza un seccionamiento sin la producción de arco eléctrico evitando daños en las conexiones del inversor.

El esquema de conexión de un seccionador de potencia de corriente continua se presenta en la Figura 2.14.

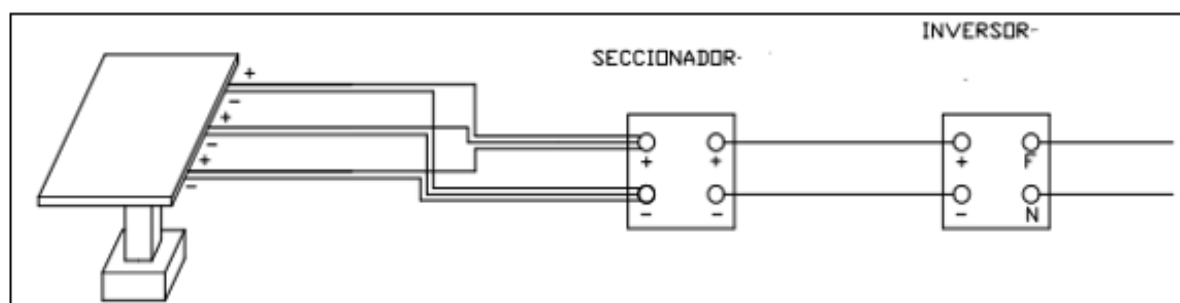


Figura 2.14. Esquema de conexión de parte del campo fotovoltaico con el seccionador de CC y posteriormente al inversor

2.1.5.4.2 Protección contra cortocircuitos

Es necesario que se instalen interruptores magnetotérmicos en cada circuito de la instalación en caso de que exista una perturbación que genere un cortocircuito o sobrecarga.

2.1.5.4.3 Protección contra Sobrevoltajes

Cada inversor posee varistores, los cuales protegen al inversor frente a fallas en la red eléctrica o descargas atmosféricas.

2.1.5.4.4 Protección frente a choques eléctricos

Es necesario contar con elementos que protejan a las personas en caso de que ocurran descargas eléctricas, por esta razón se establecen sistemas de protección tanto para el lado de corriente continua como para el lado de corriente alterna.

En el lado de corriente continua la instalación se deja flotante con respecto a tierra y se implementa un supervisor de aislamiento que se incorpora en cada uno de los equipos.

En lado de corriente alterna se debe instalar un interruptor diferencial de 30 mA. Además, se debe implementar una malla de puesta a tierra que sirve como protección tanto de equipos como de personas.

2.1.5.5 Estructura de soporte de los módulos

La zona geográfica en la cual se va a realizar la instalación delimita las condiciones de la superficie en la que se van a instalar los módulos, los principales tipos de estructuras de soporte se describen a continuación.

2.1.5.5.1 Estructura Individual

Estas estructuras son apropiadas para terrazas o tejados planos en los que se necesiten colocar módulos en posición horizontal y la cantidad de paneles no sea muy elevada, es de fácil montaje, muy económica, de fácil transporte y está diseñada para módulos en horizontal. Un ejemplo se aprecia en la Figura 2.15.



Figura 2.15. estructuras Individuales [17]

2.1.5.5.2 Estructuras con triángulo inclinado

En estas estructuras los módulos son colocados de tal forma que queden inclinados como se puede ver en la Figura 2.16. Estas estructuras son más económicas cuando la cantidad de paneles necesarios es mayor. También pueden ubicarse en terrazas o tejados planos.



Figura 2.16. Estructuras con Triángulo Inclinado [18]

2.1.5.5.3 Estructuras Coplanares

Estas estructuras son utilizadas en tejados inclinados y ofrecen soluciones que facilitan el montaje y seguridad a la vez que disminuye el impacto visual. Son de montaje sencillo y bastante económicas. Este tipo de estructuras se muestran en la Figura 2.17.



Figura 2.17. Estructuras coplanares [19]

2.1.5.5.4 Estructuras Opcionales

Son estructuras que se utilizan para fines más específicos y proporcionan soluciones innovadoras y muy eficientes. Por ejemplo, se emplean tipos de estructuras para inclinación variable o para huertos solares como las que se muestran en las Figuras 2.18 y 2.19.

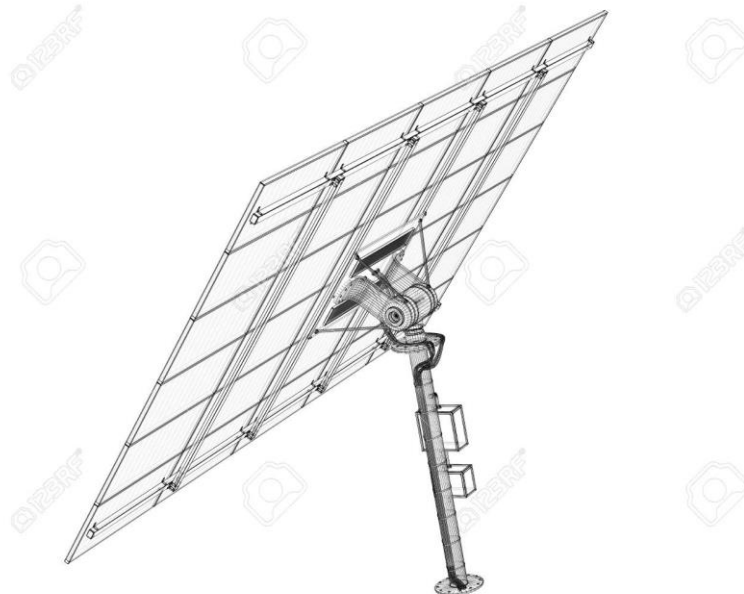


Figura 2.18. Estructura de soporte de los Paneles [20]



Figura 2.19. Estructuras para huertos solares [21]

2.1.6. Esquema de Autoproducción con conexión a red “Net Metering”

En algunos países se lo conoce como esquema de Autoconsumo con Conexión a Red. Consiste en un esquema mediante el cual un cliente del servicio eléctrico instala su propia central de generación fotovoltaica en su predio. De esta forma, el usuario tiene dos fuentes de abastecimiento: la red eléctrica y la central de autogeneración. Se le conoce como esquema Net Metering ya que se realiza el neteo mensual entre las energías que consume el usuario, la que produzca la central de autogeneración y la que tome desde la red eléctrica. Un adecuado dimensionamiento de la central de autogeneración permitirá al usuario producir la totalidad de la energía que demanda y así evitar comprar este servicio a la empresa eléctrica, sin embargo, mantiene el respaldo de la red para mejorar la confiabilidad en el servicio y abastecerse en horas de baja o nula producción fotovoltaica.

Para esquematizar el concepto Net Metering, se presenta la Figura 2.20. Los excedentes representados con el color naranja son los que se encargan de abastecer la energía para cubrir la demanda en las horas en donde no produce la central fotovoltaica, mientras la demanda a horas de generación pico se cubre con la generación de la propia central. Mediante la regulación vigente en la actualidad en el Ecuador, los excedentes generan un

crédito de energía que puede utilizarse para compensar consumos de hasta 24 meses posteriores al mes en que se produjo.

Se observa que existe producción fotovoltaica entre las 06:00 y 18:00 horas, mientras que en los otros dos rangos horarios 00:00-05:59 y 18:01 y 24:00, la irradiación solar es mínima o nula. En estos dos últimos rangos, el consumidor abastece su demanda eléctrica desde la red de la empresa distribuidora.

La energía que se produce en exceso en las horas de alta irradiación (línea de color naranja encima de la línea de color negro), se utiliza para compensar las áreas de color rosado que es la energía tomada desde la red eléctrica. Un dimensionamiento adecuado de la central de autogeneración, permitirá que la energía mensual fotovoltaica cubra la demanda total mensual del consumidor (áreas rosadas más áreas amarillas).

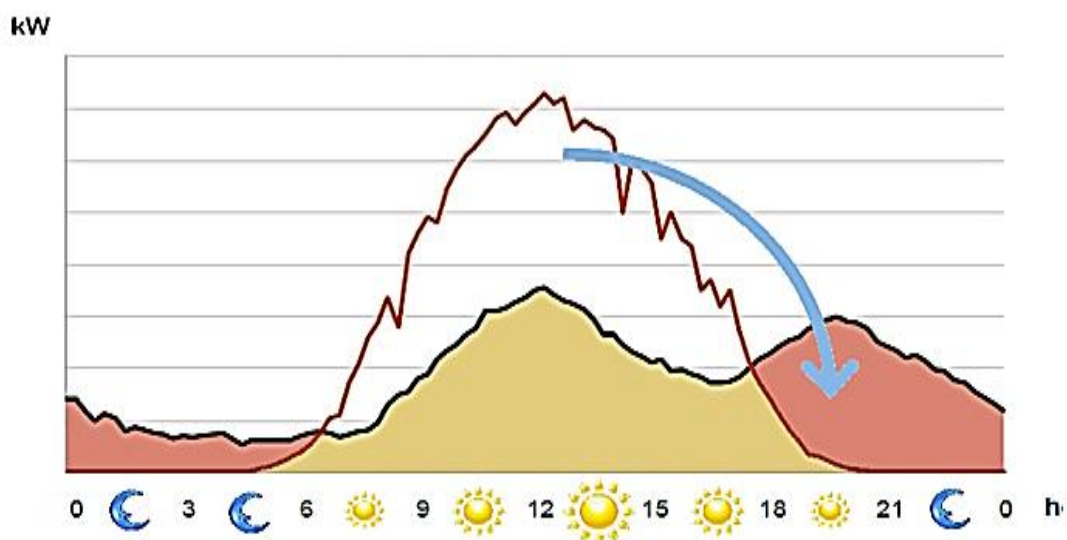


Figura 2.20. Esquema de Autoabastecimiento “Net Metering” [Elaboración Propia]

2.2. ANÁLISIS LEGAL Y REGULATORIO RELACIONADO CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL ECUADOR

Dentro de la Constitución de la República, Leyes, Mandatos y Regulaciones existen varios artículos, publicaciones y normativas que hacen referencia a las energías renovables y promueven la generación eléctrica con fuentes renovables. A continuación, se resumen los contenidos legales más relevantes relativos a la implementación de energías renovables existentes en el Ecuador.

2.2.1 Constitución de la República del Ecuador

Art. 15.- El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua [22].

Art. 413.- El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua [3].

2.2.2 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

Establece como prioritario la modernización de las redes eléctricas, tomando en cuenta aspectos regulatorios, redes de transporte y distribución de energía, redes de comunicación, generación distribuida, almacenamiento de energía, medición inteligente, control distribuido, gestión activa de la demanda y oportunidades de brindar nuevos productos y servicios.

El artículo 26 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala:

“Art. 26.- Energías renovables no convencionales. - El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía” [23].

El artículo 74 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala:

“Artículo 74.- Objetivos. - La eficiencia energética tendrá como objetivo general la obtención de un mismo servicio o producto con el menor consumo de energía [23].”

El artículo 76 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica señala:

“Mecanismo de promoción a la eficiencia energética. - El Estado a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, promoverá la eficiencia energética mediante incentivos o castigos, que se definirán en el reglamento general de esta ley, y las regulaciones correspondientes [23].”

2.2.3 Regulación Nro. ARCONEL 003/18 “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”

Esta regulación está dirigida a las empresas distribuidoras y a aquellos usuarios regulados, que decidan previo al cumplimiento de los requisitos expuestos en la misma regulación, instalar un sistema fotovoltaico de generación distribuida SFV con una capacidad instalada de hasta 1000 kW en medio y/o bajo voltaje. Esta potencia que opera en sincronismo con la red, y su producción será para auto consumo en sus propias instalaciones, aportando eventuales excedentes a la red de distribución, en caso de que existan [24].

Esta regulación determina:

- Las condiciones técnicas y comerciales para la instalación de sistemas fotovoltaicos de hasta 1000 kW de capacidad nominal instalada;
- Los requisitos y procedimientos para la conexión a las redes de la empresa distribuidora y la autorización de instalación y operación del SFV;
- Las condiciones para la medición;
- La operación en sincronismo con la red de distribución; y,
- El tratamiento comercial de la energía producida, de la energía consumida y eventuales excedentes de generación entregados al sistema de distribución.

2.2.4 Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones

Los artículos 233, 234 y 235 establecen disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia; además que, en la Disposición Reformatoria Cuarta se determina que se podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general [25].

2.2.5 Mecanismos de Fomento Para el Desarrollo de Energías Renovables No Convencionales

2.2.5.1 Mecanismos de Fomento Aplicados con Anterioridad

2.2.5.1.1 *Feed in Tariff*

El Operador Nacional de Electricidad, CENACE, tiene la responsabilidad de despachar de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usen una fuente de generación renovable no convencional entreguen al sistema, hasta el límite del 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado [26].

Los precios establecidos en la Regulación Nro. CONELEC 004/11 “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, se garantizan y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante [7].

2.2.5.1.2 *Cuotas de Energía Renovable*

Se define un cupo máximo para la aplicación de energías renovables no convencionales en el país y un cupo máximo para cada uno de los tipos de generación mediante el tipo de energía renovable no convencional.

Un ejemplo de este este esquema fue la Regulación CONELEC 004/11, emitida en abril de 2011, después de un tiempo y exactamente para el 29 de noviembre del 2012, el cupo para Energías Renovables No Convencionales ERNC ya se había asignado en su totalidad, como se muestra en la siguiente tabla [27].

Tabla 2.1. Participación privada en proyectos de generación eléctrica con ERNC [8].

DESCRIPCIÓN	INDICADOR
Potencia total instalada operativa en el sin	4742 MW
Cupo total para ERNC: 6% de la potencia total instalada en el sin	284,5 MW
Cupo total disponible para ERNC restando los proyectos de biomasa	284,52 MW
Potencia con ERNC que se acoge a tarifa preferencial, con título habilitante suscrito	200 MW
Títulos Habilitantes por suscribirse autorizados por el directorio del CONELEC	84,52 MW
Certificados de calificación otorgados a 11 compañías	215 MW
Cupo disponible con ERNC	0 MW
Número de solicitudes presentadas	116

2.2.5.1.3 Autogeneración

Existen dos tipos de autogeneradores según la Regulación Nro. CONELEC 001/14 “Participación de Autogeneradores en el Sector Eléctrico” que son detallados a continuación:

Autogenerador Tipo A: “Autogenerador cuyas instalaciones de generación y de consumos propios están físicamente unidas, se encuentran sincronizados a la red, disponen de un solo punto de conexión y medición con el sistema de distribución o con el sistema de transmisión [28].”

Autogenerador Tipo B: “Autogenerador cuyas instalaciones de generación y de consumos propios están físicamente separadas, precisan usar redes de transporte eléctrico (transmisión y/o distribución) para el autoabastecimiento, y, disponen de puntos de conexión y de medición individuales tanto para su generación como para cada una de las instalaciones que conforman su consumo propio [9].”

Los autogeneradores que utilicen ERNC no podrán acogerse a los beneficios presentados por la Regulación Nro. CONELEC 001/13 “Participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, sino que, por otra parte, serán beneficiados con los esquemas de incentivos para el desarrollo y producción más limpia, los cuales están establecidos en los artículos 223 hasta el 235 del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones y se hacen acreedores a los beneficios establecidos en el artículo 67 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico [9].

2.2.5.2 Mecanismos de Fomento Vigentes

2.2.5.2.1 Net Metering

Cabe recalcar que ya se mencionó con anterioridad del Net Metering en la sección dedicada a la Regulación Nro. ARCONEL 003/18, sin embargo, en esta sección se mencionarán otras particularidades.

El concepto de medición neta consiste en que con la ayuda de un medidor bidireccional cualquier consumidor puede instalar su propia central fotovoltaica de generación distribuida (hasta 1 MW de capacidad), la cual puede o no abastecer toda su demanda, los excedentes se pueden entregar a la red del sistema, o por otra parte lo que le falte al consumidor para satisfacer su demanda puede ser comprado sin problema a la red. El esquema presenta los siguientes beneficios:

- Reduce pagos por energía eléctrica
- Aumenta la confiabilidad del sistema
- Reduce Emisiones de gases no contaminantes
- Tiene precios de Operación y Mantenimiento muy reducidos
- Eliminación de posibles penalizaciones
- Posibles calificaciones como la del “Sello Verde”
- Se atribuyen certificaciones ambientales a la industria

2.2.5.2.2 Cuotas de Energía Renovable

En el plan Maestro de Electrificación se establecen cuotas para energías renovables. Así mismo, en el PME menciona que no se deben desatender las iniciativas privadas que ayudarán a promover el desarrollo de las energías renovables, verificando que se respondan correctamente todo tipo de señales regulatorias vigentes [29].

En la Figura 2.21 se pueden visualizar los montos de inversión del plan de expansión de generación para ERNC en donde se ve plasmada una potencia de 200 MW y un total de 579.50 millones de dólares invertidos a través de concesiones privadas.

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia (MW)	Inversiones Públicas 2013 - 2022 (MUSD)	Inversiones Privadas 2013 - 2022 (MUSD)
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	Eólico	16,5	14,39	0,00
jun-13	Baba	Hidrolitoral EP	Hidroeléctrico	42,0	15,93	0,00
oct-13	Isimanchi	EERSSA	Hidroeléctrico	2,3	0,79	0,00
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	Hidroeléctrico	8,0	0,00	11,88
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	50,0	29,79	0,00
mar-14	Mazar-Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Hidroeléctrico	21,0	36,90	0,00
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	96,0	77,01	0,00
mar-14	Saymirín V	Elecaustro S.A.	Hidroeléctrico	7,0	6,02	0,00
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	ERNC	200,0	0,00	579,50

Figura 2.21. Montos de inversión del plan de expansión de generación 2013 – 2022 [11]

2.2.5.3 Otros Mecanismos de Fomento

2.2.5.3.1 *Incentivos Arancelarios*

En la actualidad las Energías Renovables No Convencionales y la mayoría de los insumos mecánicos y eléctricos para su instalación son tratados como insumos de régimen especial en donde se hace una exención total o parcial del gravamen arancelario y/o del IVA, entre estos elementos exonerados se encuentra la materia prima, insumos, bienes de capital y repuestos a ser utilizados para la implementación de una ERNC.

2.2.5.3.2 *Incentivos Tributarios*

Los incentivos tributarios o también conocidos como desgravaciones fiscales consisten en la no sujeción de bienes, exenciones totales o parciales del tributo, desgravaciones, bonificaciones o rebajas y en reducciones autorizadas a la renta u otro tipo de impuesto [30].

En el Ecuador se encuentra vigente el tipo de incentivo tributario por el cual se exonera del impuesto a la renta por determinado período de tiempo a empresas que desarrollen energías renovables en el país.

2.2.5.3.3 *Incentivos Fiscales*

Estos incentivos corresponden a mecanismos específicos por los cuales el estado toma un rol más participativo en el fomento de las Energías Renovables No Convencionales [10]. En este tipo de incentivos se utilizan diferentes opciones de fomento de la generación de fuentes renovables con instrumentos fiscales. Algunos ejemplos de la forma de implementación de este tipo de incentivos son: documento tributario por inversiones, depreciación acelerada, descuento tributario por producción, descuento de impuesto de propiedad, entre otros [31]. Los tipos de incentivos se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Mecanismos de fomento para el desarrollo de energías renovables en el Ecuador

MECANISMOS REGULATORIOS	
MECANISMOS QUE SE HAN APLICADO	
Feed In Tariff	15 años con precio y despacho preferente
Cuotas de Energía Renovable	Se definieron cupos por cada tipo de energía renovable
Autogeneración	Posibilidad de Inversión privada para autogeneración con renovables
MECANISMOS VIGENTES	
Net Metering	Posibilidad de autoabastecimiento con fotovoltaicas de hasta 1 MW
Subastas de Energía Renovable	El MERNNR está desarrollando los esquemas para subastas de energía renovables en el 2020
Cuotas de Energía Renovable	En el Plan Maestro de Electrificación se establecen cuotas para energías renovables
OTROS MECANISMOS	
Incentivos arancelarios	Los componentes de centrales renovables están exentos de aranceles
Incentivos tributarios	Exoneración de impuesto a la renta por un período a empresas que desarrollen energías renovables
Incentivos fiscales	Deducción directa de gastos en inversiones en generación renovable

2.3 COSTO NIVELADO DE ENERGÍA

La amplia gama de tecnologías de generación de energía eléctrica disponibles ya sean renovables o no renovables difieren mucho en sus variables físicas, económicas y en sus principios de operación. En este contexto, existe la necesidad de utilizar un parámetro con el que se pueda comparar el verdadero costo de producir energía con cualquiera de estas tecnologías de generación [14].

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) relaciona el costo presente neto de la instalación con el valor obtenido por la producción de la central [33]. La formulación matemática general para el LCOE se presenta en la ecuación 1.1.

$$LCOE = \frac{\sum \text{Total de costos durante la vida útil de la central}}{\sum \text{Total de energía producida durante la vida útil}} \quad (1.1)$$

El LCOE puede considerarse como el costo total promedio de construir y operar un activo por unidad de energía generado durante un período de tiempo. En el LCOE se combinan todos los costos de una instalación, tanto costos fijos como el costo de inversión, así como costos variables como operación y mantenimiento, los diferentes costos y parámetros a considerar se presentan a continuación.

Métodos de Financiamiento: Se debe considerar si la inversión es realizada netamente por parte de la institución que va a construir una central de generación o si se realizará un préstamo a una entidad bancaria, esto modificará los costos fijos y variables de la instalación.

Mantenimiento Inadecuado: No realizar un mantenimiento periódico o realizarlo de una manera errónea puede generar que el sistema se degrade con el tiempo, reduciendo la producción total de kWh.

Lugar de Instalación: La inversión inicial variará si se cuenta con un terreno para construir la central de generación o si se tiene que adquirir el terreno, esto se sumaría a los costos de inversión cambiando el costo de implementación.

Vida útil y remplazo de equipos: El análisis y la forma de calcular el Costo Nivelado de Energía cambia si se considera un recambio en los equipos cada cierto tiempo ya que eso significaría una nueva inversión en un momento dado y afectaría el flujo de caja del proyecto, por otra parte, se puede considerar una degradación anual en los sistemas lo cual cambiará la formulación del LCOE.

En el presente trabajo se considera la producción mediante la irradiación solar, es decir, se analizará únicamente el Costo Nivelado de Energía para Centrales Fotovoltaicas de generación distribuida. Cabe recalcar que el material del módulo ya sea monocristalino o policristalino afectará directamente al LCOE del sistema por lo cual se dice que a una mayor eficiencia del módulo se corresponde un menor LCOE. Además, se puede ver que hay un cierto límite inferior de eficiencia con el cual se puede trabajar ya que el Costo Nivelado de Energía se puede encarecer demasiado lo cual no compensaría el reducido costo del módulo.

2.4 PARIDAD DE RED

A la paridad de red también se le conoce como “coming of age moment” que significaría el “momento de edad madura” de una tecnología. Para sistemas fotovoltaicos, se dice que se alcanza la paridad de red cuando el sistema es competitivo en costos independientemente de los subsidios [34]. En otras palabras, cuando el costo de producción de su propia energía es igual al costo de compra a la empresa distribuidora, se ha alcanzado el punto de paridad de red. Si el costo de producción es menor al de la Paridad de Red, es más económico para el usuario generar su propia energía, caso contrario, es mejor comprarla a la empresa distribuidora.

En la Figura 2.22 se muestra de forma esquemática el concepto de la paridad de red. En ella se observa que aproximadamente en el año 2017, el costo de producción fotovoltaica (Costo Nivelado de Generación Fotovoltaica) llegó a ser igual y menor que la tarifa eléctrica promedio al consumidor final.

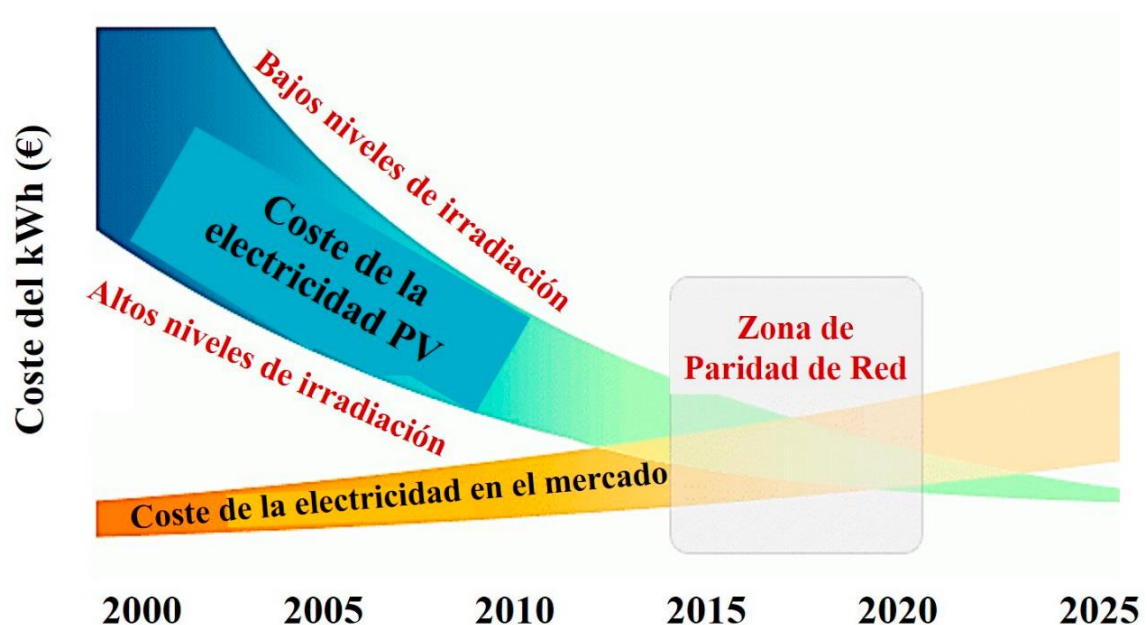


Figura 2.22. Paridad de red [35].

La paridad de red sirve para comparar si una fuente de energía se convierte en un candidato o no para un desarrollo generalizado sin subsidios ni ningún tipo de apoyo gubernamental. Alemania fue uno de los países pioneros en sistemas fotovoltaicos que alcanzó con más rapidez la paridad de red entre los años 2011 y 2012 [36], ya para enero

del 2014 la paridad de red en sistemas fotovoltaicos fue alcanzada por al menos 19 países [37].

En comparación con las demás fuentes de generación como la generación eólica o represas hidroeléctricas, la energía fotovoltaica puede escalarse con éxito a sistemas de diferentes tamaños, ya sean sistemas muy pequeños como aquellos que requieran de un solo panel o sistemas enormes que requieran cientos o miles de módulos para su implementación, en cada caso el análisis de la paridad de red es diferente ya que la tarifa a la que se rigen los consumidores es distinta y el punto de comparación para el LCOE diferirá.

The New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO separa en tres fases a la paridad de red:

Primera Fase: Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red

Segunda Fase: Sectores industriales/comerciales/transporte

Tercera Fase: "Power Generation" en general [38].

Estas categorías están separadas de acuerdo con el precio de la potencia, se puede ver que la potencia en clientes residenciales es más cara que la comercial por lo cual se espera que la paridad se alcance más rápido en la primera fase que en la tercera [18].

La hipótesis que dice que una fuente de energía se vuelve autosuficiente cuando alcanza la paridad de red parece ser cierta, según muchas medidas, la energía fotovoltaica es la energía con más crecimiento en el mundo, por lo que la hace cada vez más atractiva para los inversionistas, además, un estudio de 2015 muestra que el precio por kWh de sistemas fotovoltaicos disminuyó en un 10% anual desde 1980, y plantea que la energía fotovoltaica podría contribuir con el 20% del consumo total de energía eléctrica para 2030, mientras que la Agencia Internacional de Energía predice un 16% para 2050 [39].

2.5 CLUSTERING

Clustering es el procedimiento por el cual se agrupan datos en clusters o clases de tal forma que los objetos pertenecientes a cada clúster tengan una similitud entre ellos y por otra parte sean muy diferentes a los demás. La medida de similitud se encuentra definida por los atributos que describen a cada uno de los objetos. Los clusters pueden ser

exclusivos, con traslapes, probabilísticos y jerárquicos [40]. En la Figura 2.23 se presenta el concepto del clustering de forma gráfica.

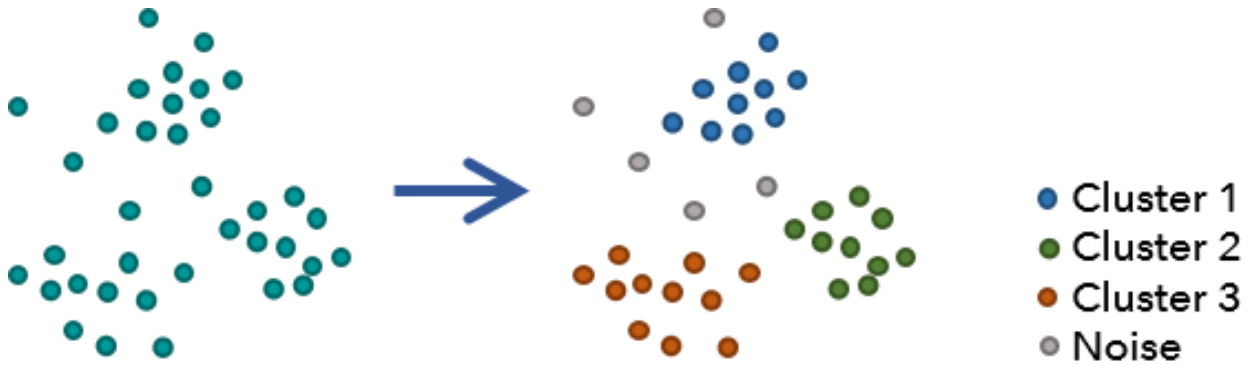


Figura 2.23. Proceso de Clasificación o Clustering [41]

Los diferentes tipos de algoritmos de clustering pueden manejar diferentes tipos de datos tales como:

- Binarios
- Nominales
- Ordinales
- Discretos

Para el proceso de Clustering se necesitan un número específico de parámetros de entrada que por lo general consiste en el número de grupos o de clústers que se desean tener y el número máximo de iteraciones. Se pueden añadir restricciones a los diferentes tipos de algoritmos de clustering. Una vez que se logre la clasificación estos grupos serán interpretables y utilizables.

La medida de similaridad Z está definida por la proximidad de cada uno de los elementos a los centroides o clusters en un espacio multidimensional, se deben estandarizar todos los datos para que puedan ser tratados de la misma forma y no existan conflictos entre los tipos de datos.

$$Z_{if} = \frac{X_{if} - \mu_f}{\sigma_f} \quad (1.2)$$

$$\sigma_f = \frac{1}{n} (|X_{1f} - \mu_f| + |X_{2f} - \mu_f| + \dots + |X_{nf} - \mu_f|) \quad (1.3)$$

$$\mu_f = \frac{1}{n}(X_{1f} + X_{2f} + \dots + X_{nf}) \quad (1.4)$$

Existen algunos métodos para realizar el proceso de clustering, en el presente documento se presentarán las características principales de algunos de estos métodos.

Particiones

Se separan k grupos de la totalidad de datos, en donde cada partición o grupo representa un cluster, donde cada elemento tiene un cluster de al menos un elemento, se deben conocer dos variables de entrada para realizar correctamente este método: el número de particiones y un criterio de parada para poder iterar correctamente. Los métodos más conocidos son: K-Medianas, K-medias, Clara y Clarans. Un esquema de este método se presenta en la Figura 2.24.



Figura 2.24. Clustering por particiones [42]

K-Means

El algoritmo K-medias fue propuesto por primera vez por Stuart Lloyd en el año 1957 como una herramienta para lograr la modulación por impulsos codificados. No fue hasta 1979 cuando se publicó una versión más optimizada a cargo de Hartigan y Wong [43].

K-Means es el algoritmo de agrupamiento por particiones más conocido, donde el número de clusters k es conocido y, se calcula la distancia mínima de cada elemento al centroide. El proceso de iteración va actualizando la posición de cada centroide hasta que se logre el criterio de parada deseado. Se observa en la Figura 2.25 un esquema de agrupaciones K-Means.

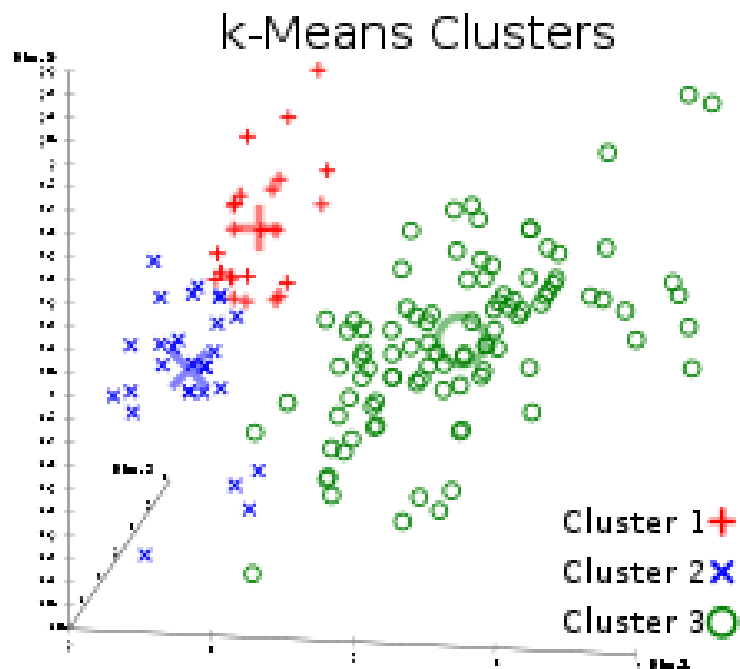


Figura 2.25. K-Means Clústers [44]

Jerárquicos

Este método parte de uno o varios grupos dependiendo si es top-down o bottom-up, consiste en agrupar cada elemento hasta unir todos aquellos que tengan más similitud, creando descomposiciones jerárquicas [21].

En la Figura 2.26 se puede ver como se obtiene un resultado final sin fijar un K o número de clusters inicial a diferencia del método de particiones.



Figura 2.26. Clustering por jerarquías [45]

Hay dos técnicas para realizar clustering jerárquico las cuales se explicarán a continuación:

Single Link

La agrupación por enlaces únicos se basa en la agrupación de clusters de forma ascendente o también conocida como agrupación aglomerativa, Agrupa pares de elementos próximos que difieran bastante de los demás pares de elementos [46].

El resultado de la agrupación de este método se puede ver claramente como un dendograma, en donde se ve la forma de combinación y la distancia a la que tuvo lugar cada combinación

En la Figura 2.27 observa que, a diferencia del método K-Means, en este método se forman agrupaciones no elípticas.

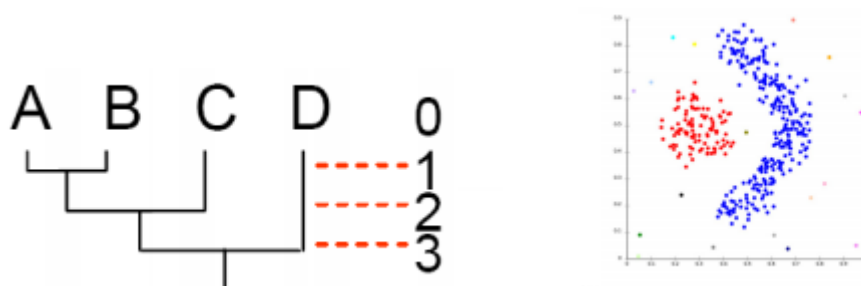


Figura 2.27. Single-link Clustering [47]

Densidades

Se agrupan los elementos mientras la cantidad de objetos en dicha agrupación o vecindad esté dentro de un cierto umbral definido, los algoritmos para un cluster basado en densidad identifican regiones muy densas que estén rodeadas de áreas poco densas [48].

DBSCAN

Sus siglas significan Density Based Spatial Clustering of Applications with Noise o en español agrupamiento especial basado en densidad de aplicaciones con ruido, fue propuesto por Martin Ester, Hans-Peter Kriegel, Jörg Sander y Xiaowei Xu en 1996 [49].

Este método encuentra un número de grupos comenzando por estimar la distribución de densidad de los nodos correspondientes [25], en 2014 el algoritmo se acreditó el premio a la prueba del tiempo en la conferencia top en minería de datos KDD [50].

En la Figura 2.28 se observan los resultados del clustering en donde los puntos verdes llamados core son el cluster, los puntos azules o border son las fronteras y los puntos rojos representan el ruido [41].

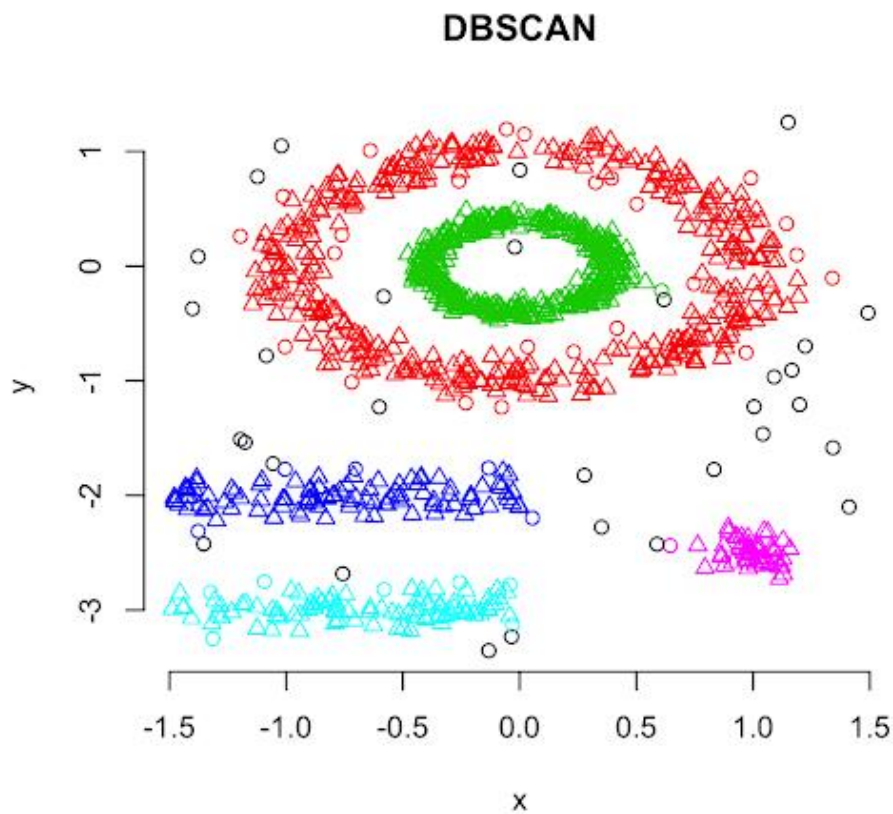


Figura 2.28. DBSCAN Clustering [51]

Fuzzy Clustering

El agrupamiento difuso es un método de clustering en donde cada elemento tiene un cierto grado de pertenencia difuso a los clusters o grupos, Esto se logra a partir de una representación de similitud entre un elemento y un cierto grupo dada por una función llamada función de pertenencia [52].

El algoritmo difuso puede ser aplicado en el área de la ingeniería eléctrica cuando se quiere estratificar a los consumidores mezclando variables eléctricas (dependientes del tiempo)

de cada cliente con las variables que no cambian con el tiempo como las variables demográficas de cada cliente [53].

En la Figura 2.29 se aprecian los resultados de un agrupamiento difuso partiendo de 2 centroides hasta tener 10 centroides [54].

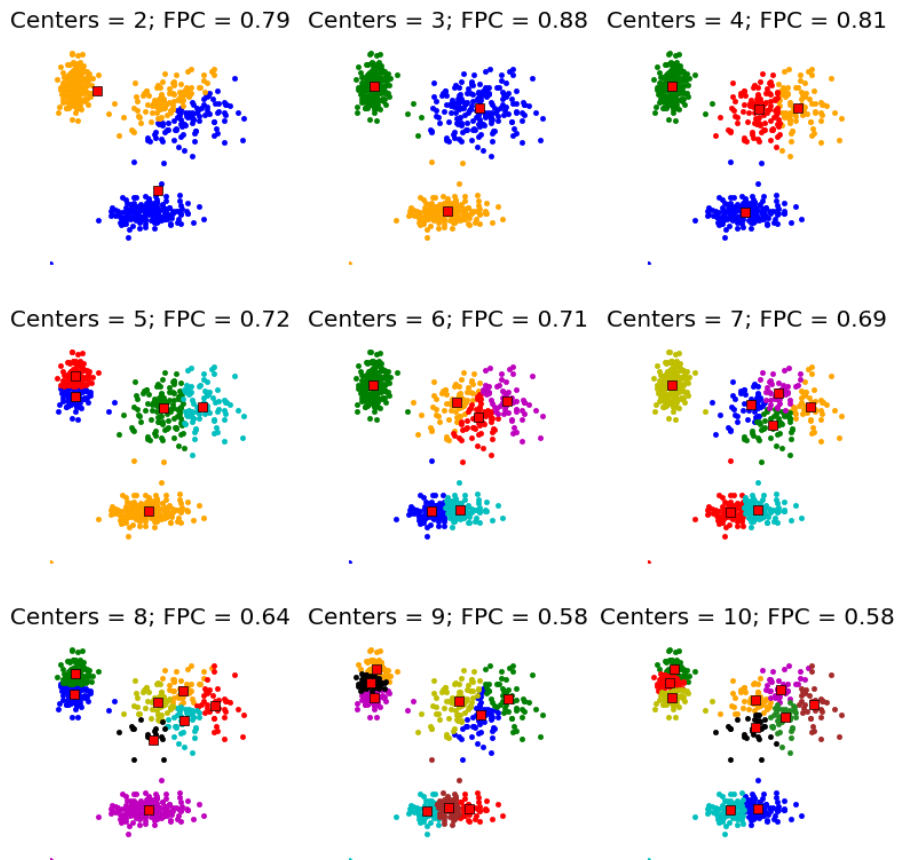


Figura 2.29. Fuzzy Clustering [55]

2.6 CATEGORÍAS TARIFARIAS

Determinar la categoría tarifaria de los consumidores es responsabilidad de la Empresa Distribuidora, la misma que debe evaluar las características de la carga y el uso de la energía declarada por cada consumidor regulado. Sobre esta base la Empresa Distribuidora (ED) debe regirse al pliego tarifario para clasificar a cada uno de sus usuarios [56]. Para lograr la correcta clasificación se deben conocer las definiciones expuestas a continuación

Niveles de Voltaje

Bajo Voltaje: Son todos aquellos voltajes de suministro en el punto de entrega que sean menores a 600 V.

Medio Voltaje: Son aquellos voltajes de suministro en el punto de entrega que se encuentren en un rango de 600 V y 40 kV.

Alto Voltaje: Este nivel de voltaje se subdivide en dos grupos los cuales se presenta a continuación:

Grupo 1: Son todos aquellos voltajes de suministro en el punto de entrega que se encuentren en el rango de 40 kV y 138 kV.

Grupo 2: Son todos los voltajes de suministro en el punto de entrega que sean superiores a 138 kV.

Tabla 2.3. Niveles de Voltaje

Nivel de Voltaje	Grupo	Voltaje de Suministro en el punto de entrega
Bajo		$NV < 0.6 \text{ kV}$
Medio		$0.6 \text{ kV} \leq NV \leq 40 \text{ kV}$
Alto	AV1	$40 \text{ kV} < NV \leq 138 \text{ kV}$
	AV2	$NV > 138 \text{ kV}$

Los usuarios pueden tener demanda horaria diferenciada o simplemente no tener un cargo por demanda, en este caso se da una nueva clasificación dentro de los niveles de voltaje como se muestra en la Figura 2.27.



Figura 2.27. Clasificación de los usuarios según su demanda y su nivel de voltaje [56]

Tarifas de Bajo Voltaje

Esta tarifa se aplica a todos y cada uno de los usuarios sujetos a la categoría residencial, independientemente del tamaño de la carga conectada.

Este usuario debe pagar:

- Un cargo por comercialización dado en US\$/consumidor-mes
- Cargos Incrementales por energía en US\$/kWh en función de la energía consumida

El pliego tarifario vigente determina cómo se realiza la facturación de demanda y energía si es que se trata de consumidores de asistencia social y beneficio público [31].

Tarifa Residencial Temporal

Esta tarifa se aplica para aquellos usuarios que no tengan una residencia fija en el área de servicio de la Empresa Distribuidora y utilizan la energía eléctrica de forma puntual para uso doméstico en períodos cortos de tiempo (fines de semana, período de vacaciones) [31].

Tarifa General de Bajo Voltaje sin Demanda

Se aplica a todos los usuarios que se encuentren conectados a un suministro menor a 600 V y cuya demanda facturable no supere los 10 kW.

En esta clasificación se consideran las siguientes tarifas:

- Comercial y Entidades Oficiales, sin demanda
- Industrial Artesanal
- Asistencia Social y Beneficio Público, sin demanda

- Culto Religioso, sin demanda
- Escenarios Deportivos, sin demanda
- Instalaciones de Bombeo de Agua, sin demanda
- Servicios Comunitarios, sin demanda [30].

Todos estos usuarios deben pagar:

- Un cargo por comercialización dado en US\$/consumidor-mes
- Cargos Incrementales por energía en US\$/kWh en función de la energía consumida

Tarifa General de Bajo Voltaje con Demanda

Se aplica a todos los consumidores que se encuentren dentro de la categoría de bajo voltaje y cuya potencia contratada o cuya demanda facturable sea superior a 10 kW y que dispongan de un regulador de demanda máxima.

Todos estos consumidores deben pagara:

- Un cargo por comercialización en US\$/consumidor-mes, independiente del consumo de energía
- Un cargo por potencia en US\$/kW-mes por cada kW de demanda facturable
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida

En el caso de que se trate de consumidores de asistencia social, beneficio público o culto religioso se aplica la misma estructura tarifaria, los valores de cargo por energía y demanda se encuentran especificados en el pliego tarifario y en los anexos de este trabajo [31].

Tarifa General de Bajo Voltaje con Registrador de Demanda Horaria

Se aplica a todos los consumidores que se encuentren dentro de la categoría de bajo voltaje y cuya potencia contratada o cuya demanda facturable sea superior a 10 kW y que tengan un registrador de demanda horaria que le permita a la ED identificar la demanda de potencia y los consumos de energía en los períodos horarios de base, media y punta.

Los consumidores deben pagar:

- Cargo por comercialización en US\$/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.

- Un cargo por demanda en US\$/kW-mes por cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago multiplicado por un Factor de Gestión de la Demanda (FGD).
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida en el período entre las 8 y 22 horas, que corresponde al cargo por energía de la tarifa general de bajo voltaje con demanda.
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

Factor de Gestión de la Demanda (FGD)

Para los consumidores que dispongan de un registrador de demanda horaria y no sean ni consumidores industriales de medio y alto voltaje ni vehículos eléctricos, el factor de gestión de la demanda va a ser el siguiente [31]:

$$FGD = 0.6 \text{ si } \frac{DP}{DM} < 0.6 \quad (1.5)$$

$$FGD = \frac{DP}{DM} \text{ si } 0.6 \leq \frac{DP}{DM} \leq 1.0 \quad (1.6)$$

Donde:

- DP es la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas pico de la empresa eléctrica (18:00 – 22:00 horas) y
- DM es la demanda máxima mensual del consumidor, suceda a la hora que suceda.

Tarifas de Medio Voltaje

Estas tarifas se aplican a todos los usuarios que se encuentren conectados a un voltaje mayor a 600 V y menor a 13,8 kV, si este consumidor está siendo medido en bajo voltaje la Empresa Eléctrica Distribuidora debe considerar un recargo de un 2% en los montos medidos por potencia y por energía debido a las pérdidas de energía y potencia.

Tarifa General de Medio Voltaje con Demanda

Son los usuarios conectados a un nivel de voltaje entre 600 V y 13,8 kV que dispongan de un registrador de demanda horaria.

El consumidor debe pagar:

- Un cargo por comercialización US\$/consumidor- mes

- Un cargo por potencia en US\$/kW-mes, por cada kW de demanda mensual facturable.
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

Para consumidores de asistencia social, beneficio público y culto religioso se debe regir a las tarifas indicadas en el pliego tarifario o en los Anexos.

Tarifa General de Medio Voltaje con Registrador de Demanda Horaria

Se aplica a todos los consumidores conectados a un nivel de voltaje entre 600 V y 13,8 kV, que tengan un registrador de demanda horaria que le permita a la ED identificar la demanda de potencia y los consumos de energía en los períodos horarios de base, media y punta.

Los consumidores deben pagar:

- Cargo por comercialización en US\$/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en US\$/kW-mes por cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago multiplicado por un factor de gestión de la demanda FGD.
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida en el período entre las 8 y 22 horas, que corresponde al cargo por energía de la tarifa general de bajo voltaje con demanda [31].
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

Tarifa de Alto Voltaje

Tarifa General de Alto Voltaje para consumidores Residenciales y Comerciales

Esta tarifa aplica para usuarios cuyo voltaje de alimentación sea mayor a 138 kV y sean de categoría comercial o residencial.

El consumidor debe pagar:

- Un cargo por comercialización en US\$/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en US\$/kW-mes por cada kW de demanda mensual facturable, con un mínimo de demanda multiplicado por el factor de gestión de la demanda FGD.
- Un cargo por energía US\$/kWh, en función de lo que el usuario consumo en períodos de 8-22h.

- Un cargo por energía en US\$/kWh en lo que resta del día.

Tarifa General de Alto Voltaje para Industriales (Grupo 1)

Esta tarifa se aplica para todos y cada uno de los consumidores que se encuentren conectados entre un nivel de voltaje de 600 V y 138 kV.

Los consumidores deben pagar:

- Un cargo por comercialización en US\$/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en US\$/kW-mes por cada kW de demanda mensual facturable, con un mínimo de demanda multiplicado por el factor de gestión de la demanda FGD.
- Un cargo por energía US\$/kWh, en función de lo consumido en el período de lunes a viernes en un horario de 08:00 a 18:00 horas
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida por el usuario dentro del período de lunes a viernes de 18:00 hasta las 22:00 horas.
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida por el usuario en el período de lunes a viernes de 22:00 hasta 08:00 horas, incluyendo la energía de los sábados, domingos y feriados en el período de 22:00 a 18:00 horas.
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida por el usuario dentro del período de sábado, domingo o feriados de 18:00 hasta las 22:00 horas [31].

Tarifa General de Alto Voltaje para Industriales (Grupo 2)

Esta tarifa se aplica para todos y cada uno de los consumidores que se encuentren conectados a un nivel de voltaje mayor a 138 kV.

Los consumidores deben pagar:

- Un cargo por comercialización en US\$/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.
- Un cargo por demanda en US\$/kW-mes por cada kW de demanda mensual facturable, con un mínimo de demanda multiplicado por el factor de gestión de la demanda FGD.
- Un cargo por energía US\$/kWh, en función de lo consumido en el período de lunes a viernes en un horario de 08:00 a 18:00 horas

- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida por el usuario dentro del período de lunes a viernes de 18:00 hasta las 22:00 horas.
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida por el usuario en el período de lunes a viernes de 22:00 hasta 08:00 horas, incluyendo la energía de los sábados, domingos y feriados en el período de 22:00 a 18:00 horas.
- Un cargo por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida por el usuario dentro del período de sábado, domingo o feriados de 18:00 hasta las 22:00 horas [31].

Modelos y Rangos Tarifarios

Los modelos y los valores tarifarios son dos aspectos fundamentales que determinan la factibilidad de implementación de un proyecto de autogeneración fotovoltaica. Para el caso de Ecuador, la tarifa residencial tiene un modelo de “Escalones Crecientes” según el rango de consumo mensual de energía, con un crecimiento suave de los escalones para consumos mensuales bajos y un crecimiento exponencial de la tarifa para consumos desde los 500 kWh-mes en adelante. Este modelo tarifario se presenta en la Figura 2.30.

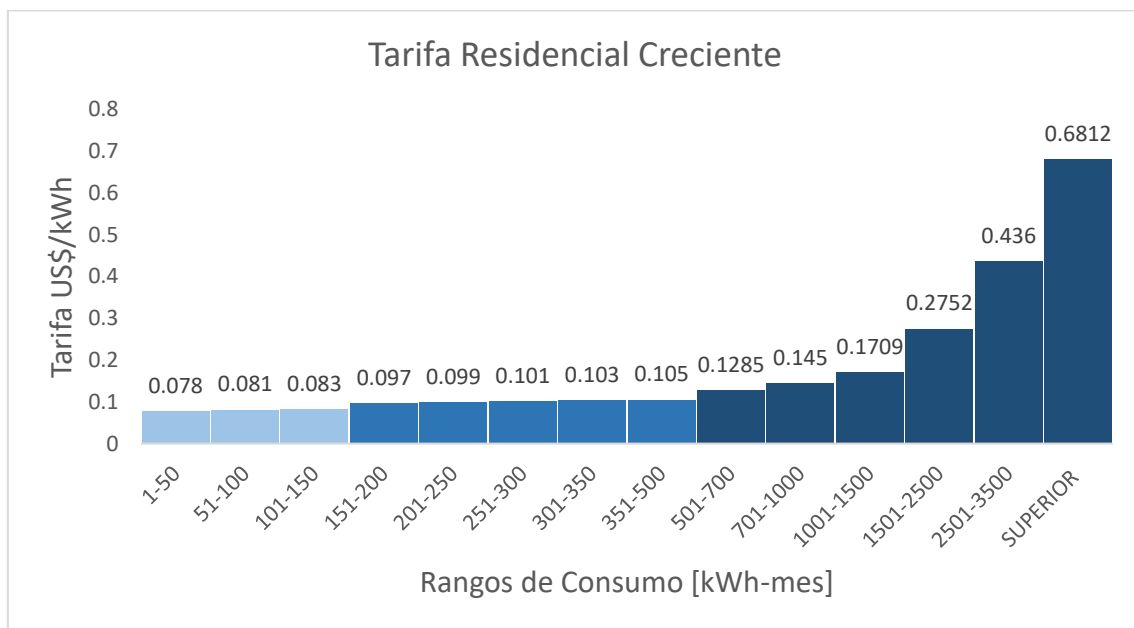


Figura 2.30. Tarifa residencial creciente [Elaboración Propia]

Para clientes comerciales e industriales con tarifa con demanda horaria, el modelo tarifario implementado en el Ecuador, es el conocido como “Time of Use” o Tarifas Diferenciadas por Período de Consumo. Es un esquema mediante el cual se determinan tres bandas horarias de consumo: baja, media y pico y la tarifa es diferente para cada banda, siendo

mayor para la banda de consumo pico, menor para la banda de consumo bajo e intermedia para la banda media. Es un esquema que brinda una señal temporal del costo de la energía a los clientes. Este esquema tarifario se presenta en la Figura 2.31.

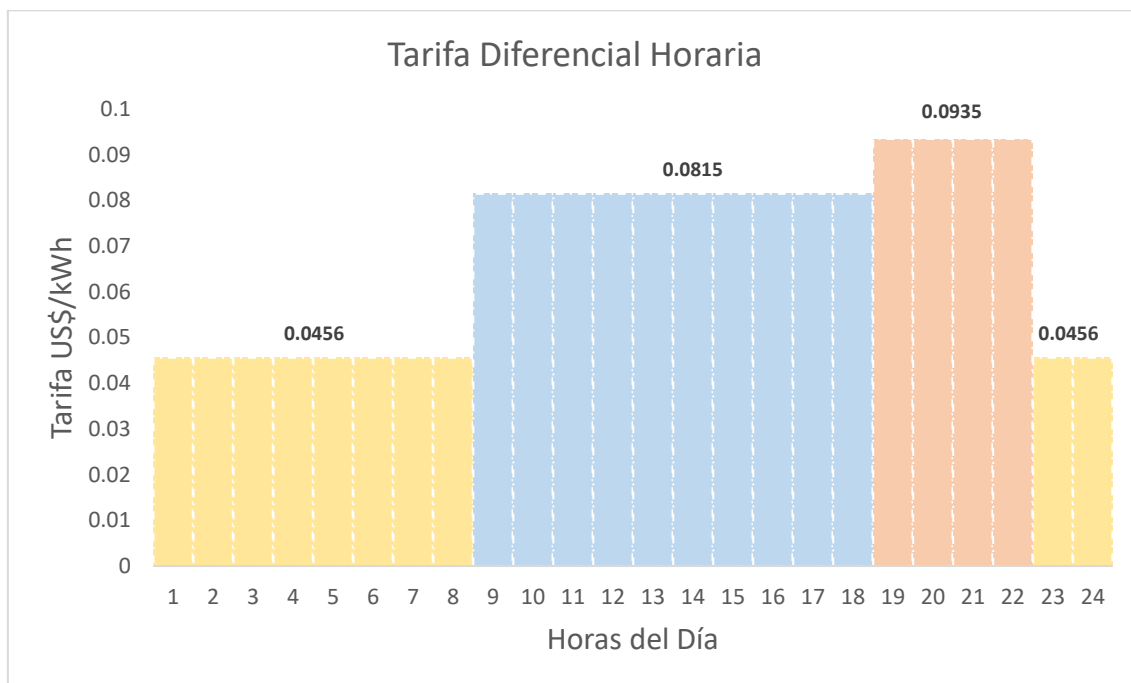


Figura 2.31. Tarifa diferencial horaria [Elaboración Propia]

Los valores y modelos detallados de las tarifas a usuario final de las empresas de distribución EEQ S.A. y CNEL UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAQUIL, para cada categoría de consumidores, se presenta en el ANEXO B.

3. METODOLOGÍA

3.1 DETERMINACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA

Para el presente análisis se necesita calcular el Costo Nivelado de Energía para proyectos generación fotovoltaica y en este sentido se requiere determinar la mejor forma de calcular este indicador. Por esta razón, a continuación, se realizará una comparación entre tres métodos de cálculo del LCOE para determinar el mejor, mismo que será aplicado en el análisis económico de los de estudio.

El LCOE consiste en determinar el costo promedio de la energía durante el tiempo de vida útil de una central eléctrica, teniendo en consideración el costo principal de todos los componentes tales como: inversión inicial, costos de operación y mantenimiento, combustible y costo de desmantelamiento. Este indicador económico puede dar la pauta para tomar decisiones importantes sobre la inversión y viabilidad del proyecto.

La forma de cálculo del LCOE se expresa en la Ecuación 3.1.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n (INV_t + FIXOM_t + VAROM_t + FUEL_t + DECOMM_t) \times (1 + r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n ELC_t \times (1 + r)^{-t}} [57] (3.1)$$

Donde:

- INV representa la Anualidad del Costo de Inversión,
- FIXOM representa el Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento,
- VAROM representa el Costo Variable de Operación y Mantenimiento,
- FUEL es el Costo del Combustible Usado para la Producción,
- DECOMM representa el Costo de Desmantelamiento o Desmontaje de cada elemento de la central al final de su vida útil,
- ELC es la Energía Anual Producida por la central expresada en kWh-año y
- r es la tasa de descuento [57].

Primera Forma:

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^{20} \left(\frac{O\&M}{(1+TI)^t} \right) + \left(\frac{CI}{(1+TI)^{10}} \right)}{\sum_{t=1}^{20} \left(\frac{E(1-d)^t}{(1+TI)^t} \right)} \quad (3.2)$$

Donde:

- INV es el Costos de Inversión Inicial [US\$],
- O&M es el Costo Anual de Operación y Mantenimiento [US\$/año],
- CI es el Costo de Recambio de los Inversores [US\$],
- E es la Producción de Energía Anual [kWh/año],
- d es la tasa de decrecimiento de la producción energética [p.u.],
- TI es la Tasa de Descuento [p.u.] y
- t es el total de años de vida útil de la central [años].

Segunda Forma:

$$LCOE = \frac{(OCC*CRF)+FIXOYM}{8760*FP} \quad (3.3)$$

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (3.4)$$

Donde:

- CC es el Overnight Capital Cost o Costo de Unitario de Capital [US\$/kW],
- CRF es el Factor de Retorno del Capital,
- FIXOYM es el Costo Fijo de Operación y Mantenimiento Unitario [US\$/kW],
- FP es el Factor de Planta [p.u.] y
- n es el número de años de vida útil.

Tercera Forma:

$$A = INV \times CRF \quad (3.5)$$

$$LCOE = \frac{\sum \frac{A+OYM}{producción} \times producción}{\sum producción} \quad (3.6)$$

Donde:

- A es la Anualidad de Costos de Inversión [US\$/año],
- INV es la Inversión Inicial [US\$],
- CRF es el Factor de Retorno del Capital,
- OYM es la Anualidad de Costos de Operación y Mantenimiento [US\$/año] y
- “producción” es la producción anual de energía [kWh/año].

A continuación, se realizará la comparación de los resultados obtenidos en el cálculo del Costo Nivelado de Energía para un mismo caso, esto ayudará a determinar cuál de las expresiones expuestas con anterioridad es la que mejor se ajusta al cálculo del LCOE.

Datos del Cliente Tipo

En la Tabla 3.1 se presentan los valores representativos del cliente tipo como: capacidad de la central FV, tarifa actual, costo de producción y costo de operación y mantenimiento.

Tabla 3.1. Datos del Cliente Tipo

DATOS INICIALES	Potencia FV cliente (kWp)	300
	Precio por W	\$0,94
TARIFA (USD/kWh)	\$0,09	
COSTO REFERENCIA (USD/W)	\$0,94	
INVERSIÓN	\$282.000,00	
Operación y Mantenimiento	\$6.000,00	

Primera forma de cálculo

Cabe recalcar que en el presente estudio no se va a realizar el análisis con el cambio de inversores al momento de culminar su vida útil, razón por la cual la parte correspondiente en la ecuación 3.2 se elimina dando lugar a una nueva ecuación para el cálculo del LCOE, la cual se presenta a continuación.

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^{20} \left(\frac{O\&M}{(1+TI)^t} \right)}{\sum_{t=1}^{20} \left(\frac{E(1-d)^t}{(1+TI)^t} \right)}$$

Como se puede ver en la Tabla 3.2, luego de haber efectuado el cálculo del Costo Nivelado de Energía en un período de análisis de 20 años, el resultado es un LCOE de 10 ¢US\$/kWh.

Segunda forma de cálculo

Cabe indicar que en la ecuación 3.3 el OCC está en US\$/kW instalado, CRF es adimensional, el costo de operación y mantenimiento está en US\$/kW-año y el factor de planta va entre 0 y 1.

En la Tabla 3.3 se presenta el resultado del cálculo mediante el segundo método, estableciéndose una significativa diferencia con el obtenido con la primera expresión, las razones de esta diferencia se pueden vincular al hecho de que en este método no se toman en cuenta los valores de inversión inicial ni los valores de producción anual de la central fotovoltaica.

Tercera forma de cálculo

Por último, se analiza el caso en el cual se utiliza el promedio ponderado de la energía para el cálculo del LCOE.

En la Tabla 3.4 se puede ver el resultado del cálculo del LCOE mediante la tercera metodología, estableciéndose un valor de 9.97 ¢US\$/kWh, resultado muy similar al obtenido con la primera metodología.

Tabla 3. 2 Cálculo del LCOE mediante la primera expresión

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Inversión	\$282.000,00																					
Producción (kWh/año)		336.900,00	333.531,00	330.195,69	326.893,73	323.624,80	320.388,55	317.184,66	314.012,82	310.872,69	307.763,96	304.686,32	301.639,46	298.623,06	295.636,83	292.680,46	289.753,66	286.856,12	283.987,56	281.147,69	278.336,21	
Tarifa (USD/kWh)	\$ 0,090	\$ 0,090	\$ 0,092	\$ 0,094	\$ 0,096	\$ 0,097	\$ 0,099	\$ 0,101	\$ 0,103	\$ 0,105	\$ 0,108	\$ 0,110	\$ 0,112	\$ 0,114	\$ 0,116	\$ 0,119	\$ 0,121	\$ 0,124	\$ 0,126	\$ 0,129	\$ 0,131	
Operación y Mantenimiento		\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	
Cálculo del LCOE																						
O&M en el tiempo		\$5.660,38	\$5.339,98	\$5.037,72	\$4.752,56	\$4.483,55	\$4.229,76	\$3.990,34	\$3.764,47	\$3.551,39	\$3.350,37	\$3.160,73	\$2.981,82	\$2.813,03	\$2.653,81	\$2.503,59	\$2.361,88	\$2.228,19	\$2.102,06	\$1.983,08	\$1.870,83	
Producción en el tiempo		317.830,19	296.841,40	277.238,67	258.930,45	241.831,27	225.861,28	210.945,92	197.015,53	184.005,07	171.853,79	160.504,95	149.905,57	140.006,15	130.760,46	122.125,33	114.060,45	106.528,16	99.493,28	92.922,97	86.786,55	
$1/(1+T)^t$		0,94339623	0,88999644	0,83961928	0,79209366	0,74725817	0,70496054	0,66505711	0,62741237	0,59189846	0,55839478	0,52678753	0,49696936	0,46883902	0,44230096	0,41726506	0,39364628	0,37136442	0,35034379	0,33051301	0,31180473	
LCOE	\$0,097845																					

Tabla 3. 3 Cálculo del LCOE mediante la segunda expresión

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
OCC	\$0,94																					
Producción (kWh/año)		336.900,00	333.531,00	330.195,69	326.893,73	323.624,80	320.388,55	317.184,66	314.012,82	310.872,69	307.763,96	304.686,32	301.639,46	298.623,06	295.636,83	292.680,46	289.753,66	286.856,12	283.987,56	281.147,69	278.336,21	
Tarifa (USD/kWh)	\$ 0,090	\$ 0,090	\$ 0,092	\$ 0,094	\$ 0,096	\$ 0,097	\$ 0,099	\$ 0,101	\$ 0,103	\$ 0,105	\$ 0,108	\$ 0,110	\$ 0,112	\$ 0,114	\$ 0,116	\$ 0,119	\$ 0,121	\$ 0,124	\$ 0,126	\$ 0,129	\$ 0,131	
Operación y Mantenimiento(\$/kW)		\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	
Cálculo del LCOE																						
CRF	0,087184557																					
FP	0,21																					
LCOE	\$0,010916																					

Tabla 3. 4 Cálculo del LCOE mediante la tercera expresión

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Inversión	\$282.000,00																					
Producción (kWh/año)		336.900,00	333.531,00	330.195,69	326.893,73	323.624,80	320.388,55	317.184,66	314.012,82	310.872,69	307.763,96	304.686,32	301.639,46	298.623,06	295.636,83	292.680,46	289.753,66	286.856,12	283.987,56	281.147,69	278.336,21	
Tarifa (USD/kWh)	\$ 0,090	\$ 0,090	\$ 0,092	\$ 0,094	\$ 0,096	\$ 0,097	\$ 0,099	\$ 0,101	\$ 0,103	\$ 0,105	\$ 0,108	\$ 0,110	\$ 0,112	\$ 0,114	\$ 0,116	\$ 0,119	\$ 0,121	\$ 0,124	\$ 0,126	\$ 0,129	\$ 0,131	
Operación y Mantenimiento		\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	\$6.000,00	
Cálculo del LCOE																						
CRF	0,087184557																					
A	\$24.586,05																					
A+O&M		\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	\$30.586,05	
LCOE	\$0,0997146																					

Una vez obtenidos los tres resultados se deben descartar dos de las metodologías de cálculo para el Costo Nivelado de la Energía, y así determinar la que servirá para calcular este indicador más adelante en el análisis económico a realizarse para cada uno de los casos a ser analizados.

En la tabla 3.5 se presentan los resultados obtenidos con cada una de las metodologías expuestas para el cálculo del Costo Nivelado de la Energía. Para elegir la metodología más adecuada se debe considerar la definición del LCOE y la formulación genérica utilizada para cualquier tipo de tecnología.

Tabla 3.5. Resultados del cálculo del LCOE

RESULTADOS	
METODOLOGÍA	LCOE
PRIMERA	0,097
SEGUNDA	0,010
TERCERA	0,099

En la ecuación 3.7 se establece la definición del LCOE, partiendo de esta definición. Se descarta la metodología de cálculo planteada en la ecuación 3.3 ya que ésta no toma en cuenta los costos de inversión inicial ni, la producción de la planta durante la vida útil del proyecto.

$$LCOE = \frac{\sum \text{costs over lifetime}}{\sum \text{electrical energy produced over lifetime}} \quad (3.7)$$

Dado que, el método de cálculo expresado en la ecuación 3.6 toma en cuenta la producción de la central con una reducción de la generación de 1% anual, los costos anuales de operación y mantenimiento, el costo de inversión inicial y lleva todos estos valores a través del tiempo con el Factor de Retorno del Capital, se considera a este método como el más adecuado. Si bien el método de cálculo expresado en la ecuación 3.4 es bastante similar, se descarta debido a que no se considera un parámetro importante como es un recambio en los inversores de la planta.

3.2 RECOLECCIÓN Y ADECUACIÓN DE LA INFORMACIÓN

3.2.1 Clasificación de consumidores finales

Lo primero que se necesita para la clasificación de los consumidores finales es realizar un correcto levantamiento de información. La Agencia de Regulación y Control ARCONEL facilitó los catastros y facturación de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) y de Corporación Nacional de Electricidad unidad de negocio Guayaquil (CNEL- Guayaquil). Información que fue trasladada a formatos adecuados con los que se estructuró una base de datos.

Se tomaron en cuenta datos importantes de cada usuario como: la energía facturada, su demanda máxima y su clasificación según el nivel de voltaje. Una vez procesadas las matrices se procedió a importar todos los datos a MATLAB para clasificarlos de la siguiente manera:

Residenciales

Los usuarios residenciales se clasificaron por nivel de consumo en los siguientes tres rangos de consumo: menor a 500 kWh-mes, entre 500 y 1500 kWh y mayor a 1500 kWh-mes de consumo.

Comerciales

Se clasificaron según el nivel de voltaje al que se encuentran conectados: BAJO, MEDIO o ALTO VOLTAJE y dentro de esa clasificación se consideró los usuarios con tarifa horaria diferenciada y los usuarios sin tarifa horaria diferenciada.

Industriales

Se clasificaron según el nivel de voltaje al que se encuentran alimentados: BAJO, MEDIO o ALTO VOLTAJE y dentro de esa clasificación se consideró los usuarios con tarifa horaria diferenciada y los usuarios sin tarifa horaria diferenciada.

Una vez que se clasificaron los usuarios, se procedió a la obtención del cliente representativo para eso se utiliza el método de clustering expuesto a continuación.

3.2.2 Determinación de Clientes Tipo

Para obtener el cliente representativo en cada caso se utilizó el método de clustering o de agrupamiento K-Means, este tipo de algoritmos son considerados como algoritmos de

aprendizaje no supervisado, ya que buscan patrones en los datos sin la necesidad de tener una predicción específica como objetivo [58].

En la Figura 3.4 se puede apreciar el concepto del algoritmo de clustering K-Means.

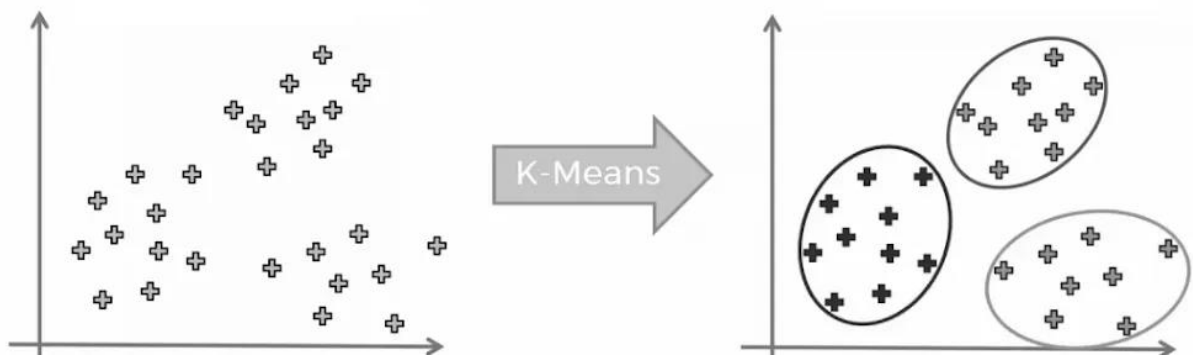


Figura 3. 1 Método K-Means [59]

El algoritmo de agrupamiento K-Means necesita como parámetro de entrada el número de grupos en los que se van a dividir los elementos, en este caso solo se necesita un cliente representativo por cada clase de consumidor para cada una de las dos Empresas Eléctricas. A partir del número de grupos o K clusters el algoritmo coloca primero k puntos aleatoriamente, luego se asigna un punto aleatorio y se va comparando la distancia de este punto al centroide K, se va asignando otro punto hasta obtener el punto que tenga la menor distancia, finalmente se obtiene el punto deseado.

Del proceso de clustering se obtiene el cliente representativo con la ayuda de un SCRIPT desarrollado en MATLAB.

3.3 DESCRIPCIÓN Y USO DEL SOFTWARE PVSYST

Para el dimensionamiento de las diferentes centrales fotovoltaicas tipo se utilizará el software de simulación PVSyst el cual permite encontrar la cantidad adecuada de paneles ya sea en serie o paralelo y el número adecuado de cadenas y paneles por cadena para abastecer la demanda de energía.

Cabe mencionar que se puede conseguir una licencia gratuita por 30 días por ordenador, la cual tiene todas las funciones. Con la ayuda de la versión 6.86 del programa se realizaron todas las simulaciones necesarias para el presente trabajo de titulación.

A continuación, se describe paso a paso como realizar una simulación para una central fotovoltaica.

Como se indica en la Figura 3.5, haciendo clic en el enlace navegar se puede elegir un nuevo destino en donde se guardarán todos los proyectos que se desarrollen en el software de simulación, además es posible hacer una copia del destino, pero en este caso con la configuración predeterminada es suficiente.

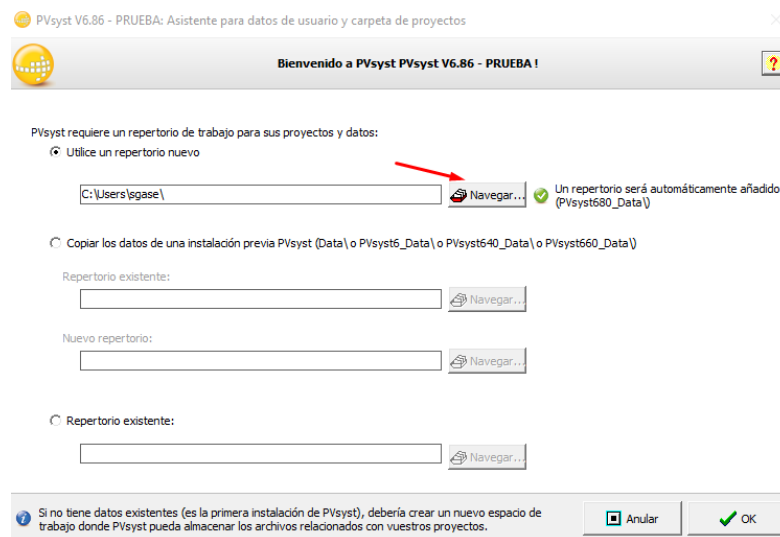


Figura 3.5. Inicio de la Prueba [60]

Cómo se puede ver en la Figura 3.6 la ventana de inicio del PVSyst se tienen cuatro posibles opciones Pre-dimensionamiento, Diseño del Proyecto, Base de datos y Herramientas.

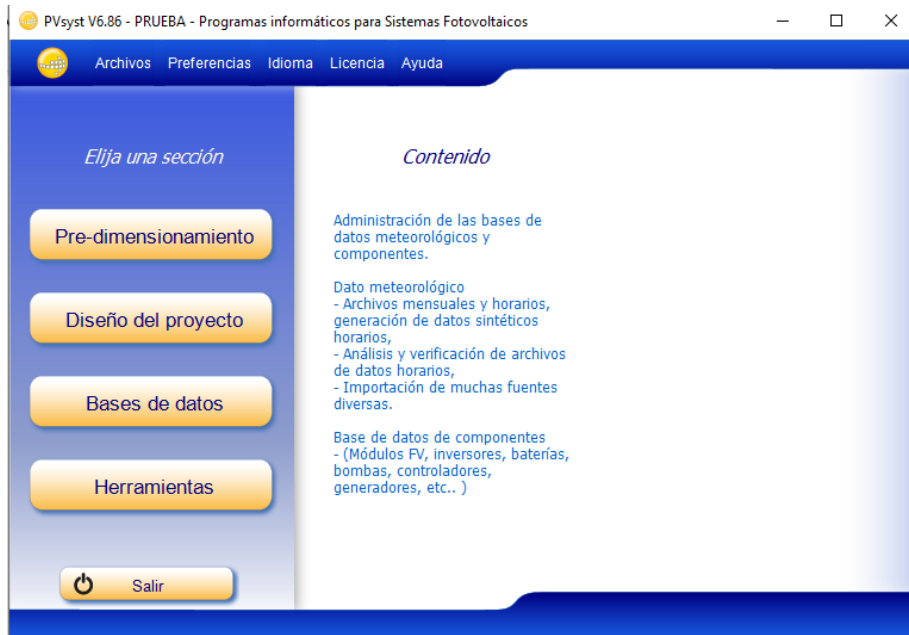


Figura 3.6. Ventana de Inicio PVSyst [60]



Figura 3.7. Prediseño [60]

En la ventana prediseño es posible elegir entre las opciones de conectado a la red, aislado y bombeo. En esta ventana es posible obtener un borrador para un diseño sin tener que utilizar componentes reales, dando como resultado las dimensiones de la central y los componentes aproximados a utilizar.

Se puede elegir las especificaciones del sistema para que el prediseño sea lo más real posible. Se debe elegir la producción de la planta o el área de instalación al igual que el

tipo de panel fotovoltaico que se va a utilizar, su tecnología, el tipo de montaje y la ventilación que va a tener la central. Todos estos parámetros se pueden visualizar de manera fácil en la Figura 3.8.

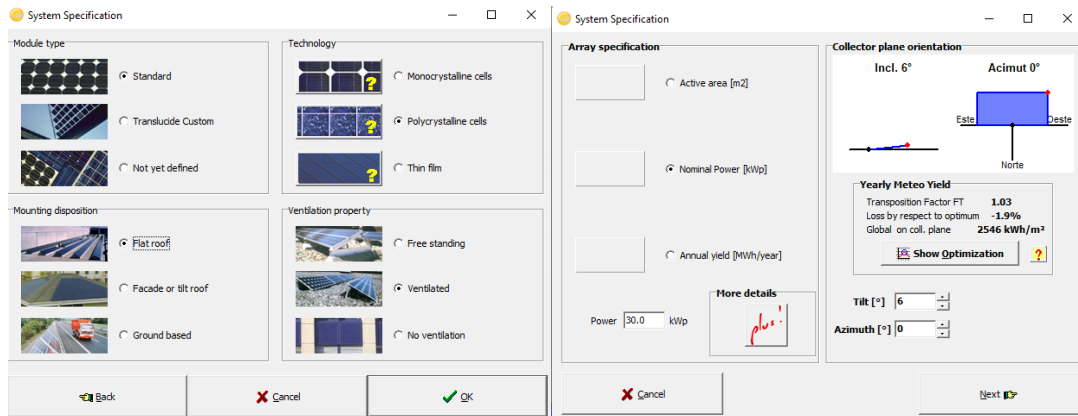


Figura 3. 8. Especificaciones del Sistema [60]

En la Figura 3.9 se aprecian los resultados obtenidos con los siguientes parámetros de entrada: capacidad nominal de 30 kW, costo promedio de 0,85 EUR/Wp, utilizando un módulo policristalino para los paneles fotovoltaicos. Se obtiene que el área necesaria es de 200 metros cuadrados y la producción anual de 64,2 MWh/yr. Como se puede apreciar no es un diseño exacto, pero pueden obtenerse rápidamente los resultados de generación y área si es que se desconocen los parámetros exactos de la ubicación, características del inversor, características del módulo fotovoltaico y área disponible.

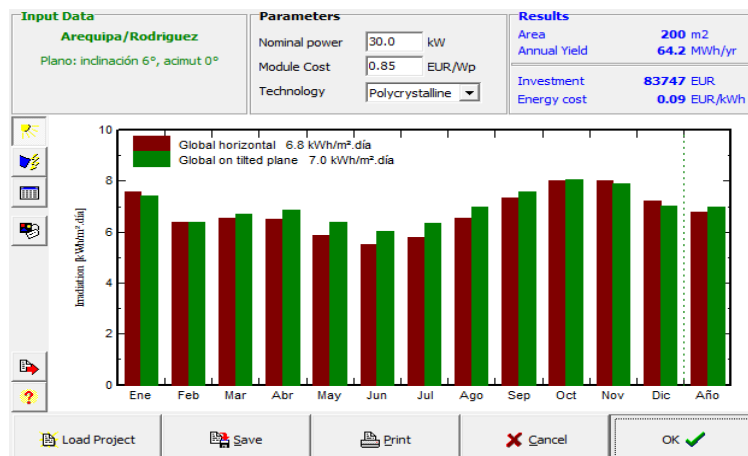


Figura 3.9. Resultados del Prediseño [60]

Diseño del Proyecto

Como se aprecia en la Figura 3.10, las opciones para realizar un diseño más completo son: conectado a la red, aislado, bombeo o red CC. Los resultados de este diseño van a ser mucho más exactos y van a poder ser utilizados para posteriores análisis económicos ya que los parámetros de entrada son más precisos y numerosos, brindando datos mucho más específicos.

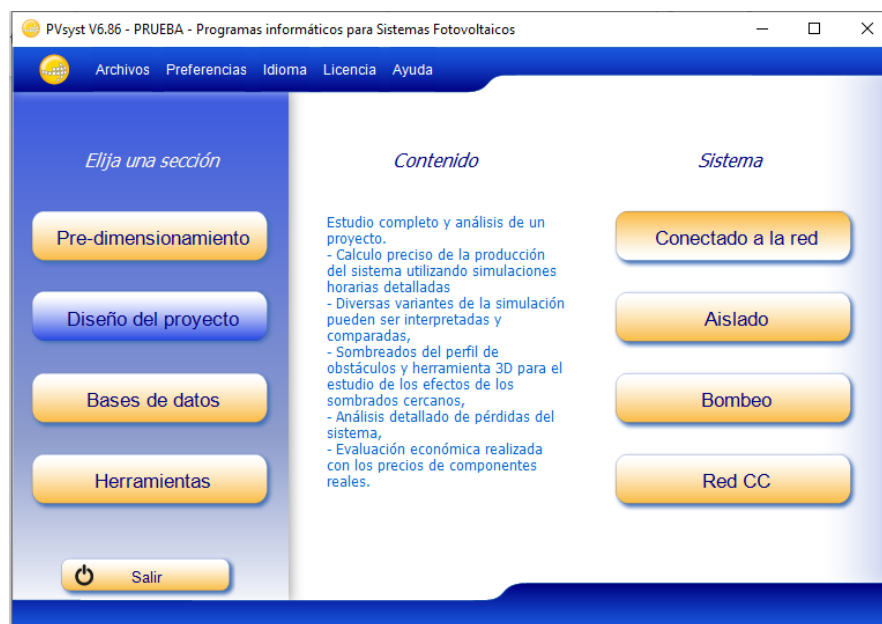


Figura 3.10. Diseño del Proyecto [60]

En el presente proyecto se realizan simulaciones con las centrales fotovoltaicas conectadas a la red ya que uno de los objetivos es evaluar la paridad de red, es decir que se comparan el costo de venta energía de la empresa eléctrica de distribución .

En la Figura 3.11 se aprecia la ventana para el llenado de datos generales del proyecto como nombre, parámetros meteorológicos y lugar en donde se van a guardar los resultados.

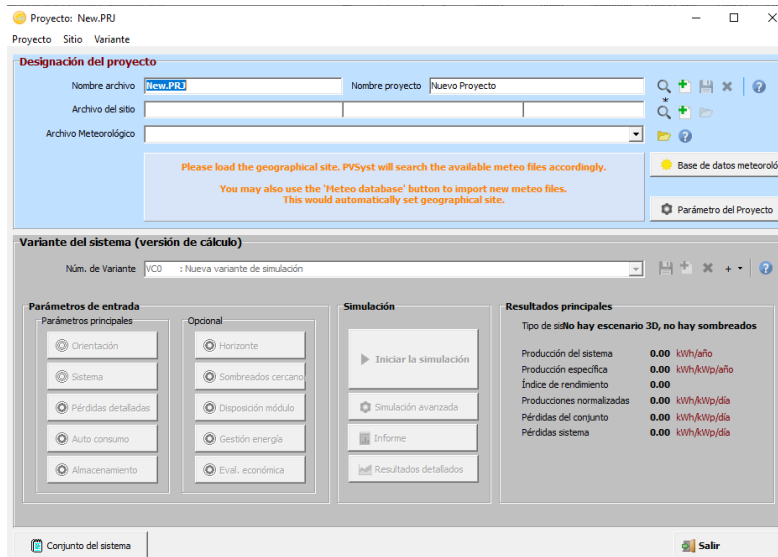


Figura 3.11. Ventana de Diseño proyecto conectado a la red [60]

Como se muestra en la Figura 3.12, se debe elegir el lugar en donde se va a ubicar la central fotovoltaica. Esto se puede lograr importando las coordenadas desde Google Earth o Google Maps y agregándolas al sistema. Tener los datos exactos permitirá obtener los datos precisos de irradiación solar de esa zona, lo cual permitirá obtener un resultado más real y confiable. De igual forma hay que elegir con que base de datos meteorológica se desea trabajar, dar un nombre al proyecto y un nombre al archivo que se va a generar al realizar las diferentes simulaciones.

Como se observa en la Figura 3.13, es necesario configurar los parámetros de orientación de los módulos dependiendo del lugar en donde se van a instalar y el tipo de montaje que se utilizará para la instalación. En el presente trabajo de titulación se utilizará el plano inclinado fijo para la simulación de todas las centrales fotovoltaicas tipo.

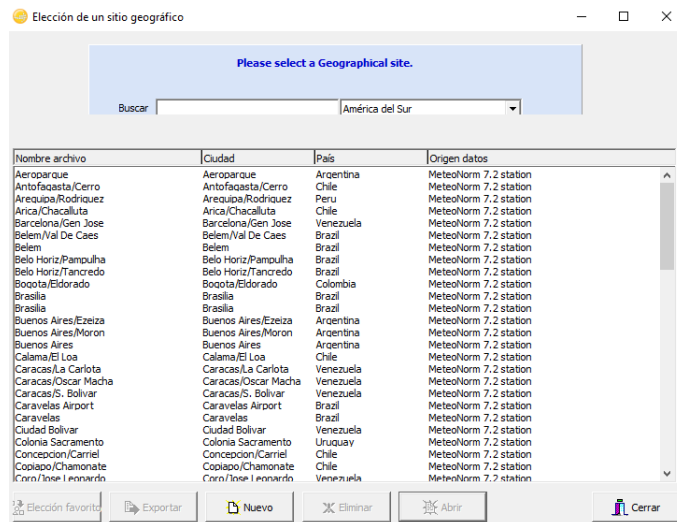


Figura 3.12. Base de datos Meteorológica [60]

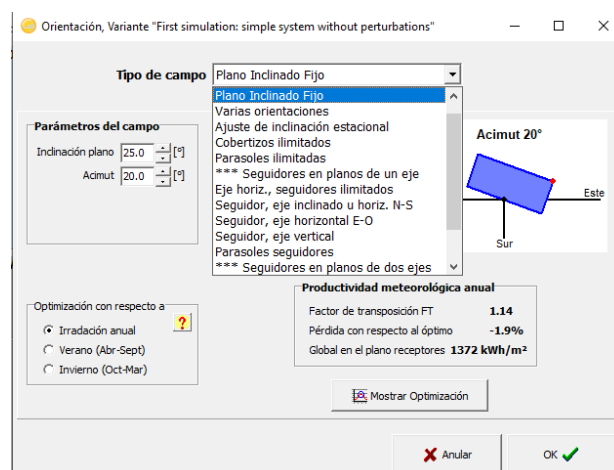


Figura 3.13. Orientación del módulo [60]

Como se aprecia en la Figura 3.14, hay que elegir los valores de inclinación del plano y el valor del Acimut el cual es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal que genera el sol hacia el norte. Cabe recalcar que se considera que los ángulos comprendidos entre el sur y noreste son negativos y los ángulos entre el sur y el noroeste son positivos [61].

El siguiente paso es configurar los parámetros del sistema, como se puede notar en la Figura 3.14, los componentes principales del sistema son los módulos fotovoltaicos representados con el color azul y el inversor o inversores que se van a utilizar se representan con color verde. Dependiendo del inversor y módulo que se va a utilizar es

necesario tener los modelos exactos cargados en el programa para realizar las simulaciones.

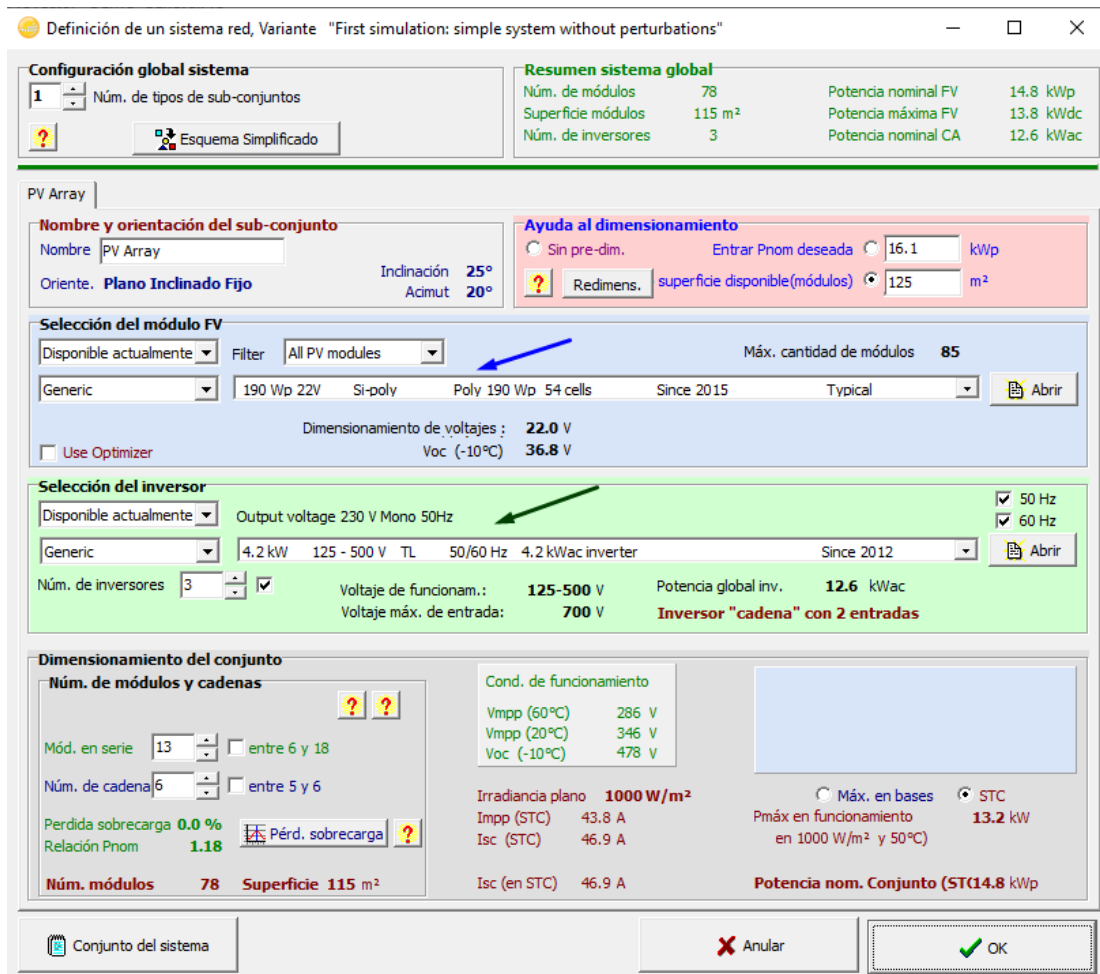


Figura 3.14. Configuración del Sistema [60]

En la Figura 3.15 se aprecia que existen dos posibilidades de parámetro de entrada para realizar el diseño, una es tener el área disponible para la instalación fotovoltaica y la otra es la producción nominal deseada en kWp, en el caso del presente trabajo se realizarán todas las simulaciones bajo el parámetro de producción deseado.

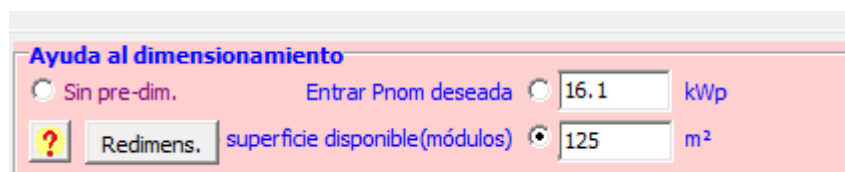


Figura 3.15. Parámetros de Entrada [60]

En la Figura 3.16 se observan los resultados de la simulación entre los que se incluye el número de módulos conectados en serie y el número de cadenas del sistema. Se pueden variar estos parámetros según conveniencia entre los rangos especificados en verde y azul respectivamente.

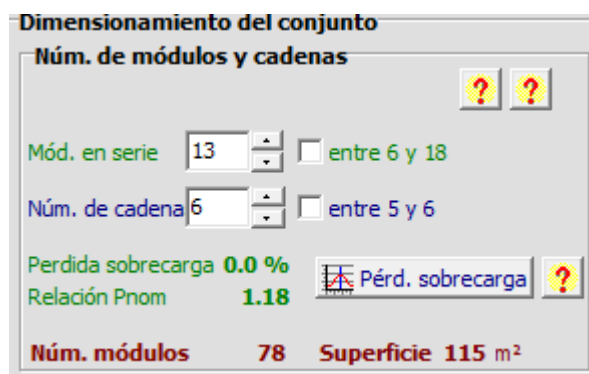


Figura 3.16. Parámetros de Salida [60]

Se observa que se cumplió la restricción o parámetro de entrada referente a la superficie máxima a utilizar de 115 metros cuadrados lo cual es menor a 125 metros cuadrados.

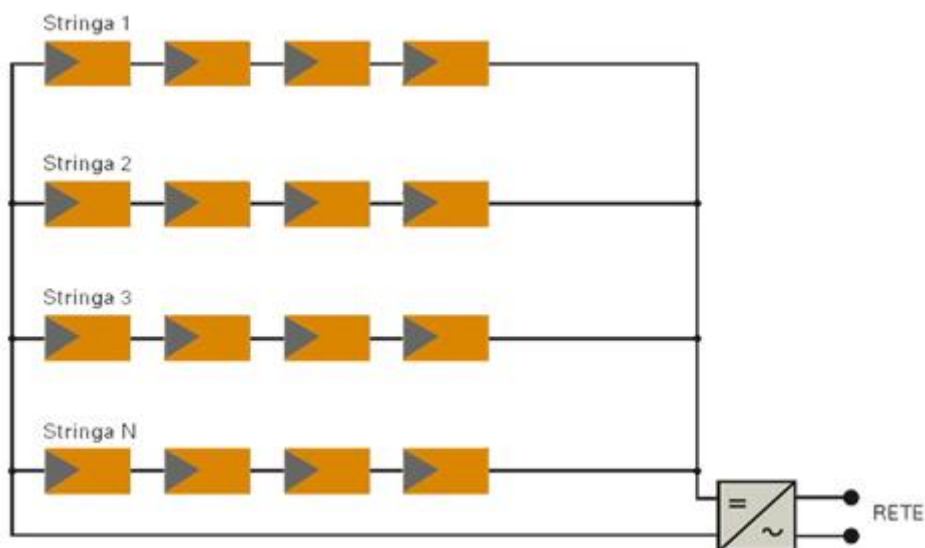


Figura 3.17. Topología de la Instalación [61]

En la Figura 3.17, se muestra la forma de conectar los diferentes módulos al inversor. Se puede ver que todos los módulos comparten un solo inversor y que los módulos están conectados en serie compartiendo un mismo arreglo conocido como cadena. Se realiza el

cálculo del número de módulos necesarios para la instalación multiplicando el número de cadenas y el número de módulos por cadena que se van a disponer. En el caso de la Figura 3.17 se tendrán 16 módulos fotovoltaicos y un solo inversor [62].

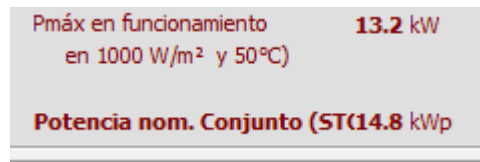


Figura 3.18. Resultados de Producción

En el presente trabajo la producción de la central es más relevante que el área de la instalación, por lo cual es importante verificar que se cumpla el requerimiento mínimo, si no se cumple esto, se puede cambiar el número o capacidad de cada módulo fotovoltaico.

Finalmente, una vez que se hayan llenado correctamente los campos de orientación y datos técnicos del sistema es posible realizar la simulación deseada, como se muestra en la Figura 3.19.

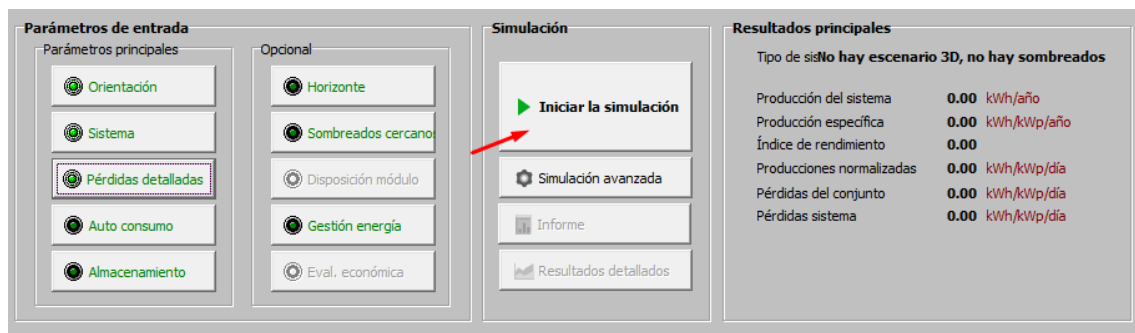


Figura 3.19. Simulación

Como se puede ver el recuadro que inicialmente estaba en 0, ya se encuentra con los resultados de la simulación con valores como: producción del sistema, índice de rendimiento, pérdidas del conjunto, entre otras. Sin embargo, es posible generar un informe más detallado en el cual se expongan más ítems que podrán ser de utilidad para posteriores análisis.

Tipo de sistema: No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Producción del sistema	17369 kWh/año
Producción específica	1172 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento	0.836
Producciones normalizadas	3.21 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.51 kWh/kWp/día
Pérdidas sistema	0.12 kWh/kWp/día

Figura 3.20. Resultados de la Simulación

La energía anual producida por la central servirá para poder el cálculo del costo de producción anual de la central y así poder calcular varios indicadores financieros como el VAN, la TIR y el LCOE. Adicionalmente, existen Figuras que pueden ser de interés; como la Figura del rendimiento mensual o de producción neta, éstas se muestran en la Figura 3.21.

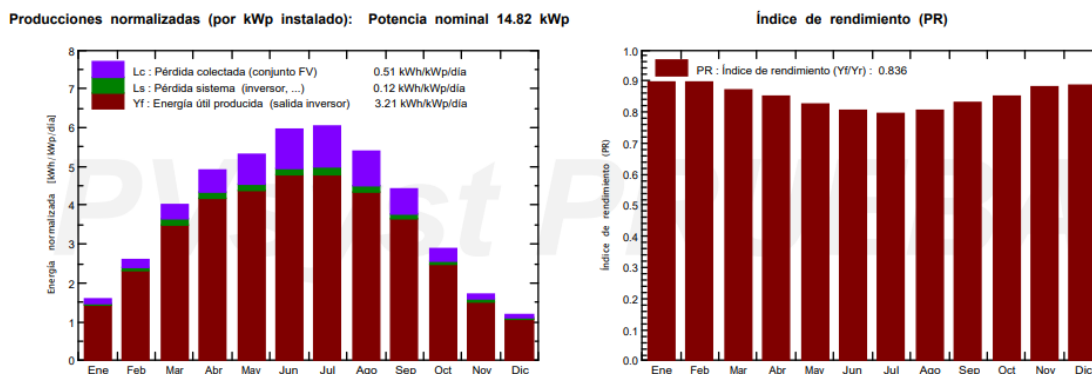


Figura 3.21. Producción e Índice de Rendimiento

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS USUARIOS

4.1.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQ S.A.)

La Empresa Eléctrica Quito tiene un total de 1 046 987 clientes, cuya información fue procesada mediante un Script de MATLAB para clasificarlos, obteniéndose los siguientes resultados: 883 495 usuarios residenciales con un consumo mensual menor a 500 kWh-mes, 13 089 usuarios residenciales con un consumo que va entre los 500 y 1500 kWh-mes, 529 usuarios residenciales con un consumo mayor a 1500 kWh-mes, 133 715 usuarios comerciales alimentados a bajo voltaje sin demanda horaria, 2787 usuarios comerciales alimentados a bajo voltaje con demanda horaria, 138 usuarios comerciales alimentados a medio voltaje con demanda horaria, 1 cliente comercial alimentado a alto voltaje con demanda horaria, 12 917 usuarios industriales conectados a bajo voltaje sin demanda horaria, 1 usuario industrial alimentado a medio voltaje sin demanda horaria, 312 usuarios alimentados a medio voltaje con demanda horaria y 3 usuarios industriales alimentados a alto voltaje con demanda horaria. A continuación, se presenta una tabla resumen de la clasificación obtenida para la Empresa Eléctrica Quito.

Tabla 4.1. Clasificación de los clientes de la EEQ

TIPO DE CLIENTE	TOTAL DE CLIENTES
Residencial <500 kWh	883.495,00
Residencial entre 500 y 1500 kWh	13.089,00
Residencial >1500 kWh	529,00
Comercial Baja sin Demanda Horaria	133.715,00
Comercial Baja con Demanda Horaria	2.787,00
Comercial Media con Demanda Horaria	138,00
Comercial Alta con Demanda Horaria	1,00
Industrial Baja sin Demanda Horaria	12.917,00
Industrial Media sin Demanda Horaria	1,00
Industrial Media con Demanda Horaria	312,00
Industrial Alta con Demanda Horaria	3,00

4.1.2 Empresa Eléctrica CNEL Unidad de Negocio Guayaquil

En el caso de la Empresa Eléctrica CNEL Unidad de Negocio Guayaquil se tiene un total de 795 344 clientes y de su clasificación se obtienen los siguientes resultados: 675 916 usuarios residenciales con un consumo mensual menor a 500 kWh-mes, 37 270 usuarios residenciales con un consumo que va entre los 500 y 1500 kWh-mes de consumo mensual de energía, 1 816 usuarios residenciales con un consumo mayor a 1500 kWh-mes, 76 118 usuarios comerciales alimentados a bajo voltaje sin demanda horaria, 55 usuarios comerciales alimentados a bajo voltaje con demanda horaria, 1 220 usuarios comerciales alimentados a medio voltaje sin demanda horaria, 626 usuarios comerciales alimentados a medio voltaje con demanda horaria, 7 cliente comercial alimentado a alto voltaje con demanda horaria, 1 535 usuarios industriales conectados a bajo voltaje sin demanda horaria, 176 usuario industrial alimentado a medio voltaje sin demanda horaria, 574 usuarios alimentados a medio voltaje con demanda horaria y 31 usuarios industriales alimentados a alto voltaje con demanda horaria. En la Tabla 4.2 se resume la clasificación obtenida en dicha empresa.

Tabla 4.2. Clasificación de los clientes de CNEL Guayaquil

TIPO DE CLIENTE	TOTAL DE CLIENTES
Residencial <500 KWh	675.916,00
Residencial entre 500 y 1500 kWh	37.270,00
Residencial >1500 kWh	1.816,00
Comercial Baja sin Demanda Horaria	76.118,00
Comercial Baja con Demanda Horaria	55,00
Comercial Media sin Demanda Horaria	1.220,00
Comercial Media con Demanada Horaria	626,00
Comercial Alta con Demanda Horaria	7,00
Industrial Baja sin Demanda Horaria	1.535,00
Industrial Media sin Demanda Horaria	176,00
Industrial Media con Demanda Horaria	574,00
q Industrial Alta con Demanda Horaria	31,00

4.2. CLUSTERING

Para la obtención de cada uno de los usuarios tipo se utilizó el método de agrupamiento de K-means, el cual fue programado en MATLAB tomando como punto de partida las matrices obtenidas en la clasificación de los usuarios, se obtuvo el usuario tipo con el que se realizarán todos los análisis posteriores, estableciéndose los siguientes resultados:

Tabla 4.3. Clientes Representativos CNEL Guayaquil

RESULTADOS CNEL-GUAYAQUIL	
CLIENTE	CONSUMO kWh
Residencial <500	145,21
Residencial >500 y <1500	703,59
Residencial >1500	2.913,48
Comercial Baja SDH	623,12
Comercial Baja CDH	9.592,42
Comercial Media SDH	12.915,55
Comercial Media CDH	35.122,25
Comercial Alta CDH	501.914,00
Industrial Baja SDH	1.217,64
Industrial Media SDH	11.108,14
Industrial Media CDH	81.633,29
Industrial Alta CDH	1.737.305,06

Tabla 4.4. Clientes Representativos EEQ

RESULTADOS EEQ	
CLIENTE	CONSUMO kWh
Residencial <500	116,95
Residencial >500 y <1500	708,10
Residencial >1500	2.587,89
Comercial Baja SDH	312,52
Comercial Baja CDH	7.555,82
Comercial Media CDH	91.193,27
Comercial Alta CDH	395.904,00
Industrial Baja SDH	1.418,98
Industrial Media SDH	2.435,76
Industrial Media CDH	114.309,01
Industrial Alta CDH	4.405.656,67

Como se observa en las tablas anteriores, se obtuvieron los clientes tipo sin violar ninguna de las restricciones de rango de consumo de energía establecidas, ni la restricción del nivel de voltaje al que se conectan. Se puede establecer que pocos clientes van a requerir una central de capacidad mayor a 1 MW y por tanto se acoge a la Regulación vigente ARCONEL Nro. 003/18 en la que se establece que la capacidad máxima de una central fotovoltaica de generación distribuida es de 1 MW.

4.3. DISEÑO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA TIPO

La potencia requerida de la central fotovoltaica tipo se calcula mediante la siguiente expresión para cada uno de los casos:

$$PFV = \frac{\text{Energía Mensual} * 12}{FP * 8760} \quad (4.1)$$

Donde:

- PFV es la potencia de la central fotovoltaica tipo
- Energía Mensual es la energía facturada para cada tipo de cliente en kWh-mes
- 12 son los doce meses del año y 8 760 es el número de horas que tiene un año
- FP es el factor de planta para una central fotovoltaica

A partir de este cálculo se dimensionan todas las centrales tipo y se utiliza el software PVSyst para determinar el número de cadenas y módulos necesarios para alcanzar la potencia requerida, así como estimar la energía anual producida por la central; dato necesario para el análisis económico de cada central.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos tanto en el dimensionamiento de centrales tipo, así como el análisis económico para cada caso.

4.3.1 CNEL- Unidad de Negocio Guayaquil

- **Cliente Residencial**

En la Tabla 4.5 se observa los datos obtenidos en el dimensionamiento de la central FV para el cliente residencial con un consumo mayor a 1500 kWh-mes en la ciudad de Guayaquil.

Tabla 4.5. Dimensionamiento Cliente Residencial con consumo mayor a 1500 kWh

DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO	
ENERGÍA MENSUAL [kWh]	2913,48
POTENCIA DEL PV [kWp]	24,94
FACTOR DE PLANTA	0,151
PRODUCCIÓN ANUAL [MWh/año]	33,03

En la Tabla 6 se puede observar que con 4 cadenas de 19 módulos cada una es posible generar 33,63 MWh/año.

Tabla 4.6. Características del Arreglo Fotovoltaico

DATOS	
POTENCIA POR PANEL (W)	330
POTENCIA POR INVERSOR (kW)	25
TOTAL PANELES	76
TOTAL INVERSORES	1
RESULTADOS	
PANELES EN SERIE	19
CADENAS POR INVERSOR	4
TOTAL CADENAS	4
TOTAL PANELES	76
PRODUCCIÓN ANUAL (MWh/año)	33,03

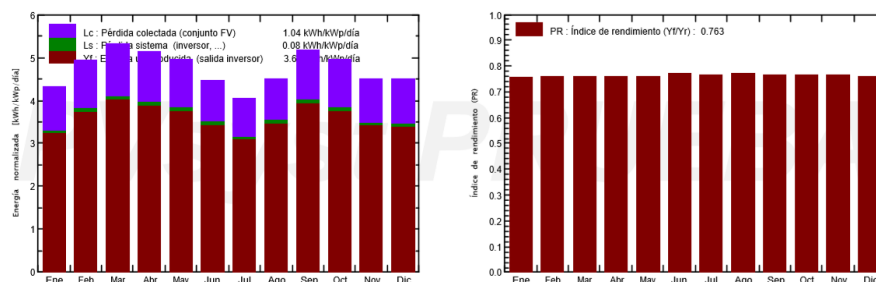


Figura 4.1. Curva de producción diaria e Índice de Rendimiento [Elaboración Propia]

La TIR es bastante elevada y supera a la tasa de descuento, se recupera la inversión en un tiempo esperado de 2 años y además, se alcanza la paridad de red superando el precio de la ED por 12,0 ¢US\$/kWh.

Tabla 4.7. Resultados del Análisis Económico

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VAN	\$57.132,33
TIR	92,68%
PRI	2 AÑOS
LCOE	0,1021

En la Figura 4.2 se presenta el Valor Neto Acumulado para este caso específico de estudio.

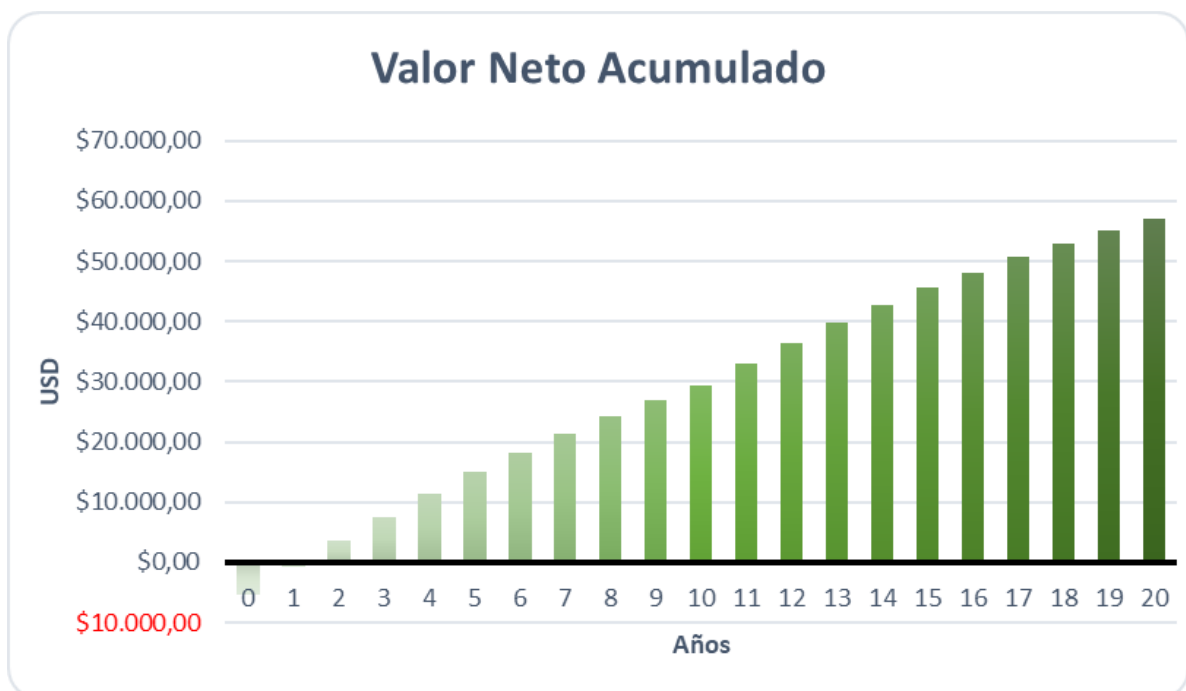


Figura 4.2. Valor Neto Acumulado de un cliente residencial [Elaboración Propia]

- **Cliente Comercial**

En la Tabla 4.8 se observa los datos obtenidos en el dimensionamiento de la central FV para el cliente comercial conectado a medio voltaje con demanda horaria en la ciudad de Guayaquil.

Tabla 4.8. Dimensionamiento Cliente Comercial con demanda horaria

DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO	
ENERGÍA MENSUAL [kWh]	35122,25
POTENCIA DEL PV [kWp]	328,00
FACTOR DE PLANTA	0,15
PRODUCCIÓN ANUAL [MWh/año]	426,60

Tabla 4.9. Características del Arreglo Fotovoltaico

DATOS	
POTENCIA POR PANEL (W)	330
POTENCIA POR INVERSOR (kW)	100
TOTAL PANELES	904
TOTAL INVERSORES	3
RESULTADOS	
PANELES EN SERIE	14
CADENAS POR INVERSOR	24
TOTAL CADENAS	71
TOTAL PANELES	904
PRODUCCIÓN ANUAL (MWh/año)	426,6

La TIR es elevada y el VAN es mayor que cero además se cumple la paridad de red que el principal objetivo, por lo que se puede decir que la inversión es conveniente para el usuario.

Tabla 4.10. Resultados del Análisis Económico

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VAN	\$194.600,18
TIR	27,61%
PRI	6 AÑOS
LCOE	0,0888

En la Figura 4.3 se presenta el Valor Neto Acumulado para un cliente comercial conectado a medio voltaje con demanda horaria.



Figura 4.3. Valor Neto Acumulado de un cliente comercial [Elaboración Propia]

○ **Cliente Industrial**

En la Tabla 4.11 se observa los datos obtenidos en el dimensionamiento de la central FV para el cliente industrial conectado a bajo voltaje sin demanda horaria en la ciudad de Guayaquil.

Tabla 4.11. Dimensionamiento Cliente Industrial con demanda horaria

DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO	
ENERGÍA MENSUAL [kWh]	1217,64
POTENCIA DEL PV [kWp]	10,89
FACTOR DE PLANTA	0,15
PRODUCCIÓN ANUAL [MWh/año]	13,97

Esta central está compuesta de 3 cadenas o arreglos de 11 módulos cada uno dando lugar a un total de 26 paneles fotovoltaicos los cuales logran una producción anual de 13,97 MW.

Tabla 4.12. Características del Arreglo Fotovoltaico

DATOS	
POTENCIA POR PANEL (W)	330
POTENCIA POR INVERSOR (kW)	12
TOTAL PANELES	33
TOTAL INVERSORES	1
RESULTADOS	
PANELES EN SERIE	11
CADENAS POR INVERSOR	3
TOTAL CADENAS	3
TOTAL PANELES	33
PRODUCCIÓN ANUAL (MWh/año)	13,97

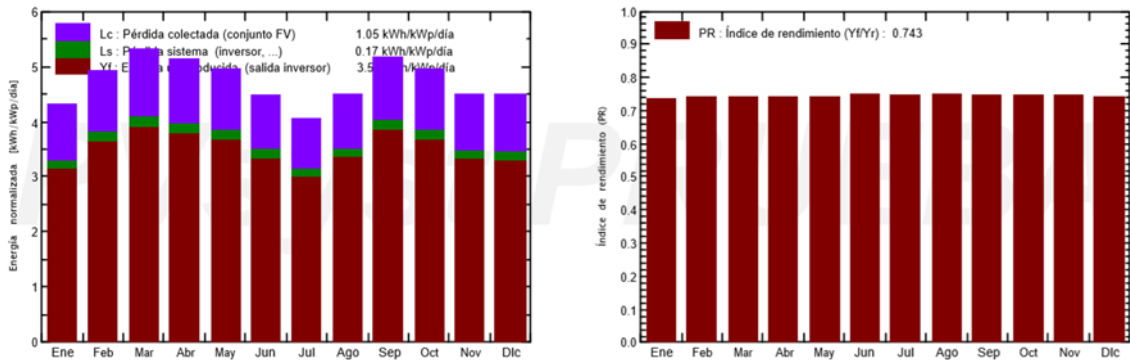


Figura 4.4. Curva de producción diaria e Índice de Rendimiento [Elaboración Propia]

La TIR en este caso es elevada al igual que el VAN y el precio por kWh generado es la mitad del precio ofertado por la ED, por lo que claramente es una inversión buena para el usuario.

Tabla 4.13. Resultados del Análisis Económico

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VAN	\$9.916,16
TIR	32,51%
PRI	4 AÑOS
LCOE	0,1149

En la Figura 4.5 se presenta el Valor Neto Acumulado para un cliente industrial conectado a alto voltaje con demanda horaria.



Figura 4.5. Valor Neto Acumulado de un cliente industrial [Elaboración Propia]

4.3.2 Empresa Eléctrica Quito S.A:

- **Cliente Residencial**

En la Tabla 4.14 se observa los datos obtenidos en el dimensionamiento de la central FV para el cliente residencial con un consumo mayor a 1500 kWh-mes en la ciudad de Quito.

Tabla 4.14. Dimensionamiento Cliente Residencial con consumo mayor a 1500 kWh-mes

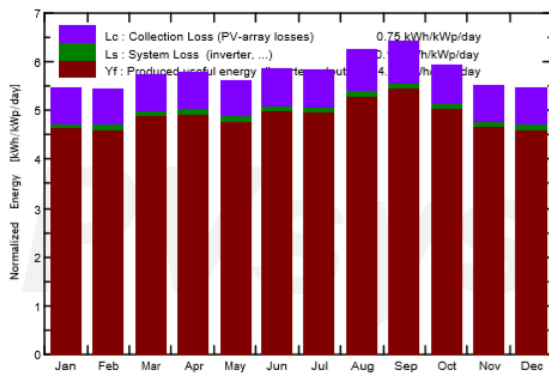
DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO	
ENERGÍA MENSUAL [kWh]	2597,89
POTENCIA DEL PV [kWp]	17,82
FACTOR DE PLANTA	0,20
PRODUCCIÓN ANUAL [MWh/año]	31,92

En la Tabla 4.15 se aprecia que para producir una energía anual de 31,92 MWh son necesarios 54 paneles fotovoltaicos en total.

Tabla 4.15. Características del Arreglo Fotovoltaico

DATOS	
POTENCIA POR PANEL (W)	330
POTENCIA POR INVERSOR (kW)	25
TOTAL PANELES	54
TOTAL INVERSORES	1
RESULTADOS	
PANELES EN SERIE	18
CADENAS POR INVERSOR	3
TOTAL CADENAS	3
TOTAL PANELES	54
PRODUCCIÓN ANUAL (MWh/año)	31,92

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 17.82 kWp



Performance Ratio PR

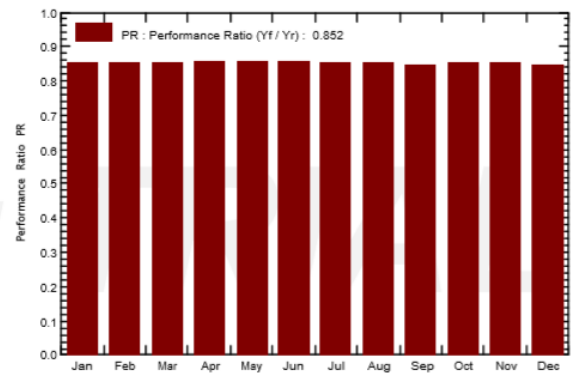


Figura 4.6. Curva de producción diaria e Índice de Rendimiento [Elaboración Propia]

En la Tabla 4.16 se ve que la TIR y el VAN son elevados, además, el PRI y el LCOE son bajos lo cual es muy conveniente para el inversionista.

Tabla 4.16. Resultados del Análisis Económico

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VAN	\$50.333,23
TIR	105,58%
PRI	2 AÑOS
LCOE	0,082

En la Figura 4.7 se presenta el Valor Neto Acumulado para un cliente residencial con un consumo mayor a 1500 kWh-mes.

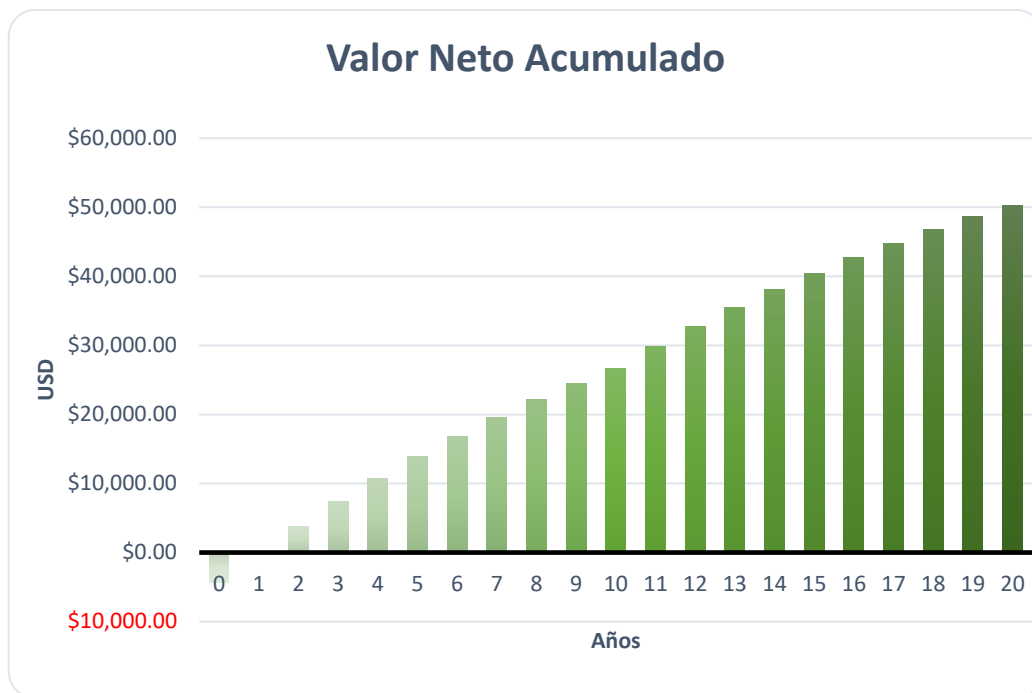


Figura 4.7. Valor Neto Acumulado de un cliente residencial [Elaboración Propia]

○ **Cliente Comercial**

En la Tabla 4.17 se observa los datos obtenidos en el dimensionamiento de la central FV para el cliente comercial conectado a medio voltaje con demanda horaria en la ciudad de Quito

Tabla 4.17. Dimensionamiento Cliente Comercial con demanda horaria

DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO	
ENERGÍA MENSUAL [kWh]	91193,27
POTENCIA DEL PV [kWp]	525,00
FACTOR DE PLANTA	0,20
PRODUCCIÓN ANUAL [MWh/año]	927,50

Para este tipo de usuario se requieren 5 inversores, 21 cadenas de 15 paneles cada una para un total de 1590 paneles y una energía anual de 927,5 MWh.

Tabla 4.18. Características del Arreglo Fotovoltaico

DATOS	
POTENCIA POR PANEL (W)	330
POTENCIA POR INVERSOR (kW)	100
TOTAL PANELES	1590
TOTAL INVERSORES	5
RESULTADOS	
PANELES EN SERIE	15
CADENAS POR INVERSOR	21
TOTAL CADENAS	106
TOTAL PANELES	1590
PRODUCCIÓN ANUAL (MWh/año)	927,5

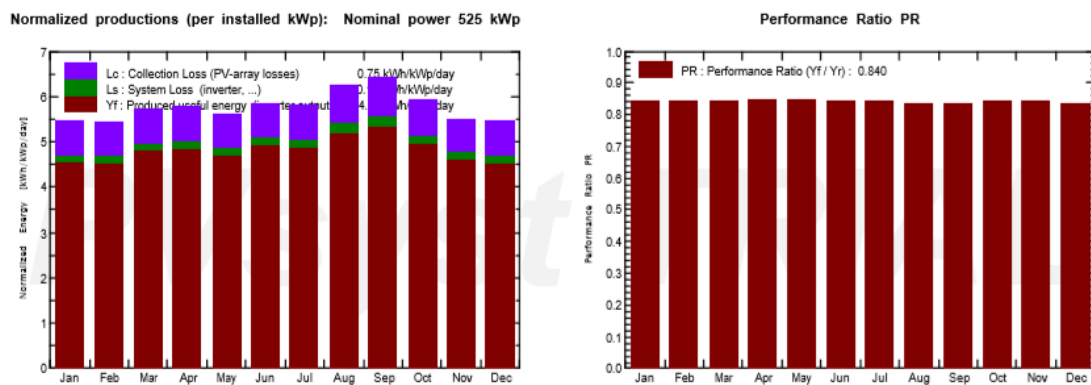


Figura 4.8. Curva de producción diaria e Índice de Rendimiento [Elaboración Propia]

Tabla 4.19. Resultados del Análisis Económico

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VAN	\$548.918,39
TIR	47,49%
PRI	3 AÑOS
LCOE	0,0654

En la Figura 4.9 se presenta el Valor Neto Acumulado para un cliente comercial conectado a medio voltaje con demanda horaria.



Figura 4.9. Valor Neto Acumulado de un cliente comercial [Elaboración Propia]

- **Cliente Industrial conectado a alto voltaje con demanda horaria**

En la Tabla 4.20 se observa los datos obtenidos en el dimensionamiento de la central FV para el cliente industrial conectado a alto voltaje con demanda horaria en la ciudad de Quito

Tabla 4.20. Dimensionamiento Cliente Industrial con demanda horaria

DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL	
ENERGÍA MENSUAL [kWh]	153300
FACTOR DE PLANTA	0,210
KW REQUERIDOS	1000,000
MW	1,000
POTENCIA DEL PFV (kW)	1000,000

Tabla 4.21. Características del Arreglo Fotovoltaico

DATOS	
POTENCIA POR PANEL (W)	330
POTENCIA POR INVERSOR (kW)	500
TOTAL PANELES	3434
TOTAL INVERSORES	2
RESULTADOS	
PANELES EN SERIE	17
CADENAS POR INVERSOR	101
TOTAL CADENAS	202
TOTAL PANELES	3434
PRODUCCIÓN ANUAL (MWh/año)	1867

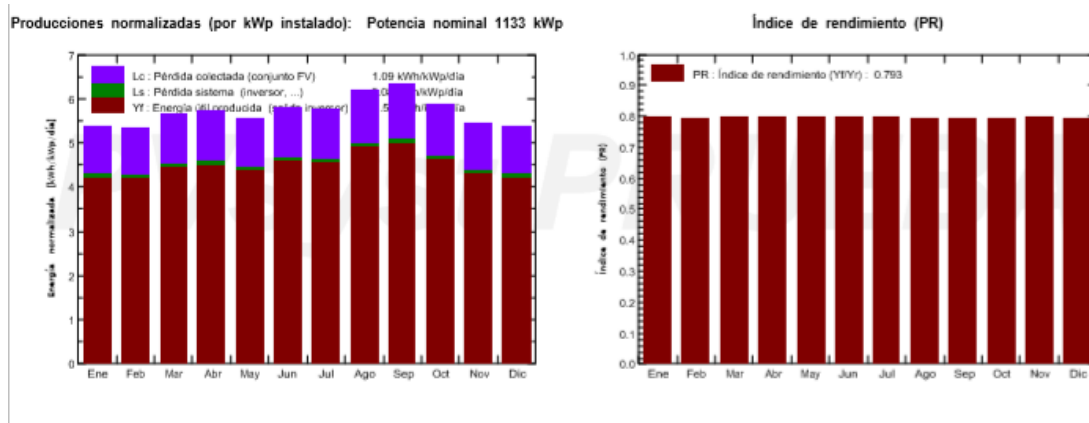


Figura 4.10. Curva de producción diaria e Índice de Rendimiento [Elaboración Propia]

En la Tabla 4.22 se aprecia que la TIR es elevada, el VAN es mayor que cero y el período estimado de recuperación de la inversión es de apenas 2 años. El LCOE es más económico que la tarifa actual superando así la paridad de red, todo esto nos lleva a concluir que la inversión es adecuada.

Tabla 4.22. Resultados del Análisis Económico

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VAN	\$795.129,45
TIR	36,03%
PRI	4 AÑOS
LCOE	0,0619

En la Figura 4.11 se presenta el Valor Neto Acumulado para un cliente industrial conectado a alto voltaje con demanda horaria.



Figura 4.11. Valor Neto Acumulado de un cliente industrial [Elaboración Propia]

El resto de los resultados se encuentran en el anexo del presente trabajo de titulación.

A continuación, en la tabla 4.23 se presentan los resultados obtenidos para la Empresa Eléctrica Quito.

Tabla 4.23. Resultados de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO									
	TIPO DE CLIENTE	Energía Consumida [kWh-mes]	Potencia de la Central [kW]	Costo de Inversión [\$]	Tarifa Actual[\$/kWh]	LCOE[\$/kWh]	VAN [\$]	TIR [%]	TER(PRI) [años]
RESIDENCIAL	Menor a 500 kWh	116,95	0,763	924,00	0,080	0,088	364,58	19,42%	11,00
	Entre 500 y 1500 kWh	708,95	4,630	5.556,00	0,106	0,085	5.861,88	35,06%	4,00
	Mayor a 1500 kWh	2.587,89	17,820	21.384,00	0,199	0,082	50.333,23	105,58%	2,00
COMERCIAL	Baja sin Demanda Horaria	312,52	1,980	2.376,00	0,251	0,085	7.211,19	137,94%	2,00
	Baja con Demanda Horaria	7.555,82	49,500	59.400,00	0,095	0,083	40.777,73	29,69%	5,00
	Media con Demanda Horaria	91.193,27	525,000	493.500,00	0,096	0,065	548.918,39	47,49%	3,00
	Alta con Demanda Horaria	153.300,00	1.000,000	940.000,00	0,092	0,062	1.075.499,39	48,92%	3,00
INDUSTRIAL	Baja sin Demanda Horaria	1.418,98	9,900	11.880,00	0,103	0,084	9.509,63	34,17%	4,00
	Media sin Demanda Horaria	2.435,76	16,830	20.196,00	0,092	0,082	13.582,20	29,16%	5,00
	Media con Demanda Horaria	114.309,00	744,000	699.360,00	0,083	0,065	598.796,07	36,45%	4,00
	Alta con Demanda Horaria	153.300,00	1.000,000	940.000,00	0,078	0,062	795.129,45	36,03%	4,00

A continuación, en la tabla 4.24 se presentan los resultados obtenidos para la Empresa Eléctrica Unidad de Negocios Guayaquil.

Tabla 4.24. Resultados de la Empresa Eléctrica Unidad de Negocios Guayaquil

CNEL UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL									
	TIPO DE CLIENTE	Energía Consumida [kWh-mes]	Potencia de la Central [kW]	Costo de Inversión [\$]	Tarifa Actual[\$/kWh]	LCOE[\$/kWh]	VAN [\$]	TIR [%]	TERI(PRI) [años]
RESIDENCIAL	Menor a 500 kWh	145,21	1,240	1.488,00	0,081	0,118	154,73	10,81%	17,00
	Entre 500 y 1500 kWh	703,59	7,920	9.504,00	0,105	0,116	3.711,96	19,29%	11,00
	Mayor a1500 kWh	2.913,48	24,944	27.445,00	0,226	0,102	57.132,33	92,68%	2,00
COMERCIAL	Baja sin Demanda Horaria	623,12	5,940	7.128,00	0,103	0,112	2.922,70	19,92%	11,00
	Baja con Demanda Horaria	9.592,42	89,100	98.010,00	0,110	0,103	58.584,57	26,20%	6,00
	Media sin Demanda Horaria	12.915,55	123,000	135.300,00	0,100	0,104	62.563,24	21,65%	10,00
	Media con Demanda Horaria	35.122,25	328,000	308.320,00	0,097	0,089	194.600,18	27,61%	6,00
	Alta con Demanda Horaria	116.800,00	1.000,000	940.000,00	0,097	0,081	714.516,61	32,56%	5,00
INDUSTRIAL	Baja sin Demanda Horaria	1.217,64	10,890	13.068,00	0,137	0,115	9.916,16	32,51%	4,00
	Media sin Demanda Horaria	11.108,14	101,000	111.100,00	0,089	0,104	36.127,25	17,24%	12,00
	Media con Demanda Horaria	81.633,29	791,000	743.540,00	0,078	0,087	278.789,55	18,79%	11,00
	Alta con Demanda Horaria	116.800,00	1.000,000	940.000,00	0,067	0,081	272.074,33	16,15%	13,00

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS Y VERIFICACIÓN DE LA PARIDAD DE RED

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en cada uno de los clientes representativos de las dos Empresas Distribuidoras. Se analizaron varios casos, para cada tipo de cliente. La denominación de cada caso se muestra en las Tablas 4.25 y 4.26.

Tabla 4.25. Clasificación de usuarios de la Empresa Eléctrica Unidad de Negocios Guayaquil

CNEL-GUAYAQUIL		
COMERCIAL	Baja sin Demanda Horaria	A
	Baja con Demanda Horaria	B
	Media sin Demanda Horaria	C
	Media con Demanda Horaria	D
	Alta con Demanda Horaria	E
INDUSTRIAL	Baja sin Demanda Horaria	A
	Media sin Demanda Horaria	B
	Media con Demanda Horaria	C
	Alta con Demanda Horaria	D

Tabla 4.26. Clasificación de usuarios de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

EEQ		
C O M E R C I A L	Baja sin Demanda Horaria	A
	Baja con Demanda Horaria	B
	Media con Demanada Horaria	C
	Alta con Demanda Horaria	D
I N D U S T R I A L	Baja sin Demanda Horaria	A
	Media sin Demanda Horaria	B
	Media con Demanda Horaria	C
	Alta con Demanda Horaria	D

CNEL EP Unidad de Negocial Guayaquil

Se observa en la Figura 4.12, que el precio de producción de la energía a través de la central fotovoltaica es más económico a partir de los 1000 kWh-mes. Lo anterior demuestra que para usuarios con un consumo menor a 1000 kWh-mes, la inversión no es financieramente atractiva.

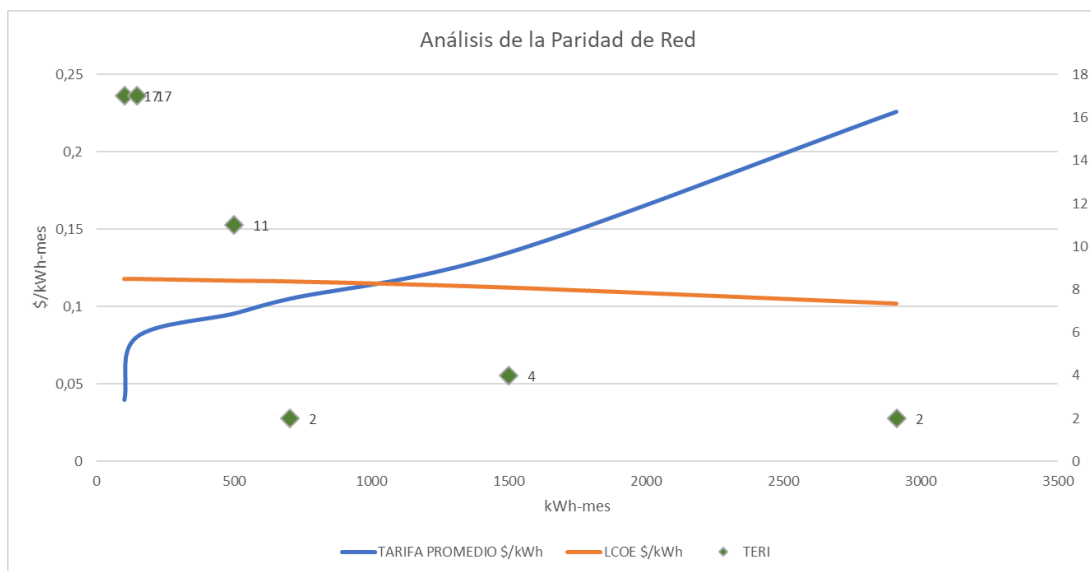


Figura 4.12. Análisis de la paridad de red de los usuarios residenciales [Elaboración Propia]

En el caso de los usuarios comerciales, en la Figura 4.13 se observa que, para los consumidores conectados a bajo voltaje sin demanda horaria y los consumidores conectados a medio voltaje con demanda horaria, la tarifa actual es más económica que el costo nivelado de energía por lo tanto se descarta la inversión. Al contrario de lo que sucede en los usuarios conectados a bajo voltaje con demanda horaria, medio voltaje sin demanda horaria y alto voltaje con demanda horaria en donde la inversión es financieramente atractiva para el usuario y el Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión (TERI) es adecuado.

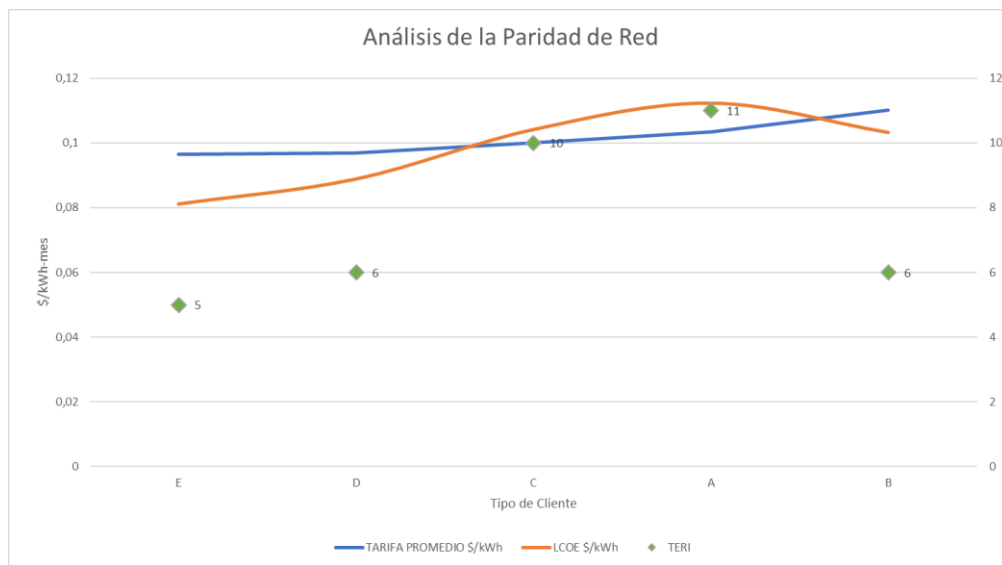


Figura 4.13. Análisis de la paridad de red de los usuarios comerciales [Elaboración Propia]

Para el caso de clientes industriales conectados a bajo voltaje sin demanda horaria representado por el caso A, la inversión es factible ya que el LCOE es menor a la tarifa promedio cobrada por la empresa distribuidora y el Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión (TERI) es de 4. Esto se aprecia en la Figura 4.14.

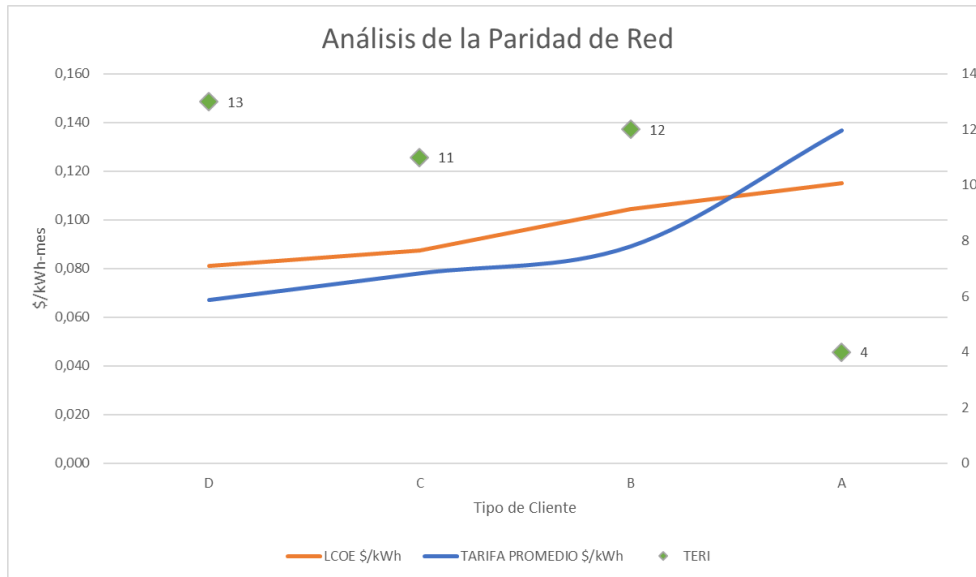


Figura 4.14. Análisis de la paridad de red de los usuarios Industriales [Elaboración Propia]

Empresa Eléctrica Quito S.A.

En la Figura 4.15 se observa que la inversión es factible desde el punto de vista financiero para los residenciales que tengan un consumo mayor a los 300 kWh-mes, además se puede ver que el TERI y el LCOE son menores a los obtenidos para los usuarios residenciales de la ciudad de Guayaquil.

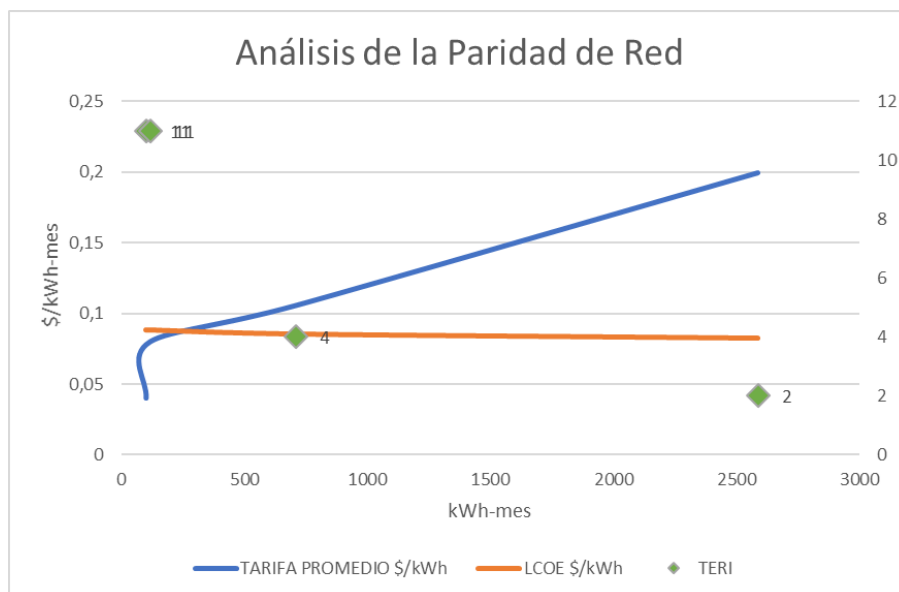


Figura 4.15. Análisis de la paridad de red de los usuarios residenciales [Elaboración Propia]

En la Figura 4.16, para usuarios de categoría comercial, se puede observar que el LCOE es menor a la tarifa promedio ofertada por la EEQ en todos los casos de estudio, ya sea conectados a bajo, medio o alto voltaje. Tiempos Estimados de Recuperación de la Inversión (TERI), del orden de 2 y 3 años se obtuvieron para los casos A, C y D.

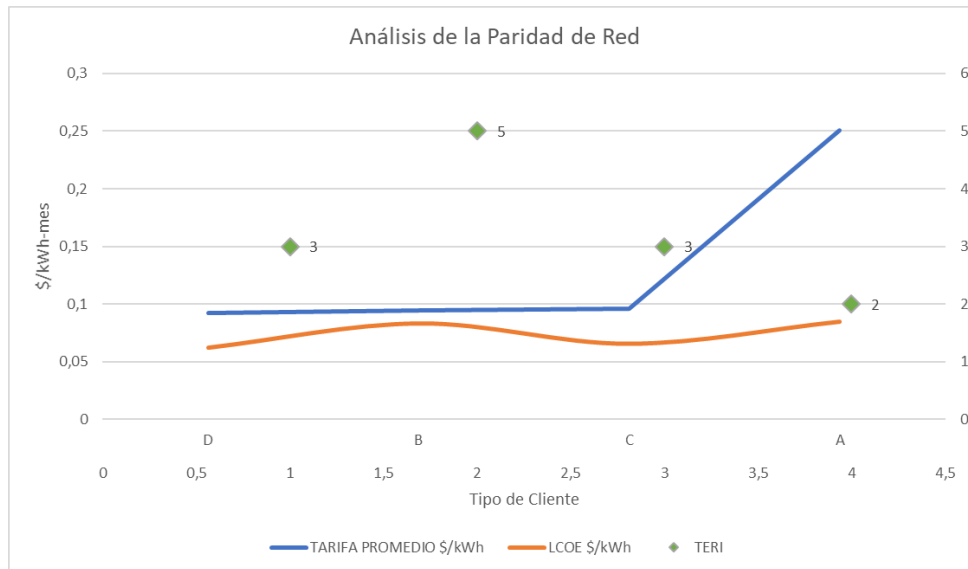


Figura 4.16. Análisis de la paridad de red de los usuarios comerciales [Elaboración Propia]

Para los casos de clientes de la categoría industrial, se puede ver en la Figura 4.17, que en la ciudad de Quito el costo nivelado de la energía (LCOE) es menor a la tarifa cobrada por la empresa distribuidora y también el tiempo estimado de recuperación de la inversión es adecuado para todos los casos. Estos son dos aspectos que determinan la factibilidad financiera de los proyectos para los casos analizados.

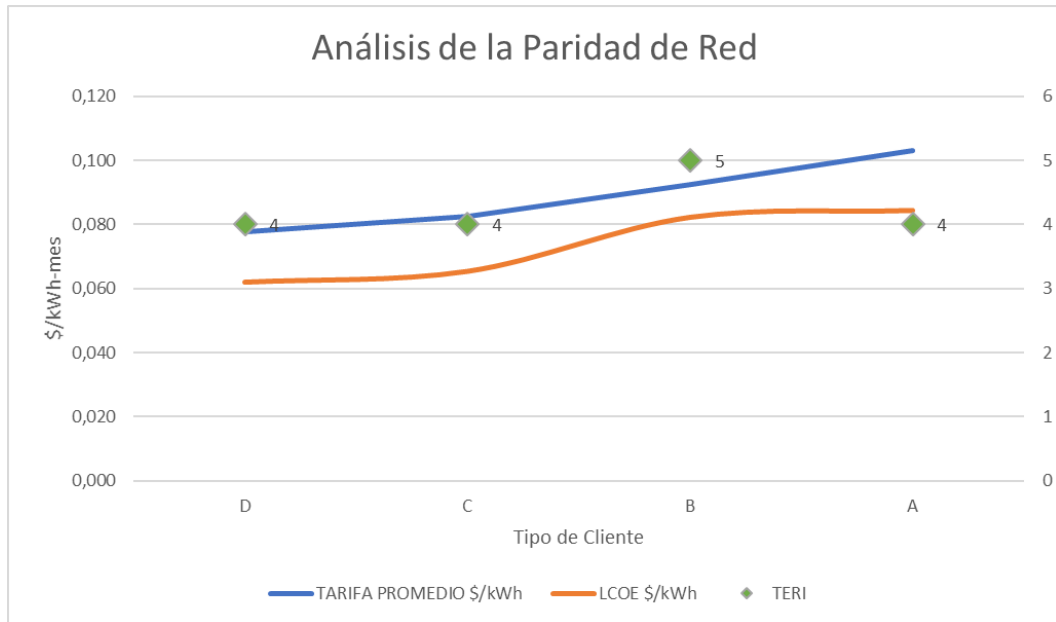


Figura 4.17. Análisis de la paridad de red de los usuarios industriales [Elaboración Propia]

4.5 BENEFICIOS TÉCNICOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida trae consigo una serie de beneficios técnicos en diferentes aspectos de la red como: confiabilidad de la red, reducción de pérdidas en el sistema de distribución, efecto en los flujos de carga, aporte en la corriente de cortocircuito, cambio en indicadores de la calidad de la energía eléctrica y entre otros beneficios que serán expuestos a continuación.



Figura 4.18. Generación Distribuida [62]

En la operación de redes de medio voltaje y bajo voltaje la generación distribuida tiene un impacto reducido en lo referente a la continuidad de servicio y/o contingencias N-1, tiempos de reposición, protecciones y sobrecargas. Debido al carácter radial de estas conexiones la desconexión del alimentador de cabecera implicará la desconexión de la generación distribuida aguas abajo. Los tiempos de reposición no se ven afectados ya que en el caso de una desconexión el abastecimiento de cierta demanda depende de la red de distribución mas no de la generación distribuida, por lo que se dice que no es necesaria la intervención de la GD en la reposición de medio o bajo voltaje [63].

Impacto de la generación distribuida en las pérdidas

Las pérdidas se ven reducidas ya que al disminuir la intensidad de corriente que circula por una rama se disminuye la caída de tensión y por lo tanto se ven reducidas las pérdidas en un tramo del alimentador, sin embargo, como también se verá más adelante si la penetración de la generación distribuida aumenta considerablemente se aumentará la temperatura de los conductores aumentando así las pérdidas. La diferencia fundamental con la implantación de bancos de capacitores para reducir las pérdidas es que los bancos de capacitores solamente influyen en el flujo de potencia reactiva en cambio, la implementación de GD influye en los flujos de potencia activa y reactiva.

Sin embargo, el impacto que la Generación Distribuida puede ocasionar en la red de distribución en referencia a las pérdidas puede ser muy variable ya que depende de varios factores como [64]:

- La ubicación de la Generación Distribuida en la red de distribución
- La topología y la estructura de la red
- El grado de penetración de la Generación Distribuida en la red
- El perfil de demanda de la red
- El tipo de Generación Distribuida

La ubicación de la GD en la red de distribución y su topología

La ubicación es el parámetro más importante ya que mientras más cerca esté conectada la central fotovoltaica al punto de consumo mayor será la reducción de las pérdidas en la red, la topología depende de la configuración de la red de medio o bajo voltaje y el tipo de

configuración que tenga la red y la lejanía al punto de generación todo esto influenciará en el porcentaje total de reducción de las pérdidas.

Grado de penetración de la GD en la red

Si se intenta aproximar matemáticamente el grado de penetración con las pérdidas se obtienen curvas con forma de U. En redes sin generación la conexión de GD implica una reducción en pérdidas. Sin embargo, a medida que aumenta la producción se puede llegar a un punto en el cual las pérdidas pueden aumentar debido al exceso de la generación, sin embargo, este último parámetro es más visto con la generación eólica.

En la Figura 4.19 se muestran las pérdidas en redes de distribución en función del grado de penetración de la Generación Distribuida según su tecnología.

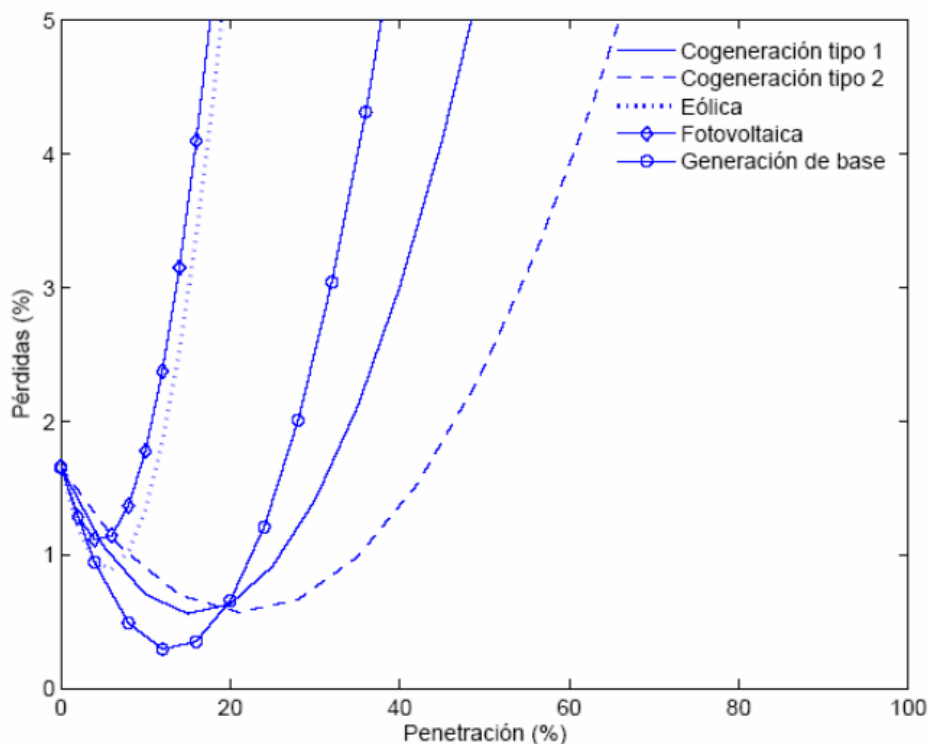


Figura 4.19. Curvas tipo U [64].

La penetración de la generación distribuida está dada por:

$$Penetración(\%) = \frac{Potencia\ Instalada\ de\ GD}{Potencia\ Concentrada\ en\ el\ alimentador} * 100$$

Impacto en la confiabilidad

La Generación Distribuida aumenta la confiabilidad en el sistema, ya que se reduce la probabilidad de fallos debidos a fallas en las Líneas de Transmisión debido a que se alivian un poco los alimentadores. Es recomendable considerar a la GD como una alternativa de alimentación frente a fallas frente a fallas en vez de realizar una transferencia de carga a un alimentador vecino, se obtendrían mejores beneficios plasmados en ahorros económicos ya que la energía no suministrada ENS se disminuiría traduciéndose en mayor energía facturada o vendida por cada una de las Empresas Eléctricas Distribuidoras.

La presencia de una nueva fuente de energía como la de la generación distribuida en los sistemas de distribución tiene aspectos positivos dentro del punto de vista de la confiabilidad ya que se convierte en una nueva alternativa de alimentación para la red, el tiempo de interrupción generado por una falla disminuye para los usuarios que se encuentren aguas abajo del área afectada, ya que el tiempo de interrupción solamente sería el tiempo que lleva aislar el tramo que falló, todo esto se refleja en una mejora en los índices de confiabilidad del sistema [63].

La diferencia entre contar con una alternativa de alimentación de un alimentador vecino y tener una alternativa de alimentación con Generación Distribuida es que con el uso de la segunda configuración la red no cambia por lo que los tiempos de respuesta y de operación son menores que cuando se hace una cierta transferencia de carga y después de solventar el problema se tenga que volver a condiciones iniciales [63].

Efecto en el Flujo de Carga

El cambio en los flujos de carga debido a la implementación de GD se ve plasmado en las corrientes y voltajes de cada nodo del alimentador, si se aumentan una o varias fuentes de generación en la red alimentada por una subestación los voltajes en los nodos de la red tienden a subir ya que la corriente que fluye desde la subestación hacia las cargas disminuye, disminuyendo también las caídas de voltaje en los alimentadores ya que se reparte la o las cargas con la nueva fuente de generación[63].

La parte negativa de la implementación de GD sería cuando la inyección de potencia sea mayor a la que los conductores del alimentador puedan soportar dando lugar a que la capacidad térmica de los conductores sea violentada, con esto la resistencia en los

conductores se vería aumentada y por ende aumentarían las pérdidas de la red. En este caso se debería deslastrar la GD con el objetivo de llevar la red a un estado de operación óptimo y bajo todos los límites establecidos [63].

En el caso de que la potencia generada por la GD fuese mayor que la consumida y que el sistema fuese capaz de soportar este flujo de carga sin problema, la potencia excedente es transferida a través de las subestaciones primarias hacia la red de transmisión.

Efecto sobre las corrientes de falla y equipos de protección

El cambio de la topología de la red por la conexión de nuevos generadores o carga es uno de los varios motivos por lo que la potencia de cortocircuito en cada nodo se puede ver modificada, cabe recalcar también, que en una falla todos los generadores del sistema contribuyen a la corriente de falla por lo cual al incluirse una GD la corriente de falla también se verá afectada.

Con todos estos antecedentes se puede mencionar que el sistema de protecciones se verá afectado debido a que estos equipos son diseñados para ciertos valores de sobrecarga determinados con anterioridad con su respectivo rango máximo de tolerancia , lo cual podría limitar la entrada o no de un nuevo generador , por esta razón los equipos de protección deberían ser redimensionados o deberían ser recalibrados para los nuevos valores de corriente de falla que se va a tener y realizar una nueva coordinación de protecciones respetando los nuevos tiempos de operación para las nuevas corrientes de falla.

En aspectos generales se dice que la contribución de generadores sincrónicos a la corriente de falla es alta, la contribución de generadores de inducción es baja y la contribución de los generadores DC acoplados al sistema a través de equipos electrónicos, es muy baja.

Efectos sobre la calidad de la energía

Los componentes electrónicos utilizados para emplear una determinada tecnología de generación distribuida (Inversores en el caso de generación fotovoltaica) generarán una inyección de corrientes armónicas al sistema y podrían complicar la operación de control como los reguladores de voltaje, además, se puede generar el fenómeno del ferro resonancia la cual podría dañar los equipos al causar sobretensiones no deseadas. Las

fluctuaciones de voltaje (conocidas por su efecto flickering) también tendrían una posibilidad de aparición en la nueva instalación. Es posible aplicar un filtro para evitar los problemas mencionados.

Resumen de las Ventajas Técnicas de la GD

La Generación distribuida trae ventajas tanto para el consumidor como para las empresas eléctricas de distribución, estas ventajas se mencionarán a continuación:

Para el Consumidor

- Mejor Confiabilidad
- Mejor Calidad del Servicio: TTIK, FMIK

Para el Productor

- Reducción de Pérdidas
- Libera capacidad del sistema
- Mejora el control de la regulación del voltaje
- Reduce índices de confiabilidad negativos para la red

Donde:

TTIK se refiere al “Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado” y FMIK se refiere a “Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado”.

4.6 INTERFAZ GRÁFICA PARA EL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN FOTOVOLTAICA

A continuación, se presenta la interfaz gráfica desarrollada mediante el uso del programador Visual Basic Advanced de Excel, con la cual se puede calcular los principales indicadores económicos para las diferentes categorías de clientes analizadas en este trabajo de titulación. Parte del dimensionamiento de la central fotovoltaica con la ayuda de la energía mensual consumida por el cliente y finalmente se calculan los indicadores financieros más importantes.

Los datos que se necesitan ingresar son los siguientes:

- Energía Mensual Consumida en kWh/mes

- Factor de Planta
- Producción Anual Esperada de Energía en MWh/año

The image shows a software interface window titled "UserForm1" with a close button (X) in the top right corner. The main title of the form is "DIMENSIONAMIENTO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA CFVT".

On the left side, there are several input fields with labels:

- "Energía Mensual [kWh-mes]" with an orange input box.
- "FP" with an orange input box.
- "Pkw Requerida [kW]" with a white input box.
- "PRODUCCIÓN ANUAL [MWh/año]" with an orange input box.
- "VAN [\$]" with a white input box.
- "TIR" with a white input box.
- "LCOE [\$/kWh]" with a white input box.

At the bottom of the form, there are two buttons: "CALCULAR" and "MOSTRAR EXCEL".

On the right side of the form, there is a message in an orange box: "LOS CAMPOS DE COLOR SON OBLIGATORIOS PARA REALIZAR EL CÁLCULO".

Figura 4.20. Interfaz de la Aplicación [Elaboración Propia]

En la Figura 4.20, se muestra la interfaz de la aplicación desarrollada en Excel. Se aprecia que los parámetros de salida obtenidos son el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Costo Nivelado de Energía.

Esta aplicación es de mucha utilidad para tomar una decisión rápida, ya que, si se cuenta con el dato de producción estimada anual, se pueden calcular de manera inmediata los diferentes indicadores financieros que permiten analizar la viabilidad de la inversión.

4.7 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UNA CENTRAL TIPO

A continuación, se presentan los diseños completos de dos centrales fotovoltaicas para autoabastecimiento. Detallando las características técnicas de los elementos a utilizarse para la instalación y, además, mostrando los resultados de las simulaciones de producción de cada una de las centrales.

Ciente Residencial

Se consideró un caso de ejemplo para una residencia particular de una familia integrada por cuatro adultos. Se estimó que el consumo anual de energía es de 3600 kWh y se utilizaron los siguientes equipos para el montaje de la central.

En la Figura 4.21 se puede ver las curvas de producción promedio de la central y la curva de demanda horaria del usuario residencial.



Figura 4.21. Curva de Carga Promedio [Elaboración Propia]

Módulos

Los módulos que se utilizaron son los módulos de modelo 300P6k-36 correspondientes a un módulo del proveedor BYD de 300 Wp con los siguientes datos técnicos:

Tabla 4.27. Datos Técnicos Modulo BYD

Panel Fotovoltaico	
Modelo	300P6K-36
Características Generales	
Celda	Poly-crystalline 156.75×156.75mm / 6.17"
No. de Celdas	72 (6×12) pcs
Dimensiones del Módulo	1956x992x40 mm / 77.24×39.0×1.38"

Peso	22,4 kg		
Características Eléctricas			
	STC	NOCT	Unidades
Voltaje Circuito Abierto (Voc)	45.19	41.62	V
Voltaje de Operación Máximo (Vmp)	35.97	32.97	V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	8.83	7.14	A
Corriente de Operación Máxima (Imp)	8.34	6.57	A
Potencia Máxima en STC (Pmax)	300	216.6	Wp
Eficiencia del Módulo	15.46	-	%
Temperatura de Operación	-40~85		°C
Corriente nominal máxima del fusible	15		A
Tensión Máxima del Sistema	1500		VDC
Tolerancia de Potencia	0~5		Wp
Clases de aplicación	Class A		-

Inversor

El inversor que se va a utilizar es el inversor SUNNY BOY 2.0 con un rango de potencia de 2.0 kW, el cual tiene los siguientes datos técnicos:

Tabla 3.28. Datos Técnicos del Inversor SUNNY BOY 2.0

INVERSOR: Sunny Boy 2.0		
DATOS DE ENTRADA		
Número de MPPT	1	
Potencia FV recomendada (kWp)	4	kW
Máxima corriente de entrada utilizable	10	A
Voltaje nominal de entrada	210-500	V
Rango de voltaje operacional	210 - 600	V
Rango de voltaje MPP	260 - 480	V
Voltaje de entrada máximo	600	V
DATOS DE SALIDA		
Potencia máxima de salida a 240 V	2000 VA	VA
Rango de frecuencia	50-60	Hz
Frecuencia nominal de operación	60,0 Hz	Hz
Rango de factor de potencia	1	
Máxima corriente de salida	9	A
Eficiencia Máxima	97,2%	

Conductores

Se presentan en la tabla 3.29 los datos de los conductores a utilizarse para realizar la instalación de la central fotovoltaica y además en la Figura 3.27 se presenta el diagrama de conexión del cableado.

Tabla 4.29. Datos Técnicos de los Conductores

	CC	BT	TOTAL
Pérdida de potencia en funcionamiento nominal	7.73 W	18.95 W	26.68 W
Pérdida relativa de potencia en funcionamiento nominal	0.37%	0.95%	1.32%
Longitud total del Cable	20 m	10 m	30 m
Sección	3.5mm ²	1.5mm ²	

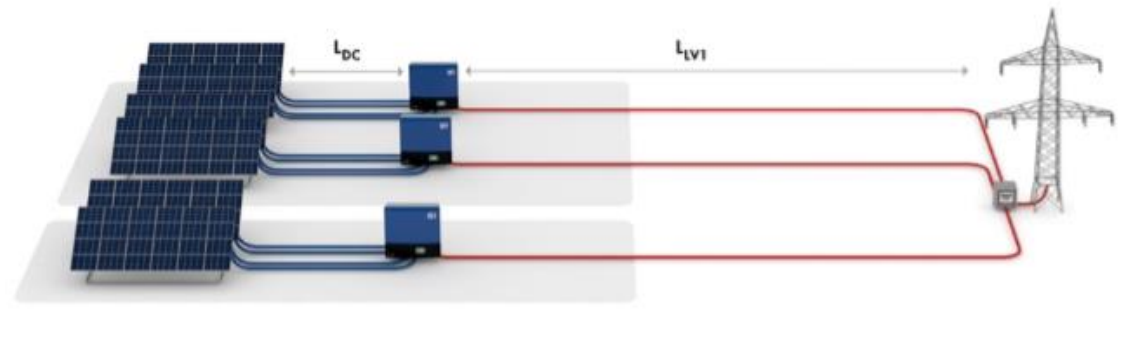


Figura 4.22. Conexión Eléctrica de la Central [Elaboración Propia]

En la Figura 4.22 se puede ver la distribución de energía que se tendría si se implementa la central fotovoltaica.

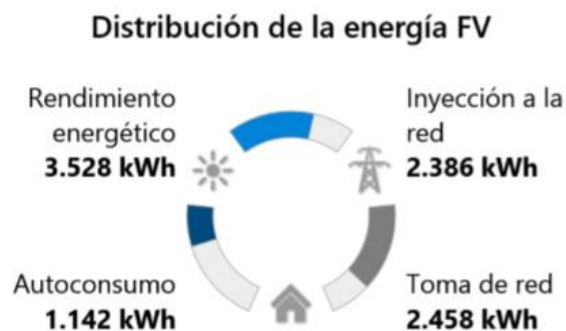


Figura 4.23. Distribución de la Energía [Elaboración Propia]

Ciente Comercial

Se considero un negocio comercial en el cual, el horario de trabajo es de 08:00 a 18:00 horas con un consumo promedio de 200 MWh al año y se utilizaron los siguientes implementos para el montaje de la central.

En la Figura 4.24 se puede ver las curvas de producción promedio de la central y la curva de demanda horaria del usuario comercial.



Figura 4.24. Curva de Carga Promedio [Elaboración Propia]

Módulos

Los módulos que se utilizaron son los módulos de modelo 300P6k-36 correspondientes a un módulo del proveedor BYD de 300 Wp con los siguientes datos técnicos:

Tabla 4.30. Datos Técnicos Modulo BYD

Panel Fotovoltaico			
Modelo	300P6K-36		
Características Generales			
Celda	Poly-crystalline 156.75×156.75mm / 6.17"		
No. de Celdas	72 (6×12) pcs		
Dimensiones del Módulo	1956x992x40 mm / 77.24×39.0×1.38"		
Peso	22,4 kg		
Características Eléctricas			
	STC	NOCT	Unidades
Voltaje Circuito Abierto (Voc)	45.19	41.62	V
Voltaje de Operación Máximo (Vmp)	35.97	32.97	V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	8.83	7.14	A
Corriente de Operación Máxima (Imp)	8.34	6.57	A
Potencia Máxima en STC (Pmax)	300	216.6	Wp
Eficiencia del Módulo	15.46	-	%
Temperatura de Operación	-40~85		°C
Corriente nominal máxima del fusible	15		A
Tensión Máxima del Sistema	1500		VDC
Tolerancia de Potencia	0~5		Wp
Clases de aplicación	Class A		-

Inversor

El inversor que se va a utilizar es el inversor SUNNY BOY 6.0 con un rango de potencia de 6.0 kW, el cual tiene los siguientes datos técnicos:

Tabla 4.31. Datos Técnicos del Inversor SUNNY BOY 6.0

INVERSOR: Sunny Boy 6.0		
DATOS DE ENTRADA		
Número de MPPT	2	
Potencia FV recomendada (kWp)	9	kW
Máxima corriente de entrada utilizable	15	A
Voltaje nominal de entrada	365	V
Rango de voltaje operacional	100-600	V
Rango de voltaje MPP	210 - 500	V
Voltaje de entrada máximo	600	V
DATOS DE SALIDA		
Potencia máxima de salida a 240 V	6000 VA	VA
Rango de frecuencia	50-60	Hz

Frecuencia nominal de operación	60,0 Hz	Hz
Rango de factor de potencia	1	
Máxima corriente de salida	26.1	A
Eficiencia Máxima	97,0%	

Conductores

Se presentan en la tabla 4.30 los datos de los conductores a utilizarse para realizar la instalación de la central fotovoltaica y además en la Figura 4.32 se presenta el diagrama de conexión del cableado.

Tabla 4.32. Datos Técnicos de los Conductores

	CC	BT	TOTAL
Pérdida de potencia en funcionamiento nominal	656.33 W	1.16 kW	1.82 kW
Pérdida relativa de potencia en funcionamiento nominal	0.41%	0.78%	1.18%
Longitud total del Cable	1000 m	250 m	1250 m
Sección	3.5mm ²	5.5mm ²	

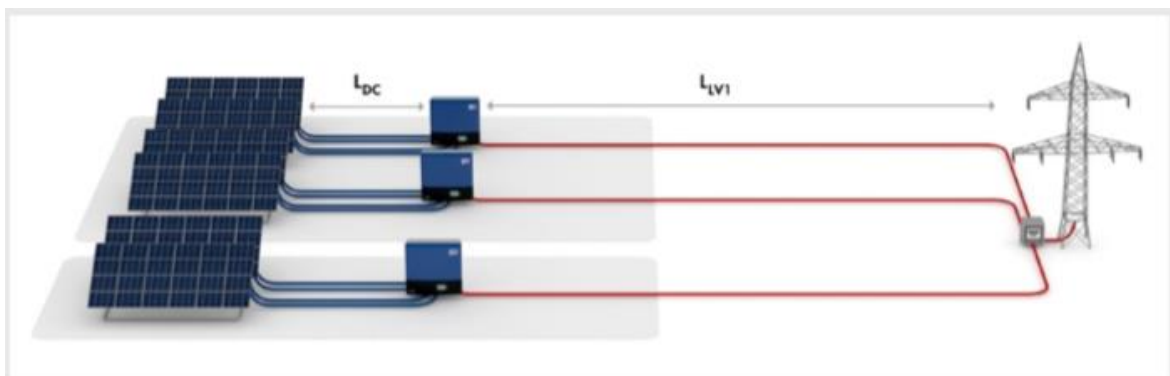


Figura 4.25. Conexión Eléctrica de la Central [Elaboración Propia]

En la Figura 4.26 se puede ver la distribución de energía que se tendría si se implementa la central fotovoltaica.

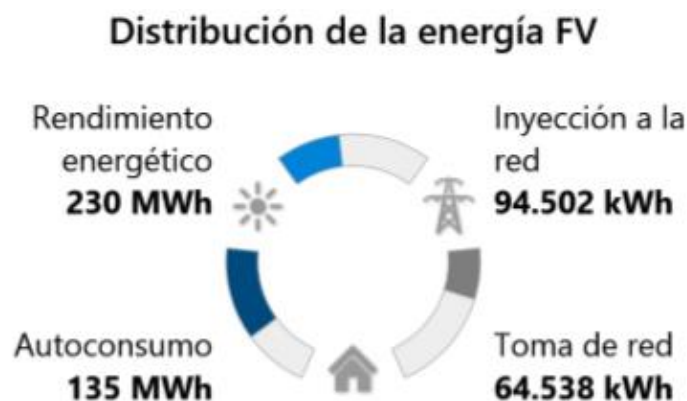


Figura 4.26. Distribución de la Energía [Elaboración Propia]

4.8 RECOMENDACIONES DE MEJORA A LA NORMATIVA VIGENTE

- Se debería incluir una sección en la Regulación Nro. ARCONEL 003/18, en la cual se detalle de forma precisa el procedimiento de liquidación comercial para clientes con tarifas con demanda horaria.
- Se debe analizar la posibilidad de aumentar el período de acumulación de los excedentes de energía como un crédito. Actualmente se propone acumular los excedentes hasta por 24 meses y se debería considerar un plazo mayor.
- Se recomienda considerar la implementación de centrales de generación para autoconsumo de tipo “condominio”, es decir una central fotovoltaica para varios usuarios que pertenezcan en un mismo predio que quieran autoabastecerse y que no tengan superficie suficiente de forma individual.
- Se recomienda considerar el concepto de “autogeneración remota”, es decir, un usuario que tenga diversos predios y suministros a su nombre, podría construir la central de autoabastecimiento en uno de los predios y los excedentes poder utilizarlos para compensar sus consumos en otro de sus predios.
- La Normativa de Autoconsumo debería simplificar los trámites de aprobación de proyectos en las Empresas Distribuidoras y en ARCONEL para proyectos pequeños, por ejemplo menores a 100 kW. Adicionalmente se debería profundizar en estudios y requisitos requeridos para proyectos que tengan mayor impacto en la red eléctrica, por ejemplo mayores a 500 kW.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El esquema de autoabastecimiento conocido como Net Metering, implementado en el Ecuador a través de la Regulación Nro. ARCONEL 003/18, es un esquema factible para diferentes tipos de consumidores de energía eléctrica. Los costos actuales de la tecnología fotovoltaica y la buena irradiación solar del Ecuador, hacen que éste sea un esquema válido y atractivo para el desarrollo de energías renovables en el Ecuador.
- Las condiciones técnicas de implementación del esquema Net Metering para autoabastecimiento fotovoltaico en el Ecuador y los incentivos tributarios, fiscales y arancelarios que se brindan a la tecnología fotovoltaica, convierte a este esquema en una opción real y factible para autoabastecimiento eficiente de los usuarios del servicio eléctrico en el Ecuador.
- Los indicadores financieros de proyectos de autoabastecimiento fotovoltaico mejoran considerablemente para sitios con mejor irradiación solar y para clientes con tarifas eléctricas altas. Esto se verificó en el presente trabajo ya que, para el mismo tamaño de proyecto de 1000 kW, en la ciudad de Quito se obtuvo una TIR de 48.92 % y en Guayaquil de 32.56%. En ambos casos, la inversión inicial y las tarifas de usuario final son las mismas y la irradiación solar es la diferencia fundamental entre los proyectos.
- Sobre la base del análisis de distintas metodologías de cálculo del Costo Nivelado de Energía, se determinó la más adecuada para centrales fotovoltaicas, que es aquella que considera para el cálculo la mayor cantidad de parámetros como: inversión inicial, producción anual de energía, costos fijos de inversión, costos fijos de administración, operación y mantenimiento y costos variables.
- Del cálculo del Costo Nivelado de Energía para centrales fotovoltaicas en el Ecuador, se concluye que, en la actualidad, es una tecnología que brinda costos competitivos para producción de energía eléctrica; además de otorgar otros beneficios técnicos, ambientales y sociales.

- Para determinar la Paridad de Red para cada tipo de usuarios del servicio eléctrico, es necesario realizar un análisis financiero completo y minucioso, para así calcular lo más exacto posible el Costo Nivelado de Energía y la Tarifa Promedio de cada consumidor. De la determinación de la Paridad de Red, se decidirá la ejecución o no de un proyecto de autoabastecimiento fotovoltaico.
- En el presente Proyecto de Titulación se consiguió, mediante el uso de herramientas computacionales, la clasificación y elección de clientes representativos correspondientes a cada una de las categorías del servicio eléctrico. Ésto permitió analizar técnica y financieramente la factibilidad de implementación del esquema Net Metering para varios tamaños de consumidores de las categorías Residencial, Comercial e Industrial.
- Para la elaboración del análisis económico detallado, se lograron conjugar todos los conceptos estudiados en el presente Proyecto de Titulación como son: Costo Nivelado de Energía, Paridad de Red, Producción Anual de Energía y Tarifa Promedio. Se obtuvieron indicadores financieros como: Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y el Tiempo Estimado de Recuperación de la Inversión; indicadores que dan señales precisas de la factibilidad de implementación del autoabastecimiento fotovoltaico.
- Sobre la base de los resultados obtenidos para los clientes residenciales de la ciudad de Quito, se puede determinar la factibilidad financiera de implementación del Net Metering para clientes con consumos de energía superiores a los 300 kWh-mes. Para la ciudad de Guayaquil, considerando el menor recurso solar disponible, se determina la factibilidad para clientes con consumos mensuales de energía superiores a los 1000 kWh-mes.
- Del análisis técnico y financiero para clientes comerciales, se determinó que para el caso de la Empresa Electrica CNEL Unidad de Negocio Guayaquil, el esquema actual de autoabastecimiento es factible para usuarios conectados en bajo voltaje con demanda horaria, medio voltaje con demanda horaria y alto voltaje con demanda horaria. Para clientes comerciales de la Empresa Eléctrica Quito se determinó la factibilidad de implementación del esquema Net Metering para todas las categorías tarifarias y niveles de voltaje. Esta diferencia radica fundamentalmente en la mejor irradiación solar de la ciudad de Quito en comparación con Guayaquil.

- Para el caso de clientes industriales de la ciudad de Guayaquil, la implementación del autoabastecimiento con el esquema Net Metering es factible para clientes con tarifas de bajo voltaje y para clientes conectados en medio y alto voltaje, la factibilidad dependerá de la optimización en los costos de inversión. En la ciudad de Quito, la factibilidad se verificó para clientes industriales con tarifas de bajo, medio y alto voltaje, sin embargo los tiempos de recuperación de la inversión son considerablemente menores para clientes con tarifas de bajo voltaje.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda que la Regulación de implementación del autoabastecimiento fotovoltaico bajo el esquema Net Metering en el Ecuador, conserve su vigencia y, para que sea fortalecida, se considere su actualización sobre la base de las recomendaciones realizadas en la sección 4.7 del presente Proyecto de Titulación.
- Se recomienda que, en sus respectivos ámbitos, los diferentes actores de los sectores eléctrico, académico, industrial, de la construcción, comercial y turismo, fomenten con mayor énfasis el desarrollo de proyectos de autoabastecimiento fotovoltaico en el Ecuador. Esto permitirá que mayor cantidad de usuarios del servicio eléctrico optimicen sus costos de abastecimiento y también fomentará la inversión privada para la expansión en generación eléctrica renovable.
- Para el estudio previo a la implementación de un proyecto de autoabastecimiento fotovoltaico, se recomienda la realización de estudios técnicos y financieros precisos y detallados. Ésto permitirá realizar un dimensionamiento óptimo de la central fotovoltaica para lograr los mayores indicadores financieros del proyecto para cada caso. Además, es importante el análisis detallado de la Regulación Nro. ARCONEL 003/18 para conocer con precisión cada uno de los requisitos y beneficios de la implementación.
- La Academia debería fomentar el desarrollo de este tipo de proyectos con iniciativas como: capacitación a los funcionarios de las Empresas Eléctricas en aspectos técnicos de generación fotovoltaica, capacitación a instaladores de tecnología fotovoltaica, desarrollo de prototipos de estructuras metálicas y nuevos materiales para soporte de paneles fotovoltaicos y el uso de herramientas informáticas para dimensionamiento y diseño de centrales fotovoltaicas.

- Es recomendable que, como complemento a la Regulación Técnica de ARCONEL para aplicación del Net Metering, se mantengan los otros incentivos tributarios y arancelarios para el desarrollo de energía renovable. Esto complementará un ambiente adecuado para la inversión privada y la expansión en generación distribuida.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Energía solar,” 2019. [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_solar.
- [2] “Russell Ohl - Wikipedia, la enciclopedia libre.” [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Russell_Ohl. [Accessed: 10-Oct-2019].
- [3] “Cálculo Instalación Fotovoltaica Aislada - ¿Cómo se calcula paso a paso?” [Online]. Available: <https://www.sfe-solar.com/baterias-solares/manual-calculo/>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [4] “4.2.1. Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red - Tecoverde.” [Online]. Available: <https://tecoverde.cl/4-2-1-sistema-fotovoltaico-conectado-a-la-red/>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [5] “fely: SISTEMAS HIBRIDOS.” [Online]. Available: <http://blogdfely.blogspot.com/2010/11/sistemas-hibridos.html>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [6] “Como Conectar los Paneles Solares Fotovoltaicos en Paralelo.” [Online]. Available: <https://www.mpptsolar.com/es/paneles-solares-paralelo.html>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [7] J. Inzunza *Meteorología descriptiva y aplicaciones en Chile*. Universidad de Concepción. Departamento de Física de la Atmósfera y del Océano
- [8] “Componentes de la radiación solar sobre un plano inclinado. Fuente: [10]. | Download Scientific Diagram.” [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Componentes-de-la-radiacion-solar-sobre-un-plano-inclinado-Fuente-10_fig1_324589773. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [9] “ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Corporación para la Investigación Energética.”
- [10] “Cómo Conectar dos o más Paneles Solares Fotovoltaicos en Serie.” [Online]. Available: <https://www.mpptsolar.com/es/paneles-solares-serie.html>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [11] H. Armando Cornejo Lalupú, “SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED EN EL CENTRO MATERNO INFANTIL DE LA UNIVERSIDAD DE PIURA,”

- [12] "(138) Pinterest." [Online].
Available: <https://www.pinterest.com/pin/427138345907878323/?autologin=true>.
- [13] "Energias Alternativas - ppt cargar." [Online].
Available: <https://slideplayer.com.br/slide/394871/>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [14] "Primo Fronius 8, 2-1 en rejilla monofásicos inversor solar: Amazon.es: Electrónica." [Online]. Available: <https://www.amazon.es/Primo-Fronius-rejilla-monofásicos-inversor/dp/B0198FXFAO>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [15] "SUNNY CENTRAL UP: SMA LANZ... | Ahorro Energetico." [Online]. Available: <http://www.ahorroenergetico.net/noticia/9097>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [16] "Foto de Paso de la estación de transformador de energía solar el transformador para planta de energía fotovoltaica en es.Made-in-China.com." [Online]. Available: https://es.made-in-china.com/co_tianangroup/image_Solar-Transformer-Station-Step-Up-Transformer-for-PV-Power-Plant_rssgsyirg_rduQcUHnhTbJ.html. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [17] "Paneles Solares EXPECTRUM Calentadores Ecotecnologias - CATÁLOGO - ESTRUCTURA INDIVIDUAL." [Online].
Available: <http://www.expectrum.com.mx/prod/15/2/58/313/ESTRUCTURA-INDIVIDUAL>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [18] "Estructura Alu Tejado inclinado 1 panel - Merkasol Energías Renovables." [Online].
Available: <https://www.merkasol.com/Estructura-Alu-Tejado-inclinado-1-panel>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [19] "estructura coplanar o inclinada." [Online]. Available: https://tienda-solar.es/es/xipblog/post/67_estructura-coplanar-o-inclinada.html?page_type=post. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [20] "estructura opc." [Online]. Available: https://es.123rf.com/photo_68494990_soporte-de-diseño-con-paneles-solares-aislado-en-el-fondo.html. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [21] "INAUGURÓ SU PRIMER HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO CU-TONALÁ (UDG) CON GLOBAL SOLARE - Global solare." [Online].
Available: <https://globalsolare.com/news/planta-solar-udg/>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [22] CONSTITUCIÓN DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR. Ecuador, 2008.

- [23] Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Ecuador, 2015.
- [24] ARCONEL, REGULACIÓN Nro. ARCONEL - OO3/18. Ecuador, 2018.
- [25] “CODIGO ORGANICO DE LA PRODUCCION, COMERCIO E INVERSIONES, COPCI ,” 2010.
- [26] “Tratamiento para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales .”
- [27] Gomelsky ; Roberto, “Evaluación Rápida y Análisis de Brechas Ecuador ,” 2013.
- [28] CONELEC, REGULACIÓN Nro. CONELEC - 001/14. Ecuador, 2014.
- [29] PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022. Ecuador, 2013.
- [30] “Tipos de incentivos tributarios - Derecho Financiero y Tributario.” [Online]. Available: <https://www.derechofinancierotributario.com/2013/07/tipos-de-incentivos-tributarios.html>. [Accessed: 16-Oct-2019].
- [31] D. Israel and P. Mencias, “ PROPUESTA DE APORTES REGULATORIOS PARA EL FOMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR .”
- [32] “The Levelized Cost of Electricity: Definition and Example - Wiki - Energy Efficiency.” [Online]. Available: <https://thegrid.rexel.com/en-us/knowledge/energy-efficiency/w/wiki/92/the-levelized-cost-of-electricity-definition-and-example>. [Accessed: 16-Oct-2019].
- [33] C. Morales Sánchez and C. Fernando, “Cálculo de una tarifa de alimentación para instalaciones fotovoltaicas residenciales en colombia ,” vol. 16, pp. 13–39, 2013.
- [34] B. Elliston, I. Macgill, and M. Diesendorf, “Grid parity: A potentially misleading concept?”
- [35] “‘Grid parity’ is key to stopping climate change | ShareAmerica.” [Online]. Available: <https://share.america.gov/grid-parity-is-key-to-stopping-climate-change/>. [Accessed: 17-Oct-2019].
- [36] H. Wirth and F. Ise, “Recent Facts about Photovoltaics in Germany.”
- [37] N. America, “Let the Second Gold Rush Begin,” 2014.
- [38] “NEDO: ご利用のページが見つかりません.” [Online]. Available: <https://www.nedo.go.jp/content/100116421.pdf>. [Accessed: 17-Oct-2019].

- [39] J. D. Farmer and F. Lafond, "How predictable is technological progress?," *Res. Policy*, vol. 45, no. 3, pp. 647–665, Apr. 2016.
- [40] E. Morales, H. Jacome. *Clustering. INAOE*.
- [41] F. Berzal, "Clustering basado en densidad."
- [42] "Aprendizaje no Supervisado y Detección de Anomalías: ¿Qué es el Clustering?" [Online]. Available: <https://elbauldelprogramador.com/aprendizaje-nosupervisado-clustering/>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [43] "K-medias - Wikipedia, la enciclopedia libre." [Online]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/K-medias>. [Accessed: 18-Oct-2019].
- [44] "Easy K-Means Clustering with C# and ML.NET - The Machine Learning Advantage - Medium." [Online]. Available: <https://medium.com/machinelearningadvantage/easy-k-means-clustering-with-c-and-ml-net-7b154ccd219e>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [45] I. Leenen, "Una breve introducción a los modelos de clases jerárquicas (HICLAS)," *Investig. en Educ. Médica*, vol. 4, no. 16, pp. 242–251, Oct. 2015.
- [46] "Single-linkage clustering - Wikipedia." [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Single-linkage_clustering. [Accessed: 19-Oct-2019].
- [47] "Cluster analysis DBSCAN k-means clustering Algorithm Single-linkage clustering, dense free png | PNGFuel." [Online]. Available: <https://www.pngfuel.com/free-png/dvfny>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [48] F. Pla Bañón José Salvador Sánchez Garreta Castellón, "Algoritmos de Agrupamiento basados en densidad y Validación de clusters ," 2010.
- [49] "DBSCAN - Wikipedia, la enciclopedia libre." [Online]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/DBSCAN>. [Accessed: 19-Oct-2019].
- [50] "2014 SIGKDD Test of Time Award | Sig KDD." [Online]. Available: <https://web.archive.org/web/20140826115955/http://www.kdd.org/blog/2014-sigkdd-test-time-award>. [Accessed: 19-Oct-2019].
- [51] "DBSCAN: density-based clustering for discovering clusters in large datasets with noise - Unsupervised Machine Learning - Easy Guides - Wiki - STHDA." [Online]. Available: http://www.sthda.com/english/wiki/wiki.php?id_contents=7940.

- [52] “Fuzzy clustering - Wikipedia, la enciclopedia libre.” [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Fuzzy_clustering. [Accessed: 19-Oct-2019].
- [53] H. Schafer, J. L. Viegas, M. C. Ferreira, S. M. Vieira, and J. M. C. Sousa, “Analysing the segmentation of energy consumers using mixed fuzzy clustering,” in *IEEE International Conference on Fuzzy Systems*, 2015, vol. 2015-November.
- [54] “Fuzzy Clustering – Enes Kemal Ergin’s Blog.” [Online]. Available: http://eneskemalergin.github.io/blog//blog/Fuzzy_Clustering/. [Accessed: 19-Oct-2019].
- [55] “Fuzzy c-means clustering — skfuzzy v0.2 docs.” [Online]. Available: https://pythonhosted.org/scikit-fuzzy/auto_examples/plot_cmeans.html. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [56] ARCONEL, Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución - Servicio público de energía eléctrica, vol. 18. Ecuador, 2019.
- [57] V. Nian, Q. Sun, Z. Ma, and H. Li, “A Comparative Cost Assessment of Energy Production from Central Heating Plant or Combined Heat and Power Plant,” in *Energy Procedia*, 2016, vol. 104, pp. 556–561.
- [58] “K-Means: Agrupamiento con Minería de datos [Introducción].” [Online]. Available: <https://estrategiastrading.com/k-means/>. [Accessed: 12-Dec-2019].
- [59] “K Means Clustering - Data Science and Learning - Medium.” [Online]. Available: <https://medium.com/data-science-and-learning/k-means-clustering-4a700d4a4720>. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [60] A. Mermoud and B. Wittmer, “PVSYST SA-Route du,” 2017.
- [61] “Radiación, Irradiancia, Azimut y Hora sol Pico en Fotovoltaica.” [Online]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp>. [Accessed: 05-Feb-2020].
- [62] “Introducción a la energía fotovoltaica - Tecnología de los inversores para instalaciones conectadas a la red - Inversores fotovoltaicos para instalaciones de todos los tamaños| AROS Solar Technology.” [Online]. Available: <http://www.aros-solar.com/es/tecnologia-de-los-inversores-para-instalaciones-conectadas-a-la-red>. [Accessed: 05-Feb-2020].

ANEXOS

- ANEXO A Regulación Nro. ARCONEL 003/18 “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”.
- ANEXO B Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución - Servicio público de energía eléctrica.
- ANEXO C Características Técnicas de los Módulos Fotovoltaicos e Inversores.
- ANEXO D Resultados de las simulaciones de parámetros energéticos en PVSyst.
- ANEXO E Resultados del análisis financiero.

NOTA: Los anexos se encuentran adjuntos de forma digital en el cd del presente trabajo de titulación

ORDEN DE EMPASTADO



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
Campus Politécnico "J. Rubén Orellana R."

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
DECANATO

ORDEN DE EMPASTADO

De conformidad con el Artículo 101 del **REGLAMENTO DE RÉGIMEN ACADÉMICO DE LA ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL** aprobado por Consejo Politécnico en Octubre de 2017 y al **INSTRUCTIVO PARA EL PROCEDIMIENTO DE TRABAJOS DE TITULACIÓN DE LAS CARRERAS DE PRE-GRADO Y PROGRAMAS DE POSGRADO DE LA FIEE**, aprobado por Consejo de Facultad el 24 de enero de 2019 que establece que *"El Decano de la FIEE, remitirá los informes de calificación al Director del Trabajo de Titulación y le solicitará un informe de conformidad en relación a las observaciones planteadas, este informe será presentado al Decano en un plazo no mayor a diez días, quien a su vez emitirá la autorización de impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación o Tesis de Grado."*, una vez verificado el cumplimiento del formato de presentación establecido, autorizo la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por el señor:

GABRIEL SEBASTIAN SALAZAR PEREZ

Fecha de autorización: 3 de junio de 2020



M.Sc. Fabio González
Decano

Paola P.