

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**"ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICO PARA BRINDAR SERVICIO AL EDIFICIO SEDE
DE LA ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA"**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN "INGENIERÍA ELÉCTRICA"**

KLÉBER VINICIO ITAZ ALCUACER

kleber.itaz@gmail.com

DIRECTOR: DR. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ

hugo.arcos@epn.edu.ec

Quito, Agosto 2017

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Kléber Vinicio Itaz Alcuacer, bajo mi supervisión.

DR. HUGO ARCOS
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Kléber Vinicio Itaz Alcuacer, 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 cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

KLÉBER VINICIO ITAZ ALCUACER

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios y a mi familia, quienes han depositado su confianza y han sido el pilar fundamental en la culminación de este objetivo.

AGRADECIMIENTO

A Dios por moldear mi vida y permitir que este sueño se haga realidad.

A la Organización Latinoamericana de Energía, que a través del especialista Pablo Garcés brindó todas las facilidades para el desarrollo del trabajo de titulación.

Al doctor Hugo Arcos por su gentileza y buena voluntad para la realización del presente proyecto.

A mis amados padres, María y Flavio, quienes con amor y sacrificio me encaminaron y enseñaron a esforzarme para alcanzar las metas.

A mi querida esposa, Lulita, gracias por la paciencia y la confianza durante todo este tiempo.

A mi hermano Javier y a mi hijo David, quienes son mi fuente de fuerza y voluntad.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT.....	VIII
PRESENTACIÓN.....	IX
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y ANTECEDENTES.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Reseña histórica.....	3
1.3 Ubicación geográfica.....	4
1.4 Superficie total del terreno.....	4
1.5 Edificaciones.....	5
1.6 Descripción del sistema eléctrico actual.....	5
1.7 Costo de energía eléctrica.....	10
1.8 Emisiones de CO2 al ambiente.....	11
2. MARCO TEÓRICO.....	14
2.1 Conceptos básicos de energía eléctrica.....	14
2.2 Fundamentos de energía solar fotovoltaica.....	16
2.3 Generador fotovoltaico.....	21
2.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	33
3. ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	36
3.1 Estimación del recurso solar disponible.....	36
3.2 Levantamiento de la demanda.....	40
3.3 Estimación de consumo.....	44
3.4 Valor medio mensual de irradiación diaria sobre el plano generador.....	49
3.5 Rendimiento global del sistema (PR).....	53
3.6 Potencia pico mínima en base al rendimiento global.....	57
3.7 Selección del inversor y de los paneles solares.....	59
3.8 Dimensionamiento de los elementos del generador.....	63

3.9	Propuesta de mejora del sistema eléctrico.....	72
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	74
4.1	Conceptos generales	74
4.2	Factibilidad del proyecto.....	77
5.	MARCO TÉCNICO CONCEPTUAL DE TRANSACCIONES ENTRE EL ABONADO Y LA EMPRESA DISTRIBUIDORA	81
5.1	Antecedente	81
5.2	Energía inyectada a la red	82
5.3	Emisiones de CO2 evitadas	86
5.4	Evaluación económica de la energía inyectada a la red	86
5.5	Análisis de sensibilidad del VAN vs costo de la energía	87
5.6	Propuesta para la tarifa de inyección de energía	89
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	91
6.1	Conclusiones.....	91
6.2	Recomendaciones.....	92
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
8.	ANEXOS.....	97
	ANEXO I.....	98
	ANEXO II.....	99
	ANEXO IIIa.....	100
	ANEXO IIIb.....	101
	ORDEN DE EMPASTADO	102

RESUMEN

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), como parte del desarrollo de fuentes de energías alternativas, propone la implementación de un sistema de generación en base a energía fotovoltaica que aporte energía eléctrica al edificio de su sede e inyecte excedentes de energía a la red de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) como un sistema de autogeneración distribuida, donde se pretende ofrecer una experiencia lúdica para la experimentación y socialización del recurso solar como fuente de energía eléctrica.

En tal virtud, el presente estudio de factibilidad recoge las estadísticas del recurso solar de tres fuentes distintas para obtener una base de datos correlacionados a la ubicación del edificio, analiza los requerimientos eléctricos de la carga en función de las curvas de demanda, realiza el dimensionamiento del generador en base a recursos fotovoltaicos, realiza un análisis técnico-económico para determinar los indicadores financieros, beneficios económicos, beneficios ambientales y presenta un marco técnico conceptual del intercambio de energía entre la empresa de distribución con el abonado y las transacciones económicas inherentes.

ABSTRACT

The Latin American Energy Organization (OLADE), as part of the development of alternative energy sources, proposes the implementation of a generation system based in photovoltaic system for contributing electric energy to its headquarters building and inject the excess energy into the grid of the Quito Electric Company (EEQ) as a distributed self-generation system, where it is intended to offer an enjoyable experience for the experimentation and socialization of the solar resource as a source of electric energy.

Thus, the present feasibility study compiles the statistics of the solar resource from three different sources in order to obtain a database correlated to the location of the building, analyzes the electrical requirements of the load as a function of the demand curves, performs the sizing of the generator based on photovoltaic resources, performs a technical-economic analysis to determine the financial indicators, economic benefits, environmental benefits and presents a technical conceptual framework of energy exchange between the distribution company with the subscriber and the inherent economic transactions.

PRESENTACIÓN

El documento presenta el estudio de factibilidad de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red para brindar servicio al edificio sede de la Organización Latinoamericana de Energía y generar un excedente de energía que se pueda inyectar, para lo cual se desarrollan seis capítulos que se resumen a continuación:

El Capítulo 1 presenta la introducción, el objetivo general, los objetivos específicos el alcance y los antecedentes del proyecto.

En el Capítulo 2 se recogen los conceptos básicos, fundamentos de energía solar fotovoltaica, elementos del generador en base a energía fotovoltaica y tipos de sistemas fotovoltaicos.

El Capítulo 3 realiza una estimación del recurso solar disponible, el levantamiento de la demanda eléctrica del edificio y el dimensionamiento del generador fotovoltaico.

En el Capítulo 4 se muestran los conceptos generales de los indicadores financieros utilizados en el proyecto y se estudia la factibilidad del proyecto.

El Capítulo 5 realiza el marco técnico conceptual de las transacciones entre el abonado y la empresa distribuidora en base a la energía que se puede inyectar a la red y determina la cantidad de CO₂ que se evita emitir a la atmósfera.

El Capítulo 6 muestra las conclusiones y recomendaciones.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y ANTECEDENTES

1.1 Introducción

El bienestar social y económico se encuentra estrechamente relacionado con el consumo energético, donde la utilización de combustibles fósiles ha sido la principal fuente de energía, sin embargo, la utilización este tipo de recurso genera los gases de tipo invernadero que son perjudiciales para el medio ambiente.

El desarrollo de la industria incrementa la demanda de energía, pero simultáneamente el recurso de tipo fósil se va agotando, dentro de este contexto surge la necesidad del desarrollo de fuentes de energía alternativa que reemplacen el uso de energía fósil y satisfagan los requerimientos energéticos.

En vista que el calentamiento global es producto de los gases de efecto invernadero y tomando en cuenta que las centrales térmicas de generación de energía eléctrica son parte de la contaminación ambiental, OLADE propone la implementación de un sistema de generación en base a energía fotovoltaica que aporte energía eléctrica al edificio de su sede e inyecte excedentes de energía a la red de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) como un sistema de autogeneración distribuida, con la finalidad de contribuir al desarrollo de la investigación del recurso solar fotovoltaico en nuestro país e impulsar la creación de políticas que incentiven y favorezcan el aprovechamiento del recurso solar.

Por tal motivo OLADE tiene la necesidad de realizar un estudio de factibilidad como el paso inicial en su propósito de implementar generación distribuida mediante el uso de recursos renovables y generar conocimiento vinculado a dicha implementación.

Objetivos

El objetivo general de este trabajo de titulación es realizar un estudio de factibilidad para la implementación de un generador fotovoltaico conectado a la red de la Empresa Eléctrica Quito que brinde servicio al edificio sede de la Organización Latinoamericana de Energía.

Los objetivos específicos de este estudio técnico son:

- Obtener una base de datos de irradiación solar correlacionada al punto de ubicación del edificio sede de la OLADE.

- Estructurar curvas de demanda eléctrica del edificio sede de la OLADE.
- Dimensionar un generador fotovoltaico para el abastecimiento de demanda de energía eléctrica del edificio sede de la OLADE.
- Evaluar los costos de inversión del proyecto y el ahorro en el pago de planillas eléctricas.

Alcance

En el presente estudio se recopilan los conceptos fundamentales de sistemas fotovoltaicos, así como los elementos constitutivos de un generador fotovoltaico.

Se determina una base de datos del recurso solar existente en la ubicación del proyecto, correlacionando los datos estadísticos provenientes de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) y la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA).

Se realiza un levantamiento de las curvas de carga del edificio para determinar la demanda de potencia y energía eléctrica de las instalaciones de la OLADE.

Se efectúa el dimensionamiento del generador fotovoltaico y de los elementos constitutivos del sistema fotovoltaico para el abastecimiento de demanda del edificio.

Se realiza un análisis técnico-económico para determinar los indicadores financieros y obtener los beneficios económicos, sociales y ambientales que promueve la creación del proyecto.

Se plantea un marco técnico conceptual para el intercambio de energía entre la empresa distribuidora y los abonados, considerando las transacciones económicas relacionadas.

Justificación

El proyecto de la OLADE propone la instalación de un sistema de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica a ser instalado en el edificio de su sede, lo cual crea la necesidad de elaborar un estudio de factibilidad como requisito previo a la implementación del proyecto, para establecer un diseño inicial que permita hacer una valoración técnica y económica de la instalación.

El estudio de factibilidad propuesto en el presente plan de trabajo de titulación se basará en técnicas y procedimientos apropiados para un proyecto de generación en base a

energía fotovoltaica, permitiendo determinar las características técnicas necesarias con la finalidad de cubrir parte de los requerimientos energéticos del edificio de la OLADE.

Dado que el objetivo a largo plazo de la OLADE es contar con un aula didáctica que incluya interfaces gráficas del sistema de generación de energía eléctrica para que el público en general pueda tener una experiencia lúdica de este tipo de cogeneración distribuida en base al recurso fotovoltaico y que el proyecto cuenta con el apoyo de la EEQ se justifica en mayor medida la elaboración del estudio de factibilidad, objeto del presente plan, que posibilitará dar inicio a este importante proyecto de OLADE.

1.2 Reseña histórica

La Organización Latinoamericana de Energía se crea considerando que los países de Latinoamérica tienen el pleno derecho de utilizar sus recursos energéticos, mineros o agrícolas de la forma que se estime más adecuada, haciendo del recurso energético el elemento que promueva el interés para la unificación regional.

Los representantes de los países miembros firman el Convenio de Lima en noviembre de 1973, que es el tratado donde se establecen los reglamentos y normas de la organización, también se decide que la ubicación de la sede será en la ciudad de Quito, para lo cual el gobierno ecuatoriano facilita una propiedad del Ministerio del Ambiente. [1]

Entre los principales objetivos de la organización están unir esfuerzos para el desarrollo de los recursos energéticos con adecuadas políticas de transformación y comercialización, tomando medidas eficaces para impedir la contaminación ambiental.

Dentro de su interés por prevenir la contaminación ambiental, OLADE propicia la aplicación de políticas orientadas al uso de energías alternativas, como parte de este objetivo se ha planteado la creación de un centro demostrativo de energías renovables, siendo el primer paso el estudio de factibilidad del sistema de generación fotovoltaico, cuya finalidad a largo plazo es incentivar la instalación de este tipo de proyectos en la región y principalmente en Ecuador.

1.3 Ubicación geográfica

El edificio sede de la OLADE se encuentra ubicado en la ciudad de Quito en el barrio San Carlos, sobre la Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y Fernández Salvador, con latitud $-0,13^{\circ}$ y longitud $-78,5^{\circ}$ a 2.870 metros sobre el nivel del mar.

En la Figura 1.1 se presenta una vista satelital tomada de Google Earth de la ubicación del edificio, donde en color azul se identifica el perímetro del terreno y en color verde se señala el área disponible para la instalación de los paneles solares.



Figura 1.1. Mapa geográfico del edificio de la OLADE [Google Earth]

1.4 Superficie total del terreno

El terreno sede de la OLADE posee una superficie total aproximada de 5.400 m^2 , de los cuales las edificaciones y espacios verdes ocupan alrededor de 4.100 m^2 y el espacio restante corresponde al parqueadero.

Específicamente el área del parqueadero es de 1.300 m^2 compuesto por una franja de $13 \text{ m} \times 100 \text{ m}$ y es el lugar dispuesto para la instalación de paneles solares, de tal forma que además de coleccionar energía sirvan como cubierta del parqueadero.

1.5 Edificaciones

La principal construcción es el edificio de 5 pisos donde se ubican las oficinas para el desarrollo de las actividades administrativas, adicionalmente existen las siguientes construcciones de apoyo:

- Bodega de documentos
- Taller de mantenimiento
- Cuarto de bombas para elevación de agua y cisterna
- Bodega de herramientas y materiales de mantenimiento
- Cámara de transformación que aloja dos transformadores de distribución
- Cuarto para el grupo electrógeno
- Garita de vigilancia
- Cafetería

1.6 Descripción del sistema eléctrico actual

El sistema eléctrico de la OLADE se divide en dos tipos de cargas, la primera carga está compuesta por el sistema de iluminación, tomacorrientes, sistema de elevación de agua, servicios generales del edificio y de las áreas de apoyo que se encuentran fuera del edificio.

La segunda carga es la más delicada debido a que alimenta el sistema de computación con todos los computadores de las oficinas y los servidores que contienen la información compartida a nivel internacional.

Cada uno de los sistemas eléctricos mencionados posee su propio transformador de distribución y un contador de energía independiente debido a los diferentes requerimientos de voltaje de los dos tipos de carga indicados.

En una única cámara de transformación se sitúan los dos transformadores que se hallan conectados al alimentador Andalucía 17A de la EEQ.[2]

El sistema eléctrico cuenta con un generador eléctrico auxiliar a diésel con conmutación manual que provee energía a los dos sistemas eléctricos cuando no existe alimentación por parte de la empresa eléctrica.

La Figura 1.2 muestra el diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico del edificio, donde en color azul se representan los elementos que funcionan con un nivel de voltaje de 6300 V, en color magenta el nivel de 210 V en el caso del transformador trifásico y el nivel de 240 voltios para el caso del transformador monofásico.

Para mejor claridad se representa toda la carga trifásica como una sola carga llamada servicios generales y toda la carga monofásica que corresponde al sistema de computación se le denomina sistema de cómputo, la carga llamada luz exterior y bodegas corresponde al sistema eléctrico de bajo voltaje que se encuentra fuera del edificio.

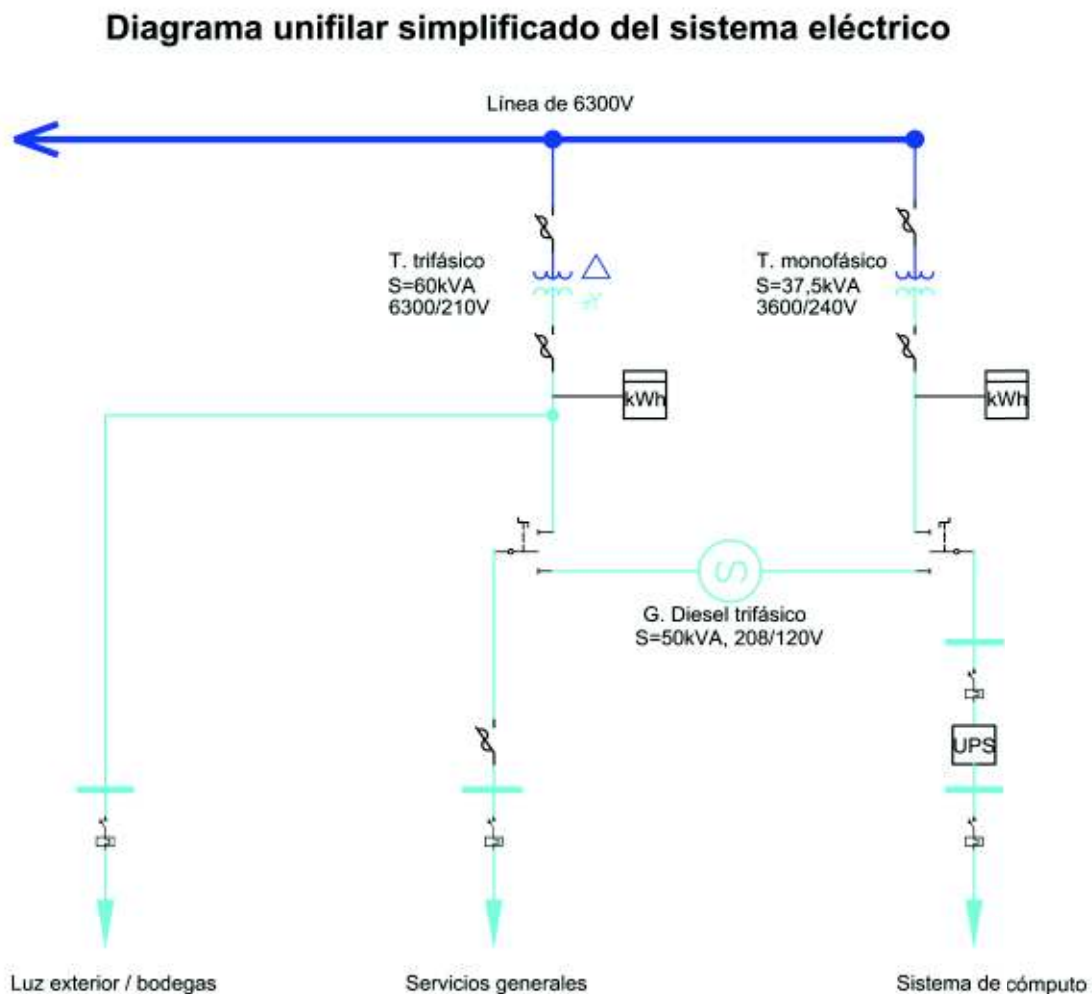


Figura 1.2. Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico del edificio

Sistema de iluminación y servicios generales

Este sistema es el encargado de proveer de energía eléctrica a las luminarias, tomacorrientes de uso general, ascensor, bombas de elevación de agua; es decir, todas las cargas eléctricas que no pertenece al sistema de computación.

En este circuito el requerimiento de voltaje está condicionado por el motor trifásico del ascensor y de las bombas de elevación de agua, los cuales necesitan una alimentación eléctrica trifásica con voltaje de línea de 210 voltios de corriente alterna.

Este sistema eléctrico se encuentra alimentado por un transformador trifásico de 60 kVA, con relación de voltaje 6,3 kV/208V/120V, el mismo que en el lado de alto voltaje se encuentra conectado a la línea de distribución de 6,3 kV.

La Figura 1.3 muestra la imagen del transformador de servicios generales, el cual, desde el lado de bajo voltaje a través de una configuración de 3 fases, 4 conductores alimenta al centro de carga ubicado en la planta baja del edificio, el sistema de luces externas y la bodega de herramientas.



Figura 1.3. Transformador trifásico de 60 kVA de 6,3 kV/210V [3]

Sistema de computación

Este sistema maneja la información que se comparte a través de la página web de OLADE a la comunidad internacional y por esta razón se ha protegido con un sistema de respaldo de energía UPS (Uninterruptible Power Supply) de tipo online, que consta de dos UPSs, uno de 12 kVA y otro de 10 kVA, que se muestran en la Figura 1.4, los cuales para su correcto funcionamiento necesitan un voltaje de alimentación de 240 V de corriente alterna.



Figura 1.4. UPS de 12 kVA y 10 kVA respectivamente [4] [5]

El voltaje de 240 VAC del sistema es entregado por un transformador monofásico de 37,5 kVA con relación de voltaje 3,64 kV/240V/120V, que se halla ubicado en la cámara de transformación.

La Figura 1.5 muestra el transformador monofásico, el mismo que desde el lado secundario conecta un alimentador exclusivo de 2 fases, 3 conductores hacia la entrada de los UPSs de tipo online, los cuales tienen la función de abastecer de electricidad a todos los computadores del edificio mejorando la calidad de la energía y la confiabilidad del sistema ya que los UPSs disponen de baterías para mantener ininterrumpidamente energizado el sistema de cómputo cuando se realiza la conmutación manual para que la carga eléctrica del edificio sea alimentada por el generador de energía auxiliar en caso de indisponibilidad del servicio desde la empresa eléctrica.



Figura 1.5. Transformador de 37,5 kVA, 3,64 kV/240V monofásico [6]

Sistema de energía auxiliar

Con la finalidad de mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, la OLADE dispone de un generador eléctrico a diésel fabricado por Hokuestsu Industries Co. Ltd., modelo SDG60, de 50 kVA de capacidad a 220V.

En la Figura 1.6 se muestra una imagen del generador eléctrico, el mismo que se encuentra instalado a un lado de la cámara de transformación para facilitar el cableado del conmutador manual.



Figura 1.6. Generador de emergencia [7]

La cobertura del sistema de energía auxiliar abarca el sistema de cómputo y el sistema de servicios generales con excepción de las luces externas de los postes de alumbrado ubicados en el perímetro del terreno, la carga de la bodega de materiales de mantenimiento y la garita de guardianía. La conmutación se la hace de manera manual a través de dos switches de cuchillas.

Para evitar que los picos de corriente producidos en el arranque del ascensor perjudiquen el sistema eléctrico, se desconecta manualmente el suministro de energía eléctrica desde el breaker ubicado en el centro de carga del sistema de servicios generales para deshabilitar el ascensor mientras no se cuenta con la energía de la empresa eléctrica.

1.7 Costo de energía eléctrica

El costo de la energía eléctrica responde al Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas del periodo Enero – Diciembre 2016 de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). [8]

De acuerdo a las características de la demanda eléctrica, OLADE tiene una tarifa general de bajo voltaje con registrador de demanda horaria porque la potencia contratada es superior a 10 kW, con medición semidirecta debido a que la señal de voltaje es la misma que la de la carga y la señal de corriente se la toma con transformadores de corriente y es de tipo bajo voltaje porque el voltaje entregado al usuario es inferior a 600V.

La categoría del cliente corresponde a “Categoría General”, perteneciente al literal “Organismos internacionales, embajadas, legaciones y consulados”, del plan tarifario vigente.

De acuerdo a las características mencionadas la tarifa utilizada es de 0,078 USD/kWh para el horario de 07h00 a 22h00 y de 0,064 USD/kWh para el horario de 22h00 a 07h00, con un costo de comercialización de 1,414 USD y costo por demanda de 4,182 USD/kW.

Historial de consumo de energía eléctrica

Para el estudio se han tomado los datos de la facturación mensual de la EEQ que se presentan en la Tabla 1.1 con el total del consumo durante el año 2015.

Tabla 1.1. Consumo mensual de energía eléctrica en el año 2015.

MES	ENERGÍA CONSUMIDA [MWh/mes]		
	Trifásico	Monofásico	Total
Enero	1,323	1,891	3,214
Febrero	2,453	2,791	5,244
Marzo	3,046	2,572	5,618
Abril	2,300	2,406	4,706
Mayo	2,657	2,716	5,373
Junio	2,781	2,859	5,640
Julio	2,278	2,390	4,668
Agosto	3,040	2,704	5,744
Septiembre	2,859	2,587	5,446
Octubre	2,663	2,382	5,045
Noviembre	2,384	2,415	4,799
Diciembre	2,692	2,533	5,225
Total	30,476	30,246	60,722
Promedio	2,54	2,52	5,06

1.8 Emisiones de CO2 al ambiente

El aumento de las emisiones de CO2 altera las condiciones atmosféricas de todo el planeta a nivel general sin importar el lugar donde se producen, esta alteración se conoce como cambio climático.

Esta alteración de las condiciones atmosféricas es evidente en el incremento de la temperatura y en la alteración del ciclo del agua, es decir; que el CO2 producido por el consumo de combustibles fósiles ya sea en la generación de energía eléctrica o en cualquier otra actividad que requiera este tipo de combustible afecta directamente a los periodos de lluvia, creando una disminución del recurso hídrico.

Haciendo un enfoque en la matriz energética del país, se observa que el uso de energía fósil disminuye la capacidad de generación de energía hidroeléctrica, de ahí la importancia de cuantificar las emisiones de CO2 debidas al uso de energía termoeléctrica para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica del Ecuador.

Según [9]: durante el año 2015 la producción total neta de energía eléctrica para abastecer la demanda del Sistema Nacional Interconectado (SNI) fue de 2.254,9 GWh, con un factor de emisión de 0,6863 kg CO2/kWh, provocando la emisión de 5'969.269 toneladas de CO2, con una matriz energética compuesta de la siguiente forma:

- Generación hidráulica: 55,95%
- Generación térmica en base a combustibles fósiles: 38,5%, de este porcentaje los más contaminantes que son el diésel, residuo y fuel oil provocaron el 83%
- Generación térmica en base de biomasa: 0,55%
- Generación en base a energía fotovoltaica y eólica: 3,75%
- Interconexión eléctrica con Colombia y Perú: 2,24%

La Figura 1.7 muestra los porcentajes del tipo de generación eléctrica del Sistema Nacional Interconectado en el año 2015.

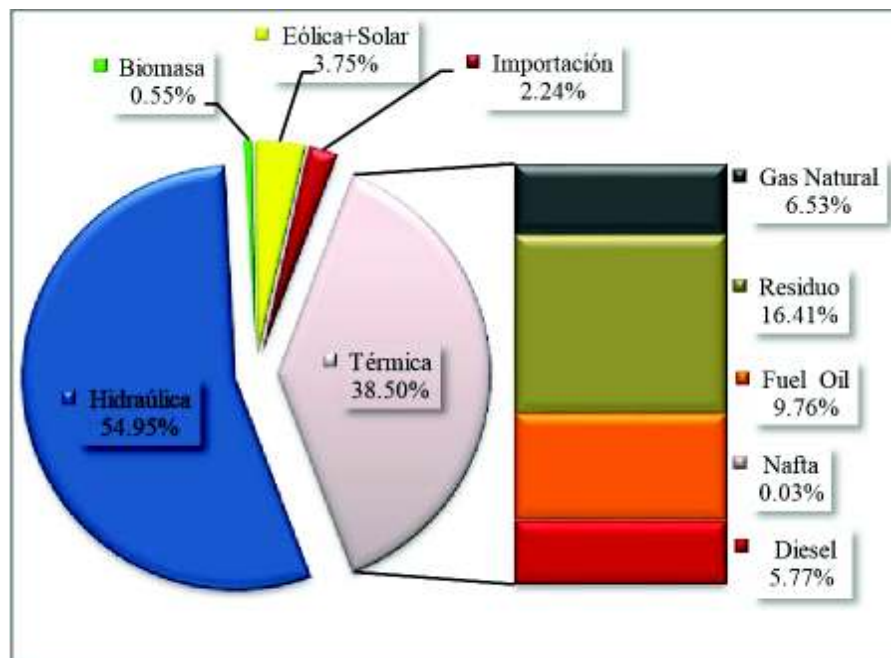


Figura 1.7. Producción neta de energía eléctrica en el año 2015 [9]

En base a los datos de emisiones de CO₂, factor de emisión de CO₂ de la matriz energética del Ecuador y al valor total de consumo de energía eléctrica del edificio de OLADE en el año 2015 se calcula la cantidad de CO₂ emitida al ambiente para el año en estudio como sigue:

$$CO_{2total} = E_{eléctrica} \times F_{emisión} \times 0,385$$

Ecuación 1.1. Emisiones de CO₂

Donde:

- CO_{2total} : Total de emisiones de CO₂ $\left[\frac{ton\ CO_2}{año} \right]$

- $E_{eléctrica}$: Energía eléctrica consumida $\left[\frac{kWh}{año}\right]$
- $F_{emisión}$: Factor de emisión de CO2 $\left[\frac{ton CO_2}{kWh}\right]$

$$CO_{2total} = 60.722 \frac{kWh}{año} \times 0,0006863 \frac{ton CO_2}{kWh} \times 0,385$$

$$CO_{2total} = 16,044 \frac{ton CO_2}{año}$$

2. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se exponen los conceptos básicos de energía eléctrica, se recopila información general de los fundamentos de sistemas fotovoltaicos, los elementos que conforman un generador fotovoltaico y los tipos de sistemas fotovoltaicos que hacen posible el aprovechamiento del recurso solar para la generación de energía eléctrica.

2.1 Conceptos básicos de energía eléctrica

Carga

Se denomina carga eléctrica al aparato o conjunto de aparatos que utilicen electricidad para su funcionamiento, es decir; todos los equipos consumidores de energía eléctrica. [10]

Potencia eléctrica

Es la cantidad de energía eléctrica que un equipo entrega o absorbe en un determinado instante, su unidad de medida es el watio (W). [10]

La potencia nominal se especifica en la placa de características técnicas de cada aparato eléctrico.

Potencia instalada

La potencia instalada corresponde a la sumatoria de las potencias nominales de cada equipo o artefacto que se encuentre conectado al sistema eléctrico. [10]

Energía eléctrica

Cuando a un equipo o artefacto se le alimenta con voltaje eléctrico, por el interior de la carga empieza a circular corriente eléctrica, en este momento el equipo consume una determinada potencia y si se toma en cuenta el tiempo que el equipo se encuentra funcionando se tiene una relación entre la potencia y el tiempo, esta relación se denomina energía eléctrica que generalmente se expresa en Wh y matemáticamente se define con la siguiente expresión:

$$P = \frac{dE}{dt}$$

$$dE = P \times dt$$

$$E = \int P \times dt$$

Ecuación 2.1. Expresión matemática de la energía eléctrica [10]

Donde:

- E : Energía eléctrica [Wh]
- P : Potencia [W]
- t : Tiempo [h]

Demanda

Es el requerimiento de energía eléctrica en un determinado intervalo de tiempo, generalmente se mide en kW y se calcula como sigue:

$$\frac{dE}{\Delta t} = \frac{P \times dt}{\Delta t}$$

$$D = \frac{\int_0^{\Delta t} P \times dt}{\Delta t}$$

Ecuación 2.2. Expresión matemática de la demanda eléctrica [10]

Donde:

- D : Demanda [W]
- E : Energía eléctrica [Wh]
- P : Potencia [W]
- t : Tiempo [h]

Demanda máxima

Es la máxima potencia requerida por un sistema durante un intervalo de tiempo establecido.[10]

Factor de carga

Es la relación entre la energía consumida en un intervalo de tiempo y el consumo que se produciría a potencia máxima durante el mismo intervalo de tiempo, si se trata de un intervalo de tiempo anual se usan 8.760 horas, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$FC = \frac{Ec}{P_{m\acute{a}x} \times 8.760} \times 100\%$$

Ecuación 2.3. Expresión matemática del factor de carga [10]

Donde:

- FC : Factor de carga
- Ec : Energía consumida [Wh]
- $P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima [W]

2.2 Fundamentos de energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la energía eléctrica que se puede obtener de la luz del sol a través de un medio que permita absorber la radiación solar y convertirla en energía eléctrica.

La captación de la radiación solar se realiza a través de células solares que se hallan construidas principalmente de silicio el cual se combina con boro o fósforo para obtener un semiconductor de dos caras o lados, en un lado con exceso de electrones y en el otro lado con déficit de electrones.[11]

En la Figura 2.1 se muestra como los fotones de la luz solar impactan el lado cargado con exceso de electrones de la célula fotovoltaica haciendo que los electrones se desprendan

y crucen hacia el lado con déficit de electrones, a este movimiento de electrones se conoce como corriente eléctrica continua.

La relación entre la corriente eléctrica generada y la incidencia de fotones es una relación directamente proporcional, de ahí la importancia de analizar el recurso solar disponible previo al dimensionamiento de un sistema fotovoltaico.

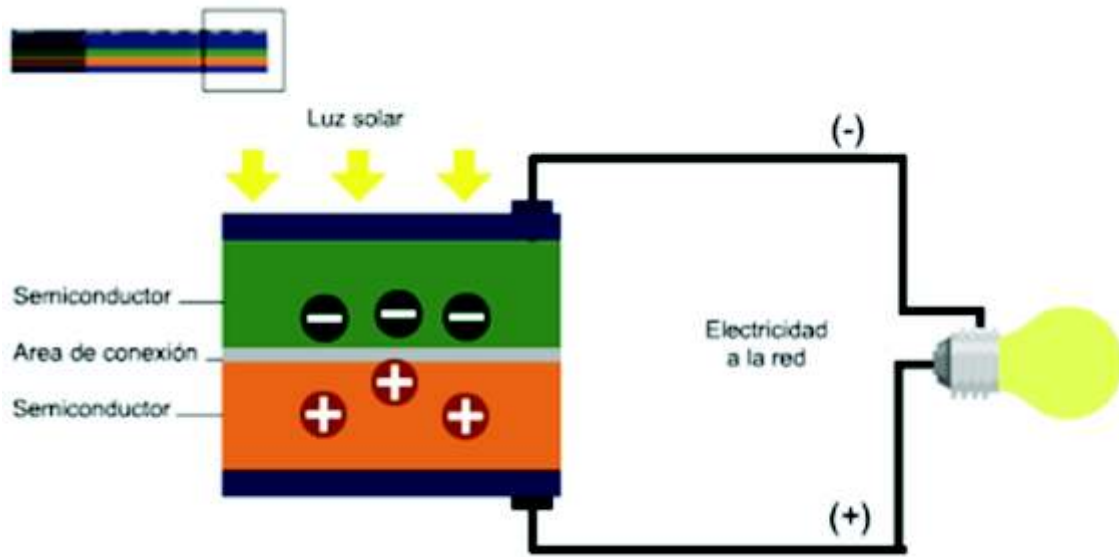


Figura 2.1. Generación eléctrica con un panel fotovoltaico [12]

Ventajas

- El recurso solar es gratuito
- Es una energía renovable y limpia
- No produce contaminación de gases ni ruido
- Bajo costo de operación y mantenimiento
- Fácil instalación
- No posee partes móviles

Desventajas

- El recurso solar depende de la ubicación geográfica, estación del año y hora del día
- Alto costo inicial

- En periodos de ausencia de luz solar la capacidad de generación está limitada por la capacidad de los bancos de baterías
- Contaminación en el proceso de fabricación

Radiación solar

Es la radiación electromagnética originada por el sol que es una fuente de luz y calor, para el estudio de los sistemas fotovoltaicos se considera la característica de onda de los fotones, suponiendo como formas de onda carentes de masa que viajan a la velocidad de la luz transportando energía.

Esta radiación electromagnética presenta distintas longitudes de onda que constituyen el espectro electromagnético, el cual está compuesto desde los rayos gamma hasta las ondas de radio pasando por la luz visible. [11]

En la Figura 2.2 se presenta el espectro electromagnético con un enfoque en la banda de luz visible.

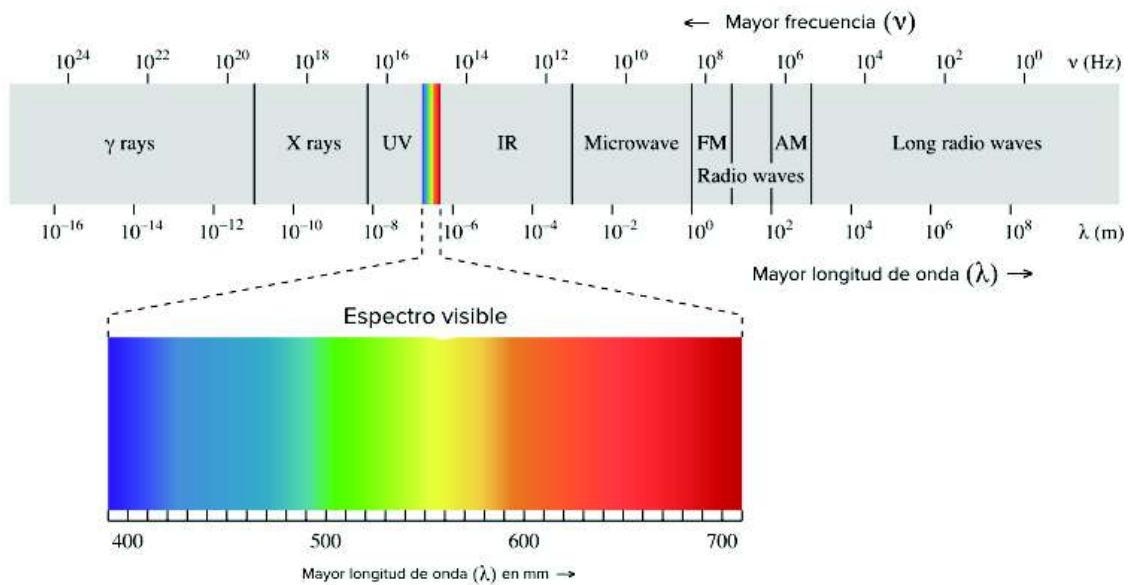


Figura 2.2. Espectro de radiación electromagnética [13]

Para cuantificar la radiación solar se introducen los conceptos de la irradiancia y la irradiación.

Irradiancia

Es comúnmente conocida como radiación solar y representa la potencia que se puede obtener sobre una superficie en un determinado instante, cuya unidad de medida estandarizada es el kW/m^2 , su valor dentro de la atmosfera es de 1 kW/m^2 y el valor promedio fuera de la atmósfera es de 1.366 kW/m^2 . [14]

Irradiación

También es conocida como insolación y corresponde a la energía de la radiación solar incidente por unidad de superficie en un intervalo de tiempo de un día, su unidad de medida estandarizada es $\text{kWh/m}^2 \times \text{día}$ y matemáticamente representa la integral de la irradiancia en el intervalo de tiempo de un día.

La insolación total que llega al plano de la tierra se denomina insolación global y se divide en directa, difusa y reflejada, la insolación directa es la irradiación que llega directamente del sol sin ninguna desviación que se puede observar en la luz solar del cielo despejado. La insolación difusa es la irradiación que llega a la superficie colectora cuya trayectoria ha sido modificada varias veces, como ejemplo se puede observar la luz que llega a la superficie en presencia de un cielo nublado. La insolación reflejada, conocida también como albedo, es la radiación solar que llega a una superficie como producto de los rayos de luz reflejados en objetos que se encuentren cercanos al plano receptor. [10]

La Figura 2.3 muestra la composición de la radiación de solar que llega al sistema de captación de energía fotovoltaica.

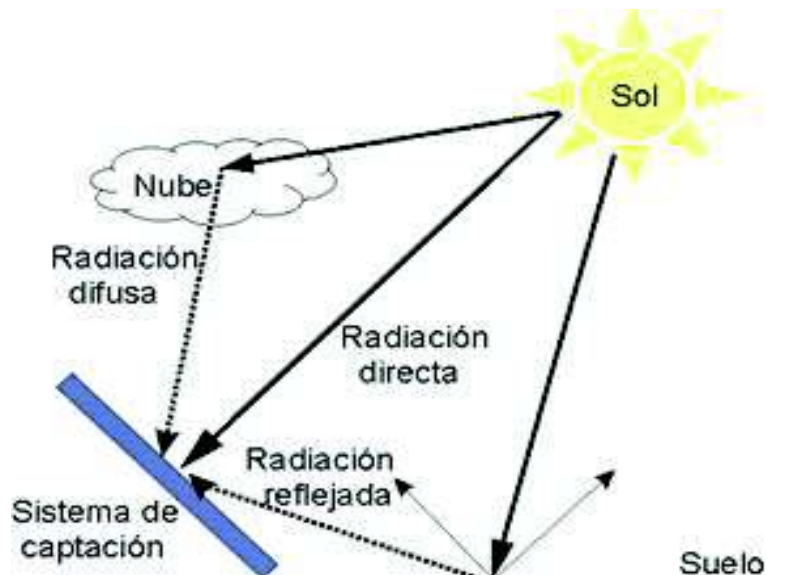


Figura 2.3. Radiación global [15]

Para efectos de cálculos se considera la radiación total como la suma de la radiación directa y difusa, despreciando la radiación reflejada ya que depende de los objetos que se encuentran alrededor de cada colector solar particularmente.

Heliofanía

Es la duración de brillo solar de la radiación directa o el número total de horas de sol que se pueden disponer en una determinada ubicación, se mide en horas de sol pico (HSP), que es el número de horas de sol a una irradiancia de $1 \text{ kW/m}^2 \times \text{día}$ que puede ser captada en una determinada ubicación, por ejemplo $3,7 \text{ HSP} = 3,7 \text{ kW/m}^2 \times \text{día}$. [16]

El instrumento de medición utilizado para la cuantificación del brillo solar es el heliógrafo, el cual registra el tiempo en que se recibe la radiación solar. [11]

En la Figura 2.4 se muestra un ejemplo de la equivalencia entre la irradiancia solar y las horas sol pico para las condiciones de un día soleado, nublado y lluvioso respectivamente.

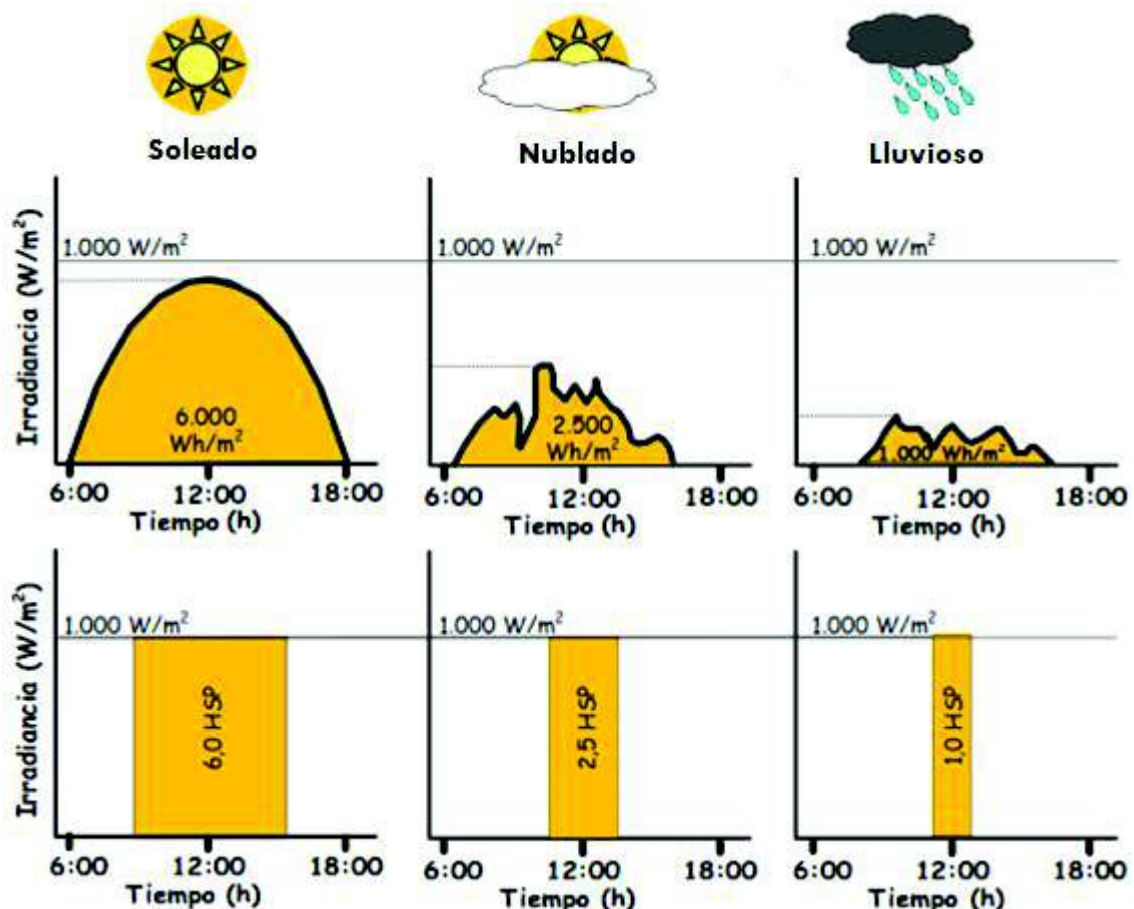


Figura 2.4. Ejemplo de radiación solar diaria con valores equivalentes HSP. [16]

2.3 Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico está constituido por varios elementos con la finalidad de captar la radiación solar y transformarla en energía eléctrica. Dependiendo del tipo de sistema, puede incorporarse una etapa de almacenamiento de energía para disponer de electricidad en ausencia del recurso solar.[17]

Con el propósito de obtener energía eléctrica, el generador cuenta con un arreglo adecuado de paneles fotovoltaicos con los cuales se consigue generar corriente continua que puede ser utilizada en sistemas de corriente directa, sin embargo dado que la mayoría de artefactos eléctricos necesitan corriente alterna se introduce un inversor que convierte la corriente continua en corriente alterna y debido a que en ausencia de la luz solar no se puede generar energía eléctrica, también se puede incorporar un sistema de acumulación de energía que permite almacenar energía eléctrica durante las horas de sol y disponer de dicho almacenamiento en ausencia de la luz solar.

La Figura 2.5 muestra el diagrama unifilar de los elementos de un generador fotovoltaico.

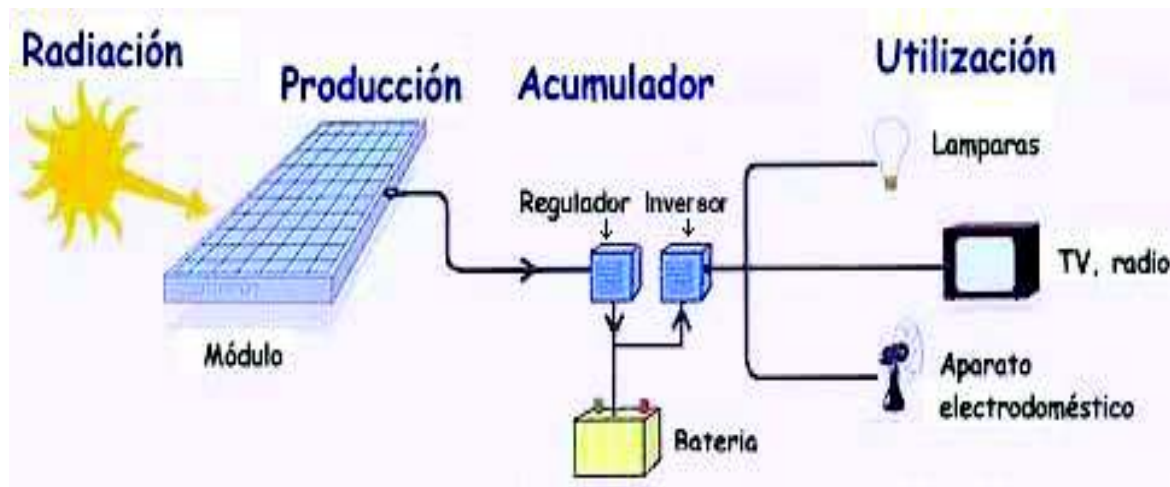


Figura 2.5. Elementos principales de un generador fotovoltaico [18]

Para dimensionar un generador fotovoltaico los principales aspectos a analizar son las características de la carga y el recurso solar disponible en la ubicación geográfica de la instalación.

Panel fotovoltaico

El panel fotovoltaico es la unión en serie de varias células fotovoltaicas, también llamadas celdas solares o celdas fotovoltaicas, para obtener voltajes normalizados de 6, 12, 24, 36 o 48 voltios. [15]

El interior de cada celda solar se halla construido de una capa delgada de silicio, se usa este material en especial porque es un semiconductor al cual se le pueden incrustar impurezas logrando que quede dopado, de tal forma que se obtengan dos lados o caras, una cara con carga positiva porque tiene disminución de electrones y la otra cara tiene carga negativa debida al exceso de electrones.

La función de este material semiconductor con incrustaciones es permitir las condiciones necesarias para el efecto fotoeléctrico, el cual consiste en captar los fotones provenientes de la radiación solar para mover los electrones de la capa con exceso de electrones, durante este proceso se consigue el movimiento de electrones, dando origen a una corriente eléctrica, como se muestra en la Figura 2.6.

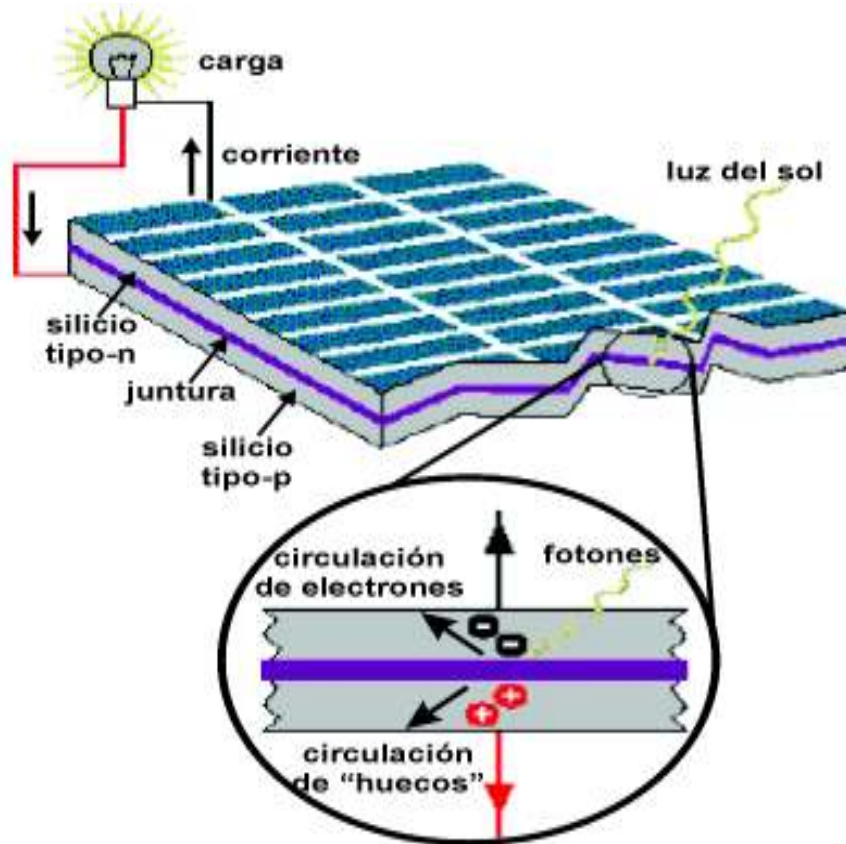


Figura 2.6. Esquema del efecto fotoeléctrico [15]

Los paneles fotovoltaicos se conectan en serie o en paralelo dependiendo de las características técnicas del inversor y de la carga a alimentar, a este conjunto de paneles conectados entre si se le denomina arreglo de paneles solares.

El arreglo de los paneles solares depende del voltaje y la corriente requeridos por el inversor, es decir; se conectan los paneles en serie hasta obtener el voltaje de entrada al inversor, a esta conexión de paneles en serie se le denomina ramal y se conectan tantos ramales en paralelo según la necesidad de corriente para abastecer la carga y la corriente que soporta el inversor.

El arreglo fotovoltaico es un conjunto de paneles solares, cada panel solar es la unión de módulos fotovoltaicos y cada módulo es la combinación de varias celdas fotovoltaicas, como se muestra en la Figura 2.7.

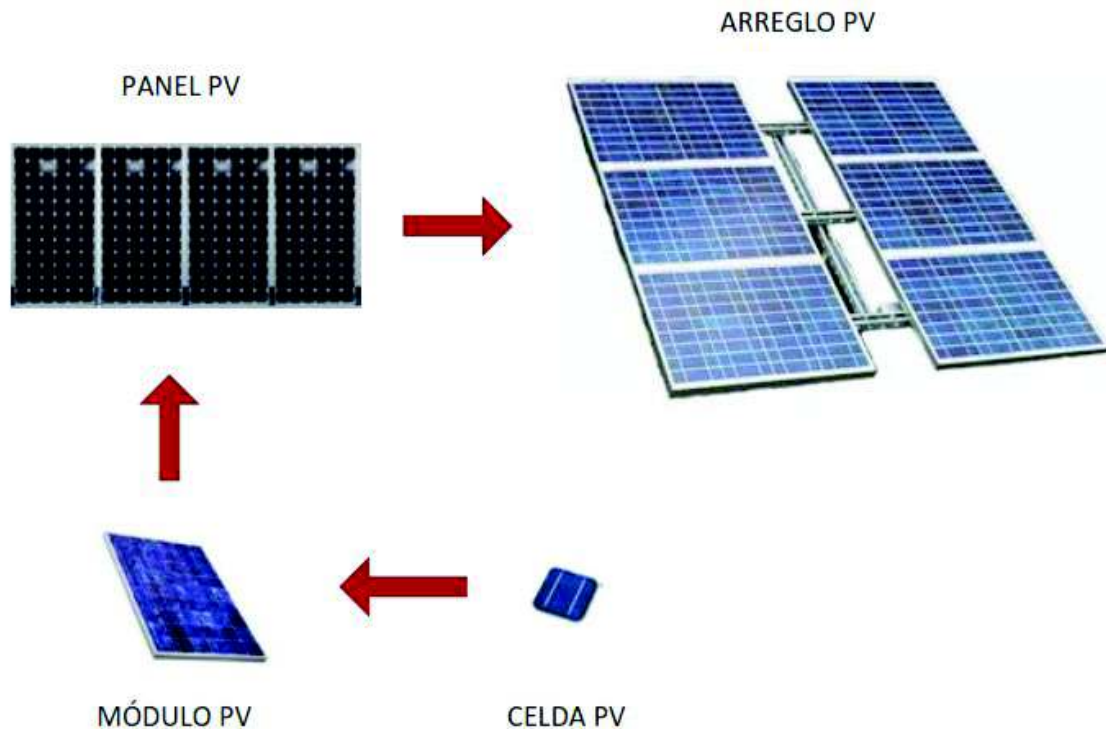


Figura 2.7. Composición de un arreglo fotovoltaico [19]

Circuito equivalente del panel solar

Para empezar el estudio eléctrico de un panel solar se modela este elemento según se muestra en la Figura 2.8 con un circuito eléctrico equivalente que contiene una fuente de corriente que representa la corriente generada por la celda solar, una resistencia en paralelo que representa las pérdidas del interior de la celda, una resistencia en serie que

representa las pérdidas ocasionadas en los terminales de la celda y un diodo conectado en paralelo a la fuente de corriente que representa la característica de voltaje y corriente de la unión p-n del semiconductor del que está formada la celda solar.[17]

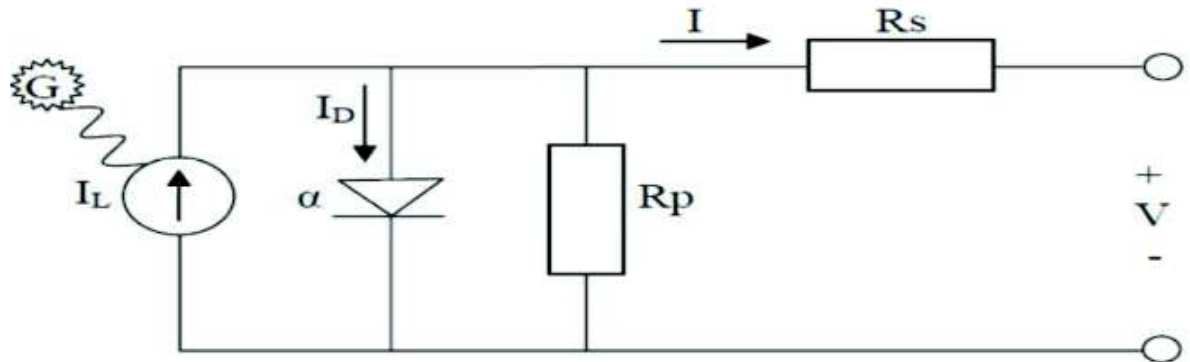


Figura 2.8. Circuito equivalente de una celda fotovoltaica [17]

Resolviendo el circuito equivalente de la figura 2.8 se tiene la siguiente expresión:

$$I = I_L - I_D - \frac{(V - R_S)}{R_p}$$

Ecuación 2.4. Expresión matemática de la corriente inyectada por el panel solar

Donde:

- I : Corriente total que aporta la celda solar [A]
- I_L : Corriente generada por la celda solar [A]
- I_D : Corriente del diodo [A]
- V : Voltaje total a los bornes de la celda solar [V]
- R_S : Resistencia en serie (pérdidas en bornes de la celda) [Ω]
- R_p : Resistencia en paralelo (pérdidas estructurales) [Ω]

Punto caliente

El punto caliente se forma cuando una celda tiene sombra o defecto de fabricación, en este caso la celda no aporta energía sino más bien consume energía, haciendo que la celda eleve su temperatura lo cual produce un efecto destructivo en el material encapsulante de la celda. [17]

Para solucionar este problema se conecta un diodo en paralelo o bypass, logrando así un camino alternativo para la corriente cuando un panel deja de ser generador y se convierte en consumidor.

La Figura 2.9 muestra el arreglo de paneles en serie y el diodo de bypass que evita que la corriente circule por el panel que no se encuentra aportando energía.

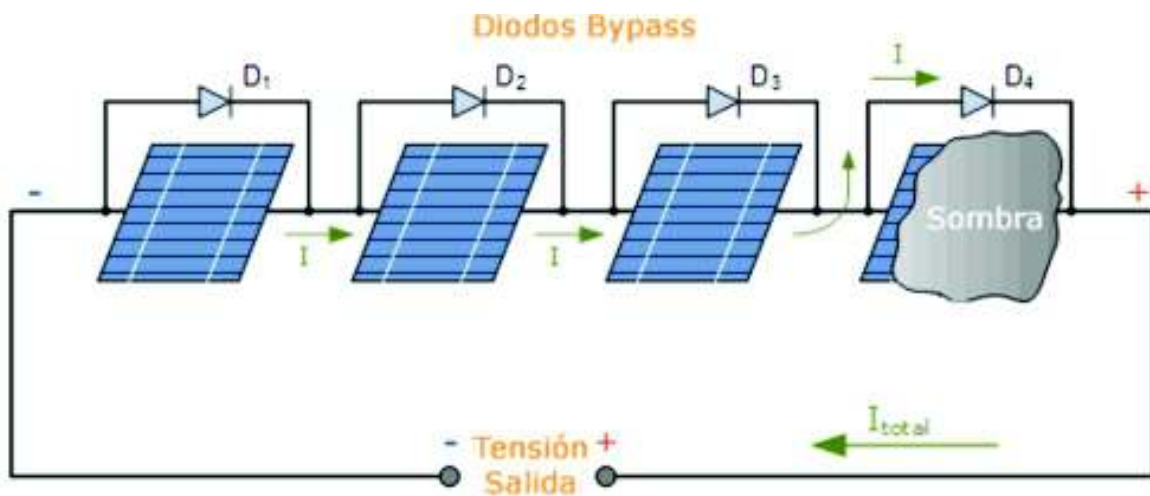


Figura 2.9. Diodos de bypass en paneles solares [20]

Curva característica V-I

El funcionamiento de una celda solar y en general de un panel solar se puede caracterizar por una curva de voltaje y corriente, los fabricantes de paneles proporcionan estas curvas características donde se muestran los comportamientos de las dos variables ya sea en circuito abierto o cortocircuito, como se puede apreciar en la Figura 2.10.

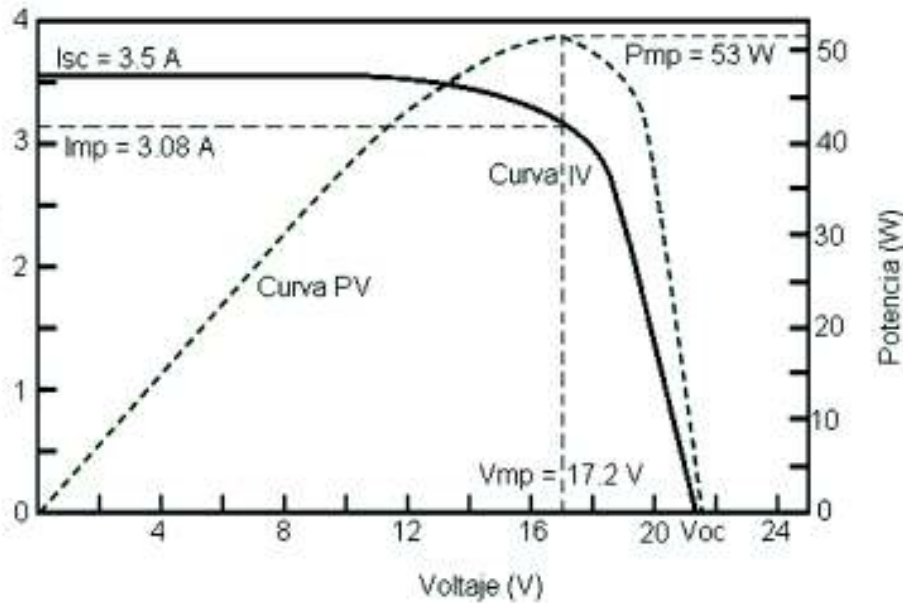


Figura 2.10. Curva de voltaje-corriente de una celda de silicio [21]

En la figura 2.10 el punto V_{oc} representa el voltaje de circuito abierto donde la corriente es cero, cuando no hay cargas conectas y el punto I_{sc} representa la corriente de cortocircuito donde el voltaje es cero, cuando los terminales se hallan cortocircuitados, para ambos casos la potencia de salida es cero porque $P=V \times I$.

Si se desea incrementar el voltaje desde cero se puede observar que la corriente se mantiene aproximadamente constante, a este valor se le denomina corriente máxima de operación (I_{mp}), el voltaje se incrementa hasta llegar a un punto en el cual empieza a decaer, este valor se denomina voltaje máximo de operación (V_{mp}).

En el diagrama de V-I, al punto de coordenadas V_{mp} , I_{mp} se le denomina el punto de potencia máxima de operación o potencia pico (P_{mp}).

En función de los parámetros determinados se puede establecer la calidad de un panel solar, conocida también como factor de cuadratura o fill factor (FF), como muestra la siguiente ecuación:

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

Ecuación 2.5. Expresión matemática del factor de cuadratura

Efecto de la temperatura de operación

El panel solar para entrar en funcionamiento necesita exponerse a la radiación solar, lo cual produce un calentamiento de las celdas fotovoltaicas y de igual forma que en la mayoría de equipos eléctricos, el aumento de temperatura provoca una disminución del rendimiento.

Esta disminución del rendimiento se debe a que el aumento de temperatura produce disminución del voltaje generado como se muestra en la Figura 2.11, en donde se determinan valores de voltajes generados para distintas condiciones de temperatura.

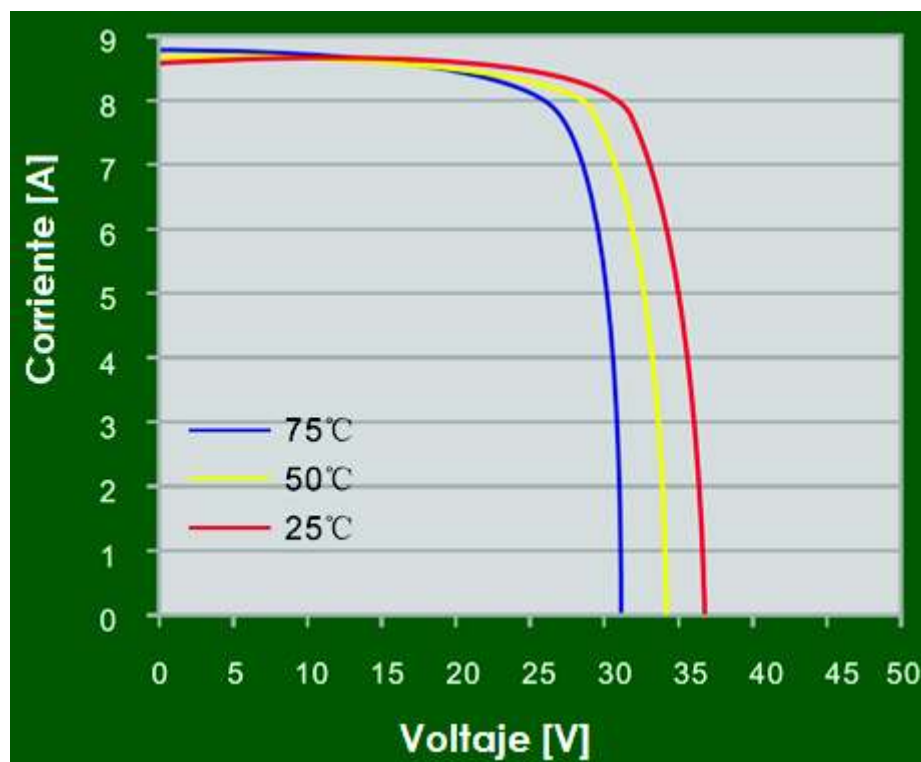


Figura 2.11. Curva V-I por efecto de la temperatura [22]

Efecto de la intensidad de radiación solar

La radiación solar incidente tiene un mayor efecto sobre la corriente generada, en la Figura 2.12 se puede ver que a mayor radiación incidente mayor es la cantidad de corriente generada y como consecuencia de este efecto a mayores valores de radiación también son mayores los valores de potencia producida, de ahí que para el dimensionamiento de un generador fotovoltaico se necesita analizar el recurso solar disponible.

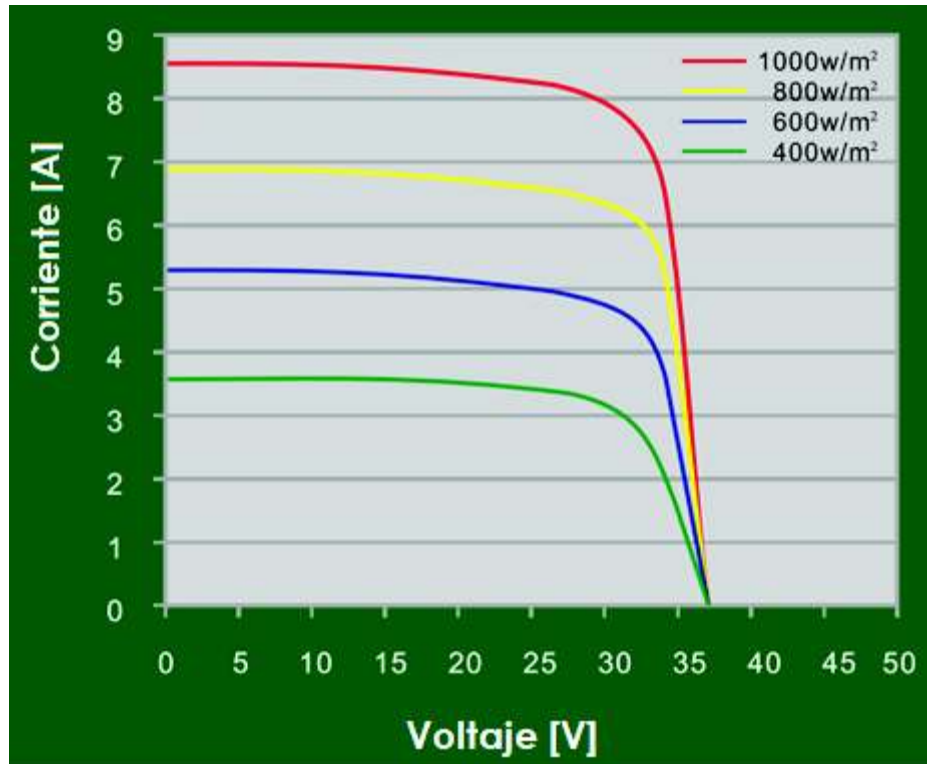


Figura 2.12. Curva V-I por efecto de la intensidad de radiación solar [22]

Clasificación de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos, en función de la estructura cristalina de las células de silicio de las cuales se hallan contruidos, pueden ser monocristalinos, policristalinos o de cristal amorfo. [11]

Monocristalino

La estructura de esta celda es de un solo cristal de silicio, es la de mayor pureza logrando mayor eficiencia y también un alto costo de fabricación, actualmente su eficiencia se encuentre entre el 12% y 15%, este tipo de celda se pueden reconocer por su color negro y sus esquinas recortadas diagonalmente.

Policristalino

La estructura de esta ceda se constituye de varios monocristales de silicio lo cual disminuye su pureza, eficiencia y costos de fabricación, la eficiencia de las celdas policristalinas se ubica entre el 11% y el 13%, las características eléctricas y de durabilidad son similares a

las de silicio monocristalino, pero con un menor costo de fabricación, este tipo de celdas tiene una coloración azul y no poseen cortes diagonales en las esquinas.

Cristal amorfo

La estructura cristalina de este material es muy irregular, el rendimiento de este tipo de celdas se ubica entre el 8% y 10% y su costo de fabricación es bajo. El mayor inconveniente es la pronta degradación de su rendimiento que puede ser afectado en los primeros meses de trabajo, este tipo de celdas es de color negro y no posee cortes diagonales en las esquinas.

La Figura 2.13 muestra los tipos de celdas fotovoltaicas y su ensamblaje en los paneles solares.

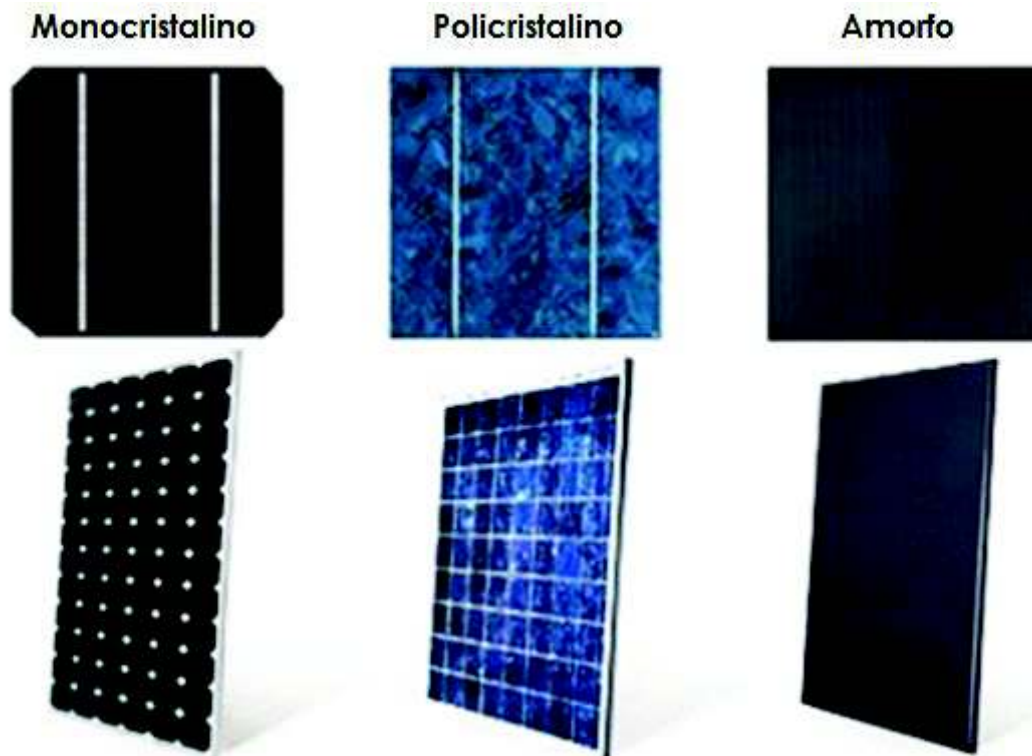


Figura 2.13. Tipos de paneles de silicio cristalino

Inversor

El inversor es un dispositivo que en base a electrónica de potencia convierte la corriente continua proveniente del arreglo de paneles solares en corriente alterna de similares características a las de la red eléctrica.

El inversor puede considerarse como el núcleo del generador fotovoltaico ya que en definitiva la potencia que pueda manejar el inversor es la capacidad de generación del sistema fotovoltaico. El inversor se selecciona en función de las características de la carga y puede ser monofásico o trifásico, también depende del tipo de sistema ya sea aislado o conectado a la red eléctrica pública, el rendimiento de los inversores se ubica alrededor del 96%. [23]

La Figura 2.14 presenta un inversor fotovoltaico que posee funciones de control y monitoreo en tiempo real de la producción de energía eléctrica.



Figura 2.14. Inversor para sistemas fotovoltaicos [23]

Acumulador de energía

El principal inconveniente de los paneles solares es que no pueden generar energía eléctrica en ausencia de luz solar, de ahí la necesidad de incorporar un sistema que almacene la energía eléctrica generada por el arreglo fotovoltaico durante el día para así poder abastecer la carga cuando no exista luz solar.

El acumulador de energía está conformado por el banco de baterías, control de carga y la protección eléctrica del banco de baterías.

Banco de baterías

Las baterías son dispositivos compuestos de una o varias celdas electroquímicas que contienen un electrodo y un electrolito para convertir la energía eléctrica en energía química y viceversa, el arreglo de las baterías puede ser en serie para conseguir el voltaje requerido, en paralelo para alcanzar la corriente necesaria y mixto que es una combinación serie-paralelo para lograr una potencia determinada.

La Figura 2.15 muestra un arreglo de 18 baterías para formar un banco de baterías.



Figura 2.15. Banco de baterías [24]

Las baterías usadas en este tipo de instalaciones deben estar diseñadas para tolerar niveles de descarga profunda durante muchos ciclos de carga y descarga. Para este tipo de aplicaciones se utilizan baterías de plomo-ácido ya sea de tipo herméticas con electrolito gelatinoso para evitar que se derrame el electrolito o abiertas con electrolito líquido que permiten evaporar los gases producto de la reacción química.

Los principales parámetros eléctricos de una batería son las siguientes:

Carga máxima: es el valor máximo de corriente que una batería puede alimentar a una carga continuamente en un intervalo de tiempo y se cuantifica en amperios-hora (Ah).

Profundidad de la descarga: es el porcentaje de energía que se obtiene en una determinada descarga, partiendo de la condición inicial de carga completa.

Capacidad de acumulación: es la cantidad de energía que puede almacenar una batería, matemáticamente es el producto del voltaje nominal por la carga y su unidad de medida es el watio-hora (Wh).

Vida útil: es el tiempo en el cual la batería puede conservar las características normales de funcionamiento, este tiempo está relacionado con el número de descargas que sufre la batería, debido a que en cada descarga se produce un desprendimiento del material de la superficie activa de los electrodos provocando el envejecimiento.

Regulador de carga

Es el equipo encargado de administrar la corriente eléctrica que ingresa o sale de las baterías y que tiene la finalidad de protegerlas. El modo de operación del regulador consiste en desconectar las baterías cuando ya se encuentran completamente cargadas para evitar sobrecargas o cuando la descarga ha llegado a sus límites para evitar profundidades de descarga que sean perjudiciales para las baterías.

La Figura 2.16 muestra la conexión eléctrica entre el regulador de carga con el arreglo fotovoltaico, el banco de baterías y el inversor.

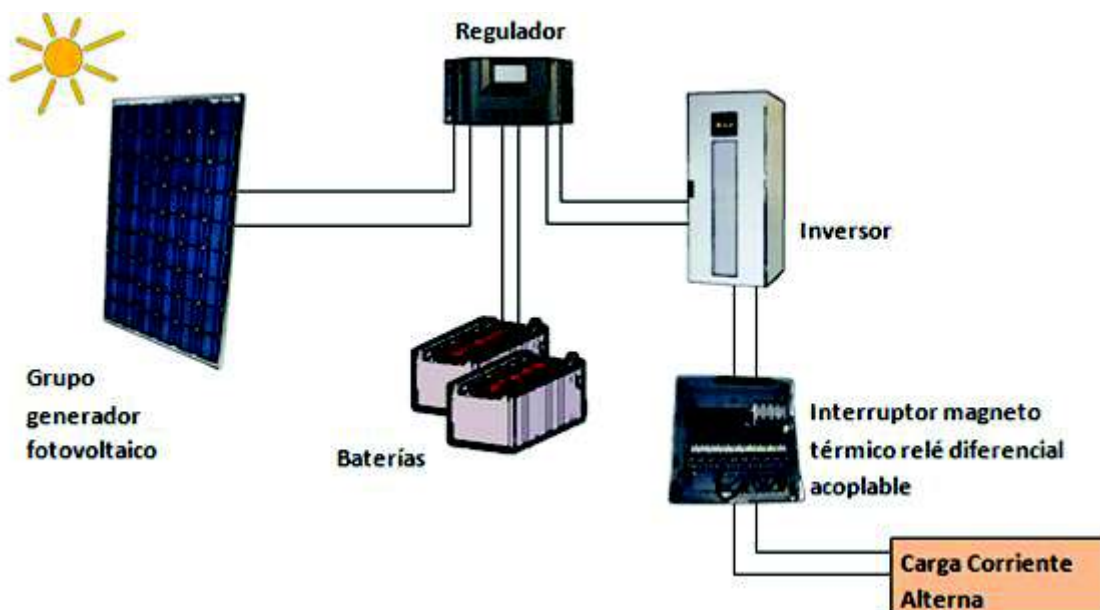


Figura 2.16. Esquema de conexión del regulador de carga [25]

Protección eléctrica del banco de baterías

Es el fusible que se conecta en serie a la batería para evitar los daños que pueden producirse como consecuencia de un cortocircuito en la batería.

En el caso de producirse un cortocircuito en la batería si no llega a ser despejado se producen corrientes altas en su interior, cuya circulación ocasiona una aceleración de las reacciones químicas internas y la producción de gases lo cual de no ser controlado o despejado, puede llegar a producir la explosión de la batería.

2.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos

La clasificación se da en función de la disponibilidad que el generador fotovoltaico pueda tener para su conexión a la red eléctrica comercial, se clasifican así en: sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica y sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

Sistemas fotovoltaicos aislados de la red

Los sistemas fotovoltaicos aislados son los que no se conectan a la red eléctrica comercial y se utilizan en instalaciones eléctricas de tipo isla donde el costo del sistema de transmisión puede ser muy elevado, en este tipo de sistemas los principales elementos son el inversor, los paneles fotovoltaicos y un sistema de acumulación de energía como se puede ver en la siguiente figura 2.17.

El dimensionamiento de este tipo de sistemas se hace para una potencia superior a la de la carga, de tal forma que en el día se puede generar suficiente energía para abastecer la demanda de energía eléctrica y cargar las baterías simultáneamente para que la carga pueda disponer de energía eléctrica en la noche cuando los paneles solares no pueden generar.

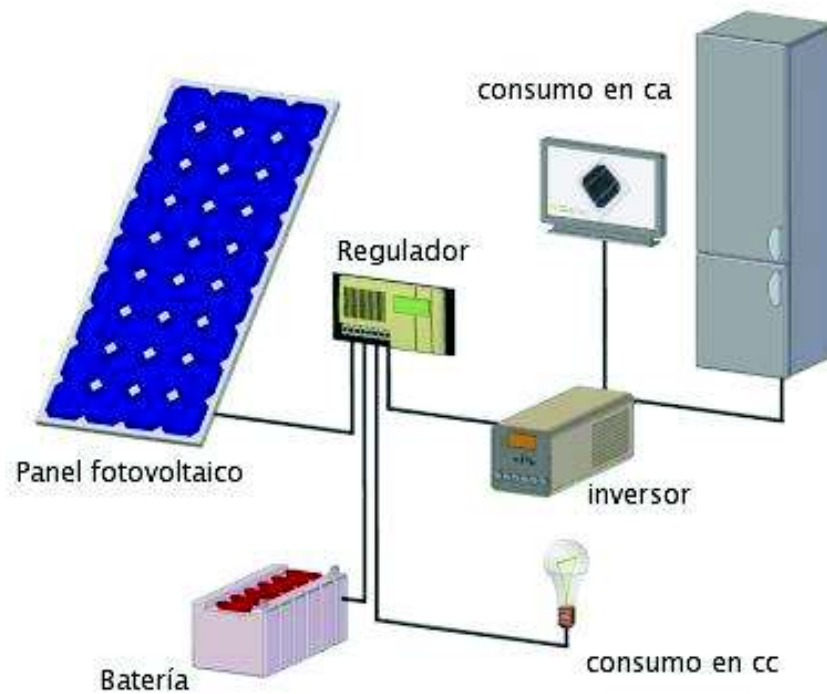


Figura 2.17. Componentes de un sistema fotovoltaico aislado de la red [26]

Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Es un generador fotovoltaico que tiene la capacidad de conectarse en paralelo con la red eléctrica comercial, para este efecto el elemento principal es el inversor, el cual debe poseer la capacidad de generar energía con características similares a las de la red eléctrica para una conexión en sincronismo entre el generador fotovoltaico y la red de distribución, cabe destacar que la conexión se hace en bajo voltaje.

Actualmente el dimensionamiento de este tipo de sistemas se hace de tal forma que la generación no supere la demanda ya que se inyectaría energía a la red eléctrica comercial, sin que técnicamente exista un limitante ni normativas que retribuyan dicha inyección. Un objetivo del presente estudio de factibilidad es crear un marco conceptual de las transacciones inherentes a este intercambio de energía, este análisis se profundiza en el capítulo de evaluación financiera.

La figura 2.18. muestra el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red, donde se aprecia que los principales componentes son el arreglo fotovoltaico y el inversor fotovoltaico con capacidad de sincronismo con la red eléctrica comercial.



Figura 2.18. Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red [27]

3. ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE Y DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

En este capítulo, en primera instancia se realiza una revisión de la información disponible para la estimación del recurso solar disponible en el sitio del proyecto, en segunda instancia se estudia la demanda que va a ser considerada para el diseño de la central fotovoltaica teniendo en cuenta que la finalidad de la OLADE es el autoabastecimiento de energía durante el día y finalmente se desarrolla el dimensionamiento de los elementos del generador fotovoltaico.

Dado que la carga total del edificio se encuentra dividida para ser abastecida por transformadores distintos, también se produce la necesidad de que el generador fotovoltaico esté dividido en dos niveles de voltaje y en función de la demanda eléctrica.

Por lo tanto, el dimensionamiento del generador fotovoltaico se divide en generador fotovoltaico trifásico y generador fotovoltaico monofásico, ambos con el análisis de sus respectivas cargas.

3.1 Estimación del recurso solar disponible

La línea equinoccial atraviesa el Ecuador, en esta latitud la variación del ángulo del sol durante todo el año es la menor en relación al resto de latitudes, esta variación del ángulo se debe al movimiento de traslación de la tierra y al ángulo del eje terrestre que dan lugar a los solsticios que corresponden a los periodos cuando el sol se encuentra más alejado de la línea ecuatorial y los equinoccios que es cuando el sol se encuentra perpendicular a la línea equinoccial como muestra la Figura 3.1.

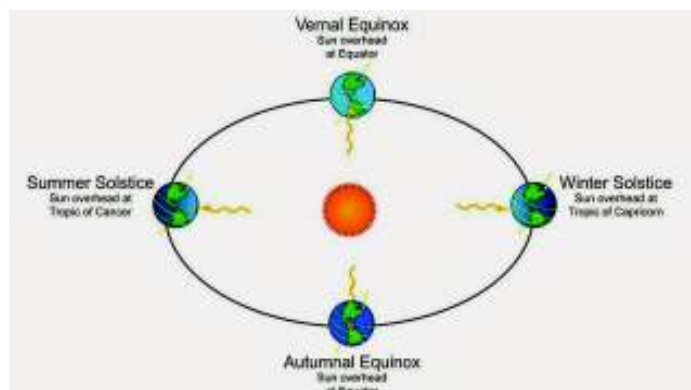


Figura 3.1. Variación del ángulo del sol durante un año [28]

El ángulo de variación del sol es de 47 grados desde el solsticio de verano el 21 de junio hasta el solsticio de invierno el 21 de diciembre, pasando por los equinoccios del 21 de marzo y del 21 de septiembre, es decir; la variación máxima del ángulo del sol respecto a la línea ecuatorial es $\pm 23,5^\circ$, como se muestra en la Figura 3.2.

Por esta razón el lugar más propicio para la instalación de un sistema fotovoltaico es la línea ecuatorial, ya que en esta latitud existe mayor facilidad de coleccionar los rayos solares durante todo el año.

Para el presente estudio se toman los datos de radiación solar de tres fuentes distintas para correlacionar dichos valores al punto de instalación ya que no se dispone de datos medidos localmente.

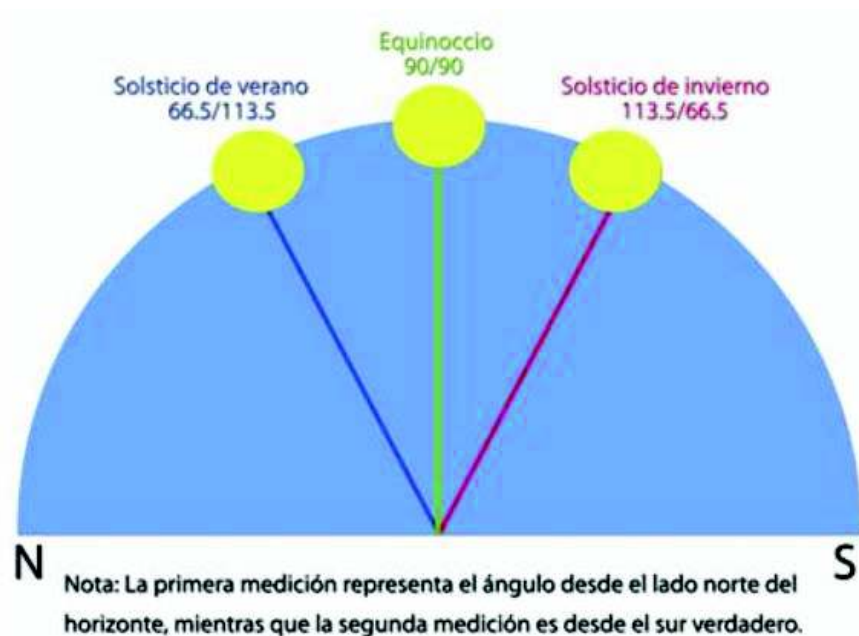


Figura 3.2. Movimiento aparente del sol sobre el firmamento [29]

Radiación solar, NASA

La NASA proporciona gratuitamente datos de radiación solar global para el estudio de sistemas fotovoltaicos a través de su página oficial, para lo cual únicamente se necesita la ubicación geográfica que en este caso es latitud sur $0^\circ 7' 51''$ y longitud este $78^\circ 30' 9''$.

La Tabla 3.1 muestra los valores de la radiación solar tomados de la página oficial de la NASA para la ubicación geográfica del proyecto.

Tabla 3.1. Datos de irradiación global de la NASA [30]

NASA	
Mes	Radiación global kWh/m²/día
Enero	4,13
Febrero	4,34
Marzo	4,55
Abril	4,33
Mayo	4,12
Junio	4,01
Julio	4,26
Agosto	4,46
Septiembre	4,26
Octubre	4,24
Noviembre	4,30
Diciembre	3,98
Promedio	4,25

Radiación solar, INAMHI

El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) presenta en su anuario meteorológico las mediciones de heliofanía por mes, dividiendo este valor para el número de días de cada mes es posible obtener las horas de sol pico o su equivalente en kW/m²xdía. En la Tabla 3.2 se presentan los datos obtenidos por el INAMHI de la estación Iñaquito situada en una latitud de 0°10' y una longitud de 78° 29', que es la más cercana al edificio de OLADE.

Tabla 3.2. Datos de irradiación global registrados en el INAMHI [31]

INAMHI (ANUARIO No.51-2011)			
Mes	Heliofanía	No. Días	HSP kWh/m²/día
Enero	161,7	31	5,216
Febrero	100,3	29	3,459
Marzo	119,4	31	3,852
Abril	93,1	30	3,103
Mayo	155,7	31	5,023
Junio	144,2	30	4,807
Julio	163,9	31	5,287
Agosto	225,9	31	7,287
Septiembre	175,9	30	5,863
Octubre	149,4	31	4,819
Noviembre	165,8	30	5,527
Diciembre	143,5	31	4,629
Promedio	149,90		4,91

Radiación solar, atlas solar del ARCONEL

La información de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad proviene del National Renewable Energy Laboratory (NREL), el cual desarrolló el Climatological Solar Radiation Model (CRS), donde se pueden conocer los datos de insolación diaria sobre celdas de alrededor de 40 km x 40 km, estos datos han sido validados por medio de diferentes estaciones y se ha establecido un error del 10%. [32]

Los datos que ARCONEL proporciona pertenecen al periodo desde el 1 de enero de 1985 al 31 de diciembre de 1991 y fue publicado en el año 2006, después que fueron validados.

En el atlas solar se presentan celdas de información con una resolución de 1 km cuadrado, estos datos se obtuvieron por extrapolación de las celdas de 40 km cuadrados y se presentan a continuación en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Datos de radiación global registrados por el ARCONEL

ARCONEL/NEC-11	
Mes	Radiación global kWh/m ² /día
Enero	4,94
Febrero	4,64
Marzo	4,78
Abril	4,53
Mayo	4,83
Junio	4,69
Julio	5,53
Agosto	5,47
Septiembre	4,89
Octubre	5,25
Noviembre	5,14
Diciembre	5,14
Promedio	4,99

Para la determinación de la correlación de datos estadísticos de radiación solar en el edificio de la OLADE se hace una comparación de los datos de la NASA y del ARCONEL con respecto a los datos del INAMHI, ya que esta última fuente provee datos reales medidos en una estación y los dos primeros son en base a datos satelitales, en la Tabla 3.4 se muestra la diferencia entre las estadísticas satelitales y los valores medidos, donde se puede ver que la diferencia de los valores establecidos por ARCONEL y los medidos por el INAMHI es 2%, confirmando lo estipulado en el atlas solar donde se establece que el margen de error es del 10%. En virtud de que el error obtenido para los datos de ARCONEL es menor que las estadísticas de la NASA y siguiendo las recomendaciones del

NEC, que señala que en caso de no disponer de datos de radiación solar propios, se deben tomar los datos de ARCONEL para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

Tabla 3.4. Error calculado para las distintas fuentes de información

DIFERENCIA		
MES	NASA	ARCONEL
Enero	21%	5%
Febrero	25%	34%
Marzo	18%	24%
Abril	40%	46%
Mayo	18%	4%
Junio	17%	2%
Julio	19%	5%
Agosto	39%	25%
Septiembre	27%	17%
Octubre	12%	9%
Noviembre	22%	7%
Diciembre	14%	11%
Promedio	13%	2%

3.2 Levantamiento de la demanda

Levantamiento de las curvas de carga

El levantamiento de la curva de carga consiste en representar gráficamente la potencia consumida por un cliente en un intervalo de tiempo y se lo realiza con equipos de medición y registro de los parámetros eléctricos.

En el caso de la OLADE, el registro de estos datos se lo realizó con el analizador de redes eléctricas Fluke 435, que se muestra en la Figura 3.3, conectado durante una semana a cada carga y la digitalización de los datos se obtuvo a través del software Power Log 5.1.



Figura 3.3. Analizador de redes eléctricas [33]

El analizador de redes dispone de 4 terminales tipo pinza amperimétrica para las señales de corriente y 5 terminales tipo cocodrilo para las señales de voltaje para las tres fases, neutro y tierra respectivamente, los mismos que para facilitar su uso vienen identificados con letras y colores.

Los aspectos más importantes al momento de realizar la conexión de los terminales de prueba son los siguientes:

- Conectar correctamente cada terminal de corriente y cada terminal de voltaje a la misma fase, según corresponda.
- Colocar las pinzas amperimétricas con la flecha de acuerdo al sentido del flujo de la corriente eléctrica.
- Determinar el tipo de conexión en función del sistema a medir y configurar el equipo para el tipo de conexión requerida.

En el analizador de redes se puede configurar el tiempo de la toma de datos, es importante señalar que la cantidad de datos que se pueden registrar depende del periodo de la medición, en el caso particular de las mediciones en OLADE se configuró para el máximo número de mediciones en un periodo de 7 días, quedando como intervalo de las mediciones 1 minuto.

A continuación, se muestran las curvas de carga semanal para el sistema trifásico en la Figura 3.4 y para el sistema monofásico en la Figura 3.5.

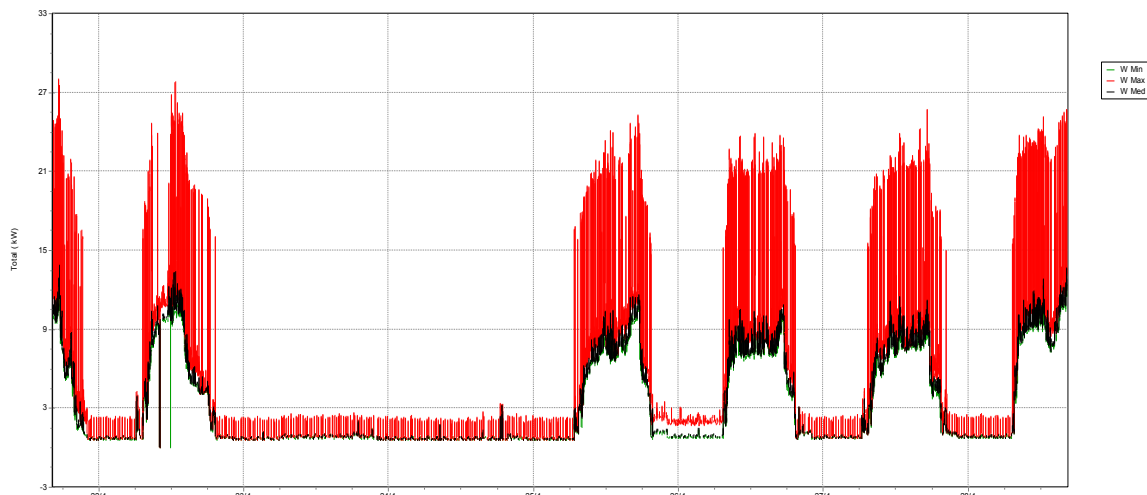


Figura 3.4. Registro de potencia del sistema trifásico durante una semana

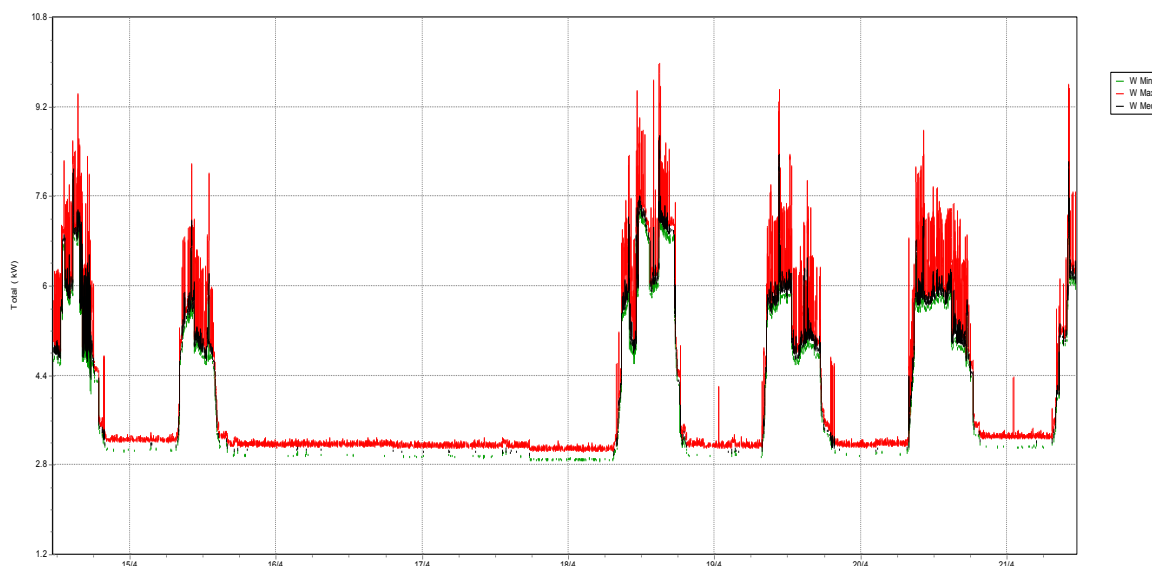


Figura 3.5. Registro de potencia del sistema monofásico durante una semana

Histórico de consumo de energía eléctrica

El edificio de la OLADE dispone de dos transformadores, por lo tanto, la medición de energía se la realiza a través de dos contadores de energía eléctrica, el sistema monofásico se contabiliza con el suministro No. 883203-5 y el sistema trifásico con el suministro No. 90001348-5.

De los datos registrados por la empresa eléctrica y mostrados en la Tabla 1.1, se tiene que el promedio de consumo se encuentra alrededor de 2,54 MWh/mes para el sistema trifásico y 2,52 MWh/mes para el sistema monofásico, también se evidencia que el mes de enero presenta menor consumo tanto en el sistema trifásico como en el sistema monofásico y dicha disminución se debe al periodo de vacaciones de fin de año que toma la institución.

En la figura 3.6 se muestra el historial de consumo mensual del año 2015 con los datos obtenidos de la facturación de la EEQ.

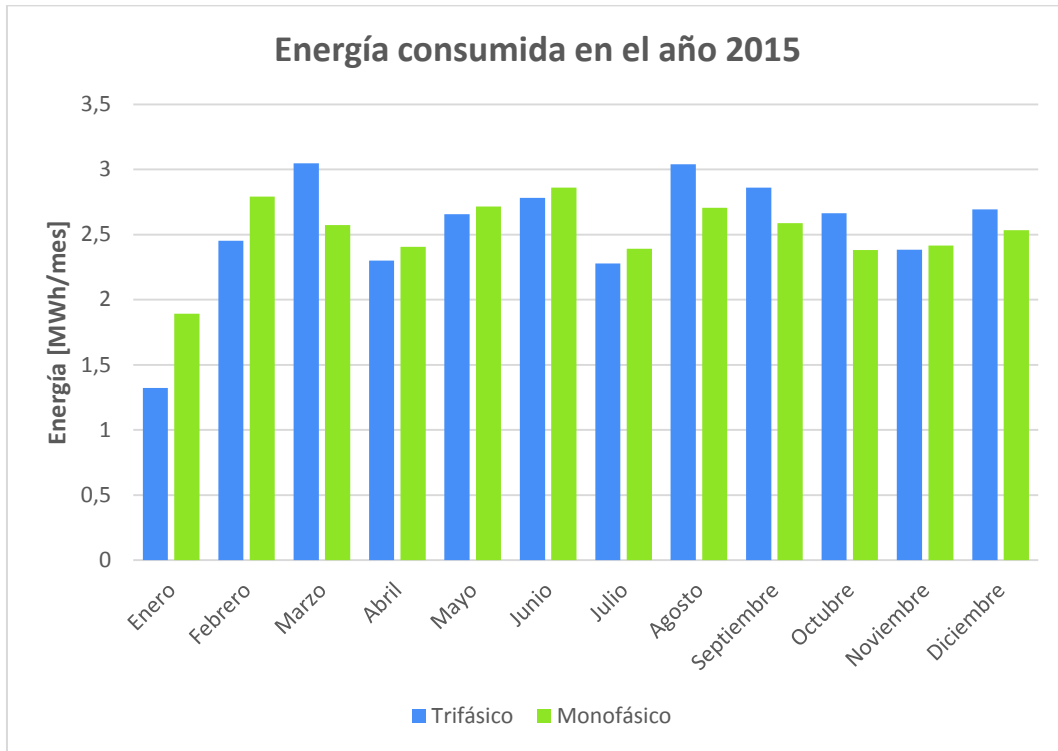


Figura 3.6. Historial de consumo de energía mensual del año 2015

La Tabla 3.5 presenta los registros de la EEQ de la demanda de energía eléctrica mensual, donde se puede observar que el promedio anual se encuentra en 13 kW para el caso del sistema trifásico y de 7,91 kW para el caso del sistema monofásico, también se puede observar que la demanda máxima se registra para los meses de abril y agosto, de igual forma que en el caso anterior la menor demanda se registra en el mes de enero debido al periodo de vacaciones de fin de año.

Tabla 3.5. Historial de demanda mensual de energía eléctrica del año 2015

MES	DEMANDA MÁXIMA[kW]	
	Trifásico	Monofásico
Enero	10	6
Febrero	10	8
Marzo	12	8
Abril	15	9
Mayo	12	9
Junio	13	8
Julio	13	7
Agosto	16	9
Septiembre	14	7
Octubre	14	8
Noviembre	14	8
Diciembre	14	8
Promedio	13,00	7,91

La Figura 3.7 muestra los valores de demanda máxima mensual registrados por la EEQ para los dos sistemas trifásico y monofásico, respectivamente.

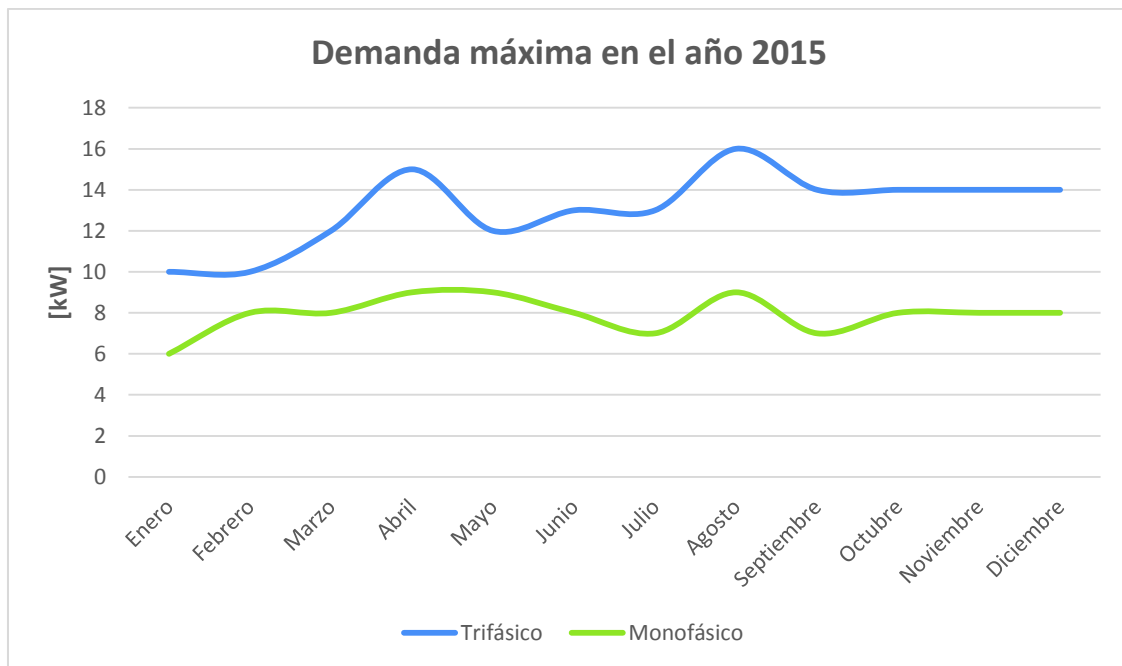


Figura 3.7. Historial de demanda mensual de energía eléctrica del año 2015

3.3 Estimación de consumo

De acuerdo al histórico de consumo registrado por la EEQ se tiene que los meses de abril y agosto son los meses con mayor demanda, en base a la peor condición de operación se escoge el mes de abril para los cálculos por presentar alta demanda y baja cantidad de recurso solar que se puede observar en la tabla de recurso solar de ARCONEL.

Con el propósito de optimizar el aporte de energía que puede generar el sistema fotovoltaico, para la ubicación de los paneles solares en lo posible debe considerarse que se encuentren libres de sombras en las 8 horas centrales del día y debido a que el sistema fotovoltaico que se planifica estará conectado a la red sin banco de baterías, se toma como dato de consumo eléctrico la energía que utiliza el edificio sede de OLADE desde las 8H00 hasta las 16H00.

Para la estimación de consumo de energía diaria en el periodo de las 8 horas centrales del día, se toman los datos de potencia registrados por el analizador de red y presentados en la Figura 3.4 y Figura 3.5.

A fin de calcular la energía consumida se debe integrar el área bajo la curva de la potencia de cada uno de los días registrados por el analizador, sin embargo, el analizador de red utilizado cuenta con la función de registro de energía y para evitar errores de cálculo se procede a tomar los datos de energía en el intervalo requerido, de esta forma se establece la energía consumida durante las 8 horas centrales del día para los siete días de la semana para la carga trifásica y monofásica respectivamente.

Ejemplo de estimación de energía diaria

A continuación, se muestra un ejemplo de la estimación de energía consumida por el sistema monofásico para el día 18 de abril del 2016 desde las 8H00 hasta las 16H00.

En la Figura 3.8 se muestra la curva de la potencia registrada por el analizador en intervalos de 1 minuto de un día típico de trabajo que presenta las siguientes características:

- 08H00 a 08H30: Se produce un incremento de energía debido a que es la hora de ingreso del personal.
- 08H30 a 10H00: Intervalo de potencia constante antes del receso de las 10H00.
- 10H00 a 11H00: La potencia disminuye porque es un periodo de receso.
- 11H00 a 13H45: La potencia vuelve a incrementarse a un valor de potencia que se mantiene hasta antes de la hora del almuerzo.
- 13H45 a 14H30: La potencia disminuye durante el tiempo del almuerzo.
- 14H30 a 17H30: La potencia vuelve a incrementarse pasando por un pico y estabilizándose en un valor casi constante hasta antes de la hora de salida del personal.
- 17H30 a 19H30: La potencia empieza a decrecer debido a la salida del personal.

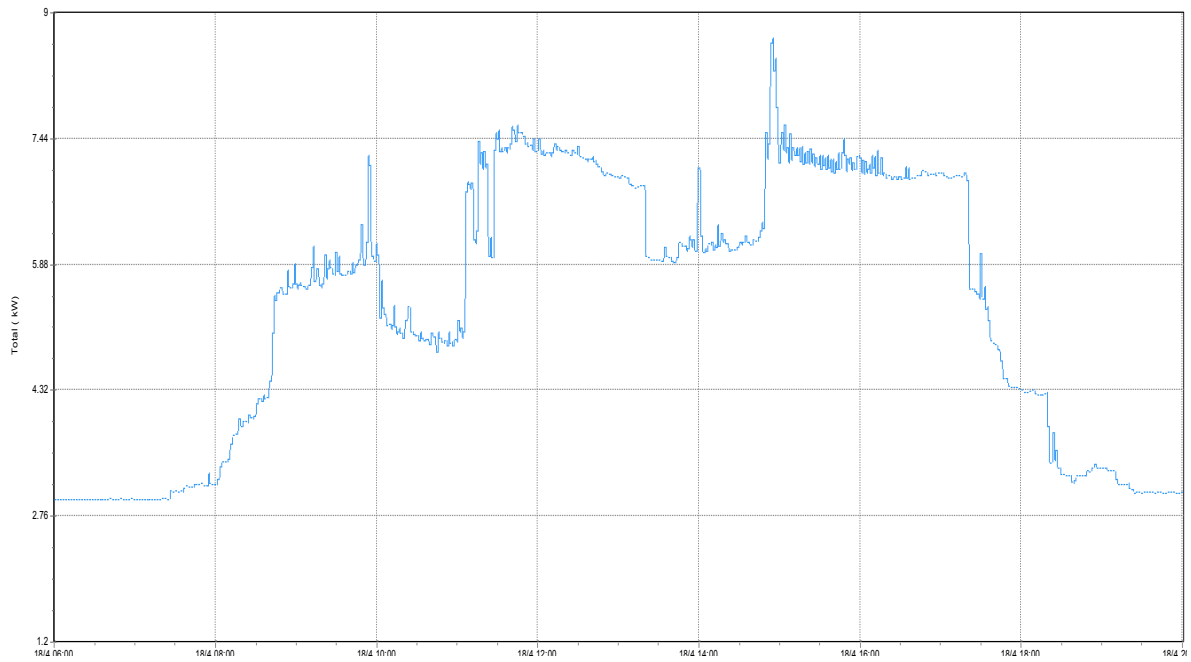


Figura 3.8. Curva de carga diaria transformador monofásico

En el software del analizador de redes eléctricas se puede visualizar el registro de la energía, cuyo comportamiento es una curva casi lineal creciente con ligeros cambios de pendiente que se deben a los periodos en los cuales el consumo disminuye como es el caso de los recesos, como se muestra en la Figura 3.9.

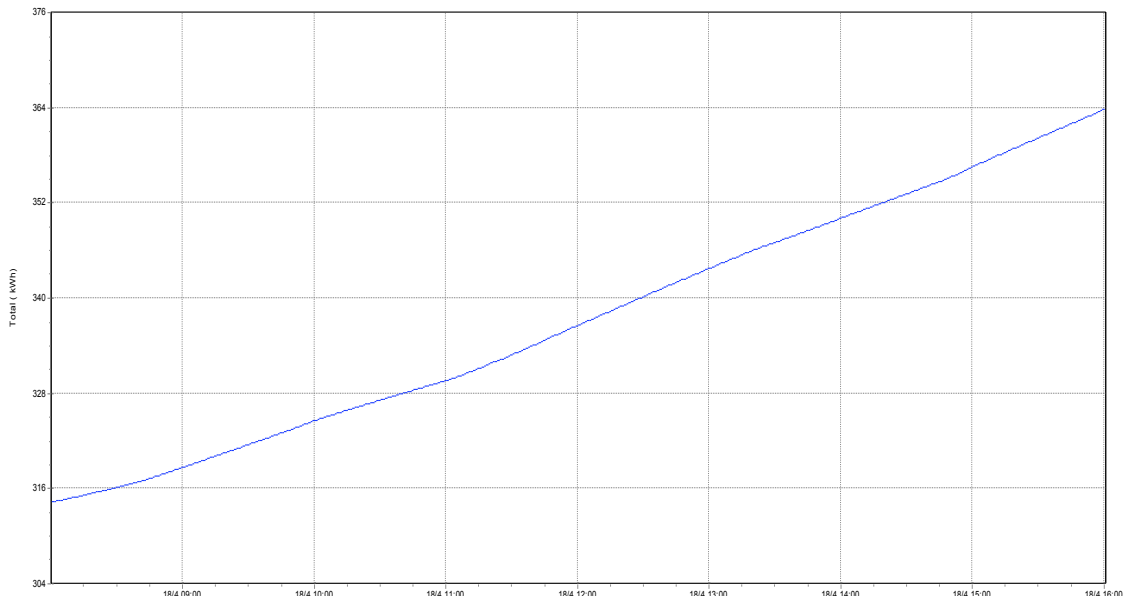


Figura 3.9. Energía registrada el día 18 de abril del 2016 desde las 08H00 hasta las 16H00

Para la estimación de consumo diario se toma el valor de energía a las 16H00 y se resta del valor de energía a las 08H00, como se muestra en Ecuación 3.1.

$$E_{día} = E_f - E_o$$

Ecuación 3.1. Energía en un intervalo de tiempo

Donde:

- $E_{día}$: Energía consumida desde las 8H00 hasta las 16H00 [kWh]
- E_f : Energía medida a las 16H00 [kWh]
- E_o : Energía medida a las 08H00 [kWh]

$$E_{día} = 363,747[kWh] - 314,353[kWh]$$

$$E_{día} = 49,394[kWh/día]$$

De la misma forma se calcula para el resto de días en el sistema monofásico y en el sistema trifásico, obteniéndose el consumo de energía durante las 8 horas centrales del día, cuyos valores se presentan en la Tabla 3.6 y en la Tabla 3.7, con sus respectivas representaciones gráficas en la Figura 3.10 y Figura 3.11.

Tabla 3.6. Estimación de energía consumida en el sistema monofásico

Registro semanal de energía del sistema monofásico

Día	Fecha	Hora	Valor [kWh]	Consumo [kWh/día]
Jueves	14-abr-16	11:26	0,082	27,564
		16:00	27,646	
Viernes	15-abr-16	8:00	83,36	37,213
		16:00	120,573	
Sábado	16-abr-16	8:00	169,443	24,417
		16:00	193,86	
Domingo	17-abr-16	8:00	242,375	24,251
		16:00	266,626	
Lunes	18-abr-16	8:00	314,353	49,394
		16:00	363,747	
Martes	19-abr-16	8:00	419,663	43,428
		16:00	463,091	
Miércoles	20-abr-16	8:00	515,622	45,110
		16:00	560,732	
Jueves	21-abr-16	8:00	616,353	18,645
		11:25	634,998	
Promedio día normal				44,271
Promedio día feriado				24,334
Promedio semanal				38,575

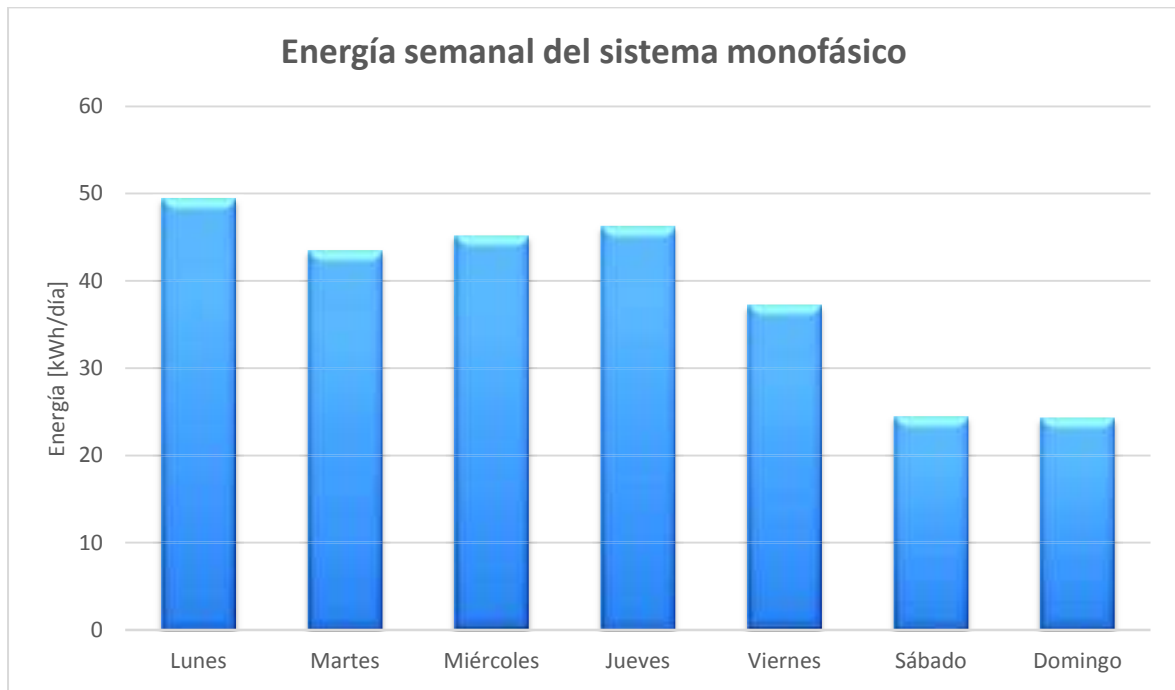


Figura 3.10. Consumo de energía semanal del sistema monofásico

Tabla 3.7. Estimación de energía consumida en el sistema trifásico

Registro semanal de energía del sistema trifásico

Día	Fecha	Hora	Valor [kWh]	Consumo [kWh/día]
Viernes	22-abr-16	8:00	41,237	68,842
		16:00	110,079	
Sábado	23-abr-16	8:00	131,494	6,779
		16:00	138,273	
Domingo	24-abr-16	8:00	150,599	5,579
		16:00	156,178	
Lunes	25-abr-16	8:00	169,678	57,935
		16:00	227,613	
Martes	26-abr-16	8:00	266,968	60,510
		16:00	327,478	
Miércoles	27-abr-16	8:00	363,091	59,659
		16:00	422,75	
Jueves	28-abr-16	8:00	458,842	74,628
		16:00	533,47	
Promedio día normal				64,315
Promedio día feriado				6,179
Promedio semanal				47,705

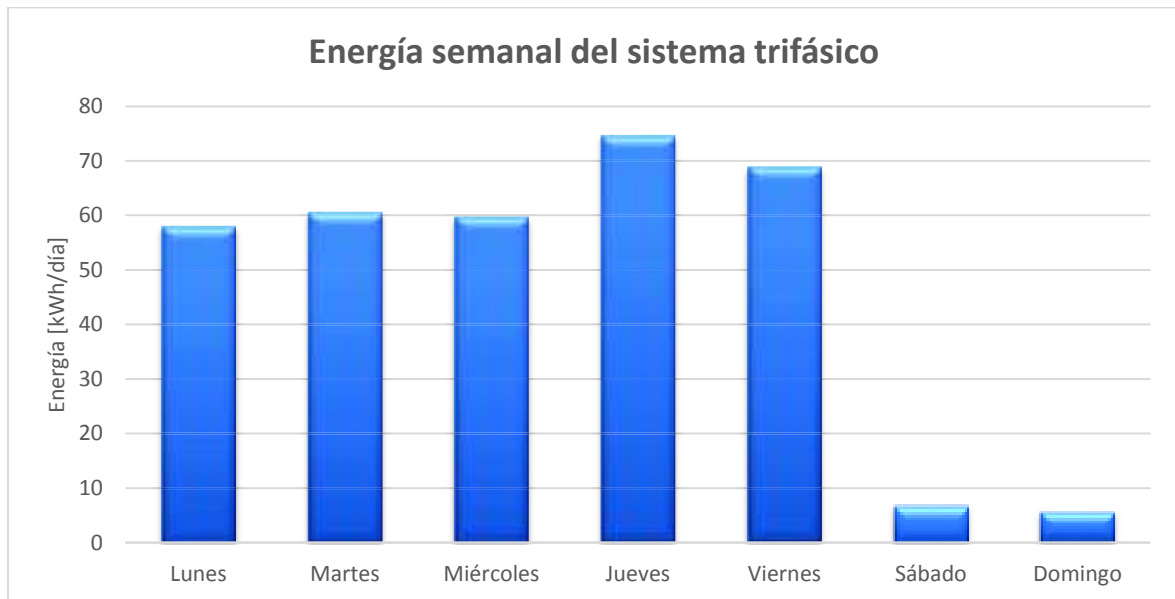


Figura 3.11. Consumo de energía semanal del sistema trifásico

Una vez determinada la energía diaria se calcula el promedio de energía consumida durante las 8 horas centrales de los días laborables para estimar la cantidad de energía que se requiere alimentar con el generador fotovoltaico, en el caso del sistema trifásico se registra un valor de 64,315 kWh/día y en el caso del sistema monofásico de 44,271 kWh/día.

3.4 Valor medio mensual de irradiación diaria sobre el plano generador

Para determinar el valor de la irradiación sobre el plano generador se debe tomar en cuenta que la orientación y la inclinación de los paneles solares son factores que afectan directamente a la irradiación solar que se pueda coleccionar en el generador fotovoltaico.

Orientación del plano generador

La orientación del plano generador se representa con el ángulo azimut (α) y corresponde al ángulo que se forma entre el meridiano del lugar y la proyección sobre el plano horizontal del eje normal a la superficie del panel.

Inclinación de los paneles solares

La inclinación de los paneles se representa con el ángulo β y corresponde al ángulo entre la superficie horizontal y la superficie del panel.

En la Figura 3.12 se muestra un ejemplo con valores de orientación e de inclinación de un panel solar.

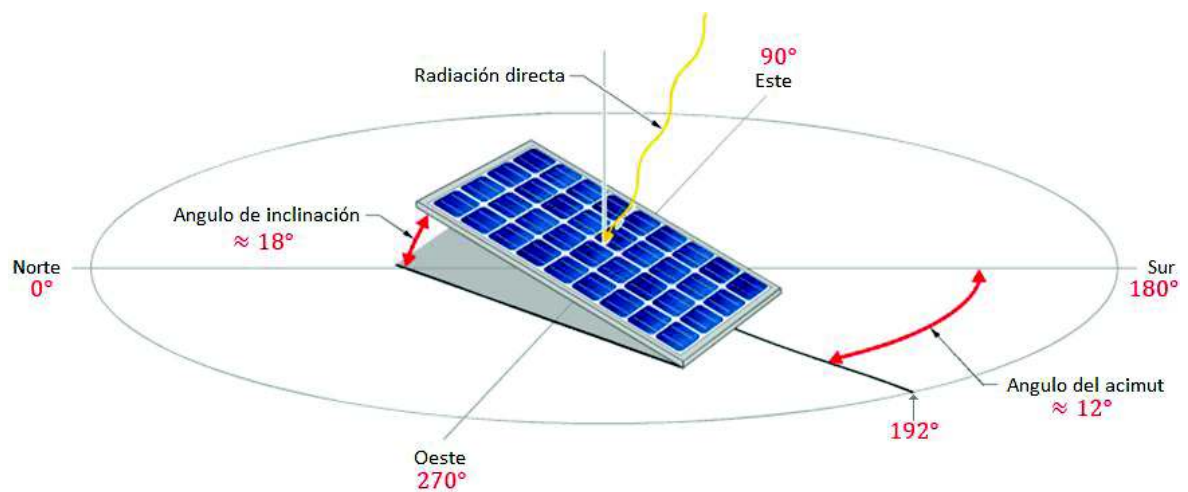


Figura 3.12. Orientación e inclinación de un panel solar [34]

Los valores de irradiación que presenta el ARCONEL (Tabla 3.3) se ven afectados por el ángulo azimut (α), el ángulo de inclinación (β) y por el sombreado de los paneles solares. Por lo tanto, para determinar radiación que llega al panel se utiliza la Ecuación 3.2.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \times FI \times FS \times K$$

Ecuación 3.2. Irradiación diaria incluidas las pérdidas por incidencia y sombreado [35]

Donde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Irradiación media mensual diaria sobre el generador orientado a un ángulo azimut e inclinación (α , β), descontadas las pérdidas por incidencia y sombreado [kWh/día].
- $G_{dm}(0)$: Irradiación media mensual diaria incidente en el lugar de la instalación del generador fotovoltaico, obtenido a partir de los datos del ARCONEL [kWh/día].
- FI : Factor incidencia.
- FS : Factor de sombreado.

- K : Constante de tabla.

Se selecciona el valor de $\alpha=180^\circ$ ya que los paneles estarán orientados hacia el norte, para el valor de β el caso ideal sería de 0° por encontrarse muy cercano a la línea equinoccial, sin embargo, se selecciona una inclinación de 10° para evitar la acumulación de polvo.

Para el cálculo del factor de incidencia FI se dispone de dos ecuaciones, la Ecuación 3.3 y la Ecuación 3.4, de las cuales se selecciona una de acuerdo al valor del ángulo de inclinación β .

$$FI = 1 - \left[1,2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5}\alpha^2 \right]$$

Ecuación 3.3. Factor de incidencia para ángulos de inclinación entre 15° y 90° [35]

$$FI = 1 - \left[1,2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 \right]$$

Ecuación 3.4. Factor de incidencia para ángulos de inclinación menores a 15° [35]

El valor óptimo de α es 0° , el valor óptimo de β está en función de la latitud y la constante K en base al periodo de diseño, según se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8. Valores de β y K [36]

Periodo de diseño	β_{opt}	K
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

Por lo tanto, debido a que el periodo de diseño es anual se determina el ángulo de inclinación óptimo con la Ecuación 3.5 y la constante $K = 1,15$.

$$\beta_{opt} = \phi - 10$$

Ecuación 3.5. Ángulo de inclinación óptimo

$$\beta_{opt} = -0.13 - 10$$

$$\beta_{opt} = -10.13^\circ$$

Una vez determinado el ángulo de inclinación óptimo se procede a calcular el factor de incidencia.

$$FI = 1 - [1.2 \times 10^{-4}(10 - 10.13)^2]$$

$$FI = 0.999$$

A continuación, se determina el factor de sombreado FS = 0,85 tomando de la Tabla 3.9 como máximo valor de pérdidas por sombreado el 15% para la categoría general según [35].

Tabla 3.9. Factor de sombreado [35]

	Orientación e Inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Una vez determinados los valores del factor de incidencia, factor de sombreado, la constante K y los datos mensuales de radiación, se reemplazan los valores en la Ecuación 3.2 para obtener los valores de radiación solar incluidas las pérdidas por inclinación y sombreado, cuyos valores se presentan en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Irradiación mensual diaria incluidas las pérdidas por inclinación y sombreado

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/m ² /día]	FI	FS	K	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ [kWh/m ² /día]
Enero	4,94	0,999	0,85	1,15	4,83
Febrero	4,64	0,999	0,85	1,15	4,54
Marzo	4,78	0,999	0,85	1,15	4,67
Abril	4,53	0,999	0,85	1,15	4,43
Mayo	4,83	0,999	0,85	1,15	4,72
Junio	4,69	0,999	0,85	1,15	4,58
Julio	5,53	0,999	0,85	1,15	5,41
Agosto	5,47	0,999	0,85	1,15	5,35
Septiembre	4,89	0,999	0,85	1,15	4,78
Octubre	5,25	0,999	0,85	1,15	5,13
Noviembre	5,14	0,999	0,85	1,15	5,02
Diciembre	5,14	0,999	0,85	1,15	5,02
Promedio	4,99				4,87

3.5 Rendimiento global del sistema (PR)

El rendimiento global del sistema (performance ratio) PR está definido como la relación entre la energía útil y la máxima energía que teóricamente produce el arreglo fotovoltaico [35], el dimensionamiento del sistema fotovoltaico debe garantizar que la energía producida sea como mínimo la energía requerida para el mes más desfavorable del año.

El rendimiento global se calcula con la siguiente expresión:

$$PR = \eta_{temp} \times \eta_{disp} \times \eta_{cab} \times \eta_{pol} \times \eta_{ref} \times \eta_{pan} \times \eta_{inv}$$

Ecuación 3.6. Rendimiento global del sistema [35]

Donde:

η_{temp} : Rendimiento por temperatura

η_{disp} : Rendimiento por dispersión

η_{cab} : Rendimiento por el cableado en CC

η_{pol} : Rendimiento por acumulación de polvo en los paneles

η_{ref} : Rendimiento por reflectancia angular espectral

η_{pan} : Rendimiento de los paneles solares

η_{inv} : Rendimiento del inversor

Rendimiento por temperatura

El rendimiento global se ve afectado por la temperatura, porque normalmente los paneles funcionan en condiciones distintas a las Condiciones Estándar de Medida (CEM), las cuales son condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar.

Dado que el sistema fotovoltaico funcionará durante todo el año, se escoge una temperatura promedio de 25 °C para calcular las pérdidas por temperatura.

Las siguientes condiciones CEM son utilizadas universalmente para caracterizar módulos y sistemas fotovoltaicos:

- Irradiancia solar: 1.000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G

- Temperatura de la célula: 25°C

El rendimiento por temperatura se calcula con la Ecuación 3.7 para lo cual primero se determina la temperatura de la celda a una irradiación de 1.000 W/m² con la Ecuación 3.8.

$$\eta_{temp} = 1 - C_T \times (T_C - 25)$$

Ecuación 3.7. Rendimiento por temperatura [35]

$$T_C = T_a + (TONC - 20) \times \frac{E}{800}$$

Ecuación 3.8. Temperatura de la celda a una irradiación de 1.000 W/m² [35]

Donde:

- C_T : Coeficiente de variación de la potencia por funcionamiento a temperatura distinta a las CEM, si no se dispone de este valor se asumirá 0,005 [1/°C]
- T_C : Temperatura de la celda a una irradiación de 1.000 [W/m²]
- T_a : Temperatura ambiente [°C]
- TONC: Temperatura normal de operación (dato del fabricante del panel), si no se dispone de este valor se asumirá el valor de 45 [°C]
- E: Irradiancia solar 1.000 [W/m²]

$$T_C = 25^\circ\text{C} + (45^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) \times \frac{1.000 \text{ W/m}^2}{800 \text{ W/m}^2}$$

$$T_C = 56,25^\circ\text{C}$$

$$\eta_{temp} = 1 - 0,0039 \times \frac{1}{^\circ\text{C}} \times (56,25^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C})$$

$$\eta_{temp} = 0,878$$

Rendimiento por dispersión de parámetros

Las pérdidas por dispersión se producen por la conexión de módulos con distintas características de voltaje y corriente, esto es debido a que en un mismo módulo las celdas fotovoltaicas pueden presentar diferentes características individuales aunque pertenezcan a la misma línea de fabricación. [37]

Por lo tanto, la potencia de cada módulo es diferente, este hecho produce una pérdida de potencia debido a que la corriente del módulo será igual a la de menor valor de las celdas conectadas en serie.

Los fabricantes de paneles solares presentan estas pérdidas con tolerancias de $\pm 5\%$ y para el caso de los paneles marca SIMAX seleccionados este valor es de $\pm 3\%$, por lo tanto, el rendimiento será de 0,97. [22]

Rendimiento por el cableado en cc

El valor de pérdidas por cableado debe ser inferior al 3%, por lo tanto, preliminarmente, se toma el valor de 2% y en la sección de diseño del sistema eléctrico se deberá calcular el calibre del cable de tal forma que cumpla con el 2%. Consecuentemente, se asume el rendimiento del cableado en 0,98.

Las pérdidas por cableado pueden calcularse con las siguientes ecuaciones:

$$L_{cab} = R \times I^2$$

Ecuación 3.9. Pérdidas por cableado [35]

$$R = 0,000002 \frac{L}{S}$$

Ecuación 3.10. Resistencia en función de la longitud y sección del cable [35]

Donde:

- L_{cab} : Pérdidas en el cableado [W]
- R : Resistencia del cable [Ω]
- I : Corriente eléctrica que atraviesa el cable [A]
- L : Longitud del cable de ida y vuelta [m]
- S : Sección del cable [cm^2]

Rendimiento por acumulación de polvo en los paneles

Las pérdidas por acumulación de polvo están ligadas a la inclinación de los paneles y se producen porque el polvo cubre las células solares ya sea porque las células se encuentran

muy cercanas al marco de la zona inferior donde se acumula el polvo o porque las estructuras sobresalen sobre los paneles acumulando cantidades de polvo.

De acuerdo al pliego de condiciones estas pérdidas van desde 0% cuando los paneles se encuentran limpios hasta el 8% cuando los paneles están cubiertos de polvo. Por lo tanto, para el dimensionamiento se escoge el peor escenario que sería el 8%, de esta forma el rendimiento queda definido en 0,92.

Rendimiento por reflectancia angular espectral

La reflectancia es la relación entre la potencia electromagnética incidente con respecto a la potencia que es reflejada por una superficie.

Las pérdidas por reflectancia dependen de dos factores principales que son el tipo de acabado de los paneles y el ángulo de incidencia de la luz solar sobre los paneles fotovoltaicos.

Dichas pérdidas son mayores cuando las capas son anti reflexivas que cuando son texturizadas, también la estacionalidad y la latitud tienen influencia en este parámetro siendo su principal causa el ángulo de inclinación de la tierra obteniéndose mayor cantidad de pérdidas en la estación de invierno y a medida que se incrementa la latitud.

De acuerdo con el pliego de condiciones, las pérdidas por reflectancia tienen un rango entre el 2% y el 6%, para el caso de la OLADE tomaremos el valor de 6% por lo tanto el rendimiento por este concepto es del 0,94.

Rendimiento de los paneles solares

El rendimiento de los paneles solares es un dato del fabricante, quien para el caso de los paneles escogidos garantiza un rendimiento mayor al 90% hasta los 10 años y mayor al 80% durante los 25 años. En el caso particular de la OLADE se toma el valor del 90%. [38]

Rendimiento del inversor

El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de corriente alterna que logra transformar el equipo y la potencia en corriente continua que ingresa, para el caso particular del inversor seleccionado el rendimiento es 0,975. [23]

Una vez determinados los rendimientos individuales, se calcula el rendimiento global

$$PR = 0,878 \times 0,970 \times 0,980 \times 0,920 \times 0,940 \times 0,900 \times 0,975$$

$$PR = 0,633$$

A continuación, la Tabla 3.11 presenta los valores de rendimientos individuales como resultado de normas en sistemas fotovoltaicos y del rendimiento global calculado.

Tabla 3.11. Rendimientos individuales y rendimiento global

Parámetro	Rendimiento	Comentario
η temp	0,878	Calculado
η dis	0,970	Valor de catálogo
η cab	0,980	Valor de tabla
η pol	0,920	Valor de tabla
η ref	0,940	Valor de tabla
η inv	0,975	Valor de catálogo
η pan	0,900	Valor de catálogo
PR	0,633	Calculado

3.6 Potencia pico mínima en base al rendimiento global

La potencia mínima del generador fotovoltaico es la mínima capacidad de generación que debe tener el arreglo fotovoltaico para satisfacer la demanda de energía eléctrica, depende del consumo, rendimiento e irradiación solar sobre el plano generador y se calcula con la siguiente expresión:

$$P_{mp} = \frac{E_d \times G_{CEM}}{G_{dm(\alpha,\beta)} \times PR}$$

Ecuación 3.11. Potencia pico del generador [35]

Donde:

- P_{mp} : Potencia pico del generador [kWp]
- E_d : Promedio de consumo diario de energía [kWh/m²/día]
- G_{CEM} : Irradiancia solar en CEM [kW/m²]
- $G_{dm(\alpha,\beta)}$: Irradiación solar sobre el plano incidente sobre el plano generador en [kWh/m²/día]
- PR : Rendimiento global

Se calcula la potencia mínima para todos los meses del año y se presenta el cálculo para el mes más desfavorable que es el mes de abril, donde la irradiación es menor y la demanda de consumo es la segunda más alta en todo el año tanto para el sistema monofásico como para el sistema trifásico.

Potencia pico mínima generador trifásico

$$P_{mp,min(3\phi)} = \frac{64,315 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right] \times 1 \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right]}{4,43 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}} \right] \times 0,633}$$

$$P_{mp,min(3\phi)} = 22,93 \text{ kWp}$$

Potencia pico mínima generador monofásico

$$P_{mp,min(1\phi)} = \frac{44,271 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right] \times 1 \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right]}{4,43 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}} \right] \times 0,633}$$

$$P_{mp,min(1\phi)} = 15,78 \text{ kWp}$$

La Tabla 3.12 muestra la potencia pico necesaria para todos los meses del sistema trifásico y monofásico, donde se puede observar que el mes más desfavorable es el mes de abril y se toma este valor como base para el dimensionamiento de los elementos del generador fotovoltaico.

Tabla 3.12. Potencia pico mínima requerida por el sistema trifásico y monofásico

Mes	G _{dm} (α,β) [kWh/m ² /día]	PR	Ed [kWh/día]		Pmp [kWp]	
			Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico
Enero	4,83	0,633	64,315	44,271	21,03	14,47
Febrero	4,54	0,633	64,315	44,271	22,39	15,41
Marzo	4,67	0,633	64,315	44,271	21,73	14,96
Abril	4,43	0,633	64,315	44,271	22,93	15,78
Mayo	4,72	0,633	64,315	44,271	21,51	14,80
Junio	4,58	0,633	64,315	44,271	22,15	15,24
Julio	5,41	0,633	64,315	44,271	18,78	12,93
Agosto	5,35	0,633	64,315	44,271	18,99	13,07
Septiembre	4,78	0,633	64,315	44,271	21,24	14,62
Octubre	5,13	0,633	64,315	44,271	19,78	13,62
Noviembre	5,02	0,633	64,315	44,271	20,21	13,91
Diciembre	5,02	0,633	6,179	24,334	1,94	7,65
Promedio	4,87	0,633	59,47	42,61	19,39	13,87

3.7 Selección del inversor y de los paneles solares

Con una estimación preliminar se escogen el tipo de inversor y el tipo de paneles solares entre las opciones disponibles en el mercado.

Inversor

Para satisfacer el requerimiento de potencia, se escoge el inversor SUNNY MINI CENTRAL 10000TL de entre la lista de inversores que se presentan en el Anexo I, para el sistema monofásico y trifásico, cuyas principales características técnicas se muestran en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13. Características técnicas del inversor Sunny 10000TL [23]

Inversor Sunny Mini Central 10000TL	
Entrada (CC)	
Potencia máx. de CC [kW]	10,35
Voltaje máx. de CC [V]	700
Rango de voltaje fotovoltaico, MPPT [V]	333 a 500
Corriente máx. de entrada [A]	32
Número de seguidores de MPP	1
Número máx. de Strings (en paralelo)	5
Salida (CA)	
Potencia nominal de CA [kW]	10
Potencia máx. de CA [kW]	10
Corriente máx. de salida [A]	44
Voltaje nominal CA [V]	220 a 240
Frecuencia de red de CA [Hz]	50 / 60
Factor de potencia (cos ϕ)	1
Conexión de CA / Power Balancing	monofásica
Rendimiento europeo	97,5%

Paneles solares

En el caso particular de este proyecto se toma como referencia el módulo solar SIMAX SM660 con capacidad de 250 W para usarse en el sistema monofásico y trifásico, debido a que es el que mejor se ajusta a los requerimientos del arreglo fotovoltaico.

En la Tabla 3.14 se muestran las principales características del panel utilizado y en el Anexo II se detallan todas las características técnicas que provee el fabricante.

Tabla 3.14. Características técnicas del panel fotovoltaico [22]

Solar Module SM660-250	
Temperature coefficients	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2°C
Temperature Coefficient of (Pmax) %/°C	-0,390%
Temperature Coefficient of (Voc) %/°C	-0,340%
Temperature Coefficient of (Isc) %/°C	0,036%
Electrical parameters	
Peak power [Wp] Pmpp	250
Power Tolerance	0 ± 3%
Module Efficiency [%]	15,30%
Open circuit voltage [V] Voc	38,1
Maximun Power Voltage [V] (Vmpp)	30,7
Maximun Power Current [A] (Impp)	8,15
Short Circuit Current [A] (Isc)	8,8
Power out in 10 years	≥90%
Mechanical Characteristics	
Dimensions (mm)	1640 x 992 x 40 / 50

Para realizar los cálculos es necesario reajustar los parámetros eléctricos con los coeficientes de temperatura debido a que los parámetros eléctricos están dados para una temperatura normal de operación de 45 °C, la corrección se realiza tomando una temperatura promedio de 25 °C en el lugar de la instalación, por lo tanto, la variación de temperatura es de 20 °C.

Los valores corregidos se calculan con la siguiente expresión:

$$V_{oc,1} = V_{oc,0} + V_{oc,0} \times \Delta_{temp} \times T_{coef}$$

Ecuación 3.12. Corrección de valor por efecto de la temperatura

Donde:

- $V_{oc,1}$: Valor corregido a 25 °C
- $V_{oc,0}$: Valor previo a la corrección a 45 °C
- Δ_{temp} : Variación de temperatura 20 [°C]

- T_{coef} : Coeficiente de temperatura [%/°C]

- Corrección de Potencia pico [Wp] P_{mpp}

$$P_{mpp,1} = P_{mpp,0} + P_{mpp,0} \times \Delta_{temp} \times T_{coef}$$

Ecuación 3.13. Corrección de la potencia por efecto de la temperatura

$$P_{mpp,1} = 250[Wp] + 250[Wp] \times 20^{\circ}C \times -0,39[\%/^{\circ}C]$$

$$P_{mpp,1} = 230,50 [Wp]$$

- Corrección de voltaje de circuito abierto [V] V_{oc}

$$V_{oc,1} = V_{oc,0} + V_{oc,0} \times \Delta_{temp} \times T_{coef}$$

Ecuación 3.14. Corrección del voltaje de circuito abierto por efecto de la temperatura

$$V_{oc,1} = 38,1[V] + 38,1[V] \times 20^{\circ}C \times -0,34[\%/^{\circ}C]$$

$$V_{oc,1} = 35,509[V]$$

- Corrección de voltaje nominal [V] V_{mpp}

$$V_{mpp,1} = V_{mpp,0} + V_{mpp,0} \times \Delta_{temp} \times T_{coef}$$

Ecuación 3.15. Corrección del voltaje nominal por efecto de la temperatura

$$V_{mpp,1} = 30,7[V] + 30,7[V] \times 20^{\circ}C \times -0,34[\%/^{\circ}C]$$

$$V_{mpp,1} = 28,612[V]$$

- Corrección de corriente nominal [A] I_{mpp}

$$I_{mpp,1} = I_{mpp,0} + I_{mpp,0} \times \Delta_{temp} \times T_{coef}$$

Ecuación 3.16. Corrección de la corriente nominal por efecto de la temperatura

$$I_{mpp,1} = 8,15[A] + 8,15[A] \times 20^{\circ}C \times 0,036\%/^{\circ}C$$

$$I_{mpp,1} = 8,209[A]$$

- Corrección de corriente de cortocircuito [A] I_{sc}

$$I_{sc,1} = I_{sc,0} + I_{sc,0} \times \Delta_{temp} \times T_{coef}$$

Ecuación 3.17. Corrección de la corriente de cortocircuito por efecto de la temperatura

$$I_{sc,1} = 8,8[A] + 8,8[A] \times 20^{\circ}C \times 0,036\%/^{\circ}C$$

$$I_{sc,1} = 8,863[A]$$

La Tabla 3.15 muestra el resumen de los parámetros eléctricos de los paneles solares corregidos para 25 °C.

Tabla 3.15. Valores de voltaje y corriente corregidos por el efecto de la temperatura

Valores corregidos a 25 ° C	
Peak power [Wp] P_{mpp}	230,50
Open circuit voltage [V] V_{oc}	35,509
Maximun Power Voltage [V] V_{mpp}	28,612
Maximun Power Current [A] I_{mpp}	8,209
Short Circuit Current [A] I_{sc}	8,863

3.8 Dimensionamiento de los elementos del generador

El proyecto de OLADE es un sistema fotovoltaico conectado a la red de la EEQ, al ser conectado a la red se suprime el uso de baterías y controladores de carga porque el objetivo principal no es la independencia de la red de la EEQ sino la inyección de energía a la red en bajo voltaje.

Por tal motivo se calculan únicamente la cantidad de inversores y la cantidad de paneles solares necesarios para el sistema monofásico y trifásico respectivamente.

De acuerdo a las normas del NEC [29], los sistemas fotovoltaicos se deben dimensionar con un incremento del 10% de la energía necesaria, en el caso de OLADE este porcentaje de incremento es la cantidad de energía que se espera poder inyectar a la red.

Con el porcentaje de incremento los nuevos valores de potencia quedan de la siguiente forma:

Potencia del sistema monofásico

$$P_{mp(1\phi)} = 1,1 \times P_{mp,\min(1\phi)}$$

Ecuación 3.18. Incremento del 10% en la potencia del sistema monofásico

$$P_{mp(1\phi)} = 1,1 \times 15,78 \text{ kWp}$$

$$P_{mp(1\phi)} = 17,36 \text{ kWp}$$

Potencia del sistema trifásico

$$P_{mp(3\phi)} = 1,1 \times P_{mp,\min(3\phi)}$$

Ecuación 3.19. Incremento del 10% en la potencia del sistema trifásico

$$P_{mp(3\phi)} = 1,1 \times 22,93 \text{ kWp}$$

$$P_{mp(3\phi)} = 25,22 \text{ kWp}$$

Cálculo del número de inversores

El número de inversores es el resultado de dividir la potencia pico a inyectar en la red para la potencia en corriente alterna del inversor.

Para calcular el número de inversores se utiliza la siguiente ecuación:

$$N_{inversores} = \frac{P_{mp}}{P_{CA,inversor}}$$

Ecuación 3.20. Número de inversores [10]

Donde:

- $N_{inversores}$: Número de inversores
- P_{mp} : Potencia pico a inyectar a la red [kW]
- $P_{CA,inversor}$: Potencia de salida del inversor [kW]

Número de inversores sistema trifásico

$$N_{inversores} = \frac{25,22 \text{ kW}}{10 \text{ kW}}$$

$$N_{inversores} = 2,52 \approx 3$$

El tipo de conexión para los inversores es en delta dado que es un sistema trifásico.

Número de inversores sistema monofásico

$$N_{inversores} = \frac{17,36 \text{ kW}}{10 \text{ kW}}$$

$$N_{inversores} = 1,73 \approx 2$$

Por lo tanto, el tipo de conexión de los inversores será con el lado de corriente alterna en paralelo, alimentando a las dos fases.

Cálculo del número mínimo de paneles

El mínimo número de paneles necesarios para cubrir la demanda energética está dado por la Ecuación 3.21, sin embargo, en función del arreglo de paneles en serie y número de ramales, esta cantidad puede aumentar a valores múltiplos del número de paneles en serie y del número de ramales en paralelo.

$$N_{paneles,min} = \frac{\text{Potencia del generador}}{\text{Potencia del panel}}$$

Ecuación 3.21. Número mínimo de paneles [10]

Número mínimo de paneles del sistema trifásico

$$N_{\text{paneles},\text{min}} = \frac{25,22 \text{ [kWp]}}{0,2305 \text{ [kWp]}}$$

$$N_{\text{paneles},\text{min}} = 109,42 \approx 110$$

Número mínimo de paneles del sistema monofásico

$$N_{\text{paneles},\text{min}} = \frac{17,36 \text{ [kWp]}}{0,2305 \text{ [kWp]}}$$

$$N_{\text{paneles},\text{min}} = 75,32 \approx 76$$

Cálculo de paneles en serie

La conexión de paneles en serie se realiza con el objetivo de sumar los voltajes individuales de cada panel solar para obtener el voltaje de alimentación de corriente directa que necesita el inversor.

Para el cálculo de paneles en serie la principal condición es el rango de voltaje de corriente directa que puede soportar el inversor, de tal forma que el voltaje del ramal no sea menor que el voltaje mínimo del inversor porque se apagaría y tampoco deber ser mayor al voltaje máximo porque pueden presentarse problemas de bloqueo del inversor para resguardar el aislamiento.

El rango de voltaje del inversor seleccionado es de 333 Vdc a 500 Vdc y para determinar el voltaje del ramal es necesario realizar los cálculos con los parámetros eléctricos de los paneles solares corregidos por el coeficiente de temperatura.

El número de paneles en serie es un número entero que satisface el rango de voltaje aceptado por el inversor, por lo tanto, es necesario calcular el número mínimo y máximo de paneles que permite el inversor.

Dado que para el generador monofásico y para el generador trifásico se escogieron los mismos inversores y paneles, el cálculo de paneles en serie y ramales en paralelo es igual para cada inversor, la diferencia radica en que el sistema monofásico tiene 2 inversores y el sistema trifásico 3 inversores, por lo tanto se realiza el cálculo de paneles en serie y ramales en paralelo para un solo inversor y para determinar la cantidad total de paneles se

multiplica el resultado de un solo inversor por el total del inversores que requiere cada sistema.

El cálculo de los paneles en serie se calcula con la Ecuación 3.22, como el promedio del número mínimo (Ecuación 3.23) y el número máximo de paneles (Ecuación 3.24).

$$N_s = \frac{N_{serie,min} + N_{serie,max}}{2}$$

Ecuación 3.22. Promedio del número paneles en serie [10]

$$N_{serie,min} = \frac{V_{inversor,min}}{V_{mpp}}$$

Ecuación 3.23. Número mínimo de paneles en serie [10]

$$N_{serie,max} = \frac{V_{inversor,max}}{V_{mpp}}$$

Ecuación 3.24. Número máximo de paneles en serie [10]

Donde:

- N_s : Número de paneles en serie
- $V_{inversor,min}$: Voltaje DC mínimo de entrada al inversor [V]
- $V_{inversor,max}$: Voltaje DC máximo de entrada al inversor [V]
- V_{mpp} : Voltaje nominal del panel solar [V]

$$N_{serie,min} = \frac{333 [V]}{28,612 [V]} = 11,64$$

$$N_{serie,max} = \frac{500[V]}{28,612 [V]} = 17,47$$

$$N_s = \frac{11,64 + 17,47}{2}$$

$$N_s = 14,5 \approx 14$$

Cálculo de ramales en paralelo

Se conectan dos o más ramales en paralelo cuando la potencia de un solo ramal no es suficiente para abastecer la demanda de energía eléctrica de la carga, para este efecto se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- La potencia en corriente continua de todos los ramales en paralelo no debe sobrepasar el límite de potencia de corriente continua del inversor.
- La corriente de cortocircuito de todos los ramales no debe superar la corriente máxima de entrada de inversor.
- No se pueden conectar más ramales en paralelo de los que indica el inversor.

El número de ramales se calcula con la Ecuación 3.25.

$$N_{ramales} = \frac{P_{PICOGENERADOR}}{P_{PICO RAMAL}}$$

Ecuación 3.25. Número de ramales [10]

Donde:

- $N_{ramales}$: Número de ramales conectados en paralelo
- $P_{PICOGENERADOR}$: Potencia máxima del generador [kWp]
- $P_{PICO RAMAL}$: Potencia máxima de un ramal [kWp]

La potencia pico del generador fotovoltaico es el cociente de la potencia de corriente alterna del inversor y el producto del rendimiento del inversor con el rendimiento del panel, como se muestra en la Ecuación 3.26.

$$P_{PICOGENERADOR} = \frac{P_{CAINVERSOR}}{\eta_{INV} \times \eta_{PANEL}}$$

Ecuación 3.26. Potencia máxima del generador [10]

Donde:

- $P_{PICOGENERADOR}$: Potencia máxima del generador [kWp]
- $P_{CAINVERSOR}$: Potencia de salida del inversor [kWp]
- η_{INV} : Rendimiento del inversor
- η_{PANEL} : Rendimiento del panel

$$P_{PICOGENERADOR} = \frac{10 [kWp]}{0,975 \times 0,9}$$

$$P_{PICOGENERADOR} = 11,40 [kWp]$$

La potencia pico de cada ramal se calcula con el producto del número de paneles en serie por la potencia máxima de cada panel tomando en cuenta la corrección por temperatura, con la Ecuación 3.27.

$$P_{PICO RAMAL} = N_s \times P_{mpp}$$

Ecuación 3.27. Potencia máxima del ramal [10]

Donde:

- $P_{PICO RAMAL}$: Potencia máxima del ramal [kWp]
- N_s : Número de paneles en serie
- P_{mpp} : Potencia máxima del panel [Wp]

$$P_{PICO RAMAL} = 14 \times 230,50 [Wp]$$

$$P_{PICO RAMAL} = 3,23 [kWp]$$

Por lo tanto

$$N_{ramales} = \frac{11,40 [kWp]}{3,23 [kWp]}$$

$$N_{ramales} = 3,5 \approx 3$$

En este caso no se aproxima al inmediato superior porque la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico sobrepasaría la máxima corriente de entrada del inversor.

La condición de que la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico sea menor que la máxima corriente de entrada del inversor se comprueba con la siguiente expresión:

$$N_{ramales} \times I_{cc_{ramal}} < I_{max_{inversor}}$$

Ecuación 3.28. Condición de la máxima corriente de cortocircuito [10]

Donde:

- $N_{ramales}$: Número de ramales en paralelo
- $I_{cc_{ramal}}$: Corriente de cortocircuito de cada ramal [A]
- $I_{max_{inversor}}$: Máxima corriente continua del inversor [A]

$$3 \times 8,863[A] < 32[A]$$

$$26,59[A] < 32[A]$$

Por lo tanto, se comprueba que si cumple la condición de que la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico sea menor que la máxima corriente de entrada del inversor.

Cálculo número total de paneles solares

El número total de paneles solares es el producto del número de inversores, número de ramales en paralelo y número de paneles en serie, como se muestra Ecuación 3.29.

$$N_{total} = N_{inversores} \times N_{ramales} \times N_s$$

Ecuación 3.29. Número total de paneles

Donde:

N_{total} : Número total de paneles solares

$N_{inversores}$: Número de inversores

$N_{ramales}$: Número de ramales en paralelo

N_s : Número de paneles solares en serie

Sistema trifásico

$$N_{total} = 3 \times 3 \times 14$$

$$N_{total} = 126 \text{ paneles}$$

Sistema monofásico

$$N_{total} = 2 \times 3 \times 14$$

$$N_{total} = 84 \text{ paneles}$$

Resumen de los elementos del sistema fotovoltaico

Al comparar el número total de paneles con el número mínimo de paneles se puede apreciar una diferencia la cual obedece a la necesidad de cumplir con las condiciones del arreglo de paneles fotovoltaicos, por lo tanto, es necesario actualizar la potencia de generación con la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia del generador} = N_{total} \times \text{Potencia del panel}$$

Ecuación 3.30. Potencia total del generador

Potencia del generador trifásico

$$P_{3\phi} = 126 \times 0,2305 \text{ [kWp]}$$

$$P_{3\phi} = 29,04 \text{ [kWp]}$$

Potencia del generador monofásico

$$P_{1\phi} = 84 \times 0,2305 \text{ [kWp]}$$

$$P_{1\phi} = 19,36 \text{ [kWp]}$$

La Tabla 3.15 resume la cantidad total de paneles solares y el área necesaria para su instalación, la misma que se estima en 342 m², por lo tanto, se considera suficiente la superficie disponible en el parqueadero.

Tabla 3.15. Total de inversores y paneles fotovoltaicos

Total de inversores y paneles fotovoltaicos						
Sistema	Potencia [kWp]	Inversores	Paneles			Área m ²
			Serie	Ramales	Subtotal	
Trifásico	29,04	3	14	9	126	205
Monofásico	19,36	2	14	6	84	137
Total					210	342

La Figura 3.13 muestra el sistema unifilar del sistema eléctrico del edificio con el acoplamiento del generador fotovoltaico para el sistema trifásico y monofásico respectivamente.

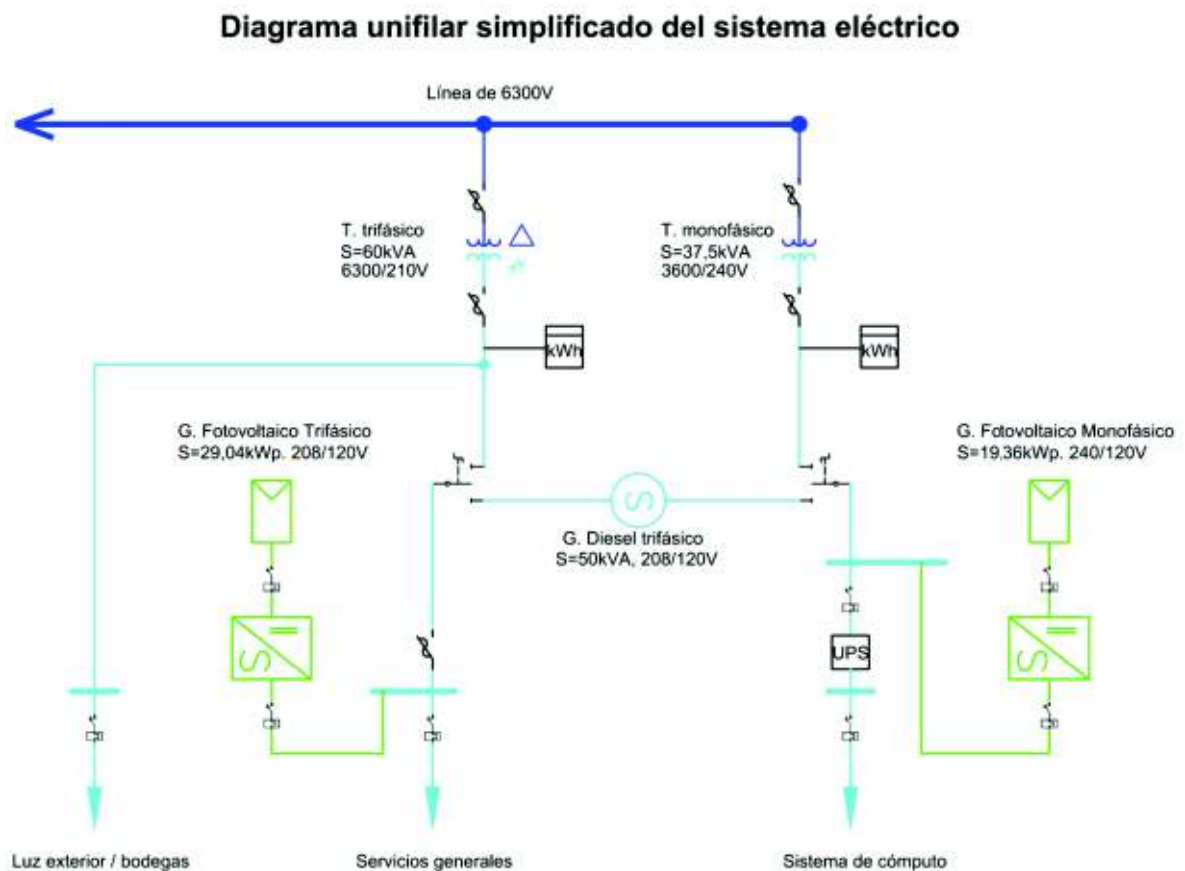


Figura 3.13. Diagrama unifilar de los generadores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica de la OLADE

3.9 Propuesta de mejora del sistema eléctrico

Una deficiencia del sistema eléctrico es el requerimiento de voltaje de los UPS, los cuales necesitan 240 voltios de corriente alterna para su correcto funcionamiento, sin embargo, en condiciones de ausencia del servicio eléctrico de la empresa eléctrica los UPS se conectan al sistema trifásico de energía auxiliar, quedando alimentados con 208 voltios de corriente alterna.

Este déficit de voltaje hace que los UPS trabajen fuera de las condiciones normales de operación, dejándolos expuestos a malfuncionamiento y posibles daños a causa de la sobrecarga de corriente que se origina cuando el UPS trata de mantener la carga bajo condiciones de bajo voltaje en sus terminales de alimentación.

Una propuesta para corregir esta anomalía es la instalación de un autotransformador monofásico en la salida del generador de energía auxiliar para transformar los 208 voltios provenientes del generador a 240 voltios que requieren los UPS.

De acuerdo al histórico de facturación de la empresa eléctrica y al levantamiento de la demanda realizado con el analizador de redes eléctricas se determina que la demanda máxima del sistema monofásico es menor o igual a 10 kW.

En tal virtud, tomando un factor de seguridad del 20% y considerando que el factor de potencia es menor a 0,001; se sugiere la instalación de un autotransformador de 12 kVA con relación de voltaje 210V/240V, conectado en lado de 208 voltios a la salida del generador de energía auxiliar y en el lado de 240 voltios al conmutador del sistema monofásico como se muestra en la Figura 3.14.

Diagrama unifilar del sistema eléctrico con la propuesta de mejoramiento

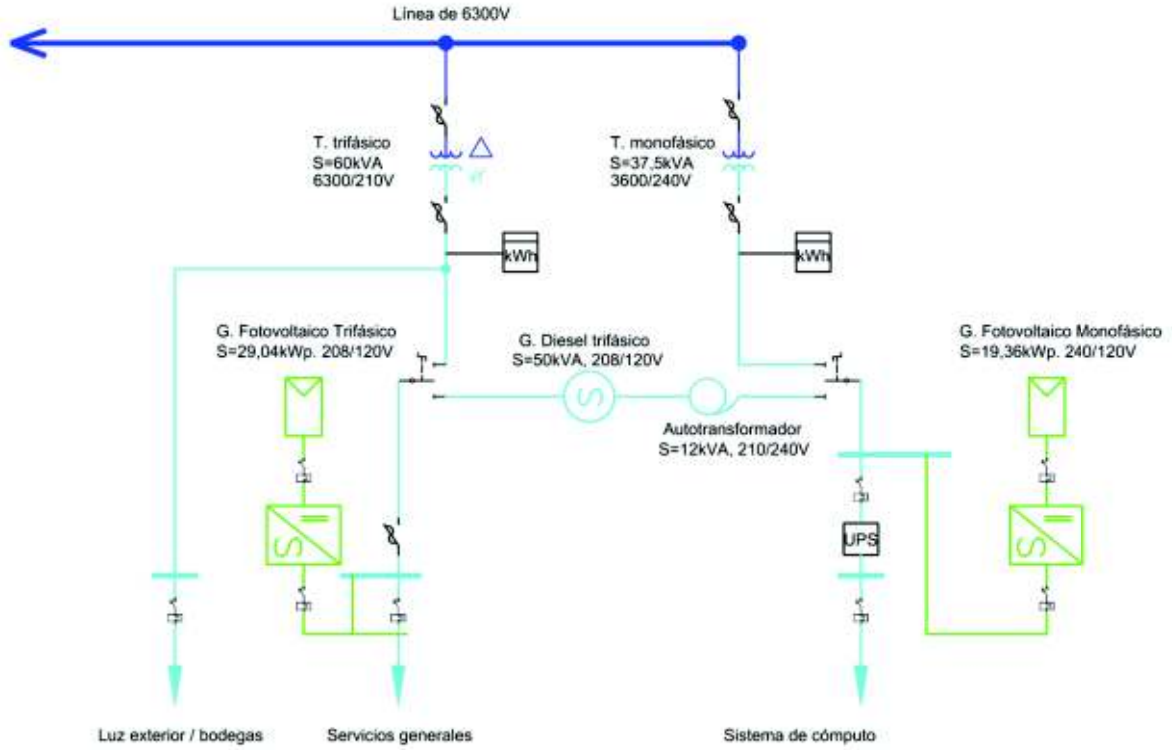


Figura 3.14. Diagrama unifilar con la propuesta de mejoramiento del sistema eléctrico

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

La presente evaluación económica se realiza para conocer la viabilidad de la implementación del generador fotovoltaico dimensionado en el capítulo anterior, para lo cual se hará uso de indicadores económicos que permiten obtener una correcta valoración del ahorro que se logra al disminuir el consumo de energía de la EEQ y adicionalmente se estima la disminución de gases de efecto invernadero que produce la implementación del proyecto.

4.1 Conceptos generales

Plan de inversión

El plan de inversión se basa en el desarrollo de un determinado número de pasos ordenados y relacionados entre sí que permiten conocer la rentabilidad y los beneficios que se obtendrán por causa de la implementación de un proyecto específico.

La realización del plan de inversión resulta ser muy útil ya que es posible estimar a corto o a largo plazo un estimado de la factibilidad al implementar el proyecto; además permite tomar las decisiones financieras más acertadas en función del tiempo de proyección al cual se desee evaluar el mismo.

En el presente proyecto se realiza una evaluación financiera para determinar la factibilidad del ahorro económico producto de la cogeneración eléctrica en base a recursos renovables que propone la OLADE, para lo cual se utilizan los indicadores económicos del valor actual neto, la tasa interna de retorno y la relación beneficio-costos.

Valor actual neto (VAN)

Es un indicador financiero que determina la ganancia del proyecto en función de la inversión inicial y de los flujos de ingresos y egresos futuros. [10]

El VAN presenta dos ventajas principales, la primera que es de muy fácil aplicación y la segunda es que el valor de los ingresos y egresos se los puede transformar a un valor actual y de esta manera saber si en realidad los ingresos son mayores a los egresos o

viceversa. Por lo tanto, se conocerá si la inversión utilizada para dicho proyecto es recuperable en el tiempo de evaluación del proyecto.

El Valor Actual Neto se calcula con la Ecuación 4.1.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{Vi}{(1 + \gamma)^i} - C$$

Ecuación 4.1. Valor actual neto [10]

Donde:

- V_i : Los flujos de caja en cada período [USD]
- C : Valor del desembolso inicial de la inversión [USD]
- i : Número de períodos considerados [años]
- γ : Tasa de actualización [%]

Tasa de actualización (γ): es una tasa de interés que permite determinar el valor del dinero del futuro a dinero en el presente.

La dificultad más importante para obtener el VAN es fijar el valor de la tasa de interés, sin embargo, para el presente estudio se tomará la mínima tasa de interés del mercado proporcionada por el Banco Central del Ecuador donde estipula que el interés para una inversión a largo plazo es 4,80%, por lo tanto con esta tasa de interés se evalúa el proyecto para saber si por lo menos presenta la misma rentabilidad que invertir la misma cantidad de dinero en un depósito a plazo fijo en una entidad bancaria.

Dependiendo del valor del VAN se pueden interpretar tres diferentes posibilidades:

- Cuando el VAN es menor que cero, se puede interpretar que la tasa de interés irá disminuyendo conforme pasa el tiempo. Esto se traduce simplemente en que el proyecto no tiene la capacidad de recuperar la inversión inicial.
- Si el VAN es igual a cero, significa que el proyecto solo recupera la inversión inicial pero no genera ganancias.
- Cuando el VAN es mayor a cero, quiere decir que el proyecto puede cubrir el costo de inversión inicial y adicionalmente generar ganancias económicas.

Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es un indicador que permite conocer la viabilidad de un proyecto tomando como referencia los flujos de caja que se obtendrán en el futuro. Comprendiendo como flujo de caja a la diferencia entre los ingresos y los gastos netos. La tasa interna de rendimiento se calcula tomando el valor de desembolso inicial y los flujos de caja de cada año, con estos valores se obtiene un valor porcentual de los beneficios a futuro.[10]

En términos más sencillos la tasa interna de rendimiento es la tasa de interés o descuento que hace que el Valor Actual Neto de una inversión sea igual a cero, es decir; que el proyecto no presente pérdidas ni tampoco ganancias.

- Si TIR es menor a cero, entonces el proyecto pierde parte del capital invertido.
- Si TIR es igual a cero, entonces el proyecto solo devuelve el capital invertido, pero no genera ganancias adicionales.
- Si TIR es mayor a cero, entonces el proyecto genera ganancias.

Índice neto de rentabilidad

Es una herramienta financiera que relaciona los costos con los beneficios obtenidos de una inversión o proyecto y tiene como objetivo conocer el porcentaje de rentabilidad a adquirir.

Al mencionar los beneficios obtenidos se hace referencia a los ingresos que se recibirá en los años venideros de proyección. Por otra parte, los costos se refieren a los egresos que producirán salidas de efectivo durante el tiempo de proyección. Los ingresos y los egresos son valores que deben ser transformados a valores actuales.

El índice neto de rentabilidad permite tener la oportunidad de conocer el porcentaje de desarrollo y bienestar que un proyecto puede tener, se calcula con la Ecuación 4.2.

$$INR = \frac{\sum Ingresos_{valor\ presente}}{\sum Egresos_{valor\ presente}}$$

Ecuación 4.2. Índice neto de rentabilidad [10]

La manera de interpretar este índice es el siguiente:

Si el resultado es mayor a uno, claramente se puede ver que el valor de los ingresos totales es mayor al de los egresos totales. De manera más simple, la inversión del proyecto generaría ganancias.

Por otra parte, si el resultado es igual a uno, entonces los ingresos son iguales a los egresos, por lo que se adoptaría una postura indiferente ante la puesta en marcha del proyecto.

Pero si el índice es menor a uno, es debido a que los egresos son mayores a los ingresos, por lo que no sería recomendable poner en marcha el proyecto.

4.2 Factibilidad del proyecto

Para poder realizar la evaluación de factibilidad es necesario primero identificar los ingresos y egresos conjeturando que el proyecto ya ha sido implementado. Además, es importante conocer también el tiempo de vida útil del generador fotovoltaico.

Costo de inversión

A continuación, en la Tabla 4.1 se presenta el detalle del costo de la implementación del sistema fotovoltaico.

Tabla 4.1. Costo de inversión del generador fotovoltaico

Costo de inversión			
Cantidad	Detalle	Valor	Subtotal
210	Panel solar	313,50	65.835,00
5	Inversor	7.752,00	38.760,00
5	Unit 1000S	1.083,00	5.415,00
2	Web box	1.083,00	2.166,00
210	Estructuras	8,84	1.855,35
1	Material eléctrico	1.431,84	1.431,84
1	Instalación	3.705,00	3.705,00
Total [USD]			119.168,19

Ingresos

Se entiende como ingresos de una empresa al incremento de los recursos económicos, ya sea por el aumento del valor de los activos o por la disminución de los pasivos.

En este capítulo, el ingreso se cuantifica únicamente por el ahorro monetario en la planilla de electricidad, producto de la cogeneración fotovoltaica.

Si bien el generador fotovoltaico produce un excedente de energía que puede inyectarse a la red de la empresa de distribución, este rubro no es considerado como un ingreso ya que actualmente no existe una normativa que permita el intercambio de energía entre el abonado y la empresa de distribución, sin embargo, el estudio del excedente de energía se abordará en el capítulo 5.

Para determinar la cantidad de energía que se deja de consumir de la EEQ, se toman los valores promedio diarios de energía de la Tabla 3.6 y Tabla 3.7, los mismos que se resumen en la Tabla 4.2 y se hace el cálculo de la energía mensual en función de la misma cantidad de días facturados por la empresa eléctrica.

A diferencia del capítulo de dimensionamiento del generador fotovoltaico donde se utiliza el promedio de energía consumida para un día laborable y para un día feriado, en la evaluación financiera se emplea el promedio semanal de energía consumida, para facilitar la comparación entre energía generada y la energía facturada por la EEQ en igual número de días.

Para garantizar que el promedio de energía calculada para los días laborables y feriados concuerde con el promedio semanal se hace un cálculo de energía anual de las dos formas y como muestra la siguiente tabla el error es del 0,07%, este porcentaje de error es despreciable y por lo tanto se confirma el promedio de energía semanal como referencia para el resto del análisis.

Tabla 4.2. Estimación de energía por dos métodos

Ahorro de energía en el año 2015 [kWh/año]					
Promedio	No. Días	S. Trifásico	S. Monofásico	Total	Error
		[kWh/día]	[kWh/día]	[kWh/año]	[%]
Lun - Vie	261	64,31	44,27	31.514,19	0,07%
Sab - Dom	104	6,18	24,33		
Semanal	365	47,70	38,57	31.491,89	

Después de obtener el valor de la energía generada anualmente que es 31.491,89 kWh/año y sabiendo que el costo de la energía es de 0,078 USD/kWh [8], se determina que el ahorro monetario es de 2.456,37 USD/año.

Periodo de proyección

Para establecer un periodo de tiempo en el cual se realizará el análisis, es aconsejable utilizar el tiempo de vida útil del equipo, en este caso los paneles solares. Tomando en

cuenta que los paneles no poseen partes móviles y que en Quito se tiene baja humedad, el fabricante garantiza una vida útil de aproximadamente 25 años.

Cálculo del valor actual neto

Para el cálculo del VAN se toma una tasa de descuento de 4,8% para lograr que el proyecto al menos pueda generar la misma ganancia que una inversión bancaria a largo plazo, la Tabla 4.3 muestra el flujo de caja para el tiempo de vida útil del proyecto.

Tabla 4.3. Flujo operativo y VAN anual

Año	Inversión Inicial [USD]	Ingreso por Energía no suministrada [USD]	Flujo Operativo [USD]	VAN Cada año [USD]
0	119.168,19	0	-119.168,19	
1		2.456,37	2.456,37	2.343,86
2		2.456,37	2.456,37	2.236,51
3		2.456,37	2.456,37	2.134,07
4		2.456,37	2.456,37	2.036,33
5		2.456,37	2.456,37	1.943,06
6		2.456,37	2.456,37	1.854,07
7		2.456,37	2.456,37	1.769,15
8		2.456,37	2.456,37	1.688,12
9		2.456,37	2.456,37	1.610,80
10		2.456,37	2.456,37	1.537,02
11		2.456,37	2.456,37	1.466,63
12		2.456,37	2.456,37	1.399,45
13		2.456,37	2.456,37	1.335,35
14		2.456,37	2.456,37	1.274,19
15		2.456,37	2.456,37	1.215,83
16		2.456,37	2.456,37	1.160,15
17		2.456,37	2.456,37	1.107,01
18		2.456,37	2.456,37	1.056,31
19		2.456,37	2.456,37	1.007,93
20		2.456,37	2.456,37	961,76
21		2.456,37	2.456,37	917,71
22		2.456,37	2.456,37	875,68
23		2.456,37	2.456,37	835,57
24		2.456,37	2.456,37	797,30
25		2.456,37	2.456,37	760,78
Total	119.168,19	61.409,18	61.409,18	35.324,66
VAN		-83.843,53		

A continuación, se presenta el cálculo del valor actual neto usando la Ecuación 4.1.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{Vi}{(1 + \gamma)^i} - C$$

$$VAN = \sum_{i=1}^{25} \frac{2.456,37}{(1 + 0,048)^i} - 119.168,19$$

$$VAN = -83.843,53 \text{ [USD]}$$

Un valor negativo del VAN significa que el valor actual neto de la salida de fondos es mayor que el valor actual neto de la entrada de fondos, es decir que la inversión del proyecto no es amortizable en el tiempo por lo tanto no es necesario continuar con el cálculo de los indicadores de TIR y Costo-Beneficio y se declara el proyecto inviable.

El proyecto como se encuentra planteado consigue el beneficio de evitar la emisión de CO₂, sin embargo, tomando en cuenta que el generador fotovoltaico tiene un excedente de energía que se puede inyectar a la red se realiza el estudio del excedente con una propuesta de comercialización en el capítulo 5.

5. MARCO TÉCNICO CONCEPTUAL DE TRANSACCIONES ENTRE EL ABONADO Y LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

El presente capítulo estudia el excedente de energía eléctrica que genera el sistema fotovoltaico conectado a la red, las emisiones de CO₂ que se evitarían con la puesta en funcionamiento del proyecto y la creación de una propuesta para las transacciones económicas asociadas al intercambio de energía entre la EEQ y el generador de energía eléctrica en base a energía solar del edificio de la OLADE, de tal forma que el ingreso económico producto del excedente de energía pueda hacer que el proyecto recupere el costo de inversión.

5.1 Antecedente

El dimensionamiento del generador se realizó para la peor condición de operación que es el mes de abril donde en primer lugar la cantidad de recurso solar es la menor en todo el año y en segundo lugar la demanda de energía eléctrica es la máxima en el caso del sistema monofásico y para el caso del sistema trifásico la demanda es el segundo valor más alto del año.

Adicionalmente, el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realizó con un incremento del 10% de la capacidad necesaria, como lo exige la Norma Ecuatoriana de la Construcción, sin embargo este porcentaje aumentó al realizar el arreglo de los paneles solares, en virtud de las anteriores consideraciones se estima que el generador fotovoltaico va a producir un excedente de energía eléctrica y la principal finalidad del análisis es determinar el valor del kilovatio-hora de inyección que hace que el valor actual neto de los flujos de caja sea cero.

Para este efecto se calculan la generación y el consumo de energía para luego determinar el excedente anual durante un horizonte de 25 años que es la vida útil del generador fotovoltaico.

5.2 Energía inyectada a la red

Para determinar la energía inyectada a la red se calcula la diferencia entre la energía generada y la energía consumida durante el intervalo de tiempo de las 8 horas centrales del día.

Energía generada

Para el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente se parte de los datos conocidos de la potencia del generador fotovoltaico y del recurso solar disponible, los cuales se reemplazan en la Ecuación 5.1, de esta forma se obtiene la energía promedio generada diariamente en función del recurso solar disponible para cada mes del año como se muestra en la Tabla 5.1.

$$E_d = \frac{P_{mp} \times G_{dm(\alpha,\beta)} \times PR}{G_{CEM}}$$

Ecuación 5.1. Energía generada diariamente

Donde:

- E_d : Energía generada diariamente [kWh/m²/día]
- P_{mp} : Potencia pico del generador trifásico [kW]
- $G_{dm(\alpha,\beta)}$: Irradiación solar sobre el plano incidente sobre el plano generador en [kWh/m²/día]
- G_{CEM} : Irradiancia solar en CEM 1 [kW/m²]
- PR : Rendimiento global

El procedimiento del cálculo de energía promedio generada diariamente se realiza para cada mes en el sistema trifásico y en el sistema monofásico, a continuación, se realiza un ejemplo de cálculo para el sistema trifásico en el mes de abril, el resumen de los valores obtenidos se presenta en la Tabla 5.1.

$$E_{d(3\phi)} = \frac{29,04 [kW] \times 4,43 \left[\frac{kWh}{m^2 \text{ día}} \right] \times 0,633}{1 \left[\frac{kW}{m^2} \right]}$$

$$E_{d(3\varphi)} = 81,46 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right]$$

Tabla 5.1. Energía promedio diaria de generación

Generación diaria promedio [kWh/día]			
Mes	Trifásico	Monofásico	Total
Enero	88,84	59,22	148,06
Febrero	83,44	55,63	139,07
Marzo	85,96	57,31	143,27
Abril	81,46	54,31	135,77
Mayo	86,86	57,91	144,76
Junio	84,34	56,23	140,57
Julio	99,45	66,30	165,74
Agosto	98,37	65,58	163,95
Septiembre	87,94	58,63	146,56
Octubre	94,41	62,94	157,35
Noviembre	92,43	61,62	154,06
Diciembre	92,43	61,62	154,06
Total	1.075,93	717,29	1.793,22

Una vez determinado el promedio de generación diaria se multiplica por el número de días que consta en el histórico de facturación de la EEQ para encontrar el promedio de generación mensual, cuyos valores se presentan en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Energía promedio mensual de generación

Generación mensual promedio [kWh/mes]			
Mes	Trifásico	Monofásico	Total
Enero	2.576,27	1.717,51	4.293,78
Febrero	2.753,58	1.835,72	4.589,31
Marzo	2.406,87	1.604,58	4.011,45
Abril	2.443,91	1.629,28	4.073,19
Mayo	2.779,48	1.852,99	4.632,47
Junio	2.698,92	1.799,28	4.498,19
Julio	2.883,96	1.922,64	4.806,60
Agosto	3.049,41	2.032,94	5.082,35
Septiembre	2.901,95	1.934,63	4.836,58
Octubre	2.454,70	1.636,47	4.091,17
Noviembre	3.050,31	2.033,54	5.083,84
Diciembre	2.680,57	1.787,05	4.467,62
Total	32.679,93	21.786,62	54.466,54

Energía consumida

Es la energía que requiere el edificio durante las 8 horas centrales del día, esta medición se la realizó con el analizador de redes eléctricas en un periodo de 7 días, dando como resultado un valor promedio diario 47,705 de kWh/día para el sistema trifásico y 38,575 kWh/día para el sistema monofásico.

El promedio de consumo diario obtenido previamente se multiplica por la cantidad de días que consta en la planilla eléctrica para hacer una comparación más acertada con los datos de facturación de la EEQ y los resultados se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Energía consumida mensualmente durante las 8 horas centrales del día

Consumo mensual promedio [kWh/mes]			
Mes	Trifásico	Monofásico	Total
Enero	1.383,43	1.118,66	2.502,10
Febrero	1.574,25	1.272,96	2.847,21
Marzo	1.335,73	1.080,09	2.415,82
Abril	1.431,14	1.157,24	2.588,37
Mayo	1.526,55	1.234,39	2.760,93
Junio	1.526,55	1.234,39	2.760,93
Julio	1.383,43	1.118,66	2.502,10
Agosto	1.478,84	1.195,81	2.674,65
Septiembre	1.574,25	1.272,96	2.847,21
Octubre	1.240,32	1.002,94	2.243,26
Noviembre	1.574,25	1.272,96	2.847,21
Diciembre	1.383,43	1.118,66	2.502,10
Total	17.412,17	14.079,72	31.491,89

Balance de generación y consumo de energía

El proyecto ha sido diseñado para satisfacer el requerimiento de energía del edificio durante las 8 horas centrales del día, en función del recurso solar del mes más desfavorable y con un incremento mínimo del 10% de acuerdo a la norma NEC, en consecuencia, se estima que durante las 8 horas centrales del día el generador fotovoltaico puede abastecer su propio requerimiento e inyectar el excedente de energía a la red de distribución, cumpliendo el principal propósito de la OLADE.

La Tabla 5.4 muestra el balance de energía generada, energía consumida y el excedente durante las 8 horas centrales del día para cada uno de los meses del año 2015.

Tabla 5.4. Balance de energía mensual

Balance mensual de energía kWh/mes			
Mes	Generación	Consumo	Inyección
Enero	4.293,78	2.502,10	1.791,69
Febrero	4.589,31	2.847,21	1.742,09
Marzo	4.011,45	2.415,82	1.595,63
Abril	4.073,19	2.588,37	1.484,82
Mayo	4.632,47	2.760,93	1.871,53
Junio	4.498,19	2.760,93	1.737,26
Julio	4.806,60	2.502,10	2.304,51
Agosto	5.082,35	2.674,65	2.407,69
Septiembre	4.836,58	2.847,21	1.989,36
Octubre	4.091,17	2.243,26	1.847,91
Noviembre	5.083,84	2.847,21	2.236,63
Diciembre	4.467,62	2.502,10	1.965,53
Total	54.466,54	31.491,89	22.974,66
Promedio	4.538,88	2.624,32	1.914,55

La Figura 5.1 muestra el balance de energía generada, energía consumida y el excedente durante las 8 horas centrales del día para cada uno de los meses del año 2015.

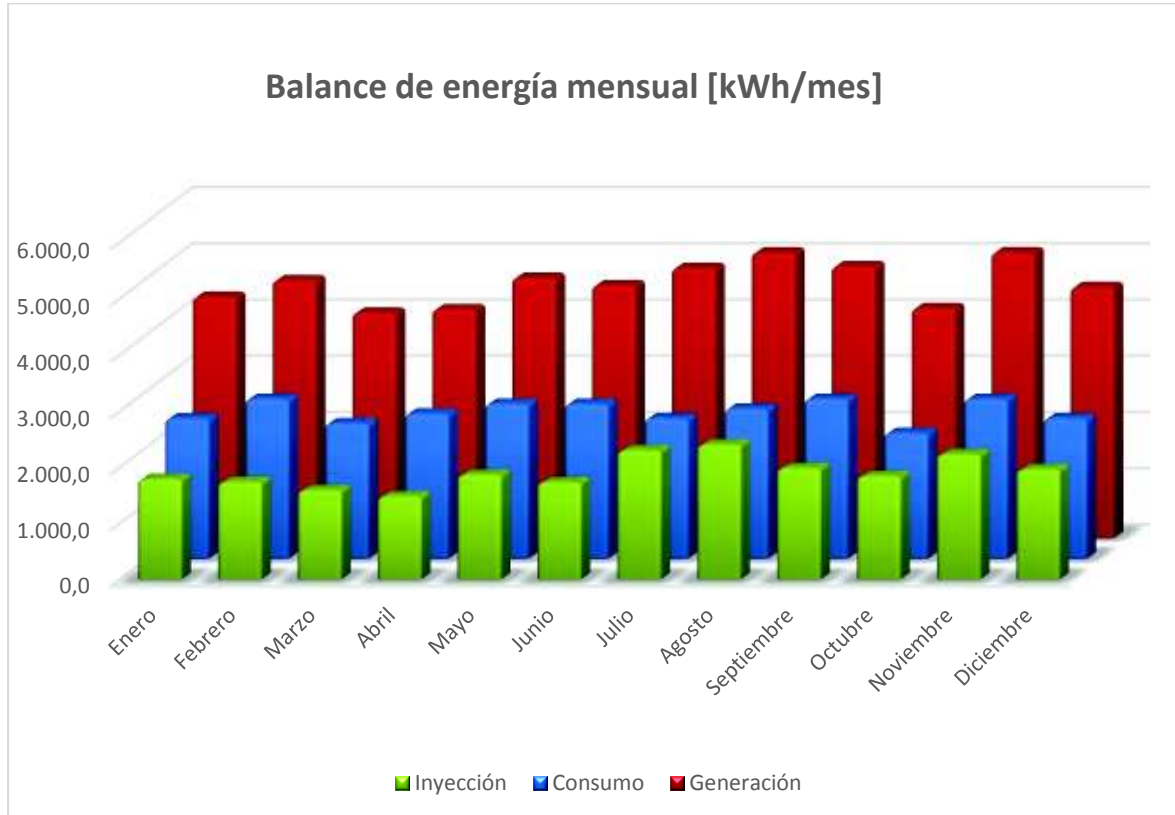


Figura 5.1. Balance de energía mensual

5.3 Emisiones de CO2 evitadas

El beneficio ambiental que se obtiene al dejar de consumir energía proveniente de una matriz energética que tiene el 38,5 % de participación de energía térmica [9], es la disminución de los gases de efecto invernadero que se emiten a la atmosfera.

En el capítulo 1 se realizó este cálculo para determinar la cantidad de CO2 que se emite al ambiente por consumo de energía de acuerdo al histórico de consumo de la EEQ, sin embargo, en este capítulo se hace la estimación para determinar la cantidad de CO2 que se evita con la implementación del proyecto.

El sistema de generación de electricidad en base a fuentes de energía renovable tiene la capacidad producir 54.466,54 kWh anualmente, tomando en cuenta el factor de emisión de CO2 es 0,0006863 ton CO2/kWh y el tiempo de vida útil del proyecto de 25 años, se determina la cantidad total de CO2 que se evitará de emitir a la atmósfera.

$$CO_{2total} = 54.466,54 \frac{kWh}{año} \times 0,0006863 \frac{ton CO_2}{kWh} \times 0,385 \times 25 años$$
$$CO_{2total} = 359,79 ton CO_2$$

5.4 Evaluación económica de la energía inyectada a la red

Este análisis se basa en el ahorro monetario producto de evitar el consumo de energía de la EEQ y el valor que debería tener el kilovatio hora de la energía inyectada a la red para que el VAN sea igual a cero, para este efecto se realiza un análisis de sensibilidad del valor actual neto en función del valor del kilovatio-hora.

Ahorro monetario por autogeneración

El ahorro monetario por concepto de autogeneración se calcula en base a la energía consumida durante las 8 horas centrales del día durante un año que es de 31.491,89 kWh/año con una tarifa de 0,078 USD/kWh, dando como resultado un ahorro de 2.456,37 USD/año, para el flujo de caja se toma este valor de ahorro directamente como el ingreso anual que produce la implementación de este proyecto.

Ingresos por inyección de energía excedente a la red

Actualmente no existe una normativa que permita la inyección de energía por parte de un abonado hacia la red de distribución y consecuentemente tampoco existe una regulación para este tipo de transacciones entre el cliente y la empresa de distribución de energía eléctrica.

Sin embargo, la finalidad de OLADE es determinar el valor mínimo que debería tener el kilovatio-hora que se inyecta a la red, de tal forma que se pueda recuperar la inversión en el tiempo de vida útil, aunque no se generen ganancias económicas.

La cantidad de energía inyectada a la red se estima en 22.974,66 kWh/año y para encontrar el valor del kilovatio-hora que cumple la condición de hacer que el proyecto recupere la inversión se realiza un análisis de sensibilidad del valor actual neto en función del precio del kilovatio-hora.

5.5 Análisis de sensibilidad del VAN vs costo de la energía

El análisis responde a la necesidad de determinar el valor mínimo del kilovatio-hora de la energía inyectada a la red para que el valor actual neto sea cero, es decir; conocer el valor del kilovatio-hora para que el proyecto recupere la inversión, pero sin generar ganancias económicas.

Para este efecto dentro del flujo de caja se toma el valor de la energía de autoconsumo al precio de 0,078 USD/kWh y para el valor de la energía inyectada se toman valores desde 0,078 USD/kWh a 0,4003 USD/kWh.

El valor de 0,4003 USD/kWh se escoge tomando la referencia de la Regulación CONELEC 004/11 donde se determina que el valor que el estado ecuatoriano paga por concepto de generación eléctrica en base a energía fotovoltaica es 0,4003 USD/kWh.

En la Tabla 5.5, se muestra el cálculo del VAN para el primer escenario del análisis de sensibilidad, donde la energía inyectada de 22.974,66 kWh/año sea vendida a un precio de 0,078 USD/kWh, este escenario da como resultado del valor actual neto -58.072,71 USD.

Tabla 5.5. Flujo de caja para el primer valor del análisis de sensibilidad

Año	Inversión Inicial [USD]	Ingreso por Energía [USD]		Flujo Operativo [USD]	VAN Cada año [USD]
		Autoconsumo	Excedente		
0	119.168,19	0,00		-119.168,19	
1		2.456,37	1.792,02	4.248,39	4.053,81
2		2.456,37	1.792,02	4.248,39	3.868,14
3		2.456,37	1.792,02	4.248,39	3.690,97
4		2.456,37	1.792,02	4.248,39	3.521,92
5		2.456,37	1.792,02	4.248,39	3.360,61
6		2.456,37	1.792,02	4.248,39	3.206,69
7		2.456,37	1.792,02	4.248,39	3.059,82
8		2.456,37	1.792,02	4.248,39	2.919,67
9		2.456,37	1.792,02	4.248,39	2.785,95
10		2.456,37	1.792,02	4.248,39	2.658,35
11		2.456,37	1.792,02	4.248,39	2.536,59
12		2.456,37	1.792,02	4.248,39	2.420,41
13		2.456,37	1.792,02	4.248,39	2.309,55
14		2.456,37	1.792,02	4.248,39	2.203,77
15		2.456,37	1.792,02	4.248,39	2.102,83
16		2.456,37	1.792,02	4.248,39	2.006,52
17		2.456,37	1.792,02	4.248,39	1.914,62
18		2.456,37	1.792,02	4.248,39	1.826,93
19		2.456,37	1.792,02	4.248,39	1.743,25
20		2.456,37	1.792,02	4.248,39	1.663,41
21		2.456,37	1.792,02	4.248,39	1.587,22
22		2.456,37	1.792,02	4.248,39	1.514,52
23		2.456,37	1.792,02	4.248,39	1.445,16
24		2.456,37	1.792,02	4.248,39	1.378,97
25		2.456,37	1.792,02	4.248,39	1.315,81
Total	119.168,19	106.209,76		106.209,76	61.095,48
VAN		-58.072,71			

El valor actual neto bajo la condición del precio de energía inyectada de 0,078 USD/kWh es negativo, esto significa que el proyecto con estas condiciones no recupera la inversión, por lo tanto, para continuar con el análisis de sensibilidad se repite el procedimiento anterior aplicando distintos valores al precio de la energía inyectada hasta llegar al valor máximo de 0,4003 USD/kWh.

Los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad se presentan en el Anexo III y en la Figura 5.2 se presenta la gráfica de la sensibilidad del valor actual neto en función del costo del kilovatio-hora.

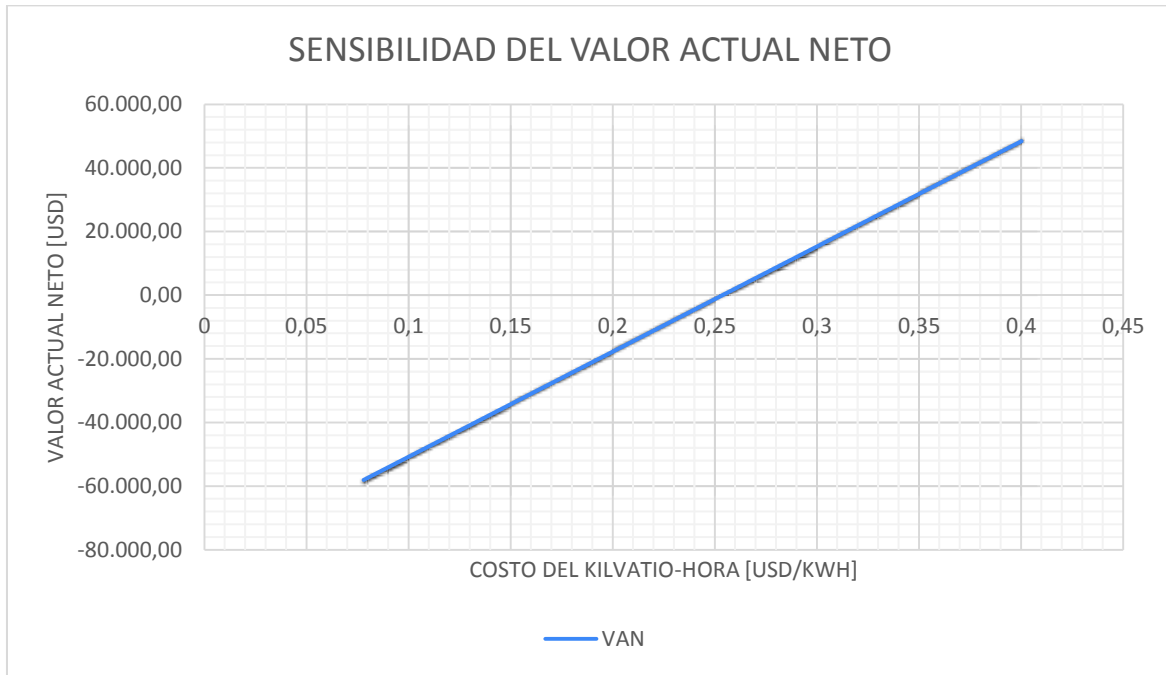


Figura 5.2. Sensibilidad del valor actual neto

5.6 Propuesta para la tarifa de inyección de energía

La propuesta del precio de venta del kilovatio-hora que se pueda inyectar tiene la finalidad de obtener un precio para el aporte de energía hacia la red que permita amortizar la inversión del proyecto en el tiempo de vida útil, tomando como referencia la tasa de descuento determinada por el Banco Central, para este efecto se calcula el valor actual neto igualado a cero y se despeja el costo del kilovatio-hora.

De acuerdo al Banco Central [39] se establece que la mínima tasa de interés para una inversión a plazo fijo es de 4,8% por lo tanto debe determinarse el precio del kilovatio-hora para que la inversión consiga la misma ganancia que se obtiene al realizar una inversión bancaria a plazo fijo.

$$\sum_{i=1}^{25} \frac{\text{ahorro} + \text{ingreso}}{(1 + \gamma)^i} - 119.168,19 = 0$$

$$\sum_{i=1}^{25} \frac{2.456,37 + 22.974,66x}{(1 + 0,048)^i} - 119.168,19 = 0$$

$$x = 0,2538 \approx 0,26$$

$$x = 0,26 \left[\frac{USD}{kWh} \right]$$

Por lo tanto, para que el proyecto recupere la inversión sin generar ganancias, se determina que si el precio de compra del kilovatio-hora es de 0,078 USD/kWh, entonces el precio del kilovatio hora de inyección debe ser 0,26 USD/kWh para poder amortizar la inversión en el tiempo de 25 años a una tasa de descuento de 4,8%.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- Ecuador posee una ubicación geográfica con abundante recurso solar debido a que se localiza en la mitad del mundo, su valor promedio de irradiación diaria es casi constante durante todo el año, lo cual permite las condiciones propicias para la explotación del recurso solar mediante la utilización de sistemas fotovoltaicos. Para realizar la correlación de los datos estadísticos de radiación solar en la ubicación del proyecto se compararon los datos de la NASA, ARCONEL e INAMHI, en función de los valores obtenidos se eligieron las estadísticas del ARCONEL para la realización del proyecto porque son las que presentan menor error respecto a las mediciones realizadas por el INAMHI y además porque la Norma Ecuatoriana de la Construcción indica que en ausencia de medidas propias se utilicen los datos provistos por el atlas solar del ARCONEL.
- El levantamiento de la demanda eléctrica revela que el comportamiento de la carga es casi constante durante los días laborables y disminuye en los fines de semana, este comportamiento es debido a que el edificio donde se ubica el proyecto está formado por oficinas que trabajan solo de lunes a viernes. La demanda máxima se presenta durante los días laborables con un valor de 14 kW en el sistema trifásico y de 9 kW en el sistema monofásico, el valor casi constante de la demanda favorece la instalación del sistema fotovoltaico porque no presenta picos elevados.
- Se dimensiona un generador trifásico de 29,04 kWp para la carga trifásica que funciona con un voltaje de línea de 208 voltios y un generador monofásico de 19,36 kWp para el sistema de computación que funciona con un voltaje de línea de 240 voltios, permitiendo abastecer de energía al edificio de la OLADE durante las horas centrales del día y a la vez inyectar un excedente de energía a la red con fines lúdicos para la experimentación de sistemas de cogeneración distribuida en base a energía fotovoltaica.
- La evaluación económica del proyecto revela que el proyecto no es viable si la finalidad es solo el ahorro en el pago de facturas de electricidad porque no es posible recuperar la inversión en el tiempo de vida útil del proyecto, sin embargo al existir un excedente de energía, se puede hacer que el proyecto obtenga por lo menos la misma rentabilidad que genera la inversión en el sistema bancario a plazo fijo de 4,8 % estableciendo el precio del kilovatio-hora que se inyecta a la red en 0,26 USD.

- La implementación de este proyecto evitará en promedio la emisión de 14,39 toneladas de dióxido de carbono anualmente y durante el tiempo de vida útil del sistema evitará en total 359,79 toneladas dióxido de carbono en el ambiente, adicionalmente permite descentralizar la generación de energía eléctrica y producirla en el mismo lugar donde se utiliza, de esta forma se pueden evitar las pérdidas de energía eléctrica por concepto de transmisión y distribución.

6.2 Recomendaciones

- El sistema de UPS requiere una alimentación de 240 voltios de corriente alterna, sin embargo, esta condición no se cumple cuando se encuentra abastecido por el generador de emergencia, en tal virtud se recomienda la instalación de un autotransformador de 12 kVA con relación de voltaje 208V/240V, conectado en lado de 208 voltios a la salida del generador de energía auxiliar y en el lado de 240 voltios al conmutador del sistema monofásico.
- La división del generador fotovoltaico obedece principalmente al requerimiento de los UPS que necesitan un voltaje de alimentación de 240 voltios, sin embargo cuando su vida útil termine se deben adquirir equipos que funcionen con 208 voltios de tal manera que la carga monofásica se pueda conectar al sistema trifásico, en este caso el generador fotovoltaico monofásico también puede conectarse al sistema trifásico sin ningún inconveniente ya que la característica de voltaje de salida de los inversores se ajusta automáticamente a la forma de onda del voltaje de la red.
- Juntamente con la implementación del proyecto es necesario instalar un medidor de energía bidireccional para cuantificar el flujo de la energía y poder contabilizar las transacciones económicas inherentes al flujo bidireccional de energía entre el abonado y la empresa eléctrica.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Fuentes, «Convenio de Lima». 1973.
- [2] «PORTAL WEB GIS EMPRESARIAL PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO». [En línea]. Disponible en: [http://webgis.eeq.com.ec/gis/\(S\(30pim505kljuzoidk2t5xvsd\)\)/user/webUser.aspx](http://webgis.eeq.com.ec/gis/(S(30pim505kljuzoidk2t5xvsd))/user/webUser.aspx).
- [3] «Transformadores». [En línea]. Disponible en: <http://www.promelsa.com.pe/transformadores.htm>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [4] «UPS POWER COMPUTER VTN 6 y 10 KVA [Pf= 0.9]». [En línea]. Disponible en: <http://firmesa.com/productos/energia/ups-online/bifasicos/computer-power-vtseries-6y10kva>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [5] «Power Management, Powering Business Worldwide». [En línea]. Disponible en: <http://www.eaton.com/Eaton/index.htm>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [6] «Nuestras marcas y productos - Grupo Maine». [En línea]. Disponible en: <http://www.grupomaine.com.mx/marcasyproductos.php>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [7] «Airman Generator 60KVA - 3 Phase- SDG 60 | Blue Diamond Perth». [En línea]. Disponible en: <http://www.bluedm.com.au/airman-60-kva-generator-3-phase-4-wire-sdg60/>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [8] ARCONEL, «PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS», Agencia de Regulación y Control, Quito, 2015.
- [9] J. Oscullo, «EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO2 PRODUCIDO POR EL PARQUE GENERADOR DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR PARA EL PERIODO 2010-2015», Enero 2017.
- [10] M. Diaz y C. Mora, «GESTIÓN ENERGÉTICA APLICADA A LA OPERACIÓN DEL EDIFICIO DEL MINISTERIO DE AMBIENTE (QUITO-ECUADOR)», Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- [11] C. Vásquez, «ANÁLISIS, MODELAMIENTO Y GESTIÓN DE UNA MICRO RED ELÉCTRICA PARA EDIFICACIONES RESIDENCIALES USANDO PANELES FOTOVOLTAICOS», Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2014.

- [12] «Animación explicando cómo funciona la energía solar - Energy Spain Alicante». [En línea]. Disponible en: <http://www.energy-spain.com/energia-solar/animacion-energia-solar>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [13] «La luz: ondas electromagnéticas, espectro electromagnético y fotones (artículo) | Khan Academy». [En línea]. Disponible en: <https://es.khanacademy.org/science/physics/light-waves/introduction-to-light-waves/a/light-and-the-electromagnetic-spectrum>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [14] G. Pérez, «ANÁLISIS Y ELABORACIÓN DE UN CONTROL COMPUTARIZADO DE LOS PARÁMETROS DE UN INVERSOR PARA MAXIMIZAR LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS AL INVERSOR EN UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR», Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2016.
- [15] K. Pacco, ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y SUS APLICACIONES. Perú, 2010.
- [16] J. Tavares y M. Galdino, «MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS». 2014.
- [17] E. A. Basantes Torres, L. Gonza, y L. Freddy, «ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA PARROQUIA DE SAN ANTONIO DE PICHINCHA», Escuela Politécnica Nacional, 2012.
- [18] «.: Preguntas frecuentes sobre energías renovables o alternativas :.» [En línea]. Disponible en: <http://www.arquinstal.com.ar/eficiencia/faqrenovables.html>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [19] J. Constante y E. Palacios, «EL RECURSO SOLAR PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA», Quito, 2014.
- [20] «Efecto de las sombras en un panel solar fotovoltaico». [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/efecto-de-las-sombras-en-un-panel-solar-fotovoltaico/>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [21] A. Sánchez, «MÓDULOS Y ARREGLOS FOTOVOLTAICOS», México, 2011.
- [22] I. SMA, «PANELES SOLARES». .
- [23] I. SMA, «ENERGÍA SOLAR FV/INVERSORES». .
- [24] «baterias.jpg (640x480)». [En línea]. Disponible en: <http://desenchufados.net/wp-content/uploads/2008/06/baterias.jpg>. [Accedido: 10-ago-2017].

- [25] «Panel Solar Fotovoltaico, Qué hace un Regulador con los Paneles...» [En línea]. Disponible en: <http://eliseosebastian.tumblr.com/post/37407508820/qu%C3%A9-hace-un-regulador-con-los-paneles>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [26] A. Moreno, «Dimensionado de una instalación fotovoltaica aislada (método del mes mas desfavorable)», Autoconsumamos, 2013. [En línea]. Disponible en: <http://www.autoconsumamos.com/dimensionado-instalacion-fotovoltaica-aislada-metodo-del-mes-mas-desfavorable/>.
- [27] «¿Qué es un Sistema Solar Fotovoltaico? – Integrated Solar Operations ISO». .
- [28] «AstroCiencias Ecuador: Solsticio de Verano - 21 de Junio 2014». [En línea]. Disponible en: <http://astrocienciasecu.blogspot.com/2014/06/solsticio-de-verano-21-de-junio-2014.html>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [29] Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, «NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN». 2011.
- [30] «Surface meteorology and Solar Energy». [En línea]. Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov>.
- [31] INAMHI, «ANUARIO METEREOLÓGICO No.51-2011», Quito, 2014.
- [32] CONELEC, «ATLAS SOLAR DEL ECUADOR», Consejo Nacional de Electricidad, Quito, 2008.
- [33] «Analizadores trifásicos de calidad eléctrica Serie 430 de Fluke». [En línea]. Disponible en: <http://www.fluke.com/fluke/eses/medidores-de-calidad-de-la-energia-electrica/registradores-de-calidad-electrica/fluke-430-series.htm?pid=56078>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [34] «PanelesSolaresPR.com - Energía Solar 101 - Curso de Sistemas Fotovoltaicos». [En línea]. Disponible en: <http://panelessolarespr.com/solar101.html>. [Accedido: 10-ago-2017].
- [35] IDAE, «PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED», Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid, 2011.
- [36] IDAE, «PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES AISLADAS DE RED», Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid, 2009.
- [37] E. Pérez, «ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN HUERTO FOTOVOLTAICO», 2008.

[38] «SM660-(240-250W).pdf». .

[39] Banco Central del Ecuador, «Tasas de interés», 2017. [En línea]. Disponible en: <https://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>.

8. ANEXOS

ANEXO I. Tabla de características técnicas de los inversores para conexión a la red.

ANEXO II. Tabla de características técnicas de los paneles monocristalinos.

ANEXO IIIa. Tabla de sensibilidad del VAN en función del precio del kilovatio hora de inyección a la red.

ANEXO IIIb. Tabla de sensibilidad del VAN en función del precio del kilovatio hora de inyección a la red.

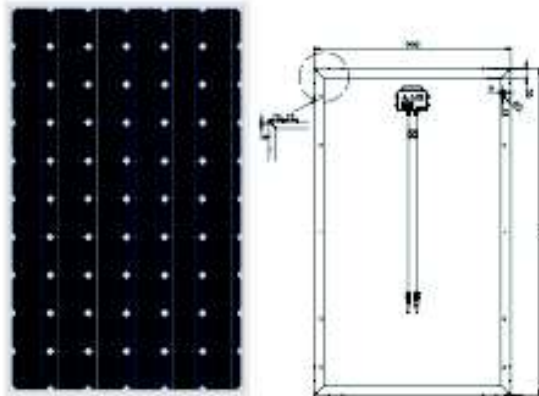
ANEXO II

Tabla de características técnicas de los paneles monocristalinos. [22]

Specification | Photovoltaic Module



SIMAX 156 Solarmodule (SM660-240W-245W-250W)



Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 156x156(mm)
No. of Cells	60 (6 x 10)
Dimensions	1640 x 992 x 40 / 50 (mm)
Weight	19.1 kg
Front Glass	3.2mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy

Output

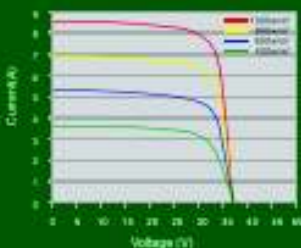
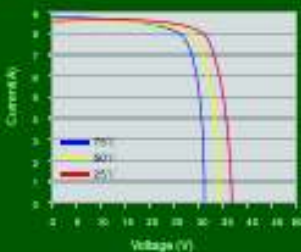
Cable Type	Ø = 4 mm ²
Lengths	L = 900 mm
Junction Box	PV - JB003 MC4

Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2°C
Temperature Coefficient of (P _{max})	-0.39% / °C
Temperature Coefficient of (V _{oc})	-0.34% / °C
Temperature Coefficient of (I _{sc})	0.036% / °C



Parameters	SM660-240	SM660-245	SM660-250
Peak power [Wp] P _{max}	240W	245W	250W
Power Tolerance	0--+3%	0--+3%	0--+3%
Module Efficiency (%)	14.6%	15.1%	15.3%
Open circuit voltage [V] V _{oc}	37.4	37.4	38.1
Maximum Power Voltage [V] (V _{mp})	30.2	30.2	30.7
Maximum Power Current [A] (I _{mp})	7.94	8.11	8.15
Short circuit Current [A] (I _{sc})	8.55	8.75	8.80



STC: Irradiance : 1000 W/m²; Spectrum AM 1.5; Cell temperature: 25°C; Wind 0 m/s

- Provide the best solutions for photovoltaic power generation and technical support
- Provide Cost-effective products
- Provide 12 Years Quality Warranty
- Power out ≥ 90% in 10 years
- Power out ≥80% in 25 years

Simax Green New Energy (Europe) GmbH
 Mergenthaler Allee 23 / 25
 65760 Eschborn / Germany
 Tel : +49 6196 9739 525
 Fax: +49 6196 5029 504
 info@simaxsolar.com
 www.simaxsolar.de

Simax (Suzhou) Green New Energy Co., Ltd
 Address: No. 587 Suzhou Road, Taicang city,
 Jiangsu province, China
 P.C. 215400
 Tel: +86 512 5337 8555
 Fax: +86 512 5337 8556
 info@simaxsolar.com
 www.simaxsolar.com

Simax (Australia) Green New Energy Pty Ltd
 575 Frankston Gardiner Drive,
 Carrum Downs, VIC 3210
 Tel: +61 03 9708 2400
 Fax: +61 03 9708 2482
 info@simaxsolar.com
 www.simaxsolar.com.au

ANEXO IIIa

Tabla de sensibilidad del VAN en función del precio del kilovatio hora de inyección a la red.

Año	Flujo Operativo [USD]	Precio kilowatio-hora [USD/kWh]																								
		0,078	0,088	0,098	0,108	0,118	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,21	0,22									
0	119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19									
1	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
2	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
3	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
4	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
5	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
6	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
7	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
8	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
9	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
10	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
11	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
12	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
13	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
14	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
15	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
16	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
17	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
18	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
19	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
20	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
21	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
22	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
23	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
24	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
25	4.248,39	4.478,14	4.707,88	4.937,63	5.167,38	5.213,33	5.443,07	5.672,82	5.902,57	6.132,31	6.362,06	6.591,81	6.821,55	7.051,30	7.281,05	7.510,79										
Total	119.168,19	106.209,76	111.959,42	117.697,09	123.440,75	129.184,42	136.076,81	141.820,48	147.564,14	153.307,81	159.051,47	164.795,14	170.538,80	176.282,46	182.026,13	187.769,79										
VAN		-58.072,71	-54.768,76	-51.464,81	-48.160,86	-44.856,91	-40.892,16	-37.588,21	-34.284,26	-30.980,31	-27.676,36	-24.372,41	-21.068,45	-17.764,50	-14.460,55	-11.156,60										

ANEXO IIIb

Tabla de sensibilidad del VAN en función del precio del kilovatio hora de inyección a la red.

Precio kilowatio-hora [USD/kWh]																			
0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,3	0,31	0,32	0,33	0,34	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	0,4003		
-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19	-119.168,19
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
7.740,54	7.970,28	8.200,03	8.429,78	8.659,52	8.889,27	9.119,02	9.348,76	9.578,51	9.808,26	10.038,00	10.267,75	10.497,50	10.727,24	10.956,99	11.186,74	11.416,48	11.653,12		
193.513,46	199.257,12	205.000,78	210.744,44	216.488,11	222.231,78	227.975,44	233.719,11	239.462,77	245.206,43	250.950,10	256.693,76	262.437,43	268.181,09	273.924,75	279.668,42	285.412,08	291.155,74	296.900,40	302.644,06
-7.852,65	-4.548,70	-1.244,75	2.059,21	5.363,16	8.667,11	11.971,06	15.275,01	18.578,96	21.882,92	25.186,87	28.490,82	31.794,77	35.098,72	38.402,67	41.706,63	45.010,58	48.314,53		

ORDEN DE EMPASTADO