



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLE
Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TEMA:

**Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico híbrido con autonomía
para cargas críticas en el edificio azul de la CNEL EP Guayaquil**

AUTOR:

Pesantes Guamán Daniel Arturo

Trabajo de titulación previo a la obtención del Grado Académico de
**MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR:

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo Ph.D.

Guayaquil, 28 de octubre del 2025



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLE Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por **PESANTES GUAMÁN DANIEL ARTURO** como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR

f. 
Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, Ph.D.

DIRECTOR DEL PROGRAMA

f. 
Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, Ph.D.

Guayaquil, 28 de octubre de 2025



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLE Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Pesantes Guamán Daniel Arturo

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO HÍBRIDO CON AUTONOMÍA PARA CARGAS CRÍTICAS EN EL EDIFICIO AZUL DE LA CNEL EP GUAYAQUIL”**, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollado con base en una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes. Consecuentemente, este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del trabajo de titulación del Grado Académico en mención.

Guayaquil, 28 de octubre del 2025

PESANTES GUAMÁN DANIEL ARTURO

f.

CI: 0919285486



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLE Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

AUTORIZACIÓN

Yo, Pesantes Guamán Daniel Arturo

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución, del trabajo de titulación de maestría titulado: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO HÍBRIDO CON AUTONOMÍA PARA CARGAS CRÍTICAS EN EL EDIFICIO AZUL DE LA CNELEP GUAYAQUIL”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 28 días del mes de octubre del año 2025

PESANTES GUAMÁN DANIEL ARTURO

f. 

CI: 0919285486

REPORTE COMPILATIO



Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO HÍBRIDO CON AUTONOMÍA PARA CARGAS CRÍTICAS EN EL EDIFICIO AZUL DE LA CNEL EP GUAYAQUIL**”, presentado por el Ing. Pesantes Guamán Daniel Arturo, fue enviado al Sistema Anti plagio Compilatio, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al (2%).

f. _____

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, Ph.D

Dedicatoria

Primeramente, le dedico este trabajo de titulación a Dios, por darme vida, fortaleza y sabiduría para poder llegar a estos logros personales y profesionales.

También le dedico esta tesis a mis padres, mi esposa, mi familia y amigos por haber estado en toda mi trayectoria de ascendencia profesional.

Agradecimientos

Principalmente, agradezco a Dios que me ha permitido lograr todas mis metas profesionales, brindándome salud, serenidad y constancia. Siempre impulsándome con su espíritu a superar cada desafío en mi vida.

Agradezco a mi madre, la mejor madre que pudo Dios haberme dado en esta vida, y la que siempre me ha apoyado en todos mis proyectos, por más insignificantes o imposibles que se hubieran escuchado para ella.

A mi Padre, que, aunque no está hoy conmigo, siempre estuvo presente en cada época de mi vida, aportándome con su carácter la experiencia en la vida que he necesitado.

A mi esposa, mi compañera de vida, que hemos logrado superar todas las adversidades con comprensión y amor, y hemos logrado formar una hermosa familia que me da la tranquilidad para superar todos los desafíos que se nos han presentado.

A mis hijas, mi motor en esta vida y el mejor regalo que Dios me ha dado. Ellas me dan la fuerza para seguir adelante todos los días y en los momentos más difíciles que se han presentado.

A mis profesores que siempre han inculcado en mis buenos valores y principios que hasta ahora mantengo en mi trabajo.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLE Y
EFICIENCIA ENERGÉTICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

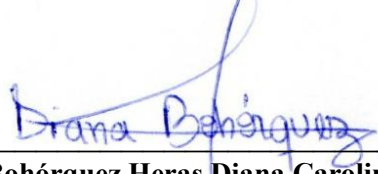
f. 

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo Ph.D.
TUTOR

f. 

Ing. Olivo Peñafiel Kety Jenny, Mgs

REVISOR

f. 

Ing. Bohórquez Heras Diana Carolina, Mgs

REVISOR

f. 

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, Ph.D.
DIRECTOR DEL PROGRAMA

INDICE GENERAL

CAPÍTULO I.....	2
1. ASPECTOS GENERALES	2
1.1. Introducción	2
1.2. Definición del problema.....	3
1.3. Formulación del problema	4
1.4. Justificación.....	4
1.5. Objetivos	5
1.5.1. Objetivo general	5
1.5.2. Objetivo específico.....	5
1.6. Hipótesis.....	5
1.7. Metodología	5
Capítulo 2.....	6
2. Marco teórico	6
2.1. Sistema de generación convencional	6
2.2. Ventajas y desventajas de la energía eléctrica convencional.....	7
2.3. Iniciativa del protocolo Kioto	8
2.4. Energías no convencionales	9
2.5. Tipos de energías no convencionales	10
2.5.1. Energía solar fotovoltaica	10
2.5.2. Energía solar térmica.....	11
2.5.3. Energía eólica.....	12
2.5.4. Energía hidroeléctrica	12
2.5.5. Energía Geotérmica.....	13
2.5.6. Energía Biomasa	14
2.5.7. Energía Mareomotriz	14
2.5.8. Energía Undimotriz.....	15
2.6. Generación Distribuida (GD)	16
2.6.1. Regulaciones vigentes en la generación distribuida.....	16
2.7. Sistema Solar Fotovoltaico	18
2.7.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico	18
A. Panel solar	18
B. módulo monocristalino	19

C. Módulo policristalino	19
D. Módulo amorfo.....	20
E. Conector multi contacto para módulos fotovoltaicos	20
F. Estructuras de fijación para módulos fotovoltaicos	21
G. Inversor para sistema fotovoltaico	22
2.7.2. Criterios técnicos para instalación de un sistema fotovoltaico	23
2.7.3. Sistema solar fotovoltaico interconectado a la red.....	24
2.7.4. Sistema solar fotovoltaico aislado.....	24
2.7.5. Sistema solar fotovoltaico híbrido	25
2.7.6. Sistema solar fotovoltaico Multimodo	25
2.8. batería – Fuente dependiente de energía eléctrica DC	26
2.8.1. Batería de plomo ácido.....	27
2.8.2. Batería de níquel cadmio.....	27
2.8.3. Batería con tecnología de litio.....	28
2.9. Estructura soporte.....	29
2.10. Sistema de protecciones de corriente directa	29
2.11. Sistema de protecciones de corriente alterna	30
Capítulo III.....	31
Levantamiento de información	31
3.1. Aspectos generales del levantamiento de información	31
3.2. Antecedentes del edificio CNEL – Guayaquil (Garzota)	31
3.3. Ubicación del edificio	32
3.4. Datos climatológicos del edificio.....	33
3.5. Incidencia de sombras.....	33
3.6. Diseño arquitectónico del edificio	34
3.5. Consumo energético.....	37
Capítulo IV.....	38
Diseño del sistema fotovoltaico	38
4.1. Generalidades del diseño.....	38
4.2. Capacidad de la planta solar.....	38
4.3. Inversor fotovoltaico	39
4.4. Conexiones para el funcionamiento del inversor	39
4.4.1. Aspectos generales del inversor	39
4.4.2. Conexiones en corriente continua	40

4.4.2. Conexiones en corriente alterna	41
4.2. Calculo teórico de los componentes fotovoltaicos	42
4.2.1. Planta de generación	42
4.3. Diseño propuesto por Software	42
4.3.1. Herramienta para diseño solar PV Syst.....	42
4.3.2. Ubicación geográfica del predio	43
CAPÍTULO V	53
5. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO	53
5.1. Evaluación técnica	53
5.1.1. Beneficios del sistema propuesto	53
5.1.2. Marco legal y regulaciones	53
5.2. Evaluación Económica.....	60
5.3. Beneficios Ambientales.....	63
5.4. Evaluación Costo Beneficio	66
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
CONCLUSIONES.	68
RECOMENDACIONES.	70
Bibliografía	72

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Central de generación térmica.....	6
Figura 2. contaminación ambiental	7
Figura 3. Resumen de avances obtenidos por el protocolo Kioto	9
Figura 4. Tipos de sistemas de generación por medio de fuentes de energías renovables.....	10
Figura 5. Planta de generación fotovoltaica	11
Figura 6. sistema de generación solar térmica	11
Figura 7. Central de generación eólica	12
Figura 8. Central de generación hidroeléctrica	13
Figura 9. Central de generación Geotérmica	13
Figura 10. Central de generación con Biomasa	14
Figura 11. Central mareomotriz	15
Figura 12. Central undimotriz	15
Figura 13. Célula fotovoltaica	18
Figura 14. Módulo monocristalino	19
Figura 15. Módulo policristalino	20
Figura 16. módulo amorfo.....	20
Figura 17. Composición del conector MC4.....	21
Figura 18. Estructura para inclinación de módulo fotovoltaico	22
Figura 19. Gama de inversores fotovoltaicos	23
Figura 20. Clasificación de las baterías por su aplicación y tecnologías	26
Figura 21. Batería de plomo ácido sellada	27
Figura 22. Baterías selladas de Ni- Cd	28
Figura 23. Batería de LI - ON	29
Figura 24. Protecciones de corriente directa.....	30
Figura 25. Sistema de protección de corriente alterna	30
Figura 26. Ubicación del edificio Azul - CNEL GARZOTA.....	32
Figura 27. Edificio CNEL- Garzota -Planta baja.....	35
Figura 28. Edificio CNEL- Garzota -Primer piso	35
Figura 29. Edificio CNEL - Segundo piso.....	36
Figura 30. Topología del Inversor solar industrial Growatt MAX100KLTL3-X-LV	39
Figura 31. Ubicación del edificio Azul.....	44
Figura 32. Parámetros geográficos edificio Azul.....	44
Figura 33. Diagrama de recorrido solar edificio azul	45
Figura 34. parámetros meteorológicos	46
Figura 35. Variables de simulación del proceso fotovoltaico.....	47
Figura 36. Producción de energía del sistema fotovoltaico	48
Figura 37. Rendimiento del sistema fotovoltaico	48
Figura 38. Diagrama de pérdidas del sistema fotovoltaico	49
Figura 39. Diagrama unifilar del diseño propuesto	51
Figura 40. Modalidades de autoabastecimiento.....	54
Figura 41. Modalidad 1a	55
Figura 42. Modalidad 1b.....	56
Figura 43. Modalidad 2 a	56
Figura 44. Modalidad 2b.....	57
Figura 45. Modalidad 2 c	58
Figura 46. Vida útil de las tecnologías de energía renovable	59

Figura 47. Flujo acumulado del proyecto fotovoltaico	63
Figura 48. Índice de reducción de CO ₂ por implantación de sistema fotovoltaico	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos meteorológicos	33
Tabla 2. Incidencia de sombras	34
Tabla 3. Detalle de zonas por piso	36
Tabla 4. Consumo energético del edificio	37
Tabla 5. Características técnicas de inversor	40
Tabla 6. parámetros para accionar inversor	41
Tabla 7. Parámetros de salida del inversor	41
Tabla 8. Presupuesto referencial del proyecto Interconectado	61
Tabla 9. Análisis de rentabilidad del proyecto mediante el retorno por ahorro anual por medio de generación fotovoltaica	62

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Cálculo fotovoltaico	38
Ecuación 2. Cálculo del inversor	39
Ecuación 3. Evaluación Costo/ Beneficio	66

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Ficha técnica panel solar	76
Anexo 2. Ficha técnica inversor Growatt MAX100	77
Anexo 3. Pliego tarifario 2025	78
Anexo 4. Regulación ARCONEL 03/18 microgeneración fotovoltaica	79
Anexo 5. Regulación ARCERNNR 01/21	82
Anexo 6. Regulación ARCERNNR 08/23 generación distribuida para autoabastecimiento	89
Anexo 7. Tasa de interés	99
Anexo 8. Tasa de interés	100

RESUMEN

La dependencia de fuentes de generación convencional como termoeléctricas que utilizan la quema de combustibles a lo largo de los años ha generado un impacto ambiental considerable debido al incremento de gases de efecto invernadero en la atmósfera provocando cambios meteorológicos drásticos en el mundo y a su vez se ve reflejado en periodos de sequía provocando limitaciones a las grandes fuentes de generación hidroeléctricas y periodos de estiaje lo cual afecto la calidad del servicio eléctrico y los procesos administrativos y financieros de la empresa distribuidora de energía. El estudio buscó analizar la factibilidad técnica económica de un sistema fotovoltaico híbrido con autonomía para cargas críticas en el edificio Azul de la empresa distribuidora CNEL EP, en guayaquil busca tener un servicio ininterrumpido de energía mediante un diseño propuesto con una capacidad de generación de 400 kW conformado por un banco de inversores de 100 kW en paralelo, donde el sistema propuesto proyecta una producción anual cercada de 582 MWh y este proyecto mediante el ahorro energético y otros beneficios recupera su inversión inicial de 367,854.29 dólares en el séptimo año.

Palabras clave: Generación distribuida, eficiencia energética, energías renovables, ahorro energético, electricidad, generación.

ABSTRACT

Over the years, the dependence on conventional generation sources, such as thermoelectric plants that burn fuel, has generated a considerable environmental impact due to the increase in greenhouse gases in the atmosphere, causing drastic meteorological changes around the world. This, in turn, is reflected in periods of drought, causing limitations on large, hydroelectric generation, sources, and periods of low water levels, which affect the quality of electrical service and the administrative and financial processes of the energy distribution company. The study sought to analyze the technical and economic feasibility of a hybrid photovoltaic system with autonomy for critical loads in the Azul building of the distribution company CNEL EP in Guayaquil. The project aims to provide uninterrupted energy service through a proposed design with a generation capacity of 400 kW, consisting of a bank of 100 kW inverters in parallel. The proposed system projects an annual production of approximately 582 MWh. This project, through energy savings and other benefits, will recover its initial investment of \$367,854.29 in the seventh year.

Keywords: Distributed generation, energy efficiency, renewable energy, energy savings, electricity, generation.

ACRÓNIMOS

Paneles fotovoltaicos:

Son dispositivos compuestos por celdas fotovoltaicas que, mediante un proceso fotoeléctrico, convierten la radiación en electricidad.

Inversor: Equipo electrónico que convierte la corriente continua en corriente alterna.

PVsyst: Software que permite el análisis y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

Energías renovables: Son aquellas fuentes de generación que se obtiene por medios naturales.

Eficiencia Energética: Aprovechamiento energético para obtener el máximo confort con el mínimo consumo.

GEI: Son aquellos gases pesados producidos por la quema de combustibles que degradan la capa de ozono.

Protocolo de Kioto: Acuerdo internacional entre países para disminuir el índice de CO₂ y otros gases.

Generador: Máquina que convierte energía mecánica en energía eléctrica mediante la acción de campos magnéticos sobre conductores.

GD: Generación distribuida.

SGDA: Sistema de generación de autoabastecimiento.

Diagrama unifilar: Representación esquemática de un sistema eléctrico.

Irradiación: radiación máxima que incide sobre una superficie horizontal en un día su unidad es Whm²/día.

Irradiancia: Capacidad máxima de radiación que puede almacenar un elemento con un valor de 1000 Wm²/día.

Horas sol pico: horas de máxima captación de radiación solar.

VRLA: Bateria de plomo acido regulada por valvula.

ABS: Acrilonitrilo Butadieno Estireno.

CAPÍTULO I

1. ASPECTOS GENERALES

1.1. Introducción

La generación de energía eléctrica ha representado, desde sus inicios, una necesidad esencial para el desarrollo de las sociedades modernas. Originalmente, esta demanda fue satisfecha principalmente a través de centrales termoeléctricas, las cuales producían electricidad mediante la quema de combustibles fósiles, especialmente derivados del petróleo. Sin embargo, este tipo de generación energética evidenció múltiples limitaciones, entre ellas la fuerte dependencia de recursos no renovables, cuya disponibilidad ha disminuido progresivamente, elevando sus costos y comprometiendo la viabilidad de su uso a largo plazo (Vera, 2025).

Las centrales de generación termoeléctricas y nucleares, han generado un alto impacto ambiental, afectando severamente la capa de ozono. Se puede ver reflejado un aumento significativo de temperatura y variaciones climáticas a gran escala. Por esta razón, las grandes potencias generaron un acuerdo internacional que buscó medidas específicas para reducir el índice de emisiones de dióxido de carbono y descongestionar al planeta tierra (Murillo, 2024).

Desde el 2012, algunos países comenzaron a implementar mecanismos para reducir la generación de gases por quema de combustibles, adaptando nuevas fuentes de generación no convencional y virtualmente inagotables para la conversión y generación de energía eléctrica y térmica (Murillo, 2024).

Los sistemas fotovoltaicos fueron sujetos de muchas críticas por desconocimiento de precios y porque inicialmente su tecnología era muy costosa. Sin embargo, a lo largo de los años esta tecnología ha ido evolucionando, obteniendo módulos e inversores más económicos con la misma capacidad y robustos ante fallas eléctricas o mecánicas (Arevalo, 2023).

Desde el 2014, Latinoamérica y el Caribe han buscado la manera de fomentar la generación distribuida mediante programas con incentivos a los usuarios consumidores, disminución del IVA, exoneración de impuestos y charlas de concientización. La generación fotovoltaica en muchos países ha demostrado tener muchos beneficios técnicos, económicos, sociales y ambientales debido a su fácil

instalación, tiempo de vida útil, ahorro energético, y compensaciones económicas (Arevalo, 2023).

La presente investigación se orienta al análisis de la factibilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico híbrido con autonomía para cargas críticas en el edificio Azul de la empresa pública CNEL EP, ubicado en la ciudad de Guayaquil. Este estudio busca demostrar que la implementación de tecnologías fotovoltaicas puede constituir una solución efectiva de autoabastecimiento energético para instalaciones estratégicas, aportando a la sostenibilidad, eficiencia operativa y resiliencia de la infraestructura eléctrica nacional.

1.2. Definición del problema

En los últimos años, el sistema energético ecuatoriano ha enfrentado serias dificultades, manifestadas en apagones prolongados, racionamientos de electricidad y una notable disminución en la capacidad de generación. Esta situación crítica ha sido provocada por diversos factores estructurales, como la escasa disponibilidad de reservas energéticas, el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica nacional y la reducción del caudal de los ríos que alimentan las principales centrales hidroeléctricas, a causa de prolongadas sequías. Esto ha generado una inseguridad por parte de los clientes por la escasez energética que enfrentó el país y problemas con la facturación de la energía eléctrica por problemas en los datos de medición en la empresa distribuidora.

Uno de los índices más graves que ha acarreado falta de credibilidad con los procesos de la empresa eléctrica es la seguridad energética en las áreas de infraestructura crítica, como los racks y elementos de almacenamiento de datos. Ante la crisis energética del periodo 2024, muchos procesos administrativos y financieros se quedaron en espera producto de una mala calidad de energía.

Ante tal situación, es importante analizar la factibilidad de implementar un sistema de microgeneración fotovoltaica que disminuya el consumo eléctrico en horario diurno y genere energía ininterrumpida para las cargas críticas del predio, fomentando la cultura de eficiencia energética.

¿Cómo un sistema solar fotovoltaico híbrido con autonomía para cargas críticas puede asegurar suministro eléctrico ininterrumpido al edificio Azul de CNEL EP y disminuir el consumo eléctrico mensual?

1.3. Formulación del problema

La seguridad energética es un componente fundamental para el desarrollo sostenible y la operación eficiente de los servicios públicos. En Ecuador, la reciente crisis energética evidenció la fragilidad del sistema eléctrico nacional, afectado por apagones programados, déficit de generación y racionamientos prolongados. Este escenario ha sido producto de una combinación de factores como la alta dependencia de fuentes hidroeléctricas, la disminución de caudales por efectos climáticos adversos, el crecimiento acelerado de la demanda eléctrica y la limitada diversificación de la matriz energética nacional.

Las empresas públicas del sector eléctrico necesitan estrategias que aseguren un buen funcionamiento de sus servicios para evitar posibles interrupciones en la red del edificio azul de CNEL EP. Sin embargo, es necesario contar con un sistema de generación alterna a la red eléctrica convencional que aporte suministro eléctrico para que los departamentos puedan operar de manera correcta y gestionar los procesos administrativos y financieros.

Ante tal situación, se propone implementar un sistema fotovoltaico híbrido que permita no solo autoabastecer al consumo, también asegurar que la infraestructura crítica cuente con un respaldo de energía sin que quede inoperable.

1.4. Justificación

La transición energética mediante la microgeneración es el camino para poder solventar la necesidad actual que presenta la empresa en el edificio azul. Visto desde el punto de vista técnico, el sistema propuesto soporta altas temperaturas, aprovecha el óptimo de la radiación solar y su vida útil asciende hasta los 25 años, también desde el punto de vista económico y ambiental existen exoneraciones y créditos a favor del consumidor él por uso de este tipo de generadores.

Los sistemas de generación fotovoltaico híbrido han demostrado ser bastante robustos y eficiente ante entornos de altas temperaturas, ambientes salinos y condiciones meteorológicas variables entregando una producción de energía mensual que en muchos casos se ve favorecido por la posición geográfica del Ecuador.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Evaluar la factibilidad técnica, económica y operativa de un sistema fotovoltaico híbrido con autonomía para cargas críticas en el edificio Azul de CNEL EP unidad de negocios Guayaquil.

1.5.2. Objetivo específico

- Realizar un levantamiento de información sobre el consumo eléctrico y datos meteorológicos que presenta el edificio Azul.
- Dimensionar un sistema fotovoltaico híbrido que permita disminuir el consumo eléctrico.
- Evaluar los beneficios técnicos y económicos del sistema fotovoltaico.

1.6. Hipótesis

El diseño del sistema solar fotovoltaico híbrido con autonomía para cargas críticas en el edificio azul de CNEL EP permitirá disminuir el consumo eléctrico en horario diurno.

1.7. Metodología

La presente investigación adopta un enfoque metodológico mixto, de naturaleza descriptiva y aplicada, que combina técnicas cualitativas y cuantitativas con el propósito de desarrollar un estudio integral de factibilidad. En primera instancia, se realiza un diagnóstico energético del edificio Azul de CNEL EP, a fin de identificar las cargas críticas y determinar los patrones de consumo eléctrico. Posteriormente, se analiza el potencial solar disponible en la zona geográfica de ubicación, mediante herramientas especializadas que permiten estimar la generación proyectada de energía.

El proyecto contempla el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico híbrido, considerando criterios de eficiencia energética, sistema puesta a tierra, generación distribuida, aplicando la normativa vigente para evaluar la factibilidad de la propuesta mediante un estudio técnico económico.

Este enfoque metodológico integral permite abordar el problema desde una perspectiva holística, orientada tanto a la comprensión de las necesidades energéticas actuales como a la formulación de una solución sostenible, escalable y replicable en otras instalaciones del sector eléctrico ecuatoriano.

Capítulo 2

2. Marco teórico

2.1. Sistema de generación convencional

La electricidad a lo largo de los siglos ha sido generada por centrales termoeléctricas que gracias a la conversión de la energía de térmica a mecánica y de mecánica a eléctrica. Proceso impulsado por la combustión de carbón de petróleo o gas natural. Este ha sido el mecanismo de generación para múltiples países, garantizando un suministro eléctrico estable siempre y cuando exista materia prima que necesita ser quemada para dar inicio al ciclo del proceso (Malia, 2023).

Sin embargo, las termoeléctricas tenían una dependencia por los combustibles fósiles, los cuales plantaban importantes retos ambientales y económicos. Las emisiones de dióxido de carbono y otros gases pesados contribuyeron por décadas en la degradación de la capa de ozono y el aumento de temperatura. Este cambio climático generó una alerta a muchos países, por lo que se comenzó a evaluar otras alternativas que permitan una generación menos contaminante. En la actualidad aún existen termoeléctricas funcionales, aunque hoy trabajan en paralelo con las energías renovables (Malia, 2023).

Figura 1. Central de generación térmica



Nota: Central termoeléctrica Gonzalo Cevallos 73MW. Fuente: CELEC. EP, 2023

2.2. Ventajas y desventajas de la energía eléctrica convencional

La energía eléctrica convencional a lo largo de los ciclos fue considerada como una energía primordial. Entre los principales beneficios cabe destacar la capacidad de generación continua lo que garantiza fiabilidad para los consumidores, un sistema sin interrupciones fue uno de los motores para la revolución industrial, adicional a esto eran energías que podían tener procesos continuos sin importar si la materia prima es remplazada. Esto dio un impacto no solo al crecimiento industrial, sino al desarrollo humano y a su vez su dependencia por este recurso energético desde el punto de vista técnico, económico, social y ambiental en los diversos países (Inca, 2021).

Sin embargo, como efecto negativo y devastador desde el punto de vista ambiental no solo fue la degradación continua de la capa de ozono, género lluvias ácidas lo cual provocó reacciones a los seres humanos, animales y plantas. Otros impactos, como el físico, debido a la tala de árboles y deforestación para construir esta infraestructura. Impacto acústico debido a que los sonidos afectan al crecimiento de los cultivos, animales y seres vivos (Inca, 2021).

Figura 2. contaminación ambiental



Nota: Emisión de Co₂ por refinería. Fuente: SEGURA, 2024

2.3. Iniciativa del protocolo Kioto

Los considerables cambios climáticos en diferentes partes del mundo llevaron a muchos científicos a realizar un estudio para dar una estimación del número de años que le quedan al planeta para que se degrade la capa de ozono y en qué porcentaje actualmente se encuentra. Esta preocupación por las elevadas temperaturas y otros fenómenos meteorológicos llevó a la comunidad a buscar mecanismos para estudiar y limitar el uso de gases de efecto invernadero (GEI) (Arias, 2024). Ante tal iniciativa existió el protocolo Kioto, el cual comenzó a inicio de 1997 bajo un grupo intergubernamental de científicos expertos sobre el cambio climático y patrones meteorológicos donde se creó un tratado internacional que puso compromisos importantes a todos los países, específicamente al sector industrial y energético obligándolos a disminuir el uso de seis de los gases principales tales como: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6) (Silva, 2022).

Pese a los avances de la implementación de este acuerdo internacional, el protocolo Kioto enfrentó una serie de desafíos debido a que algunos países no cumplieron con las disposiciones de reducción de índice GEI. Sin embargo, cabe recalcar que la que países como Brasil, Suiza, Reino Unido, entre otros, lograron reducciones considerables. Estados Unidos, siendo una potencia a nivel mundial, no rectificó el acuerdo internacional, lo que debilitó gradualmente el alcance global. Se analizaron mecanismos para invertir en iniciativas que permitan tener compensaciones económicas por la reducción de toneladas de GEI fomentando proyectos de desarrollo limpio como la huella de carbono o verde (Pierola, 2021).

Los esfuerzos iniciales no fueron suficientes debido a que los objetivos de reducción de GEI para preservar y mejorar los índices climáticos a largo plazo no llegaron a tener un impacto considerable. Sin bien es cierto, un 65% de reducción a nivel global de CO_2 y otros gases presados fueron un logro, el 35% restante no puede ser erradicado por los tratados y diferencias políticas entre otros países. El acuerdo París estableció compromisos amplios e inclusivos por medio de organismos internacionales energéticos como IRENA como estrategia clave para lograr un entorno con dependencia de otros mecanismos limpios con fuentes de generación renovable y la descarbonización de la economía mundial (Silva, 2022).

En los últimos años, las fuentes de generación por energías no convencionales han tomado una gran relevancia y de alguna manera han sostenido los acuerdos que ha manifestado este protocolo. Logrando no solo reducir considerablemente las emisiones de CO₂ sino también probando que este tipo de fuentes entreguen la energía eléctrica, mecánica o térmica requerida por la demanda poblacional.

Figura 3. Resumen de avances obtenidos por el protocolo Kioto



Nota: resumen de metas alcanzadas por el protocolo. Fuente: OLADE, sf.

2.4. Energías no convencionales

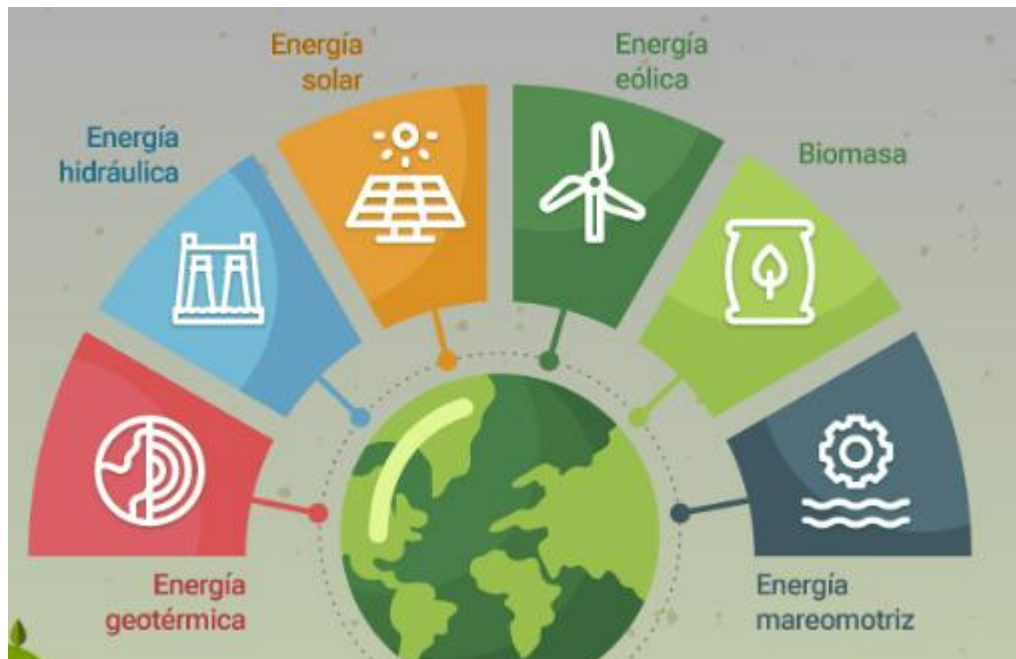
También conocidas como energías renovables, son aquellas cuya fuente de generación es obtenida por medios naturales. Su principal fuente motriz es el sol, el cual causa una serie de fenómenos como el movimiento de la tierra, la trayectoria, el viento, el sentido de la marea, la fotosíntesis y degradación de organismos, etc. Sin embargo, estas fuentes consideradas por otros autores como virtualmente inagotables debido a que son un ciclo repetitivo, se busca aprovechar el movimiento o la captación de radiación para la conversión de la energía como eléctrica, mecánica o térmica (Rodríguez M. , 2022).

2.5. Tipos de energías no convencionales

En la actualidad existen muchos tipos de energía no convencionales. Sin embargo, se detallan las energías más utilizadas a nivel mundial.

1. Sistema de generación hidráulica
2. Sistema de generación eólica
3. Sistema de generación geotérmica
4. Sistema de generación solar fotovoltaica
5. Sistema de generación mareomotriz
6. Sistema de generación undimotriz

Figura 4. Tipos de sistemas de generación por medio de fuentes de energías renovables



Nota: Energías renovables más utilizadas en el mundo. Fuente: IMF, 2021.

2.5.1. Energía solar fotovoltaica

Este tipo de energía tiene su principio de generación gracias a la captación de la irradiación solar, la cual ingresa por las placas semiconductoras del panel y mediante un proceso fotoeléctrico genera energía eléctrica DC. Sin embargo, necesitan de un inversor para convertir esta señal DC en señal AC (Grijalva & Vélez, 2020). La figura 5. Ilustra una planta de generación fotovoltaica escalonada.

Figura 5. Planta de generación fotovoltaica



Nota: Planta de generación fotovoltaica aislada para el sector camaronero. Fuente: SONGA, 2023.

2.5.2. Energía solar térmica

La generación térmica sin bien comparte el mismo criterio de obtención de la energía por medio de la captación solar, este aprovecha la temperatura que irradia sobre una superficie horizontal llamado captador plano para calentar un fluido calo portador y utilizado para sistemas de calefacción y enfriamiento (Calle, 2023). La figura 6. Ilustra una planta solar térmica en una vivienda.

Figura 6. sistema de generación solar térmica



Nota: sistema de generación solar térmica ubicado en vivienda residencial. Fuente: Solarte, 2021.

2.5.3. Energía eólica

Utiliza la velocidad del viento para mover enormes aspas autorreportadas por una estructura vertical. El movimiento de estas aspas genera energía mecánica que es convertida en energía eléctrica gracias a la turbina que posee. Sin embargo, enfrenta una limitante que depende únicamente del facto climático (Cárdenas, 2021). La figura 7 ilustra un parque compuesto por varios aerogeneradores.

Figura 7. Central de generación eólica



Nota: Parque eólico ubicado en España. Fuente: Green Energy, 2021.

2.5.4. Energía hidroeléctrica

Este tipo de energía aprovecha el caudal de los ríos aplicando la conversión de la energía mediante el aprovechamiento de la energía potencial gravitatoria. Una central hidroeléctrica cuenta con una turbina por donde dicho caudal, al descender, golpea las aspas provocando un movimiento mecánico. Mismo que, gracias a la configuración de la máquina, genera en su salida energía eléctrica. Sin embargo, requiere una construcción de un embalse de agua con la finalidad de poder preservar este fluido ante periodos de estiaje (Pilliza, 2021). La figura 8. ilustra una represa donde se realiza el proceso de conversión a energía eléctrica.

Figura 8. Central de generación hidroeléctrica

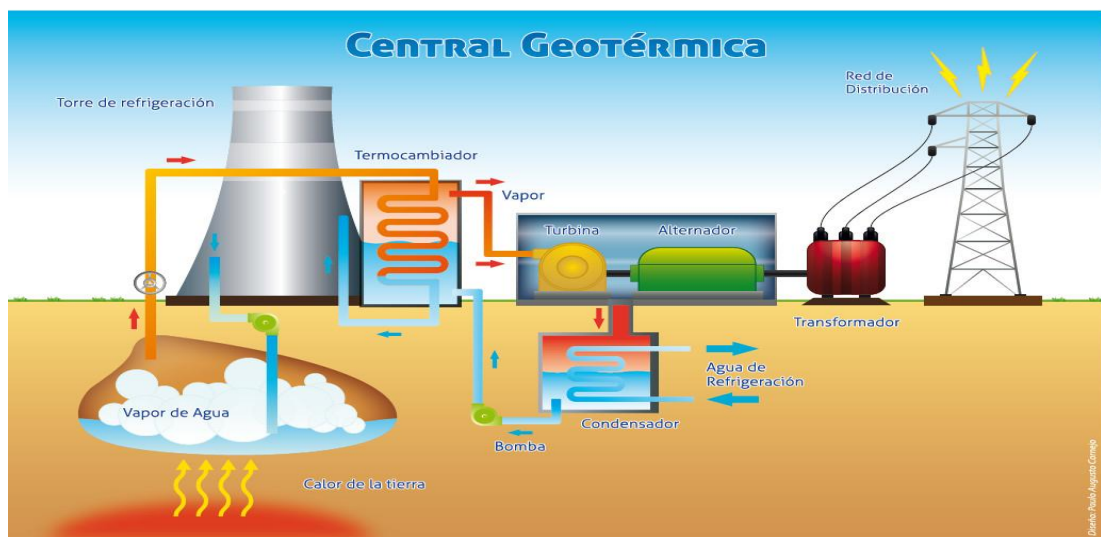


Nota: Central hidroeléctrica Mazar con potencia generada de 170 MW. Fuente: CELEC, 2020.

2.5.5. Energía Geotérmica

Este tipo de energía aprovecha los yacimientos volcánicos inactivos y aprovecha los gases que estos generan para el movimiento de turbinas que convierten dicha energía mecánica en energía eléctrica. Tiene un proceso similar a las centrales de generación termoeléctricas. Sin embargo, la obtención de este recurso por medios naturales (Torres, 2022). La figura 9. Ilustra una planta de generación geotérmica.

Figura 9. Central de generación Geotérmica



Nota: etapas del proceso de conversión de la energía de una central geotérmica. Fuente: CLT. 2022.

2.5.6. Energía Biomasa

Este tipo de energía utiliza la descomposición del material orgánico por medio de los procesos de fermentación para la conversión de otro tipo de energía, es muy utilizado en plantas térmicas debido a que este tipo de biomasa emite un gas y el mismo se utiliza para mover turbinas, incluso lo utilizan para la cogeneración (Aviléz, 2020). La figura 10 ilustra una planta de biomasa.

Figura 10. Central de generación con Biomasa



Nota: central de generación híbrida con biomasa ubicada en España. Fuente: SEI. 2022.

2.5.7. Energía Mareomotriz

Este tipo de energía consiste en el movimiento de las mareas, es decir, el ciclo en que se mueve hacia adelante y hacia atrás, logrando de esta manera mover un sistema de biela que permite generar energía cinética que será convertida en energía eléctrica (Arevalo, 2023). La figura 11. ilustra una central de generación mareomotriz.

Figura 11. Central mareomotriz

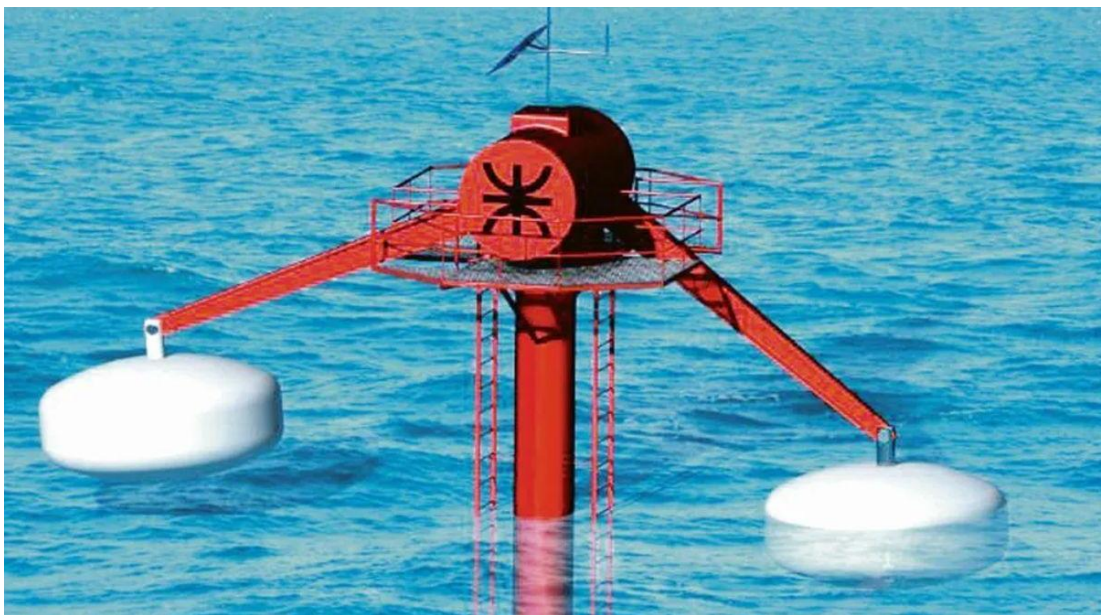


Nota: planta de generación mareomotriz en Francia. Fuente: Renewable. 2020.

2.5.8. Energía Undimotriz

Este tipo de energía al contrario de la mareomotriz utiliza un juego de bolas en cuál, con la agitación de las olas al subir y bajar, mueven un mecanismo que, con la interconexión de un dinamo procede a convertirlo en energía eléctrica (Calle, 2023). La figura 12. Ilustra una planta de generación undimotriz.

Figura 12. Central undimotriz



Nota: planta de generación undimotriz en la costa de Italia. Fuente: Renewable, 2020.

2.6. Generación Distribuida (GD)

Se puede definir que la generación distribuida como un conjunto de subsistemas de microgeneradores que forman un único sistema cuyo objetivo es inyectar a la red excedentes de generación. Para lograr este objetivo los usuarios deben contar con generadores que les permitan autoabastecerse y brindar el beneficio de la entrega del flujo de energía que no se consuma. La GD, utiliza como fuentes de generación a las energías renovables, contribuyendo de esta manera con la reducción de GEI y de esta manera respetando el acuerdo internacional propuesto por el protocolo Kioto. Organismos internacionales como OLADE y CIER describen a la GD como un sistema de generación descentralizado que busca dar un equilibrio al sistema eléctrico nacional (Chacón, 2023).

Los sistemas de generación distribuida cuentan con principio en donde se los considera por una capacidad de generación que no puede pasar los 55 MW en las instalaciones del usuario. Su clasificación se ramifica por el tipo de generador (fuente renovable), capacidad de generación, modalidad de conexión, tecnología a utilizar, en torno de instalación e impacto ambiental (Játiva, 2020).

La GD ha sido impulsada por LAC (Latinoamérica y Caribe) y otras partes del mundo, y actualmente es conocido como el principal motor de inyección de energía por fuentes renovables. Gracias a esto, países como Brasil han potenciado su matriz energética mediante una transición en función a la eficiencia energética y el uso de fuentes no convencionales. Una de las principales fuentes aprovechadas por el LAC desde el 2012 fueron los sistemas solar térmico y fotovoltaico, ya que el sol emite radiación constante y permite de esta manera su aprovechamiento para la conversión de la energía en eléctrica y térmica (Chango, 2023).

Cada país creó una resolución con incentivos para aquellos usuarios que migren de un sistema convencional por uno renovable, con beneficios económicos reflejados en la facturación del consumo eléctrico, sienten créditos que disminuyen dicha tarifa y a su vez el mismo sistema reduce en un 60% la dependencia de la red de la empresa distribuidora (Cataña, 2024).

2.6.1. Regulaciones vigentes en la generación distribuida

Ecuador, pese a ser un país pequeño, cuenta con un potencial energético que lo pone como uno de los principales países con mayor aprovechamiento de recursos

meteorológicos para la obtención de fuentes de energías renovables. Su principal fuente de generación son las hidroeléctricas, en un 67%. Sin embargo, el recurso solar está en crecimiento, ya que Ecuador, al estar en una ubicación cercana al cinturón de fuego, posee una irradiancia solar que puede llegar hasta los 6 Wh/m² día (Cataña, 2024).

Ecuador, en la actualidad, ha pasado por una serie de revisiones en cuestión de las regulaciones energéticas con el fin de promocionar la generación distribuida y realizar importantes proyectos que busquen reducir la dependencia de termoeléctricas hasta el periodo 2030. Pequeños incentivos y una regulación de eficiencia energética proyectada hasta 2025 son los principales cambios para la transición de la energía (Cataña, 2024).

Regulación vigente CONELEC 003/08.- una de las primeras regulaciones por el operador nacional de electricidad que estableció los procesos energéticos repartiéndolos en generación, transporte, distribución, consumo y comercialización. El principio de esta regulación es garantizar un servicio de energía seguro, fiable e ininterrumpido (Chica, 2023). Bajo este apartado se mencionan las siguientes consideraciones.

- Sistemas de transmisión y sub transmisión con tensiones hasta 500 KV
- Subestaciones elevadoras y distribución.
- Empresas distribuidoras para la logística de comercialización de la energía.

Regulación ARCONEL 003/18.- conocida como la primera regulación en función de los proyectos de energías renovables, indicó como única modalidad de autoabastecimiento a la conexión interconectada a la red únicamente para sistemas de generación fotovoltaica que no superen los 100 kW. Esta regulación fue derrocada al no incluir a las otras fuentes de generación renovables (Chica, 2023).

La regulación ACERNNR-013/2021 decretada por el Ministerio de Energía y Minas corrige la norma anterior e incluye las energías renovables de cualquier tipo como sistema de generación de autoabastecimiento y aumenta su capacidad de generación hasta 1 MW (Bonilla R. , 2022). Bajo este preámbulo se detallan los siguientes objetos que la norma buscó cumplir:

- Proyectos SGDA para consumidores regulados y no regulados.
- Incentivos al sector eléctrico.
- Eficiencia Energética en la infraestructura.

- Seguridad ambiental y social.
- Institución (Ministerio de Energía y Minas, 2022)

2.7. Sistema Solar Fotovoltaico

Este tipo de sistema aprovecha la radiación solar para la captación de la energía. Las ondas electromagnéticas son aprovechadas mediante el proceso fotoeléctrico, convirtiendo el haz de luz en energía eléctrica. A continuación, se detallan algunos principios que se consideran para este sistema (Domínguez, 2024).

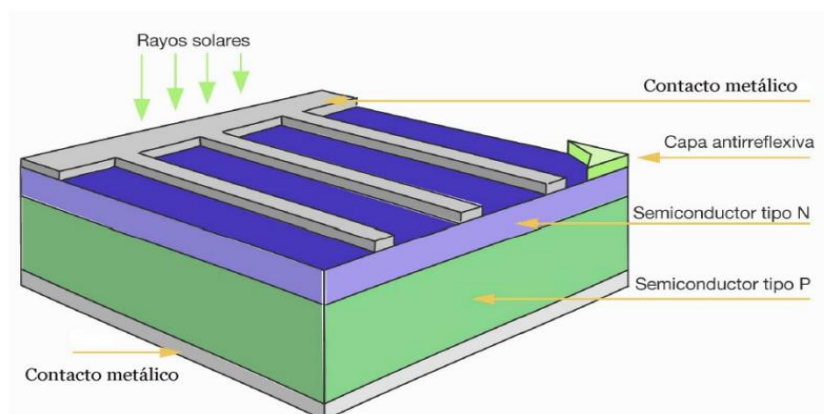
- Radiación solar
- Horas sol pico
- Índice de sombras
- Área de instalación
- Conexiones eléctricas y mecánicas
- Distancias de seguridad para maniobras
- Protecciones eléctricas.

2.7.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico

A. Panel solar

Es una unidad modular compuesta por celdas fotovoltaicas semiconductoras unión N – P, Estas celdas aplican el proceso fotoeléctrico para captar la radiación solar en la placa e internamente el movimiento de electrones entre las capas de unión es lo que genera una excitación eléctrica provocando una diferencia de potencial entre los terminales (Arevalo, 2023). La figura 13. ilustra las piezas internas que conforman una célula solar.

Figura 13. Célula fotovoltaica



Nota: piezas sobrepuestas que conforman una placa solar. Fuente: SEI, 2023

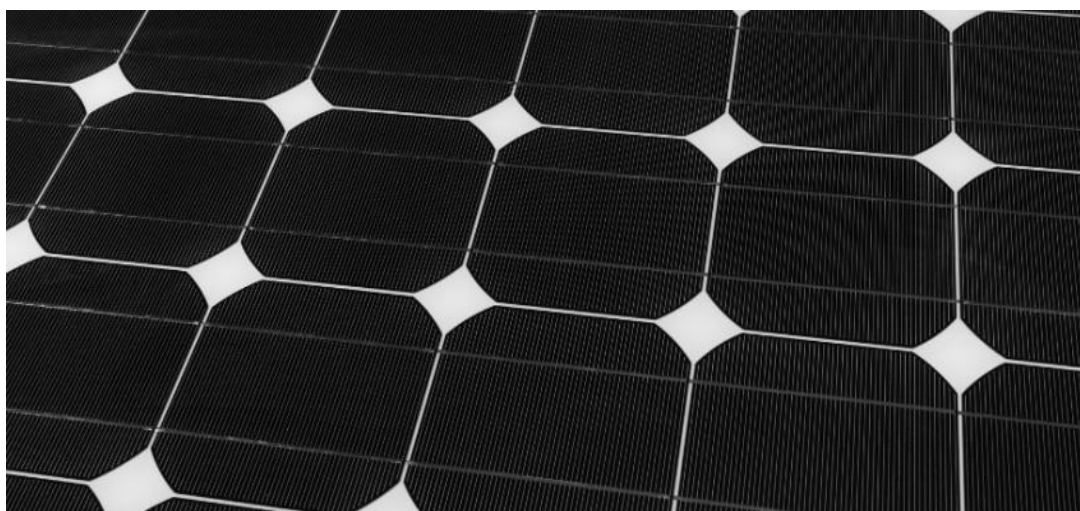
A continuación, se detallan algunas de las características fundamentales que comprenden las células fotovoltaicas:

- a) Tecnología según el tipo de eficiencia y uso que se tenga para el módulo.
- b) Sistema escalable.
- c) Fácil instalación.
- d) Soportan temperaturas superiores a los 40 °C.

B. módulo monocristalino

Módulo compuesto por células de silicio cristalino en forma hexagonal con diámetros que no sobrepasan los 18 cm de grosos y una agrupación que oscila entre los 200 y 240 centímetros. Se caracteriza por su color azul oscuro que cuenta con un recubrimiento antirreflejante y marco de aluminio alcanzando una eficiencia del 23% (Arevalo, 2023). La figura 14. Ilustra las láminas hexagonales de un módulo monocristalino.

Figura 14. Módulo monocristalino



Nota: vista de las células hexagonales de módulo monocristalino. Fuente: SEI; 2021

C. Módulo policristalino

Los módulos policristalinos están formados por una aleación de silicio dopado con tungsteno. Dichas células presentan una gran variedad de gomaz y se comportan de manera diferente ante la luz. El grosor de la célula es de 20 milímetros y su eficiencia entre el 14 y 19% (Chacón, 2023). La figura 15. ilustra las células de un módulo policristalino.

Figura 15. Módulo policristalino



Nota: composición de estructura rectangular cristalina múltiple del silicio. Fuente: SEI, 2021

D. Módulo amorfo

Los módulos amorfos consisten en una lámina delgada de silicio en plástico, que cuenta con una eficiencia mucho menor de hasta el 11% y su color distintivo color azul y marrón (Chacón, 2023). La figura 16. Ilustra el uso del módulo amorfo en aplicaciones de intemperie.

Figura 16. módulo amorfo



Nota: Módulo amorfo tiene aplicado al invernadero. Fuente: Code Solar; 2020

E. Conector multi contacto para módulos fotovoltaicos

Son elementos que se utilizan para la conexión entre módulos fotovoltaicos, la palabra MC4 se emplea porque estos tienen 4 milímetros de grosor, manejan un material epóxido de

color negro que facilita la interconexión de condenas fotovoltaicas, trabaja a intemperie bajo los estándares UL6703 y NEC lo que asegura robustez y que ante condiciones de lluvia no se filtren gotas a la interconexión, cuentan con un nivel básico de aislamiento de hasta 1500 Vdc. Los conectores MC4 se clasifican por su entrada o salida, y su conexión (Arevalo, 2023). La figura 17. Ilustra la composición interna de un conector MC4.

Figura 17. Composición del conector MC4



Nota: Elementos de un conector macho hembra. Fuente: Gilera; 2023

F. Estructuras de fijación para módulos fotovoltaicos

La estructura es una de las partes más importantes para asegurar la correcta absorción de radiación solar, debido a que este sistema proporciona el ángulo de inclinación para captación del óptimo (Flores, 2021). Las estructuras para módulos fotovoltaicos cuentan con una serie de elementos que se detallan a continuación, así como lo ilustra la figura 18.

- Riel: estructura de aluminio para soportar e inclinar los módulos fotovoltaicos.
- Conector tipo riel: acople para conectar los rieles de aluminio.
- Conector tipo L: se inserta entre la teja y necesita de un perno químico para que no existan filtraciones.
- Grapa Final: se posiciona únicamente al final de cada cadena fotovoltaica

- e) Grapa media: se utiliza para separar los módulos fotovoltaicos de modo horizontal.

Figura 18. Estructura para inclinación de módulo fotovoltaico



Nota: Estructura montada sobre losa. Fuente: Gilera, 2020

Según la ubicación de los módulos fotovoltaicos, se puede clasificar el tipo de montaje de estructuras como:

- a) Montaje a nivel de techado (teja)
- b) Montaje a nivel de losa
- c) Montaje a nivel de superficie plana o suelo
- d) Montaje a nivel de mar (superficie flotante mediante balsa)

G. Inversor para sistema fotovoltaico

Es un equipo electrónico encargado de la conversión de la energía eléctrica del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia. Su principio específico radica en la detección y conversión de la energía suministrada únicamente por los módulos fotovoltaicos en sus entradas. El inversor convertirá la energía únicamente bajo 2 principios. El primero de ellos es alcanzar el rango permisible de voltaje de arranque y el segundo no superar la corriente máxima permisible del equipo (Martínez, 2025). La Figura 19 ilustra algunos modelos de inversor para su aplicación.

Figura 19. Gama de inversores fotovoltaicos



Nota: Clasificación de inversores por su aplicación. Fuente: Renovaenergía, 2022

Los inversores también pueden tener una clasificación específica de acuerdo con los siguientes criterios:

- a) Por su topología: PMW o MPPT
- b) Por su aplicación (intemperie, centralizado, cadena)
- c) Por su conexión (On Grid, Of grid)
- d) Por su tensión de salida (monofásico, trifásico)
- e) Por el tipo de cliente (residencial, comercial, industrial).

A continuación, se detallan algunos criterios que los inversores deben cumplir para su correcto funcionamiento:

- a) La señal de salida debe ser lo más senoidal posible en su proceso de conversión.
- b) Mantener una frecuencia operativa constante
- c) Protección a los elementos internos del equipo.
- d) No deben existir perturbaciones que afecten la señal de salida.

2.7.2. Criterios técnicos para instalación de un sistema fotovoltaico

La instalación fotovoltaica siempre debe garantizar eficiencia y seguridad, manteniendo una estética y respetando los criterios nacionales e internacionales de instalaciones eléctricas para uso exterior, sistema puesta a tierra para generadores e instalación de banco de baterías. La consideración de todos estos aspectos es porque permite mantener un óptimo desempeño energético y asegurar la calidad del sistema (Flores C. , 2024).

Los sistemas fotovoltaicos por ser generadores de energía eléctrica necesitan preservar un correcto sistema de protección y seccionamiento para garantizar una robustez y eficiencia ante perturbaciones eléctricas, descargas atmosféricas, otros y sobre todo salvaguardar la infraestructura eléctrica y la vida del ser humano (Trejo, 2023).

2.7.3. Sistema solar fotovoltaico interconectado a la red

El sistema fotovoltaico interconectado a la red está conformado solo por dos etapas. La primera, la generación fotovoltaica y la segunda, el inversor ON Grid. Ambas etapas son el sistema motriz de generación energética. Este sistema se encuentra interconectado a la red eléctrica. Es decir que existen dos fuentes de generación para el abastecimiento al consumo, estas son la red de la empresa distribuidora y la planta solar (Achote & Rodríguez, 2023).

La planta fotovoltaica opera en un ciclo diurno – vespertino de hasta 12 horas, generando energía eléctrica con dicha limitante horaria. después de este periodo entra la red de la empresa distribuidora.

Como principal limitante se tiene la dependencia del recurso solar, el cual tiene un periodo vigente de 12 horas. Sin embargo, ante cortes de energía por fallos de la red de la empresa distribuidora, el inversor cambiará su modo a isla, esto quiere decir que el sistema no entregará energía de la planta solar a la red debido a que puede causar daños a la red de la distribuidora al energizarla ante un fallo (Serrano, 2023).

Como beneficios, este sistema puede generar excedentes de energía que lo consigue gracias a la capacidad de la planta y de acuerdo a la normativa vigente ARCONEL 05/24 puede ser rembolsado como crédito a favor del consumidor.

2.7.4. Sistema solar fotovoltaico aislado

Un sistema solar fotovoltaico aislado, esta compuesto por una cadena fotovoltaica que entrega el suministro de energía eléctrica DC e ingresa hacia un inversor Of Grid, mismo que entrega un 70% de energía a la carga considerada normalmente autónoma y su 30% restante para respaldar el banco de baterías.

Este tipo de sistema no cuenta con una conexión a la red eléctrica, es utilizado principalmente para entornos que carecen de suministro eléctrico como zonas rurales o espacios con difícil acceso a la red. Estos sistemas en horario diurno suministran la energía gracias a la generación fotovoltaica. Sin embargo, en la noche su energía

depende únicamente del banco de baterías, lo que es una gran limitante que obliga al usuario a disminuir su carga.

2.7.5. Sistema solar fotovoltaico híbrido

El concepto de híbrido realmente proviene de poder combinar otra tecnología en un sistema de generación principal. Para el caso de un sistema solar híbrido, el encargado de realizar esta integración con otra fuente de generación complementaria es el inversor, quien convierte la energía DC en AC.

Este tipo de inversores con topología híbrida es un sistema aislado que también puede convertir la energía AC en DC, para poder alimentar a las baterías en caso de que la producción fotovoltaica no tenga la capacidad para sustentar la demanda del cliente. Su funcionamiento es igual a un UPS el cual cuenta con un sistema de inversión y rectificación en la electrónica interna de su proceso. Esto le permite poder conectarse a la red en todo momento y repartir la energía de manera equitativa según la configuración del sistema.

2.7.6. Sistema solar fotovoltaico Multimodo

Este tipo de sistema tiene una peculiaridad debido a que combina dos subsistemas, los cuales son el interconectado a la red (On Grid) y el aislado (Of Grid), sin embargo, estos subsistemas tienen sus deferencias por su modo de uso y aplicación. El sistema multimodo busco integrar ambos subsistemas en uno solo, logrando de esta manera cuentan con los beneficios de inyectar a la red excedentes de energía que pueda generar la planta fotovoltaica y a su vez poder acumular energía y tener un sistema específico para aquellas cargas consideradas críticas o prioritarias.

Este sistema está conformado por un solo cuerpo donde internamente convergen ambos inversores cuentan con una sola entrada fotovoltaica para alimentar a ambos equipos, sin embargo, cada subsistema trabaja de manera independiente de acuerdo con los parámetros de configuración para la aplicación designada. Siempre el sistema On Grid será aquel que convierta la energía DC a AC y entregue dicha energía producida al tablero de distribución para abastecer la demanda de energía de las cargas. Sin embargo, cabe recalcar que este sistema tiene limitantes aparte de los anteriormente mencionados, su modo de aislamiento (Isla) el cual deja inoperativo a este inversor debido al detectar una ausencia de energía en la red, él no puede entregar pese a que el sistema fotovoltaico este generado su propia energía y esto se debe a la

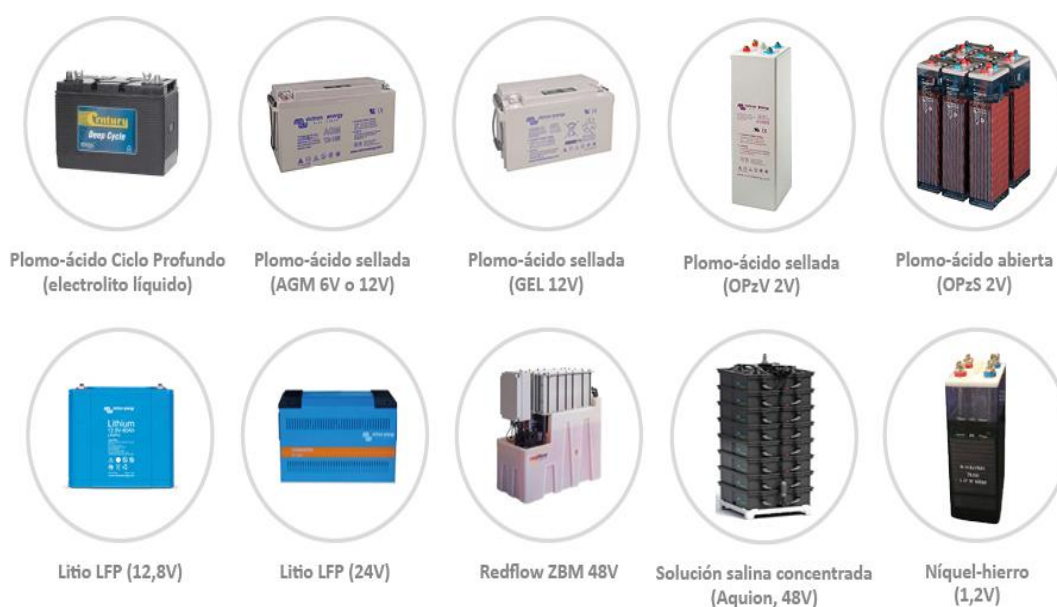
seguridad. Si una red eléctrica se encuentra en mantenimiento, al inyectar a la red, este puede ocasionar accidentes laborales al personal de mantenimiento.

Por otra parte, el sistema Of Grid funciona únicamente cuando el sistema on grid queda inhabilitado, mediante un bypass interno de esta manera las entradas del sistema principal alimentan al segundo inversor y mientras se mantiene un horario diurno se entrega suministro eléctrico para las cargas críticas y en caso de ausencia de sol el sistema se pone en modo batería.

2.8. batería – Fuente dependiente de energía eléctrica DC

Son considerados elementos que almacenan una gran cantidad de energía. Esto se efectúa gracias a un proceso químico oxidativo. Lo que quiere decir es que el material se oxida, mientras que el otro es aquel que retiene los electrones, siendo estos el ánodo y el cátodo del sistema o comúnmente, los bornes positivos y negativos. Dicho flujo circulará libremente cuando exista un circuito cerrado con una impedancia Z donde el desplazamiento de electrones parte desde el borne negativo. Por tanto, es considerada como una fuente dependiente que suministra energía DC. La figura 20. Ilustra la clasificación de las baterías de acuerdo con su uso.

Figura 20. Clasificación de las baterías por su aplicación y tecnologías



Nota: Diferentes topologías de baterías para aplicaciones específicas. Fuente: SEI, 2021

2.8.1. Batería de plomo ácido

Este tipo de batería tiene una tecnología en la cual el electrolito Plomo – ácido queda inmovilizado para poder hacer la combinación entre los átomos de hidrógeno y oxígeno. Debido a la alta densidad que tiene esta reacción, son encapsuladas por una aleación de material termoplástico ligero reforzado con sus siglas en inglés (ABS). Estas baterías tienen una autonomía de hasta 5 años y soportan temperaturas hasta 31 grados centígrados. La figura 21. Muestra la forma física de la batería sellada de plomo ácido con su siglas en ingles (VRLA).

Figura 21. Batería de plomo ácido sellada



Nota: batería de plomo ácido sellada de 12V 39AH. Fuente: Aquira, 2020

2.8.2. Batería de níquel cadmio

Este tipo de batería se diferencia del plomo ácido por su aleación y fabricada específicamente para aplicaciones de áreas críticas. Debido a sus componentes de níquel – cadmio en el interior del recipiente, estos cumplen la función de ánodo y cátodo para la circulación de flujo de electrones cuando el circuito eléctrico se encuentra cerrado; son considerados por su tecnología como dispositivos que soportan altas temperaturas de medio ciclado y con una autonomía de hasta 12 años (Escriche, 2020). La figura 22. Ilustra los diferentes modelos de batería de Ni - Cd.

Figura 22. Baterías selladas de Ni- Cd



Nota: baterías de 12V 50ah con alto ciclado. Fuente: KPL industry, 2020

2.8.3. Batería con tecnología de litio

Se caracterizan por tener una composición química con litio y otros materiales como la aleación de plata o titanio que permite que tenga propiedades químicas para un alto ciclado, un almacenamiento de energía con descarga profunda y a su vez una mayor tolerancia a la temperatura con valores que soportan hasta los 70 grados centígrados, su tiempo de vida útil varía según su composición. Sin embargo, un tiempo estimado de vida útil que supera los 15 años (Asadobay, 2022). La figura 23. ilustra un módulo de batería LI - ON sellada con su respectivo regulador.

Figura 23. Batería de LI - ON



Nota: Modulo de batería de litio de 1kVA. Fuente: Hitachi, 2022

2.9. Estructura soporte

La soportería de los módulos como los racks para inversores y baterías son uno de los elementos más cruciales para asegurar la fijación y operatividad de los equipos y elementos. Como soportería se entiende a una estructura metálica que sirve de apoyo para dichos elementos, estas están conformadas de materiales resistentes que permiten su interconexión.

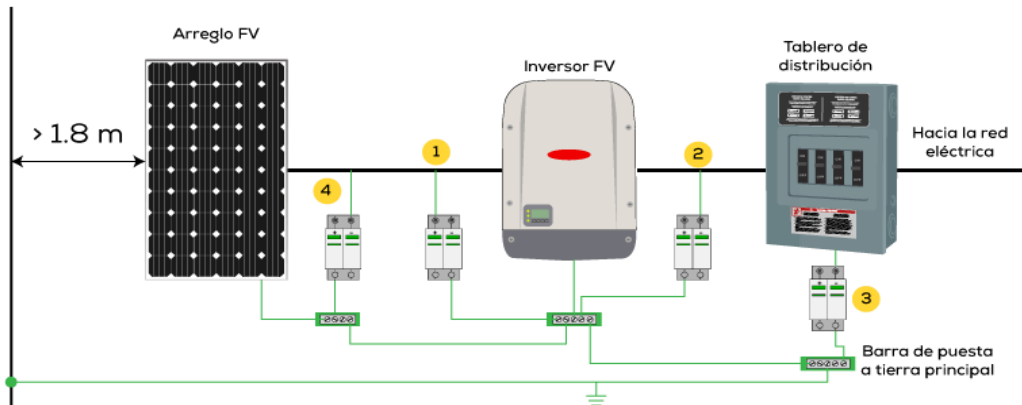
- a) Para módulos fotovoltaicos, se utilizan materiales de aluminio tales como rieles, conectores, grapas, uniones, etc. La importancia en la estructura radica en el ángulo de inclinación que debe tener para asegurar el mayor aprovechamiento de irradiación.
- b) Para inversores existen los soportes de pared, los cuales aseguran la fijación horizontal de los equipos.
- c) Para baterías, se fabrica un rack para soportar la cadena de baterías y de esta manera tener una uniformidad sin hacer contacto con tierra.

2.10. Sistema de protecciones de corriente directa

Los sistemas fotovoltaicos necesitan protecciones para garantizar la operación continua de sus equipos y elementos, para ellos las protecciones de corriente directa son fundamentales desde la salida de las cadenas de paneles, bando de baterías para protegerlos de sobre corrientes. La figura 24. ilustra la correcta ubicación de las protecciones para un sistema fotovoltaico hasta llegar al consumo.

Figura 24. Protecciones de corriente directa

Sistema de protección
contra descargas
atmosféricas



Nota: Ubicación de los elementos de protección en un sistema fotovoltaico interconectado a la red. Fuente: MUST, 2023

2.11. Sistema de protecciones de corriente alterna

El sistema de protección de corriente alterna, que comúnmente se encuentra ubicado a la salida del inversor, cuenta con dos disyuntores. El primero para dar mantenimiento al sistema y el segundo para la protección al panel de distribución del usuario. Adicionalmente al grupo de disyuntores se considera la instalación de un supresor de transientes tipo II o clase B de acuerdo con la normativa americana ANSI. La figura 25. Ilustra un panel con un sistema las protecciones AC utilizado para el mantenimiento del sistema fotovoltaico.

Figura 25. Sistema de protección de corriente alterna



Nota: Tablero cuenta con disyuntores AC y diferencial. Fuente: RITAL, 2023

Capítulo III

Levantamiento de información

3.1. Aspectos generales del levantamiento de información

El capítulo III tiene como propósito la recopilación y el análisis de la información en el edificio de la Agencia Garzota de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil. Los documentos de respaldo se encuentran incorporados en el apartado de anexos. En este capítulo se presenta únicamente la información de carácter relevante, la cual servirá como base para la fase de diseño del proyecto. A continuación, se señalan los documentos y registros entregados por la entidad:

- Archivos y memorias técnicas
- Planos estructurales del predio
- Diagramas unifilares del predio
- Plano eléctrico del predio (con ubicación de puntos eléctricos de interés)
- Detalle de los tableros eléctricos especificados
- Datos climatológicos

3.2. Antecedentes del edificio CNEL – Guayaquil (Garzota)

El levantamiento de información realizado en el edificio de la Agencia Garzota de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil tuvo como objetivo principal identificar las características técnicas y operativas de su infraestructura eléctrica. Este inmueble, ubicado en la ciudad de Guayaquil, concentra actividades administrativas y comerciales, además de albergar el Centro de Datos institucional, lo que exige contar con sistemas de respaldo energético confiables para garantizar la continuidad del servicio. En este contexto, se analizaron tanto la capacidad instalada inicial como las ampliaciones ejecutadas en los últimos años, considerando las transiciones de sistemas monofásicos a trifásicos y el dimensionamiento de la carga eléctrica en función de las necesidades actuales.

Los antecedentes históricos evidencian que, en el año 2008, la Agencia Garzota adquirió e instaló un generador Stamford con motor Perkins, acompañado de un tablero de transferencia automática y un breaker de 200-250 amperios, cuyo propósito fue sostener el funcionamiento del centro de datos. Sin embargo, debido al paso del tiempo, este equipo empezó a presentar fallas técnicas recurrentes relacionadas con su obsolescencia. En consecuencia, en 2017 se procedió a la instalación de un nuevo

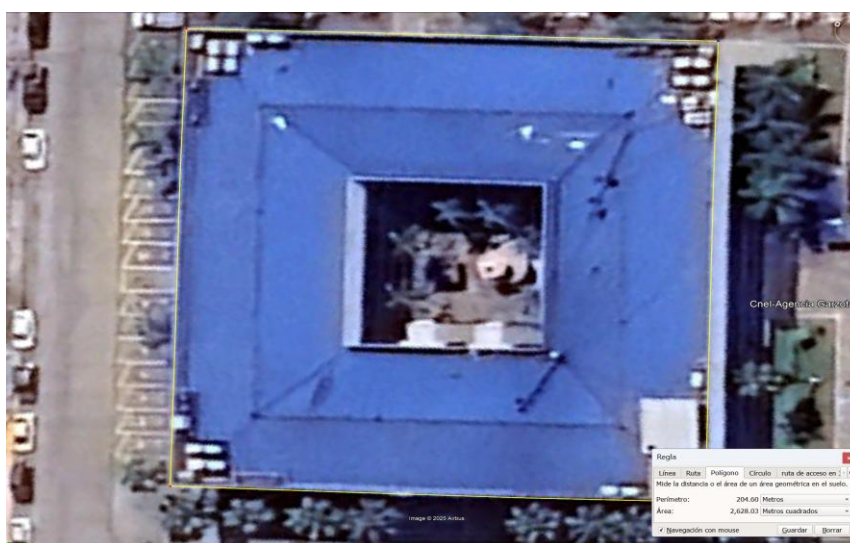
generador trifásico de 160 kW, modelo YN-200C, destinado a fortalecer la capacidad de respaldo eléctrico y a reducir los riesgos asociados a las interrupciones del servicio.

A partir de esta modernización, la agencia ha experimentado una mejora en la disponibilidad de energía, aunque los registros de los últimos cinco años muestran interrupciones periódicas del alimentador principal que han afectado de manera directa las operaciones institucionales.

3.3. Ubicación del edificio

La Agencia Garzota de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), perteneciente a la Unidad de Negocio Guayaquil, está situada en la Ciudadela La Garzota, sector 3, manzana 47, de la ciudad de Guayaquil, en la provincia del Guayas, Ecuador. Como referencia geográfica, en el mismo entorno urbano, se registran coordenadas UTM (sistema WGS84) para un punto cercano —el parque municipal de la Ciudadela Garzota— con valores aproximados de Este 623 144,13 m y Sur 9 762 760,91 m, lo cual permite ubicaciones con precisión relativa. La Unidad de Negocio Guayaquil cubre un área total de 2,347 m², incluyendo esta agencia, y presta servicio eléctrico a una población extensa dentro del cantón Guayaquil, consolidándose como un nodo estratégico dentro de la infraestructura de distribución de energía eléctrica.

Figura 26. Ubicación del edificio Azul - CNEL GARZOTA



Nota: Vista superior del predio. Fuente: Google Earth, 2025

3.4. Datos climatológicos del edificio

A continuación, se presentan los principales parámetros climatológicos obtenidos para la zona de estudio, los cuales se detallan en la Tabla correspondiente. Estos indicadores permiten evidenciar las condiciones ambientales promedio de la localidad, destacándose la irradiación solar como un factor determinante al momento de evaluar la factibilidad de implementar alternativas de generación fotovoltaica.

Tabla 1. Datos meteorológicos

Parámetros	Valor estimado promedio anual
Irradiación global	6.0 kWh/m ² ·día
Irradiación difusa	2.12 kWh/m ² ·día
Temperatura	24.1 °C – 26.3 °C
Humedad relativa	71 % – 83 %
Velocidad del viento	3.5 m/s

Nota: Datos meteorológicos históricos hasta 2024. Fuente: NASA, 2025

Los datos presentados en la tabla fueron obtenidos de la base de datos de la NASA, considerando el promedio anual correspondiente al año 2024. Se observa que la irradiación global alcanza un valor aproximado de 6 kWh/m²·día, evidenciando un incremento significativo en relación con el año 2020, cuando el promedio registrado era de 4,5 kWh/m²·día. Adicionalmente, se reporta una velocidad media del viento de 3,5 m/s y una humedad relativa comprendida entre 71 % y 83 %, parámetros que resultan relevantes para el análisis y planificación de proyectos energéticos en la zona de estudio.

3.5. Incidencia de sombras

La trayectoria solar en Guayaquil presenta variaciones mínimas a lo largo del año, con salidas cercanas al Este de hasta (79°) y puestas hacia el Oeste de hasta (281°). Los días más largos ocurren en diciembre, mientras que los más cortos se registran en junio.

Las sombras del edificio son largas al amanecer y atardecer, y cortas alrededor del mediodía debido a su elevada posición solar con respecto a esta latitud. Este comportamiento resulta determinante para evaluar posibles incidencias de sombra en proyectos fotovoltaicos.

Tabla 2. Incidencia de sombras

Fecha de referencia	Sale el sol (hora local)	Azimut salida (°)	Se oculta (hora local)	Azimut puesta (°)	Trayectoria solar (resumen)	Incidencia de sombras (cualitativa)
Equinoccio de marzo (~20/03)	~06:20	~78–80	~18:23	~280–282	Arco alto casi Este-Oeste; sol alcanza gran altura al mediodía.	Sombras largas al amanecer (hacia OSO), muy cortas al mediodía, largas al atardecer (hacia ENE). Time and Date+1
Solsticio de junio (~20/06)	~06:27	~77–79	~18:17	~281–283	Día ligeramente más corto del año; trayectoria algo más baja que en dic., pero aún alta.	Sombras algo más largas a lo largo del día que en dic.; mínimo alrededor del mediodía. Time and Date
Equinoccio de septiembre (~22/09)	~06:18	~78–80	~18:20	~280–282	Similar a marzo; arco alto con paso cercano al cenit.	Patrón de sombras equivalente al de marzo. Time and Date
Solsticio de diciembre (~21/12)	~06:13–06:20	~79–81	~18:25–18:28	~279–281	Uno de los días más largos; trayectoria más alta del año.	Sombras más cortas del año al mediodía; largas al inicio y fin del día.

Nota: Incidencia de sombras por trayectoria solar de acuerdo con ubicación del predio.

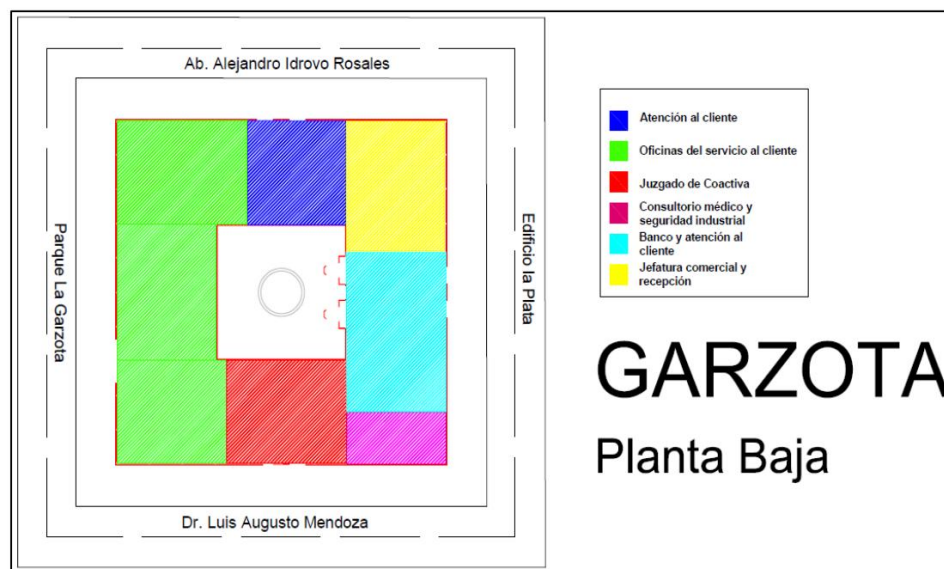
Fuente: SUNCALC, 2025

3.6. Diseño arquitectónico del edificio

A continuación, se presentan los esquemas arquitectónicos del edificio, con el objetivo de detallar de manera precisa la distribución interna de sus espacios. En los planos se

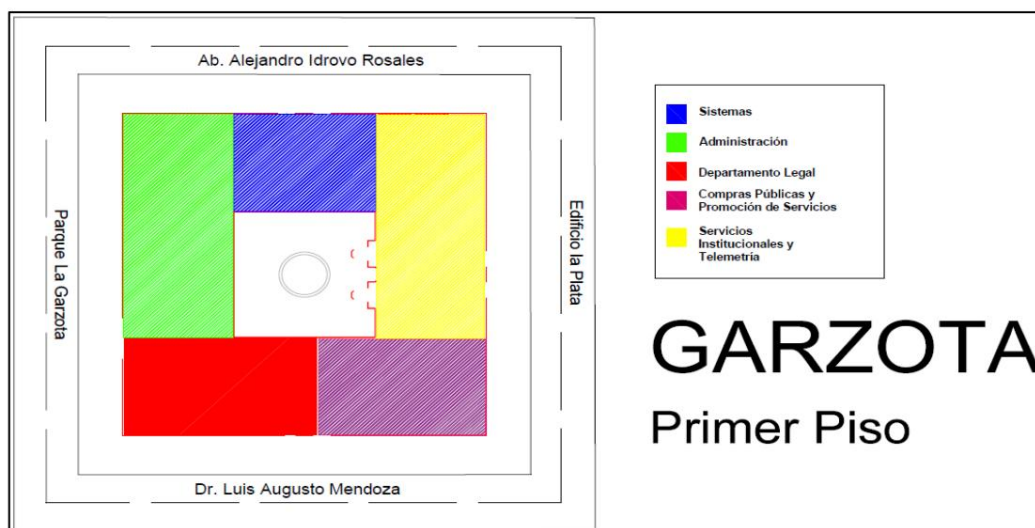
especifican las principales áreas que conforman la edificación, incluyendo zonas de atención al público, oficinas administrativas, áreas técnicas y de soporte, así como la disposición de la infraestructura destinada a servicios complementarios. tal como se ilustra en las figuras correspondientes

Figura 27. Edificio CNEL- Garzota -Planta baja



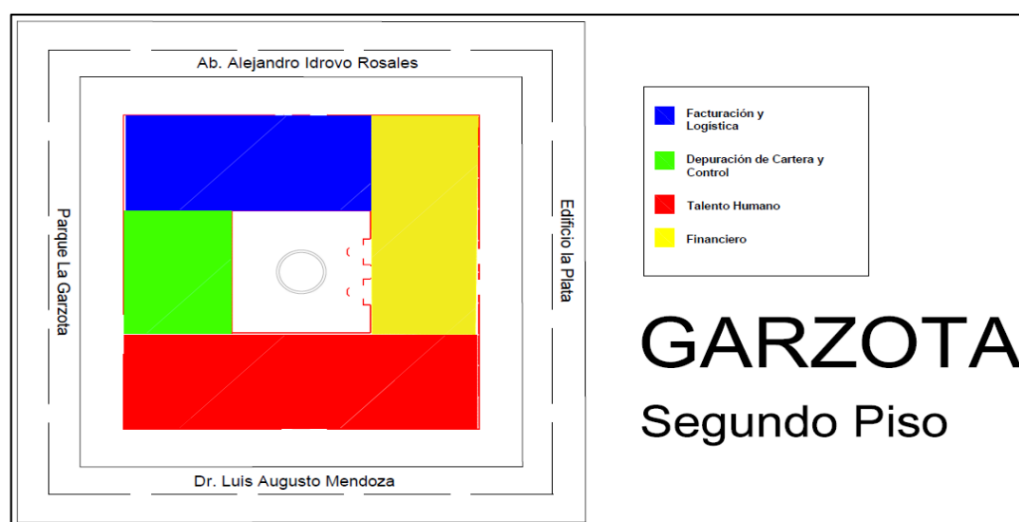
Nota: Diagrama de bloques del edificio azul. Fuente: CNEL, 2023

Figura 28. Edificio CNEL- Garzota -Primer piso



Nota: Diagrama de bloques edificio azul. Fuente: CNEL, 2023

Figura 29. Edificio CNEL - Segundo piso



Nota: Diagrama de bloques del edificio azul. Fuente: CNEL, 2023

Se observa que el edificio está compuesto por planta baja y dos niveles superiores, los cuales albergan una diversidad de espacios destinados a funciones administrativas y logísticas. La organización interna de estas áreas permite un adecuado desarrollo de las actividades operativas. A continuación, se presenta la tabla que describe detalladamente la distribución de los espacios.

Tabla 3. Detalle de zonas por piso

Zonas	Sub zonas
Planta Baja	Recepción y Banco Coactiva y Clientes Atención al Cliente Parque Clientes y Oficinas Consultoría y Seguridad Industrial
Primer Piso	Servicios Institucionales y Telemetría Sistemas Legal Compras Públicas y Promoción de Servicios Administración
Segundo Piso	Financiero Facturación, Logística y Planillas Depuración de Cartera y Control Talento Humano

Nota: Ubicación de áreas del edificio Azul. Fuente: CNEL, 2023

3.5. Consumo energético

En la presente tabla se detalla el consumo mensual promedio que presento el edificio CNEL – Garzota con la finalidad de ver el comportamiento energético y conocer las cargas que más demandan energía por piso.

Tabla 4. Consumo energético del edificio

Uso energético	Energía total (KWh)			Total (KWh)	%	Valor mensual (\$)
	Planta Baja	Piso 1	Piso 2			
Climatización	51097,81	19019,69	12528,17	82645,67	63%	5702,56
Ofimática	5640,07	6293,72	7877,81	19811,6	15%	1367,01
Iluminación	6298,36	6168,92	6359,01	18826,29	14%	1299,02
Servicios auxiliares	1439,23	1514,4	1015,3	3968,93	3%	273,86
Bomba de agua	3876,27	0	0	3876,27	3%	267,47
Ascensores	2592	0	0	2592	2%	178,85
Total	70943,74	32996,73	27780,29	131720,76	100%	9088,74

Nota: Consumo energético por departamento. Fuente: CNEL, 2023

En la tabla 4, se puede evidenciar que el 67% del consumo eléctrico lo consume la climatización del edificio azul, siguiendo con un 15% referente al área de ofimática y el 14% con toda la iluminación del edificio, teniendo un consumo promedio mensual de 131, 720.76 KWh y con ello una demanda promedio de 291,24 KW.

Capítulo IV

Diseño del sistema fotovoltaico

4.1. Generalidades del diseño

El presente capítulo se enfoca en el dimensionamiento de un generador fotovoltaico, tomando como referencia la demanda eléctrica previamente expuesta en el capítulo anterior, así como el diagrama unifilar, las condiciones meteorológicas y el área física disponible para su implementación.

En primera instancia, se desarrollará un dimensionamiento teórico, en el cual se determinará la capacidad de los diferentes componentes del sistema, incluyendo las protecciones eléctricas y la estructura de soporte. Posteriormente, se incorporará un diseño asistido mediante software especializado en sistemas fotovoltaicos, con el propósito de validar y complementar los criterios de selección, garantizando así la coherencia entre el análisis teórico y la propuesta técnica.

4.2. Capacidad de la planta solar

El primer paso del sistema es conocer la capacidad de generación que puede proporcionar el diseño propuesto en función del área disponible y el consumo eléctrico mensual. Para ello, la siguiente fórmula detalla la capacidad de propuesta que necesite el sistema en condiciones donde se considera un clima desfavorable y las horas sol pico equivalen a 6, como lo muestra la ecuación 1.

Ecuación 1. Cálculo fotovoltaico

$$\text{Potencia fotovoltaica} = \frac{\text{Consumo promedio diario}}{\text{Horas sol pico (hsp)}} \quad (\text{Ecuación 1})$$

$$\text{Potencia fotovoltaica} = \frac{4390 \text{ KWh}}{6\text{h}} = 731,78\text{KW}$$

Se pudo interpretar que el sistema para ser un generador de autoabastecimiento necesita entregar el doble de su demanda con una potencia de producción de 731.78 kW. Sin embargo, esta potencia de producción supera la superficie disponible que tiene el edificio.

Cabe recalcar, que la potencia propuesta para la planta solar considera únicamente la hora sol pico, esto hace que el cálculo se sobredimensione. Sabiendo que la demanda promedio mensual es de 291,24kW, una manera más asertiva de dimensionar de manera más certera la capacidad de generación se designa en función

del área disponible. La Unidad de Negocio Guayaquil cubre un área total de 2347 m², asumiendo que cada panel tiene un área de 2,4 m² se puede indicar de 977 unidades.

4.3. Inversor fotovoltaico

Para dimensionar correctamente el inversor se requiere en primera instancia conocer la capacidad de generación del sistema la cuál es de 236 kW, recordando que el sistema debe ser sobredimensionado, ya que los equipos electrónicos necesitan un porcentaje de reserva para su óptimo funcionamiento del cual se considera el 20%. La ecuación 2 detalla la capacidad del inversor para el diseño.

Ecuación 2. Cálculo del inversor

$$\text{Inversor} = P_{\text{solar}} \times 1.2 \quad (\text{Ecuación 2})$$

$$\text{Inversor} = 236,04\text{kW} \times 1,20 = 283\text{kW}$$

$$\text{Inversor} = 4 \times 100\text{kW}$$

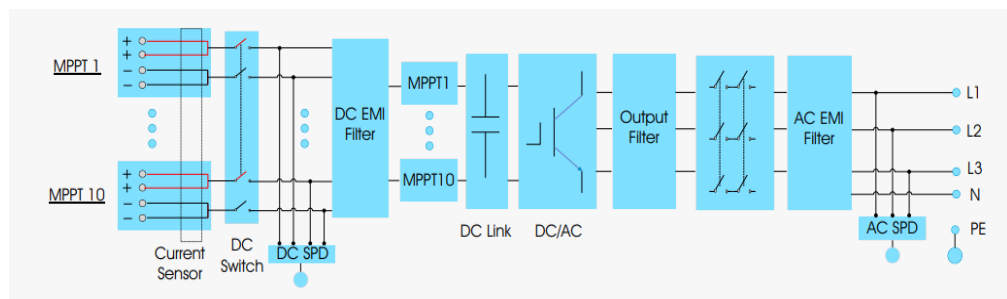
En la ecuación se puede observar que la capacidad del generador es de 283 kW. Sin embargo, se considera un banco de inversores con una configuración 4 x 100 kW en paralelo, con una potencia nominal de 400 kW.

4.4. Conexiones para el funcionamiento del inversor

4.4.1. Aspectos generales del inversor

Para poder indicar el número de cadenas fotovoltaicas que corresponde a cada arreglo por entrada MPPT, es necesario conocer el inversor propuesto. Debido a que el sistema prioritario está interconectado a la red. Se considera la gama industrial del modelo Growatt serie Max 100, cuya capacidad de conversión es hasta 100 kW trifásico. la figura 30. Ilustra la topología del inversor propuesto.

Figura 30. Topología del Inversor solar industrial Growatt MAX100KLTL3-X-LV



Nota: Etapas de conversión de la energía inversor industrial. Fuente: GROWATT, 2014

Se puede apreciar en la figura 30 la topología del inversor que el sistema cuenta con hasta 10 partes de entradas MPPT, lo que quiere decir que se pueden armar distintos arreglos fotovoltaicos que no necesariamente deben ocupar todo el número de entradas disponibles. Cuenta con filtros pasivos en la entrada y salida, convertidores y un supresor de picos o transitorios tipo I + II, de acuerdo con el estándar americano UL 1449. La tabla 5 detalla características generales del inversor propuesto.

Tabla 5. Características técnicas de inversor

Distribuidor:	Growatt
Serie:	MAX100KTL3
ENTRADA DC	
Potencia Nominal de entrada:	115 kW
Máximo voltaje permisible:	1000 V
Voltaje de arranque:	195 V
Voltaje nominal de entrada:	600 V
Rango de voltaje por entrada:	1000 V
Número MPPT:	10
Corriente máxima:	40 A
corriente de cortocircuito:	50 A
SALIDA AC	
Potencia activa:	100 kW
Potencia aparente:	115 kVA
Voltaje nominal de salida:	400 V1-l
Frecuencia de operación:	60 Hz
Máxima corriente de salida:	158.8 A

. Fuente: GROWATT, 2025 editado por Autor

4.4.2. Conexiones en corriente continua

Conociendo las limitaciones que tiene el inversor para asegurar una correcta operación se realizara a continuación el arreglo de las cadenas fotovoltaica en función de los parámetros indicados por los datos técnicos del inversor, como lo muestra la tabla 6.

Tabla 6. parámetros para accionar inversor

	ENTRADA MPPT	CONEXIÓN	POTENCIA UNITARIA (W)	ARREGLO FV	VOLTAJE IN (V)	CORRIENTE IN (I)	POTENCIA TOTAL (W)
INVERSOR 1	1	SERIE	550	3		39,3	26400
		PARALELO		16	672		
	2	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
	3	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
	4	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
INVERSOR 2	1	SERIE	550	3		39,3	26400
		PARALELO		16	672		
	2	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
	3	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
	4	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
INVERSOR 3	1	SERIE	550	3		39,3	26400
		PARALELO		16	672		
	2	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
	3	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
	4	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
INVERSOR 4	1	SERIE	550	3		39,3	26400
		PARALELO		16	672		
	2	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
	3	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		
	4	SERIE	550	3		39,3	24750
		PARALELO		15	630		

Fuente: GROWATT, 2025 editado por Autor

4.4.2. Conexiones en corriente alterna

Para realizar las conexiones en la salida del inversor como parte principal una vez el diseño propuesto con sincronismo, se procede a calcular la corriente nominal de operación para después dimensionar un transformador seco tipo reductor que permitirá disminuir la tensión a 220V como lo muestra la tabla 7.

Tabla 7. Parámetros de salida del inversor

CONFIGURACIÓN AC:	INVERSOR I	INVERSOR II	INVERSOR III	INVERSOR III
-------------------	------------	-------------	--------------	--------------

Potencia activa del inversor	100KW	100KW	100KW	100KW
Voltaje nominal:	440V	440V	440V	440V
Frecuencia de operacion:	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz
Corriente nominal:	103.65A	103.65A	103.65 A	103.65 A
Protección AC:	3P- 600A REG			
Transformador:	500KVA 440/220V 3F			
Acometida AC:	3x(3F#500MCM+ N#500MCM)+T#500MCM			

Fuente: GROWATT, 2025 editado por Autor

La tabla 7 muestra que cada grupo inversor, cuenta con mismo voltaje, frecuencia y secuencia. Pasos claves para una correcta sincronización con una capacidad total de 400 kW, una tensión de 440 V_{dc} y una corriente tentativa por el conjunto total de 577 A, por lo que se sobredimensiono el conductor utilizando una acometida de con calibre 500 MCM.

4.2. Calculo teórico de los componentes fotovoltaicos

4.2.1. Planta de generación

El edificio Azul de la CNEL, ubicado en el sector Garzota, dispone de un sistema eléctrico monofásico en baja tensión de 240/120 V con neutro puesto a tierra. El consumo promedio registrado en dicho inmueble alcanza los 131720.76 KWh, evaluados en el periodo 2024.

Como punto de partida en el diseño teórico, se procede al cálculo de la potencia fotovoltaica requerida por el generador, el cual se concibe como un sistema híbrido. No obstante, su funcionamiento se asemeja al de un sistema interconectado a la red, destinado a cubrir la demanda energética del edificio. Adicionalmente, el proyecto contempla la incorporación de un banco de almacenamiento externo, dimensionado en función de la carga crítica previamente identificada.

Finalmente, la Ecuación 1 establece el procedimiento para obtener el consumo diario, dividiendo el consumo mensual entre treinta días, lo que permite disponer de un valor de referencia más preciso para el dimensionamiento del sistema.

4.3. Diseño propuesto por Software

4.3.1. Herramienta para diseño solar PV Syst

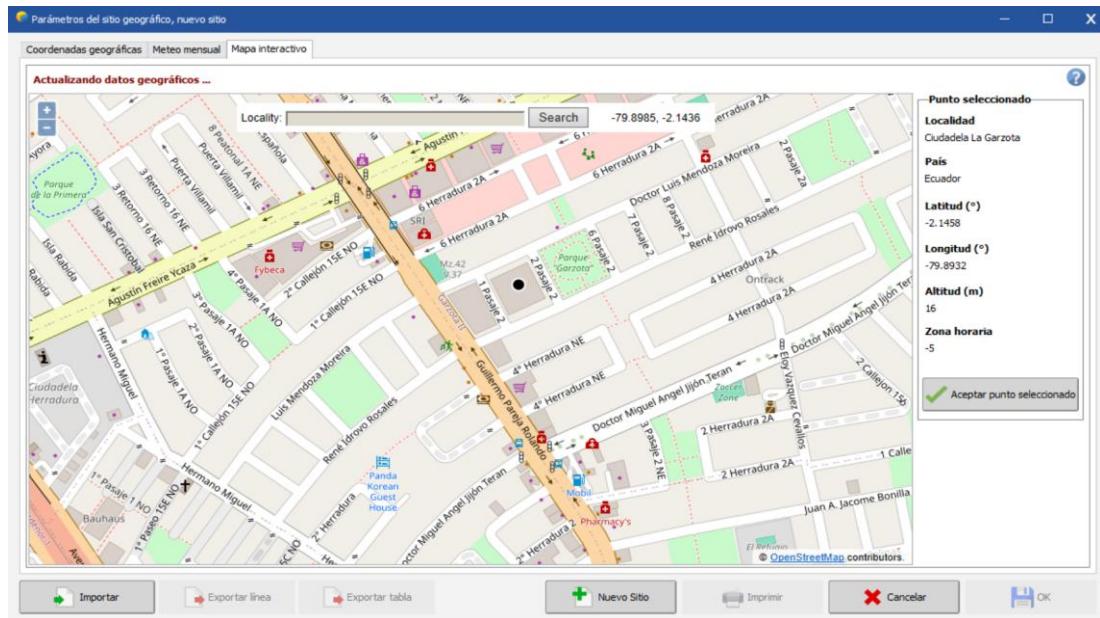
El software PVsyst se considera una herramienta informática específica, desarrollada para el análisis y diseño de sistemas fotovoltaicos para aplicaciones

puntuales, dirigida principalmente a ingenieros e investigadores en el área energética. El software permite la evaluación de instalaciones conectadas a la red, aplicaciones específicas y sistemas aislados, integrando bases de datos actualizadas de fabricantes y condiciones meteorológicas con el fin de garantizar resultados de alta precisión. Asimismo, ofrece funciones avanzadas de cálculo, elaboración de informes técnicos y generación de escenarios de simulación que facilitan la toma de decisiones en proyectos solares. El producto final emitido por el programa incluye un reporte detallado que contempla la caracterización del generador fotovoltaico, el análisis de pérdidas, la estimación de recursos solares y las condiciones de operación. Además, incorpora aspectos técnicos y económicos como presupuestos eléctricos, disponibilidad de superficie y estudios de viabilidad, lo que lo convierte en un recurso integral para la planificación y diseño de proyectos.

4.3.2. Ubicación geográfica del predio

El software requiere la georreferenciación del sitio de estudio como paso inicial del proceso de simulación, para lo cual se encuentra vinculado con sistemas de información geográfica (GIS), lo que facilita la obtención y verificación de los datos de localización. En este caso, la Figura 31 presenta la ubicación correspondiente al edificio Azul de la CNEL en el sector Garzota, Ecuador, con una latitud de -2,14, longitud de -79,89, altitud aproximada de 7 metros sobre el nivel del mar y zona horaria GMT -5, parámetros indispensables para el modelado y análisis del recurso solar en el área de estudio.

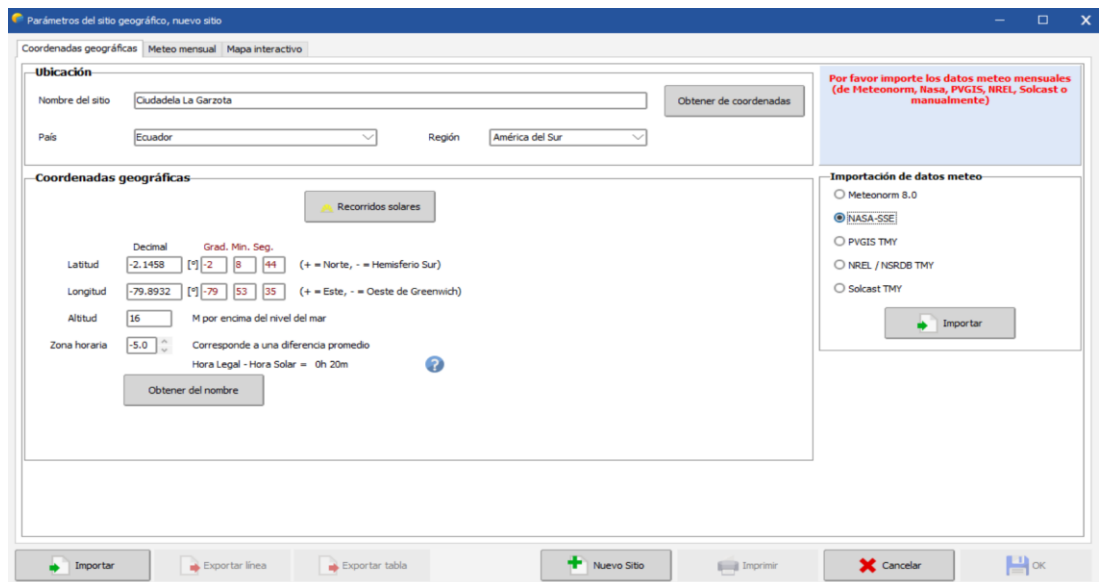
Figura 31. Ubicación del edificio Azul



Nota: Sistema de georreferenciación. Fuente: PVsyst, 2025

La Figura 32 presenta los registros climatológicos obtenidos a través del software especializado, el cual utiliza como fuente de referencia la base de datos NASA 8.0, correspondiente al periodo comprendido entre los años 2010 y 2014. Es pertinente señalar que dicho intervalo temporal ha sido seleccionado debido a que constituye la base de la simulación requerida para el presente estudio, garantizando así la confiabilidad de los resultados.

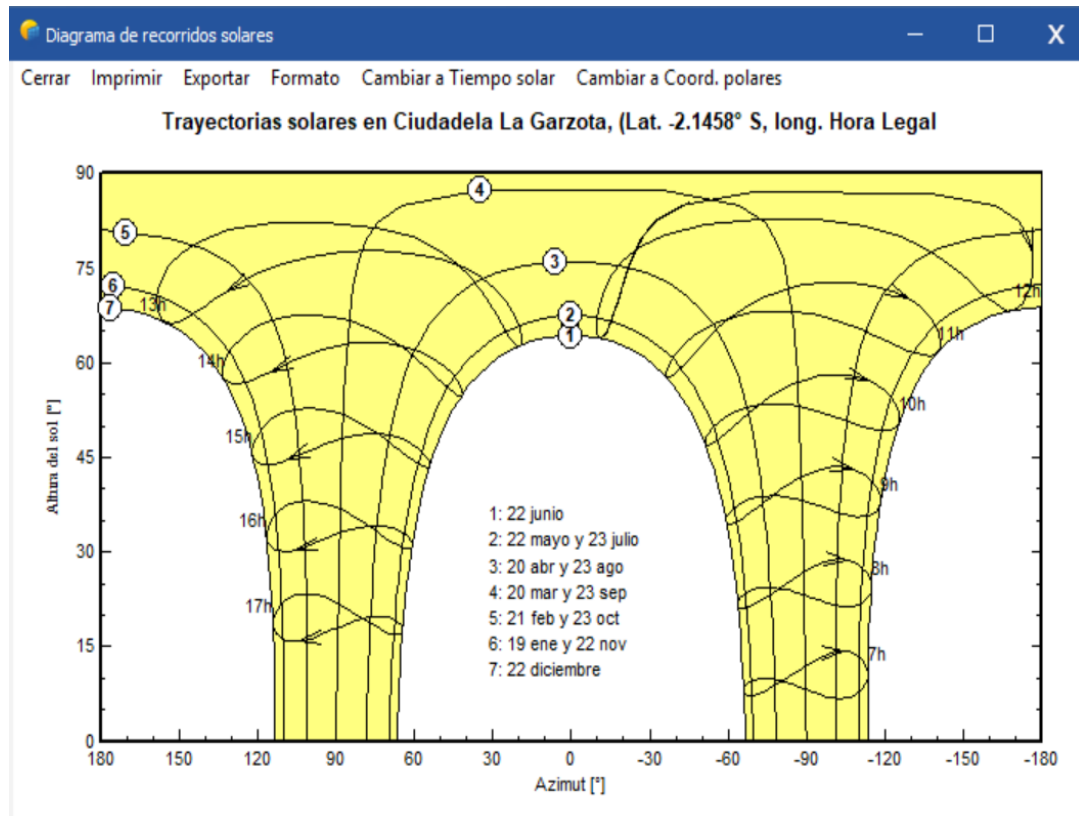
Figura 32. Parámetros geográficos edificio Azul



Nota: Coordenadas designadas por software. Fuente: PVsyst, 2025

La figura 33 muestra la trayectoria solar anual que incide sobre el edificio azul de acuerdo con datos meteorológicos en la base de datos de la nasa indicando de esta manera, 7 trayectorias que varían según los meses del año.

Figura 33. Diagrama de recorrido solar edificio azul



Nota: Trayectoria solar según meses de mayor irradiación. Fuente: PVsyst, 2025

De acuerdo con los datos procesados, la irradiación difusa global promedio durante el periodo analizado como lo muestra la figura 34. Esta alcanza un valor de 4,58 kWh/m²/día, mientras que la irradiación difusa horizontal se sitúa en 2,14 kWh/m²/día. Estos parámetros resultan de gran relevancia en el análisis, puesto que permiten caracterizar con mayor precisión el comportamiento de la radiación solar en la zona de estudio, factor determinante para la estimación del recurso energético disponible.

Figura 34. parámetros meteorológicos

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Coordenadas geográficas | Meteo mensual | Mapa interactivo

Sitio: **Ciudadela La Garzota (Ecuador)**

Fuente de datos: NASA-SSE satellite data 1983-2005

	Irradiación horizontal global kWh/m²/día	Irradiación difusa horizontal kWh/m²/día	Temperatura °C
Enero	4.49	2.20	21.9
Febrero	4.59	2.31	21.7
Marzo	5.04	2.33	21.8
Abril	4.91	2.14	22.2
Mayo	4.51	1.96	22.2
Junio	4.18	1.87	21.9
Julio	4.01	1.93	22.0
Agosto	4.50	2.07	22.7
Septiembre	4.74	2.25	23.2
Octubre	4.51	2.30	23.0
Noviembre	4.72	2.20	22.3
Diciembre	4.71	2.15	22.1
Año	4.58	2.14	22.2

Datos requeridos:

- ☒ Irradiación horizontal global
- ☒ Temperatura ext. promedio

Datos adicionales:

- ☒ Irradiación difusa horizontal
- ☐ Velocidad del viento
- ☐ Turbidez Linke
- ☐ Humedad relativa

Unidades de irradiación:

- ☒ kWh/m²/día
- ☐ kWh/m²/mes
- ☐ MJ/m²/día
- ☐ MJ/m²/mes
- ☐ W/m²
- ☐ Índice de claridad Kt

Importar | Exportar línea | Exportar tabla | Nuevo Sitio | Imprimir | Cancelar | OK

Nota: Histórico de irradiación global y difusa. Fuente: PVsyst, 2025

El software solicita ingresar la capacidad del sistema fotovoltaico o, en su defecto, el área disponible expresada en metros cuadrados. Para el presente estudio se establece una potencia de 400 kW, lo que corresponde a un área aproximada de 16 m² por arreglo, tal como se muestra en la Figura 35. Asimismo, el programa requiere la selección de la marca de los módulos fotovoltaicos, eligiéndose en este caso el modelo JA-SOLAR de 535 W, debido a que la versión 7.2 del software no contempla la referencia comercial más reciente. Con base en esta configuración, el sistema determina que se requieren siete módulos para alcanzar la potencia especificada. En cuanto al inversor, la selección se fundamenta en el cálculo teórico, optándose por un equipo de 400 kW de capacidad, es decir un banco de inversores 4 x 100 kW, con un rango de tensión de entrada entre 320 y 700 VDC, corriente de 40 A y frecuencia de 60 Hz. De manera automática, el software establece que es necesaria la conexión en paralelo de siete unidades para asegurar el correcto funcionamiento del inversor. Se realizarán cadenas que permitan entregar por cada entrada DC una potencia de 24.75kW.

Figura 35. Variables de simulación del proceso fotovoltaico

Definición del sistema de red, Variante VCO: "Nueva variante de simulación"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre:
 Orientación: Inclinação: Azimut:

Ayuda de pre-dimensionamiento
☐ Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: kWp
☒ Redimens. ... o área disponible(módulos) m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: Filtro: Módulos necesarios aprox. 748
 Todos los fabricantes: M535 Wp 144 cells Centro Energy Manufacturer 2021
☐ Usar optimizador
 Voltajes de dimensionamiento: V_{mpp} (60°C) 35.6 V
 Voc (-10°C) 54.3 V

Seleccione el inversor
 Disponible ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz
 Generic 500 kW 320 - 700 V LF Tr 50 Hz 500 kWac inverter Desde 2012
 Núm. de inversores: ☒ Voltaje de funcionamiento: 320-700 V Poder global inversor 500 kWca
 Voltaje máximo de entrada: 1000 V

Diseño del conjunto
 Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: ☐ entre 9 y 16
 Núm. de cadenas: ☒ única posibilidad 85
 Pérdida sobrecarga 0.0 %
 Proporción Prom 0.80
 Núm. de módulos 748 Área 1933 m²

Condiciones de operación
 V_{mpp} (60°C) 392 V
 V_{mpp} (20°C) 458 V
 Voc (-10°C) 598 V
 Irradia. plano 1000 W/m²
 Imp (STC) 895 A
 Isc (STC) 940 A
 Potencia de funcionamiento máx. 366 kW (en 1000 W/m² y 50°C)
 Potencia nom. conjunto (STC) 400 kWp

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Conjunto FV		
Centro Energy - M535 Wp 144...	11	68
Generic - 500 kWac inverter	1	1

Resumen sistema global

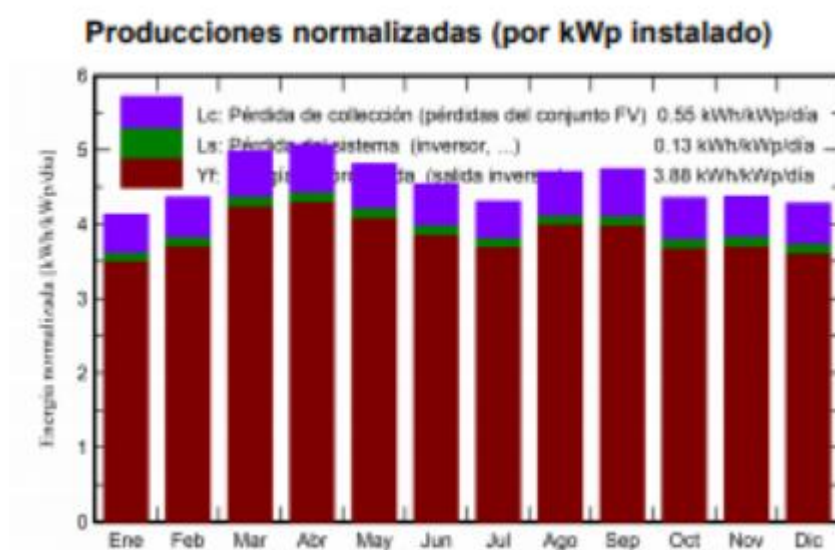
Núm. de módulos	748
Área del módulo	1933 m²
Núm. de inversores	1
Potencia FV nominal	400 kWp
Potencia FV máxima	386 kWCC
Potencia de CA nominal	500 kWCA
Proporción Prom	0.800

Nota: Composición del sistema fotovoltaico de acuerdo con selección de componentes.

Fuente: PVsyst, 2025

La Figura 36 presenta la capacidad de producción anual estimada del sistema fotovoltaico, la cual alcanza un promedio de 3,86 kWh/kW/día. En este cálculo se consideran también las pérdidas energéticas, identificándose aproximadamente 0,56 kWh/kW/día por efectos de absorción de la irradiancia y 0,13 kWh/kW/día por el proceso de conversión en el inversor. Asimismo, se observa una variación estacional en el rendimiento: durante dos meses del año la producción disminuye a valores cercanos a 3,50 kWh/kW/día, mientras que en tres meses alcanza su nivel máximo con registros de hasta 4,10 kWh/kW/día, reflejando la influencia de las condiciones climáticas sobre la generación del sistema fotovoltaico propuesto. Siendo de esta manera que el sistema en un periodo anual tiene sus meses de mayor producción en marzo, abril, agosto y septiembre y meses con menor capacidad de producción de enero, febrero, noviembre y diciembre lo que indica que los 4 meses restantes cuenta con una producción de energía estable como se resalta en los bloques color marrón.

Figura 36. Producción de energía del sistema fotovoltaico



Nota: Desglose de producción energética y perdidas del sistema. Fuente: PVsyst, 2025

La Figura 37 muestra el rendimiento anual del sistema, el cual se sitúa en un 83,5 %, lo que implica una pérdida aproximada del 16,5 % respecto al total de la energía generada. No obstante, el comportamiento del generador evidencia que, bajo condiciones normales de operación, este se mantiene dentro de los parámetros de diseño iniciales, sin que se vea comprometida su capacidad de generación establecida en la etapa de dimensionamiento.

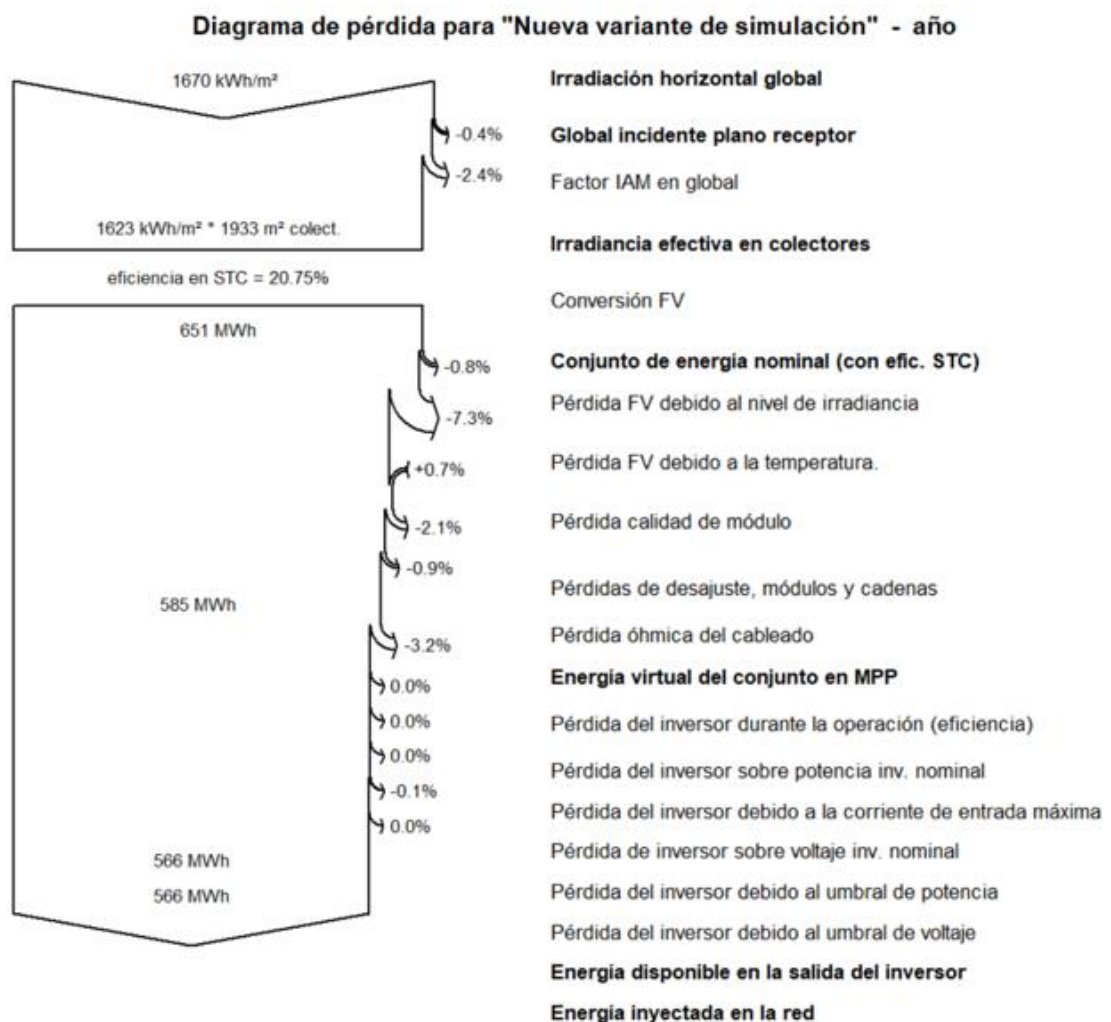
Figura 37. Rendimiento del sistema fotovoltaico



Nota: rendimiento optimo considerando meses de mayor y menor irradiación. Fuente: PVsyst, 2025

La Figura 38 presenta, a través de un diagrama de pérdidas, las distintas etapas del sistema en las cuales no es posible aprovechar la totalidad de la energía generada, determinándose una pérdida global equivalente al 14,74 %. Dicho valor se descompone en dos factores principales: en primer lugar, las pérdidas asociadas a la captación de la irradiancia solar, que representan un 2,80 %, y en segundo lugar, las pérdidas atribuibles al propio arreglo fotovoltaico, que ascienden al 11,94 %.

Figura 38. Diagrama de pérdidas del sistema fotovoltaico



Nota: desglose de todas las perdidas eléctricas, mecánicas y misceláneas. Fuente: PVsyst, 2025

La tabla 8 ilustra el balance energético anual correspondiente al sistema solar fotovoltaico proyectado, evidenciando que la energía generada durante el año alcanza

un total de 566 MWh. El análisis se realizó considerando una temperatura ambiente promedio de 22.24 °C y un rendimiento global del sistema de aproximadamente 85 %, lo que refleja la eficiencia de conversión del recurso solar en energía eléctrica útil. Adicionalmente, se observa una variación estacional en la producción energética, destacándose que durante los meses de marzo, abril y mayo el sistema entrega un mayor volumen de energía, fenómeno asociado al incremento en la trayectoria solar y la radiación incidente sobre los módulos. Este comportamiento resalta la importancia de considerar factores climáticos y de posición solar en la planificación y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, dado que estos elementos influyen directamente en la eficiencia y confiabilidad de la generación eléctrica a lo largo del año.

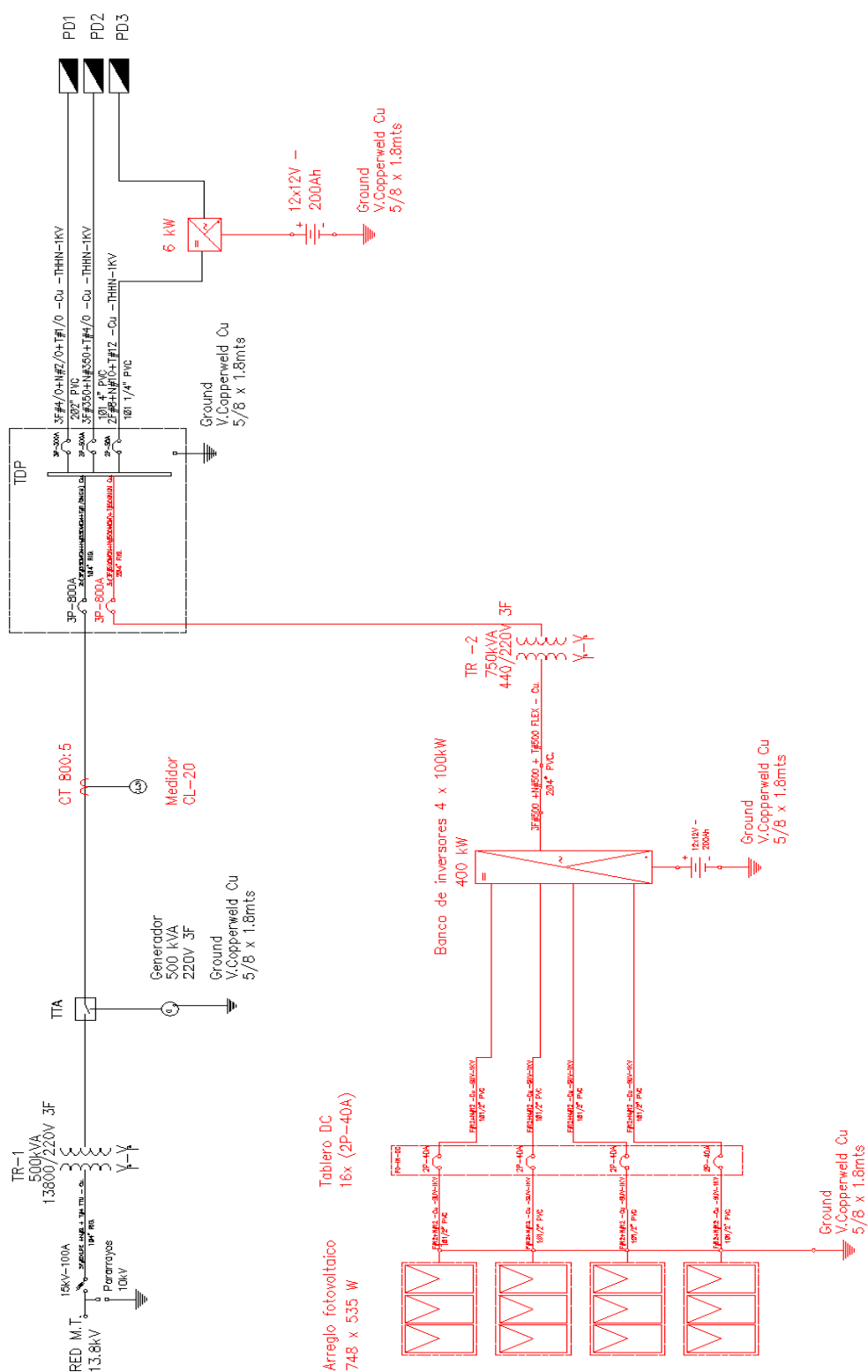
Tabla 8. Resultados de producción de la planta solar de 400 kW

Mes	GlobHor (kWh/m²)	DiffHor (kWh/m²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	EArray (MWh)	E_Grid (MWh)	PR (proporción)
Enero	139.2	68.2	21.91	128.0	124.1	45.11	43.64	0.852
Febrero	128.5	64.68	21.66	122.1	118.9	43.09	41.69	0.853
Marzo	156.2	72.23	21.78	154.6	151.2	54.43	52.78	0.853
Abril	147.3	63.4	22.23	152.2	149.1	53.42	51.77	0.85
Mayo	149.7	68.3	22.25	149.3	146.1	52.51	50.84	0.851
Junio	125.4	56.1	21.92	133.6	133.3	47.08	46.52	0.854
Julio	124.3	59.83	21.9	133.6	133.0	47.54	46.02	0.861
Agosto	139.5	64.17	22.71	145.9	143.0	51.34	49.75	0.852
Septiembre	142.2	67.5	23.15	144.2	139.1	49.83	48.0	0.843
Octubre	139.8	61.3	22.98	139.1	134.0	48.37	46.7	0.847
Noviembre	141.6	66.23	22.29	135.0	131.7	46.21	45.06	0.856
Diciembre	146.0	66.65	22.06	132.8	128.7	46.56	44.98	0.846
Año	1669.9	781.62	22.24	1663.2	1623.2	585.29	566.38	0.851

Nota: Indicador anual de la producción energética, temperatura y rendimiento que alcanzara la planta fotovoltaica. Fuente: PVsyst, 2025

Como parte final del capítulo se presenta el diagrama unifilar propuesto con la implementación de sistema interconectado a la red compuesto por el banco de inversores y únicamente para la carga crítica se decidió añadir un inversor cargador of grid de 6kW con un banco de baterías con autonomía hasta 6 horas únicamente para la carga crítica como lo muestra la figura 40.

Figura 39. Diagrama unifilar del diseño propuesto



Nota: Integración de sistema solar fotovoltaico interconectado a la red en el tablero de distribución principal y un sistema off grid con banco de batería para la carga critica.

Fuente: Autor, 2025

Sistema Híbrido Propuesto

El diseño del sistema fotovoltaico del edificio Azul contempla la instalación de un conjunto de 4 inversores On Grid conectados al tablero de distribución principal y un inversor Off Grid (inversor-cargador) independiente, con el propósito de garantizar la autonomía energética de las cargas críticas, principalmente el rack de comunicaciones institucional.

El sistema On Grid estará conformado por varios inversores fotovoltaicos de conexión a red con una capacidad total de 400 kW, los cuales operarán durante el horario diurno inyectando energía directamente al sistema eléctrico interno del edificio y reduciendo el consumo proveniente de la red de CNEL EP. Estos inversores trabajarán sincronizados con el generador de respaldo existente con capacidad de 500 kVA (Standby), conformando así un sistema híbrido, que combina energía solar, energía de red y energía auxiliar, cumpliendo con lo establecido en la ARCONEL 05/24 y en las recomendaciones del NEC Art. 705 para sistemas de generación paralela.

Adicionalmente, se instalará un único inversor Off Grid tipo cargador, con una capacidad de 6 kW / 48 VDC, destinado exclusivamente a respaldar el sistema de comunicaciones y servidores del rack en caso de interrupción del suministro eléctrico principal. Este inversor estará acoplado a un banco de baterías de litio con autonomía aproximada de 6 horas, suficiente para mantener en operación continua los equipos de datos, telecomunicaciones y monitoreo energético. El inversor Off Grid podrá también funcionar como rectificador inteligente, permitiendo la recarga automática de las baterías desde la red o desde la generación fotovoltaica cuando el suministro sea estable.

Esta configuración asegura una resiliencia energética por parte del edificio, manteniendo la continuidad de los sistemas críticos durante cortes de energía y optimizando el aprovechamiento de la energía solar. De esta forma, el sistema híbrido propuesto integra de manera segura y eficiente las fuentes de generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y respaldo térmico, cumpliendo con los estándares del NEC 690, IEC 62109-1/2 y la ARCONEL 05/24 para proyectos SGDA de autoabastecimiento.

CAPÍTULO V

5. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO

5.1. Evaluación técnica

Para analizar el proyecto desde un punto de vista técnico, se lo debe comparar en función a la resolución actual vigente ARCONEL 05/24. Misma que indica los criterios para la aprobación de proyectos de autoabastecimiento con generadores renovables. Bajo esta resolución se puede exponer que este tipo de proyectos tienen beneficios técnicos como su vida útil, subsidios por la compra de equipos y elemento de carácter verde. Exoneración al IVA, ahorro energético, ecosistema verde, entre otros aspectos que se consideran positivos desde un análisis técnico general.

5.1.1. Beneficios del sistema propuesto

- Fuente de generación obtenida por recursos naturales.
- Entorno amigable con el medio ambiente.
- Eficiencia energética.
- Mantenimientos más económicos.
- Sistema de respaldo de energía que puede ser integrado.
- Sistema con vida útil de hasta 25 años con mantenimiento preventivo.

5.1.2. Marco legal y regulaciones

ARCONEL 001/18.- Tarifas de servidumbre

Resolución impuesta en 2018, ARCONEL designo un tarifario eléctrico según el tipo de cliente, horario de consumo eléctrico y clasificación de consumidor de esta manera clasificándolos como pequeño, mediano y grande consumidor, y estandarizando los niveles de voltaje siendo en baja hasta 600V, media desde 13.8 kV y 22 kV, alta desde 69 kV hasta 500 kV.

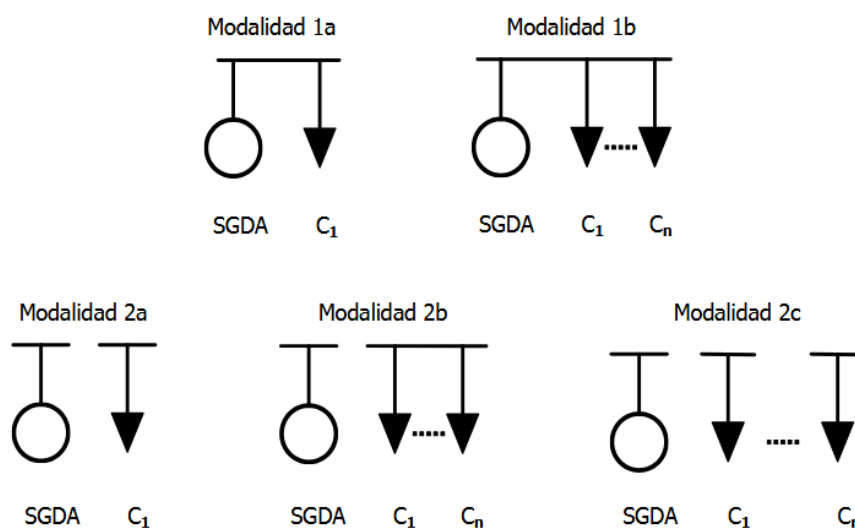
REGULACIÓN ARCONEL 05/2024 Actualización a la normativa para la generación distribuida de autoabastecimiento

ARCONEL 05/24, regulación es la antecesora de la regulación ARCERNNR 08/23. Dicha actualización buscó mejorar la capacidad de generación distribuida hasta 2 MW, estableció modalidades de conexión para clientes particulares y arrendatarios en modalidad local o remota y mejoró la aplicación de los créditos dependiendo del tipo de modalidad aplicada.

Modalidades de autoabastecimiento

Esta regulación trajo una expansión a las modalidades de conexión de los usuarios residenciales, comerciales e industriales según si la instalación del sistema de generación de autoabastecimiento (SGDA) es local o remoto. Se puede apreciar en la figura 41.

Figura 40. Modalidades de autoabastecimiento

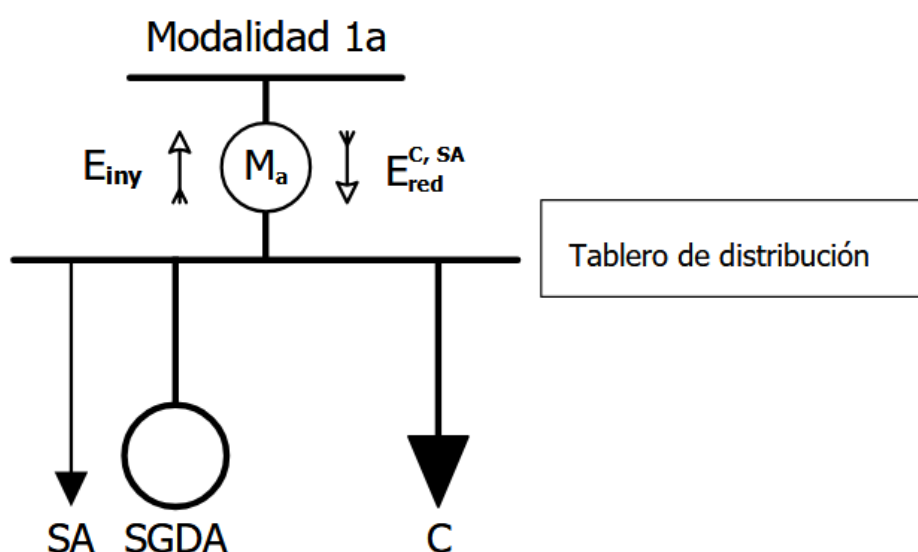


Nota: Modalidades local y remota aplicadas para usuarios propios y arrendadores.

Fuente: ARCONEL, 2024.

Modalidad 1a: Esta modalidad es aplicada para cualquier tipo de usuario que presente su generador de energía renovable instalado cerca del predio o sitio de consumo, para este tipo de cliente la energía inyectada y sus beneficios aplicables serán del 100% según la capacidad de generación del sistema propuesto. En esta modalidad el SGDA esta compartiendo la misma barra que el consumo del Tablero de distribución principal (TDP) y servicios auxiliares si lo hubiese, tal como se observa en la figura 42. Donde E_{red} es la energía entregada por la empresa distribuidora hacia el consumo y E_{iny} es la energía inyectada por el generador renovable, al estar interconectados se realiza la repartición de la energía con prioridad inicial a la carga y su excedente es entregado a la red.

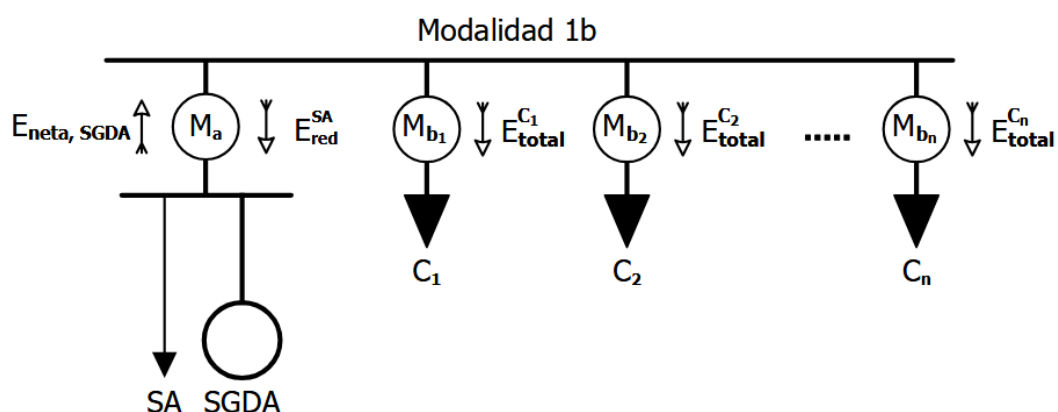
Figura 41. Modalidad 1a



Nota: Sistema interconectado al tablero de distribución principal por modalidad remota. Fuente: ARCONEL, 2024

Modalidad 1b: Este tipo de modalidad se utiliza para edificios o parques comerciales donde uno o más clientes arriendan dicho espacio. El generador renovable es interconectado de la misma manera que la modalidad anterior, la diferencia es que dicho medidor bidireccional será un totalizador el cual repartirá la energía de la red a cada uno de sus usuarios. Sin embargo, la energía producida por el SGDA se repartirá porcentualmente de acuerdo con lo designado por el arrendador como lo muestra la figura 43.

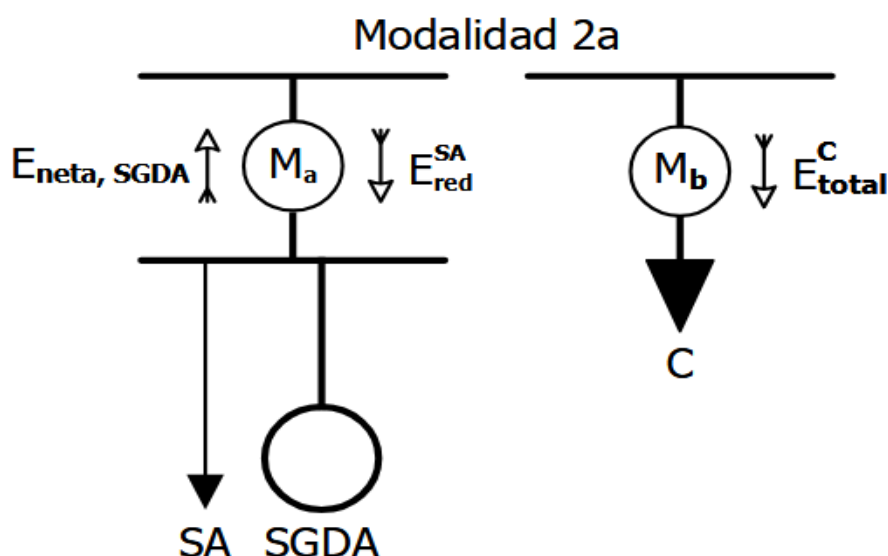
Figura 42. Modalidad 1b.



Nota: Sistema interconectado al tablero de distribución principal por modalidad remota aplicado para establecimientos comerciales que arriendan espacio. Fuente: ARCONEL, 2024

Modalidad 2 a: Esta modalidad a diferencia por ser de carácter remoto a aquellos usuarios que cuentan con terrenos o áreas disponibles donde puedan implementar un generador renovable el cual va a estar conectado a la red mediante un medidor y el usuario estará conectado a la red de la distribuidora, en la facturación se realizara la disminución entre la energía generada – la energía consumida por la red como se observa en la figura 44.

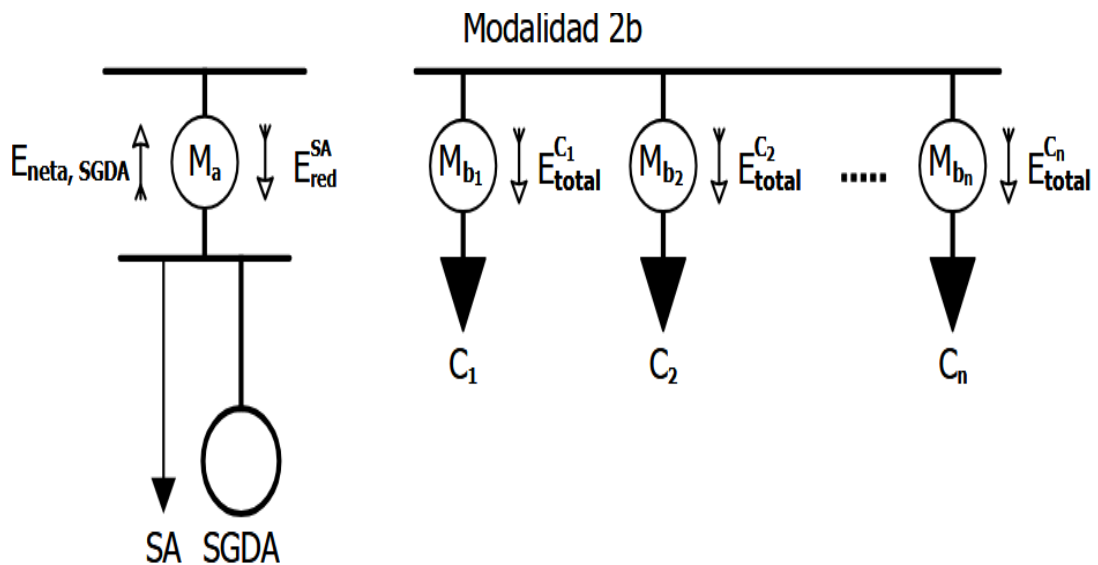
Figura 43. Modalidad 2 a



Nota: Sistema de generación conectado a la red eléctrica y cliente a la red de la distribuidora. Fuente: ARCONEL, 2024.

Modalidad 2 b: la modalidad 2b aplica para clientes comerciales donde el generador renovable está conectado a la red de la empresa distribuidora inyectando energía mientras que el predio o edificio se abastece de energía de la red eléctrica. Mediante un medidor totalizador se hace el monitoreo de los clientes y en la facturación se realizará la resta entre la energía consumida – el porcentaje de energía inyectada indicado por el arrendador como se observa en la figura 45.

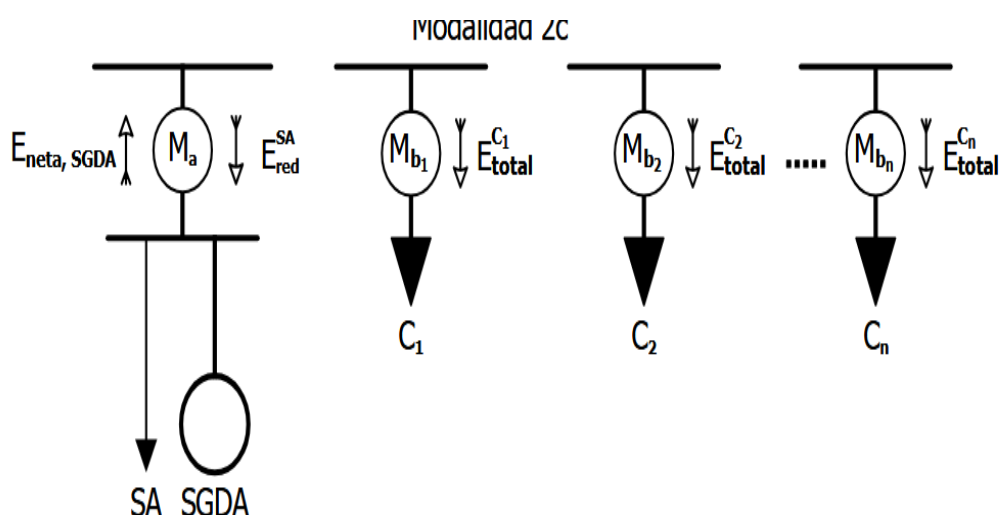
Figura 44. Modalidad 2b



Nota: Sistema de generación conectado a la red eléctrica y cliente a la red de la distribuidora para clientes comerciales. Fuente: ARCONEL, 2024.

Modalidad 2 c: Esta modalidad es exclusiva al igual que los casos anteriores es remota y como se observa en la figura 46 el generador renovable está conectado al tablero de distribución y a su vez respaldando energía al sistema de servicios auxiliares. Esta modalidad de aplica cuando el usuario es dueño de espacios físicos dentro de la ciudad y cuenta con filiales asociadas a su empresa, donde estos usuarios consumen su red eléctrica vinculado a su medidor. Sin embargo, para la etapa de facturación se realizará un balance entre la energía inyectada por el medidor A y el consumo de los medidores de las filiales.

Figura 45. Modalidad 2 c



Nota: Sistema interconectado al tablero de distribución principal por modalidad remota. Fuente: ARCONEL, 2024

Certificado de sistema de generación de autoabastecimiento

Como parte del proceso y para asegurar que los clientes cumplan con los estándares que solicita la normativa, los usuarios obtendrán un certificado SGDA con una vigencia en lo que dure el proyecto.

El certificado SGDA aplicará para generadores renovables menor a 2MW para autoconsumo, los cuales según su nivel de tensión requerirá un estudio de impacto ambiental que justifique el desarrollo del proyecto, a continuación, se detallarán los generadores que son considerados para la obtención del certificado.

- Generador solar fotovoltaico
- Generador Eólicos
- Generador hidroeléctricas
- Generador mareomotriz
- Generador undimotriz
- Generador por biomasa
- Generador Geotérmico

Mantenimiento

Se considera el mantenimiento para los generadores de energía renovable anualmente para asegurar su vida útil. El mantenimiento se programará con la empresa distribuidora y las maniobras de corte y reconexión los realizará únicamente la empresa eléctrica.

Figura 46. Vida útil de las tecnologías de energía renovable

Tecnología	Vida útil (años)
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Biogás	20
Hidráulica	30

Nota: Estimación de vida útil de las tecnologías con energías renovables. Fuente: ARCONEL, 2024

Normativa NEC (National Electrical Code)

El NEC instauro criterios técnicos y de seguridad eléctrica aplicados a los sistemas fotovoltaicos instalados para los Estados Unidos. Sin embargo, sirve como referencia en muchos países de Latinoamérica. En el Artículo 690, se especifican los requisitos para la instalación de módulos, inversores, conductores, protecciones y puesta a tierra en sistemas solares. La norma enfatiza la correcta protección contra sobrecorriente, la identificación de circuitos y la desconexión segura del sistema. Además, promueve el uso de equipos certificados por organismos reconocidos como UL, garantizando que las instalaciones fotovoltaicas operen con fiabilidad y reduzcan riesgos eléctricos y de incendio.

Normativa IEC (International Electrotechnical Commission)

La IEC por otra parte regula el diseño, desempeño y seguridad de los componentes de los sistemas fotovoltaicos a nivel internacional. Las normas más relevantes incluyen la IEC 61215 (ensayos de módulos), IEC 61730 (seguridad eléctrica de módulos) y IEC 60364-7-712 (requisitos de instalación eléctrica). Estas normas buscan asegurar la eficiencia energética, compatibilidad electromagnética y durabilidad frente a

condiciones ambientales extremas. Su aplicación permite estandarizar la calidad de los productos fotovoltaicos en el mercado global, promoviendo una integración segura y confiable a las redes eléctricas o sistemas aislados.

Normativa RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas)

El RETIE, normativa aplicable Colombia que fue adoptado como referencia para otros países de la región, establece las condiciones técnicas y de seguridad que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas conectadas o no a la red. En su capítulo de generación con fuentes no convencionales, exige el uso de materiales certificados, correcta puesta a tierra, protecciones diferenciales y señalización visible. Además, determina que las instalaciones deben cumplir con los principios de protección a las personas, los animales y los bienes, siguiendo lineamientos armonizados con el NEC y las normas IEC. Su cumplimiento asegura la confiabilidad y sostenibilidad de los sistemas solares en entornos urbanos e industriales.

5.2. Evaluación Económica

Para la evaluación económica primero es necesario conocer el precio del proyecto en dólares y tomar los beneficios técnicos como el ahorro de energía dentro de un periodo de 25 años, que de acuerdo a la norma es el periodo de vida útil del proyecto. La tabla 9 detalla el presupuesto referencial de un sistema interconectado a la red.

Para el desarrollo de este presupuesto se consideró principalmente el sistema de generación interconectada a la red, si bien el cierto el sistema es híbrido lo que indica que está interconectado a con otra fuente la cual es el generador del edificio este ya cuenta con un bypass en el tablero principal por lo cual ya cumple el criterio de conexión. Se toma únicamente la interconexión del banco de inversores y el pequeño inversor cargador para respaldar las cargas críticas que son los racks dentro del rubro del equipo.

Tabla 9. Presupuesto referencial del proyecto Interconectado

ITEM	DETALLE	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO. UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	modulo monocristalino 550 W	u.	748	\$ 210,60	\$ 157.528,80
2	Conector MC4	u.	72	\$ 9,36	\$ 673,92
3	Estructura para fijación de cadena fotovoltaica incluye:	u.		\$ 0,00	\$ -
3.1	Riel para modulo de 4m	u.	375	\$ 45,63	\$ 17.111,25
3.2	Grapa final	u.	576	\$ 6,55	\$ 3.773,95
3.3	Grapa media	u.	920	\$ 6,55	\$ 6.027,84
3.4	Grapa puesta a tierra	u.	16	\$ 12,87	\$ 205,92
3.4	Anclaje tipo L incluye taco	u.	500	\$ 10,53	\$ 5.265,00
4	Inversor solar On Grid + 1 inversor cargador de 6 kW para cargas críticas con un banco de 4kWh	u.	5	\$ 9.243,00	\$ 46.215,00
5	Puesta a tierra incluye bajante	Glb.	1	\$ 3.510,00	\$ 3.510,00
5	Pararrayos incluye conexiones y bajante con interconexión a tierra	Glb.	1	\$ 7.371,00	\$ 7.371,00
6	Acometida DC F#8+ N#8 superflex, incluye ducteria	M	960	\$ 7,02	\$ 6.739,20
7	Tablero TD-IN-DC incluye protecciones	u.	1	\$ 702,00	\$ 702,00
8	Tablero TD-OU-AC incluye protecciones	u.	1	\$ 3.884,40	\$ 3.884,40
10	Transformador 600KVA tipo seco 440/220 -127V	U	1	\$ 17.550,00	\$ 17.550,00
10	Acometida AC desde Tablero AC hasta transformador 3x3#500+N#500+T#500	M	10	\$ 368,78	\$ 3.687,84
10	Acometida AC desde Tablero AC hasta transformador 3x3#500+N#500+T#500	m	10	\$ 368,78	\$ 3.687,84
10	Instalación de sistema fotovoltaico	u	1	\$ 55.086,56	\$ 55.086,56
10	Diseño de proyecto	u	1	\$ 1.400,00	\$ 1.400,00
				SUBTOTAL:	\$340.420,53
				IVA 15%:	\$ 27.433,76
				TOTAL:	\$ 367.854,29

Nota: Los módulos fotovoltaicos no graban IVA de acuerdo con resolución vigente.

Fuente: Autor, 2025

Para analizar los beneficios económicos primero se tomará el monto total del presupuesto, se considerará un porcentaje de mantenimiento y finalmente se utilizará la producción fotovoltaica anual del capítulo IV para encontrar la tasa de retorno de inversión (TIR) y su valor anual neto(VAN). La tabla 10. Detalla el retorno de inversión propuesto para este proyecto.

Tabla 10. Análisis de rentabilidad del proyecto mediante el retorno por ahorro anual por medio de generación fotovoltaica

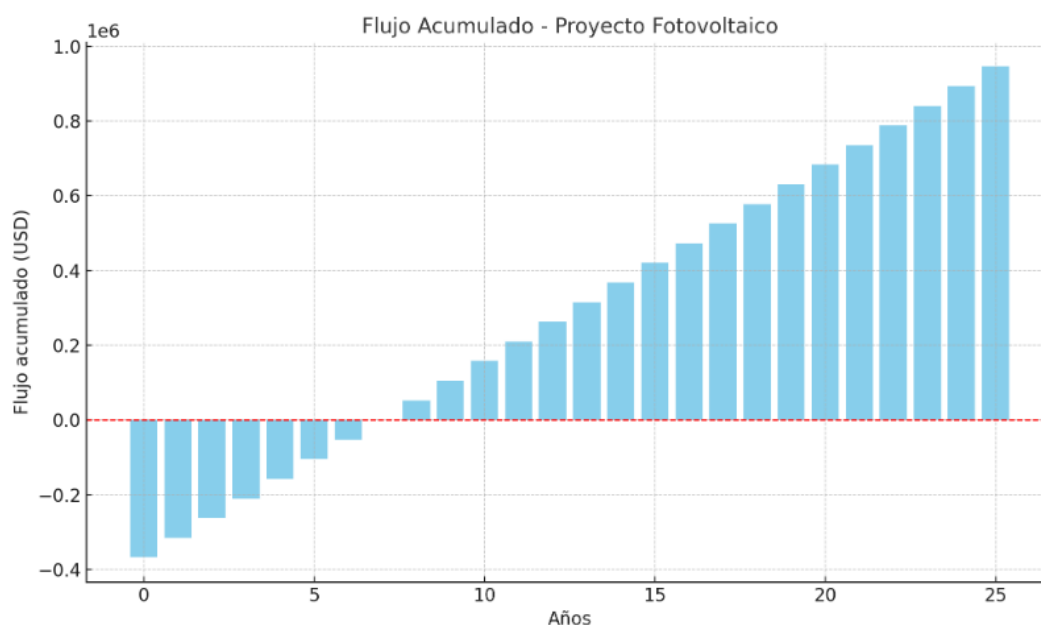
Año	Ahorro anual (USD)	Mantenimiento (USD)	Flujo neto (USD)	Flujo acumulado (USD)
0	0	0	-367.854,29	-367.854,29
1	56.229,16	3.678,54	52.550,62	-315.303,67
2	56.229,16	3.678,54	52.550,62	-262.753,05
3	56.229,16	3.678,54	52.550,62	-210.202,43
4	56.229,16	3.678,54	52.550,62	-157.651,81
5	56.229,16	3.678,54	52.550,62	-105.101,19
6	56.229,16	3.678,54	52.550,62	-52.550,57
7	56.229,16	3.678,54	52.550,62	0,05
8	56.229,16	3.678,54	52.550,62	52.550,67
9	56.229,16	3.678,54	52.550,62	105.101,29
10	56.229,16	3.678,54	52.550,62	157.651,91
11	56.229,16	3.678,54	52.550,62	210.202,53
12	56.229,16	3.678,54	52.550,62	262.753,15
13	56.229,16	3.678,54	52.550,62	315.303,77
14	56.229,16	3.678,54	52.550,62	367.854,39
15	56.229,16	3.678,54	52.550,62	420.405,01
16	56.229,16	3.678,54	52.550,62	472.955,63
17	56.229,16	3.678,54	52.550,62	525.506,25
18	56.229,16	3.678,54	52.550,62	578.056,87
19	56.229,16	3.678,54	52.550,62	630.607,49
20	56.229,16	3.678,54	52.550,62	683.158,11
21	56.229,16	3.678,54	52.550,62	735.708,73
22	56.229,16	3.678,54	52.550,62	788.259,35
23	56.229,16	3.678,54	52.550,62	840.809,97
24	56.229,16	3.678,54	52.550,62	893.360,59
25	56.229,16	3.678,54	52.550,62	945.911,21

Nota: TIR de 13,71% y VAN del 8% que corresponde a \$193.111,79 y se evidencia que el proyecto es recuperable a 7 años. Fuente: Autor, 2025.

Se pudo evidenciar que el proyecto presenta una tasa de retorno de inversión (TIR) de 13.71% y a su vez un valor anual neto (VAN) del 8%, equivalente a 193,111.79 dólares. Lo que

confirma la rentabilidad de la inversión y su viabilidad desde los enfoques técnico – económico, demostrando que, mediante el ahorro generado por el proyecto, este estaría recuperando su inversión aproximadamente en el año siete visualizando un flujo positivo como está representado en la figura 48.

Figura 47. Flujo acumulado del proyecto fotovoltaico

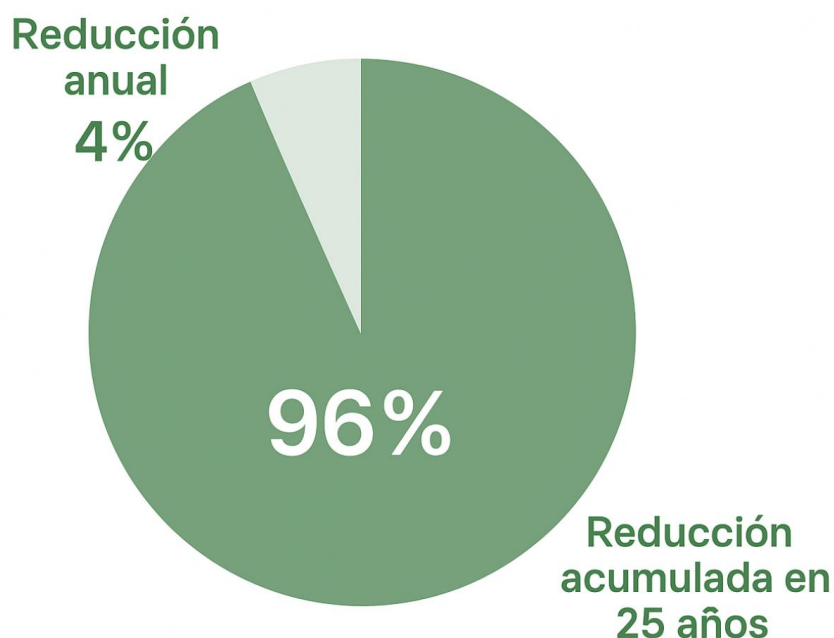


Nota: Diagrama de barras de flujo acumulado. Fuente: Autor, 2025.

5.3. Beneficios Ambientales

La implementación del sistema fotovoltaico propuesto, con una capacidad instalada de aproximadamente 400 kWp, permitirá generar en promedio 5666, MWh de energía limpia cada año. Esta producción eléctrica reemplazará la energía proveniente de la red nacional, cuya matriz aún depende en parte de fuentes fósiles. De acuerdo con el factor de emisión estimado para Ecuador (0,40 tCO₂ por MWh), el proyecto evitará la liberación de alrededor de 247 toneladas de dióxido de carbono anualmente. En un horizonte de vida útil de 25 años, esta cifra se traduce en más de 6.165 toneladas de CO₂ no emitidas a la atmósfera. Este aporte contribuye a los compromisos nacionales e internacionales de reducción de gases de efecto invernadero. Además, fortalece la sostenibilidad energética en la ciudad de Guayaquil. Finalmente, se evidencia en la figura 49 un impacto ambiental positivo al disminuir la huella de carbono de la actividad eléctrica local.

Figura 48. Índice de reducción de CO₂ por implantación de sistema fotovoltaico



Nota: Estimación de reducción de CO₂ anual y durante el tiempo de vida útil del proyecto. Fuente: Autor, 2025.

Cabe recalcar que los sistemas fotovoltaicos si generar un impacto ambiental menor al 20% el cual se considera depreciable, dicho impacto es visual sin embargo el edificio en su etapa de diseño propone la implementación en la loza superior.

5.3.1. Estudio de Impacto Ambiental – Proyecto SGDA Fotovoltaico Edificio

Azul

De acuerdo con la Resolución ARCONEL 05/24, todo proyecto de generación distribuida menor a 2 MW requiere la presentación de un estudio de impacto ambiental que justifique la viabilidad técnica y ambiental de la instalación. En el caso del sistema fotovoltaico propuesto para el edificio azul de CNEL EP, el impacto ambiental se considera mínimo, dado que la instalación se ubicará exclusivamente sobre la cubierta del edificio, sin intervenir el entorno natural ni modificar el uso del suelo. Los paneles solares serán anclados mediante estructuras metálicas livianas, cumpliendo con las disposiciones de seguridad estructural y eléctrica del NEC y la IEC. A continuación se presentara en la tabla 11 la matriz de impacto ambiental según las etapas de construcción y puesta en marcha del proyecto.

Tabla 11. Matriz de impacto ambiental

Actividad del Proyecto	Componente Ambiental Afectado	Tipo de Impacto	Descripción del Impacto	Magnitud	Duración	Significancia	Medida de Mitigación / Observación
Instalación de paneles solares sobre la cubierta del edificio	Paisaje urbano / entorno visual	Negativo leve	Modificación leve del aspecto visual del edificio por presencia de paneles en la cubierta.	Baja	Permanente	No significativo	Mantener diseño estético uniforme y color neutro de módulos.
Transporte y montaje de estructuras metálicas	Aire / ruido	Negativo temporal	Ruido moderado por herramientas eléctricas durante la instalación.	Baja	Corto plazo	No significativo	Uso de equipos en horario laboral y protección auditiva del personal.
Operación del sistema fotovoltaico	Aire / clima	Positivo	Reducción de emisiones de CO ₂ por sustitución parcial de energía de red por energía solar.	Alta	Permanente	Significativo positivo	Monitoreo anual de generación y reporte de ahorro energético.
Mantenimiento periódico del sistema	Residuos sólidos	Negativo leve	Generación mínima de empaques, cables y materiales de limpieza.	Baja	Temporal	No significativo	Recolección selectiva y disposición adecuada en centros autorizados.
Funcionamiento general del sistema	Recursos naturales / energía	Positivo	Aprovechamiento sostenible del recurso solar sin consumo de agua ni combustibles fósiles.	Alta	Permanente	Significativo positivo	Continuar con prácticas de eficiencia energética.

Nota: Detalle de componente ambiental afectado según actividades del proyecto

Fuente: Autor.

El análisis ambiental evidencia que el proyecto no genera emisiones contaminantes, descargas líquidas ni residuos peligrosos durante su operación. Su impacto directo se limita al ámbito visual, ya que los módulos serán visibles desde el entorno urbano inmediato. Sin embargo, este efecto se considera de baja magnitud y carácter reversible, puesto que no altera la armonía arquitectónica del edificio ni afecta ecosistemas o zonas verdes. La ubicación sobre la cubierta reduce además el riesgo de contaminación acústica o generación de polvo durante su instalación.

En cumplimiento con lo dispuesto por la ARCONEL 05/24, el presente proyecto promueve el uso de energías limpias y renovables, contribuyendo a la reducción de gases de efecto invernadero y al fortalecimiento de la política nacional de transición energética. Por su naturaleza, se clasifica como una actividad de bajo impacto ambiental, exenta de procesos complejos de compensación ecológica, pero sujeta al seguimiento técnico y a la emisión del certificado SGDA, que garantiza su operación segura, sostenible y conforme con la normativa vigente.

5.4. Evaluación Costo Beneficio

Finalmente, para evaluar el costo beneficios utilizaremos los beneficios totales de la tabla 9, donde se evidencia un flujo positivo de ingresos de 945,911.41 dólares, esto se dividirá para el monto del presupuesto referencial como lo indica la siguiente ecuación:

Ecuación 3. Evaluación Costo/ Beneficio

$$CB = \frac{\text{Beneficios Totales}}{\text{Costos Totales}} \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$CB = \frac{945,911.21}{367,584.29} = 2,57$$

La evaluación concluye con un valor de 2.57, lo que indica que se recuperara ese valor en dólares a lo largo de la vida útil del proyecto que esta proyectado a 25 años.

Este capítulo evidencio que los sistemas fotovoltaicos acogidos a las disposiciones internacionales de la generación distribuida cuentan con beneficios desde el punto de vista técnico económico y ambiental que hacen autosustentable a este tipo de proyectos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

Se evidencia que existe un debilitamiento de la seguridad energética en infraestructuras críticas para la continuidad de servicios esenciales del edificio Azul de CNEL EP debido a que el edificio ofrece servicios administrativos y la continuidad de sus operaciones exigen una gran demanda de energía, que ante periodos de estiaje y fallos a la red, se evaluó la necesidad de un sistema fotovoltaico híbrido que no solo contribuya con el aporte energético sino que también respalde la carga prioritaria.

Se pudo comprender en el desarrollo del marco teórico que pese a que los sistemas fotovoltaicos manejan los mismos componentes para la captación, conversión y generación de la energía se diferencian según su aplicación obteniendo diferencias relevantes dentro de la generación de la energía.

El capítulo III se evidencio que el edificio azul cuenta con parámetro meteorológicos altos que permiten una óptima captación de la radiación solar con 6 horas pico de aprovechamiento y un consumo eléctrico de 131, 720.76 kWh y con ello una demanda promedio de 291.24 kW.

El capítulo IV realizo un cálculo teórico donde el generador fotovoltaico tendrá una potencia de 400 kW, sin embargo, por su capacidad el software sugiere que el inversor solar sea de 500KW o un banco de 4x100kW. Sin embargo, para el presupuesto se considera un inversor adicional en redundancia. Entregando una potencia nominal de 400kW trabajando el inversor al 80% de su capacidad. El software PvSyst evidenciando que la energía generada durante el año podrá alcanzar un total de 566 MWh.

En el capítulo V permitió demostrar la viabilidad técnica, económica y ambiental del sistema fotovoltaico híbrido propuesto para el edificio Azul de CNEL EP. Desde la perspectiva técnica, el diseño cumple con la normativa vigente, garantiza confiabilidad energética y asegura un respaldo eficiente para las cargas críticas. Desde una perspectiva económica, el proyecto manifiesta indicadores favorables de rentabilidad, con una recuperación de la inversión en un periodo razonable y un flujo de beneficios sostenido durante su vida útil estimada en 25 años, con un presupuesto de \$ 367.854,29 dólares, en el año 7 recupera su inversión. A nivel ambiental, la reducción significativa de emisiones de CO₂ reafirma su aporte a la transición energética y al cumplimiento de compromisos de sostenibilidad. En conjunto, estos resultados reflejan que la implementación del sistema no solo es factible, sino también estratégica para fortalecer la seguridad energética institucional y promover el uso responsable de energías renovables en el sector eléctrico nacional.

RECOMENDACIONES.

Se sugiere la implementación de un segundo UPS en configuración redundante que formara parte del sistema de respaldo de energía propuesto con el objeto de garantizar una protección sólida a la base de datos del edificio azul, contribuyendo a la disminución significativa del índice de fallos y obteniendo una continuidad operativa del sistema.

Se recomienda la instalación de un sistema de protección contra descargas atmosféricas debido a que el sistema fotovoltaico propuesto puede actuar de manera indirecta como un captador de descargas eléctricas. Esto incrementa el riesgo de que los impactos atmosféricos causen daños en el sistema propuesto como en las instalaciones eléctricas del edificio.

Se plantea la necesidad de realizar un estudio de impacto ambiental exhaustivo que permita identificar los efectos generados por el sistema propuesto y determinar el porcentaje de contaminación atribuible a cada uno de sus componentes.

Se sugiere la implementación de la normativa ISO 50001 en el edificio azul con la finalidad de conocer el comportamiento energético de la edificación desde el punto de vista lumínico y térmico y acogerse al plan de mejora.

Se recomienda realizar un mantenimiento preventivo anual a los módulos fotovoltaicos, interconexiones mecánicas de las estructuras y revisión de los parámetros de entrada y salida del grupo de inversores.

Se recomienda la implementación de un sistema de supervisión y monitoreo para evaluar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos según la franja horaria y tomar acciones para disminuir el consumo en función a las horas de mayor o menor producción fotovoltaica.

Se recomienda cumplir con las disposiciones indicadas en la resolución ARCONEL 05/24 y trabajar con la modalidad de conexión interconectada 1A, debido a que la empresa no cuenta con filiales o alquile sus oficinas a otras razones sociales.

Bibliografía

- Achote, A., & Rodríguez, G. (2023). *Diseño e implementación del sistema de protecciones eléctricas de una instalación fotovoltaica de 2kW*. Ambato: Universidad Tecnica de Cotopaxi .
- Arevalo, M. (2023). *Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico para una vivienda ubicada en la Urb. Terrasol*. Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Arias, K. (2024). *Evaluación de la emisión de CO₂ de la matriz de la generación eléctrica peruana del año 2022*. Perú: Universidad Continental.
- Asadobay, H. (2022). *Análisis técnico, regulatorio y económico, de la implementación de almacenamiento en baterías a gran escala, en el sistema nacional interconectado : Análisis técnico de la implementación de almacenamiento en baterías a gran escala en el sistema nacional i*. Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- Aviléz, M. (2020). *Estimación de biomasa en plantaciones de teca (Tectona grandis) de la región Costa del Ecuador por medio de ecuaciones alométricas*. Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Bonilla, R. (2022). *Estudio de un sistema de microred fotovoltaica para disminuir el consumo de electricidad diurna en centro de investigación de criadero de larvas en industria de balanceado Durán*. Ecuador: Universidad Catolica Santiago de Guayaquil.
- Calle, M. (2023). *Parametrización de un sistema térmico para calefacción y agua caliente sanitaria en edificaciones residenciales utilizando energía solar térmica*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana.
- Cárdenas, A. (2021). *GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR INDUSTRIAL DE MANTA: VALORACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL*. Manabi: Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.
- Cataña, G. (2024). *Generación Distribuida: Oportunidades y Condiciones para su desarrollo en el Ecuador*. Quto: Escuela Politécnica Nacional .
- Chacón, J. (2023). *Diseño de un sistema energético híbrido solar-eólico en viviendas del sector de Olón-Olonche*. Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Chango, D. (2023). *Generación distribuida: oportunidades y condiciones para su desarrollo en el Ecuador : análisis de los efectos de la aplicación de la*

- normativa vigente en el ecuador, con enfoque en los clientes residenciales.*
Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- Chica, A. (2023). *Diseño de una micro red fotovoltaica de autoconsumo para un sistema sostenible acuapónico.* Ecuador: Universidad Católica Santiago de Guayaquil. Obtenido de <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/21461>
- Domínguez, M. (2024). *Diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos para viviendas en zonas aisladas de la red eléctrica : diseño de un sistema de generación fotovoltaico residencial autónomo para consumo nivel I.* Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Escrache, C. (2020). *Estudio comparativo del desempeño económico de baterías de Plomo-ácido y Li-ion en sistemas fotovoltaicos aislados.* España: Iniversidad de Zaragoza.
- Flores, C. (2024). *Estudios y diseños para la implementación de una central fotovoltaica para autoabastecimiento de energía eléctrica en el edificio de la plataforma gubernamental sur de desarrollo social: diseño de los componentes y simulación energética del proyecto de au.* Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- Flores, J. (2021). *Diseño y construcción de una estructura metálica, y evaluación de eficiencia energética de un sistema fotovoltaico para uso en la ciudad de Quito.* Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Grijalva, C., & Vélez, F. (2020). *Estudio e Implementación de un Sistema Solar Fotovoltaico Aplicado a Luminarias: Caso de estudio Dr. Francisco Falquez Ampuero.* Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana.
- Inca, K. (2021). *ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS TÉCNICO, AMBIENTALES Y ECONÓMICOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MOVILIDAD ELÉCTRICA PARA LA TRANSPORTACIÓN PÚBLICA EN LA CIUDAD DE MANT.* Manabí: Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.
- Játiva, J. (2020). *Impacto de la generación distribuida en la estabilidad del voltaje en los sistemas de distribución.* Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana.
- Malia, E. (2023). *Diseño técnico económico óptimo de un sistema híbrido solar - eólico para nodos remotos de telecomunicaciones de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP.* Quito: Escuela Politécnica Nacional.

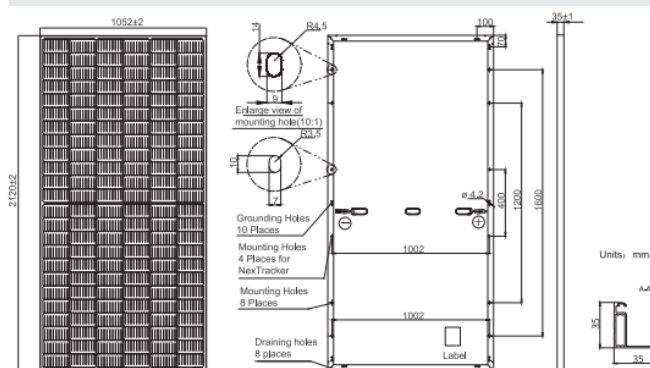
- Martinez, L. (2025). *Implementación de energía fotovoltaica para el funcionamiento de equipos de iluminación y publicidad de un taller de confecciones textiles en Arequipa, 2024*. Perú: Universidad Continental.
- Murillo, X. (2024). *Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico híbrido con autonomía para cargas críticas en una vivienda ubicada en la urb. La Joya - Zafiro*. Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Pierola, M. (2021). *Protocolo Kioto: objetivos alcanzados al termino de su vigencia 2020* . Peru: Universidad de Lima.
- Pilliza, J. (2021). *Simulación numérica de la erosión producida por partículas solidadas en una turbina tipo Francis, bajo las condiciones de sedimentación del rio Pastaza utilizando el paquete computacional ANSYS-CFX*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Rodriguez, M. (2022). La generación distribuida con fuentes renovables de energía en la parroquia Portoviejo - Ecuador. *Revista Internacional de Estudios Interdisciplinarios Sapienza* , 289-299.
- Serrano, M. (2023). *Diseño e implementación de un prototipo de un sistema híbrido fotovoltaico e hidroeléctrico en el Reservorio de Cumbayá: estudio del sistema híbrido fotovoltaico flotante e hidroeléctrico en las cuencas hídricas del país del Ecuador*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Silva, M. (2022). *Análisis de instrumentos de mitigación del cambio climático para el desarrollo de la Contribución Determinada a Nivel Nacional del Ecuador (NDC) bajo el Acuerdo de París*. Quito: Universidad Andina Simón Bolívar .
- Torres, D. (2022). *Análisis comparativo energético, exergético y económico de sistemas de calentamiento de agua sanitaria para viviendas unifamiliares en Quito*. Quto: Escuela Politécnica Nacional.
- Trejo, J. (2023). *Análisis técnico, regulatorio y económico para la instalación de un sistema alterno de suministro eléctrico basado en energía solar fotovoltaica en comunidades rurales de Esmeraldas*. Quito: Pontificia Universidad Católica del Ecuador .
- Vera, D. (2025). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico configurado a la red eléctrica para el área administrativa de la Facultad Técnica de la Universidad Católica Santiago de Guayaquil*. Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

ANEXOS

Anexo 1. Ficha técnica panel solar

JAM72S20 445-470/MR **Series**

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	22.8kg±3%
Dimensions	2120±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Front Glass	2.8mm
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.4	20.6	20.8	21.1
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

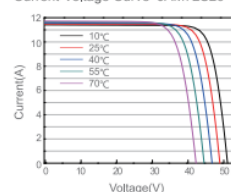
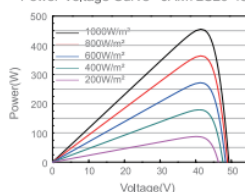
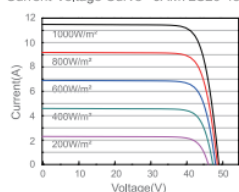
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

Electrical Parameters							Environmental Conditions	
TYPE	JAM72S20 -44S/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355	Operating Temperature	-40℃ ~+85℃
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84	Maximum Series Fuse Rating	20A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10	Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft²)
							Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42	NOCT	45±2℃
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86	Safety Class	Class II
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20℃,wind speed 1m/s, AM1.5G						Fire Performance	UL Type 1

OPERATING CONDITIONS

CHARACTERISTICS



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global EN 20200927A

Anexo 2. Ficha técnica inversor Growatt SPF 5000 DVM

Datasheet	SPF 4000T DVM	SPF 5000T DVM	SPF 6000T DVM	SPF 8000T DVM	SPF 10000T DVM	SPF 12000T DVM
Battery Voltage	48VDC					
Battery Type	Lithium/Lead-acid					
INVERTER OUTPUT						
Rated Power	4KW	5KW	6KW	8KW	10KW	12KW
Surge Rating	12KW	15KW	18KW	24KW	30KW	36KW
Waveform	Pure sine wave/ same as input (bypass mode)					
Nominal Output Voltage RMS	104-110-115-120/208-220-230-240VAC(optional)					
Output Frequency	50Hz/60Hz +/-0.3 Hz					
Inverter Efficiency(Peak)	>85%					
Transfer Time	10ms(max)					
SOLAR CHARGER						
Maximum PV Charge Current	80A			120A		
Maximum PV Array Power	5000W			7000W		
Number of Independent MPP trackers/ strings per MPP tracker	1/1			2/1		
MPPT Range @ Operating Voltage(VDC)	60~145VDC			60~145VDC		
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	150VDC			150VDC		
Maximum Efficiency	>98%			>98%		
AC INPUT						
Voltage	240VAC					
Selectable Voltage Range	184~272VAC(UPS);154~272VAC(APL)					
Frequency Range	50Hz/60Hz (Auto sensing)					
Max. Charging Current	40A	50A	60A	70A	80A	100A
MECHANICAL SPECIFICATIONS						
Protection Degree	IP20					
Dimensions (W/H/D)	360/540/218mm	360/540/218mm	360/540/218mm	380/650/225mm	380/650/225mm	380/650/225mm
Weight	42kg	47kg	52kg	64kg	66kg	75kg
OPERATING ENVIRONMENT						
Operation Temperature Range	0°C to 45°C					

Anexo 3. Pliego tarifario 2025

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS				CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS			
JUNIO - NOVIEMBRE				DICIEMBRE - MAYO			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL			CATEGORÍA	RESIDENCIAL		
NIVEL VOLTAJE	BAJO Y MEDIO VOLTAJE		1,414	NIVEL VOLTAJE	BAJO Y MEDIO VOLTAJE		1,414
1-50		0,091		1-50		0,091	
51-100		0,093		51-100		0,093	
101-150		0,095		101-150		0,095	
151-200		0,097		151-200		0,097	
201-250		0,099		201-250		0,099	
251-300		0,101		251-300		0,101	
301-350		0,103		301-350		0,103	
351-500		0,105		351-500		0,105	
501-700		0,1285		501-700		0,1050	
701-1000		0,1450		701-1000		0,1109	
1001-1500		0,1709		1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752		1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360		2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	Superior		0,6812		

ENERO - DICIEMBRE			
	RESIDENCIAL TEMPORAL		1,414
		0,1285	
CATEGORÍA	GENERAL		
NIVEL VOLTAJE	BAJO VOLTAJE SIN DEMANDA		
1-300 Superior	COMERCIAL		1,414
		0,092	
		0,103	
1-300 Superior	E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO		
		0,082	
		0,093	
1-300 Superior	BOMBEO AGUA		
		0,072	
		0,083	
1-300 Superior	BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		
		0,058	
		0,066	
1-300 Superior	INDUSTRIAL ARTESANAL		
		0,073	
		0,089	
1 - 100 101-200 201-300 Superior	ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO		
		0,034	
		0,036	
		0,038	
		0,063	
NIVEL VOLTAJE	BAJO VOLTAJE CON DEMANDA		
	COMERCIALES		1,414
	4,790	0,090	
	INDUSTRIALES		
	4,790	0,080	
	ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		
	4,790	0,080	
	BOMBEO AGUA		
	4,790	0,070	

Anexo 4. Regulación ARCONEL 03/18 micro generación fotovoltaica

Resolución No. ARCONEL-042/18

AGENCIA DE REGULACIÓN Y
CONTROL DE ELECTRICIDAD



CAPÍTULO II – CONDICIONES GENERALES PARA LA PARTICIPACIÓN DE CONSUMIDORES CON μ SFV

Los consumidores interesados en instalar un SFV, deberán observar las disposiciones relacionadas con el proceso de conexión y autorización de operación, tratamiento comercial, mecanismo de liquidación de la energía, entre otros, que se describen en esta Regulación.

12 TRATAMIENTO COMERCIAL DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS μ SFV DE BAJA CAPACIDAD

La energía producida por el consumidor con μ SFV estará destinada únicamente al autoconsumo de la vivienda y/o edificación donde va a instalarse. En caso de que eventualmente se produzcan excedentes de energía, éstos podrán ser entregados a la red de baja o media tensión de la empresa de distribución, según corresponda, y su liquidación se realizará a través de un mecanismo de balance mensual neto de energía, conforme al siguiente esquema:

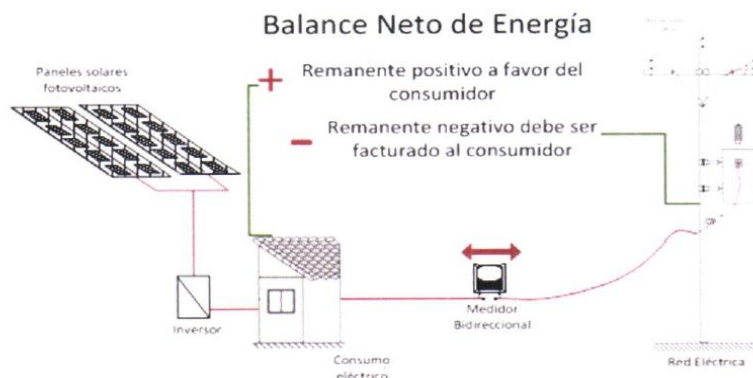


Figura 2. Balance Neto

La empresa de distribución realizará mensualmente el balance económico de la energía entregada y consumida para la facturación al consumidor, para lo cual tomará en consideración el registro de los flujos de energía inyectada y consumida del equipo de medición.

La aplicación de las condiciones establecidas en la presente Regulación será posible para un (1) solo μ SFV por inmueble.

12.1 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA A LA RED DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

La empresa de distribución deberá realizar el balance neto mensual de la energía entregada y consumida por el consumidor con μ SFV dentro de los diez (10) primeros

Sesión de Directorio de 22 de octubre de 2018
Página 11 de 41





CAPÍTULO II – CONDICIONES GENERALES PARA LA PARTICIPACIÓN DE CONSUMIDORES CON μ SFV

Los consumidores interesados en instalar un SFV, deberán observar las disposiciones relacionadas con el proceso de conexión y autorización de operación, tratamiento comercial, mecanismo de liquidación de la energía, entre otros, que se describen en esta Regulación.

12 TRATAMIENTO COMERCIAL DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS μ SFV DE BAJA CAPACIDAD

La energía producida por el consumidor con μ SFV estará destinada únicamente al autoconsumo de la vivienda y/o edificación donde va a instalarse. En caso de que eventualmente se produzcan excedentes de energía, éstos podrán ser entregados a la red de baja o media tensión de la empresa de distribución, según corresponda, y su liquidación se realizará a través de un mecanismo de balance mensual neto de energía, conforme al siguiente esquema:

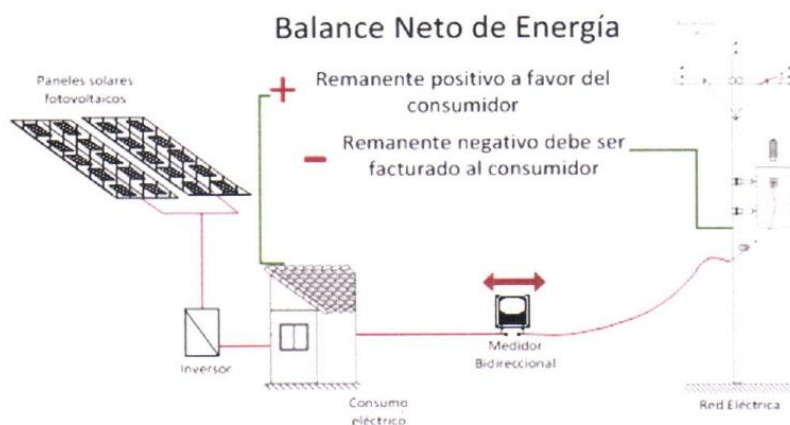


Figura 2. Balance Neto

La empresa de distribución realizará mensualmente el balance económico de la energía entregada y consumida para la facturación al consumidor, para lo cual tomará en consideración el registro de los flujos de energía inyectada y consumida del equipo de medición.

La aplicación de las condiciones establecidas en la presente Regulación será posible para un (1) solo μ SFV por inmueble.

12.1 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA A LA RED DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

La empresa de distribución deberá realizar el balance neto mensual de la energía entregada y consumida por el consumidor con μ SFV dentro de los diez (10) primeros





días laborables del mes siguiente de la operación del μ SFV, en base al reporte de la energía consumida y entregada que registre el equipo de medición, según la siguiente expresión:

$$\Delta E = (\text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada en la red})$$

ΔE : Resultado del balance neto < 0 ; remanente negativo

ΔE : Resultado del balance neto > 0 ; remanente positivo

En el caso en que el resultado del balance mensual neto de energía, exista un remanente negativo a facturar al consumidor, la empresa de distribución valorará la energía consumida a la tarifa correspondiente del pliego tarifario aprobado por ARCONEL y será facturada al consumidor con μ SFV, conforme lo establece el contrato de suministro.

El remanente negativo a facturar al consumidor no estará sujeto al subsidio de la tarifa dignidad ni subsidio cruzado.

Por el contrario, en el caso eventual en que el resultado del balance mensual neto de energía, exista un remanente positivo de energía entregada a la red a favor del consumidor con μ SFV, esta energía se considerará como crédito de energía a favor del consumidor que se pasa al siguiente mes y así sucesivamente, hasta un periodo máximo de reseteo.

El periodo para resetear el crédito energético es de dos años a partir de la fecha de la autorización de operación del μ SFV, luego de lo cual empieza nuevamente un similar mecanismo desde cero, hasta que exista una causal de desconexión del μ SFV o se cumpla el plazo de operación.

Para cualquiera de los dos casos la facturación por parte de la empresa distribuidora debe considerar:

- Los consumidores con μ SFV conectados en baja o media tensión que cuenten con tarifa con demanda o demanda horaria, cancelarán los cargos por potencia establecidos en el pliego tarifario, conforme a la categoría establecida por la distribuidora, para ello la distribuidora deberá asumir que el consumidor no cuenta con un μ SFV, es decir que para la determinación de cálculos para estos cargos, se asumirá que el consumidor no está generando para su abastecimiento con el μ SFV.
- Los consumidores con μ SFV deberán cancelar mensualmente el cargo de comercialización
- El consumidor con μ SFV está en la obligación de cancelar la tarifa de servicio de alumbrado público general en función de su consumo mensual total
- El consumidor con μ SFV deberá cancelar los rubros de basura y bomberos, en función de las ordenanzas emitidas para el efecto.



Artículo 9 PROCEDIMIENTO PARA OBTENER LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

9.1 Solicitud de factibilidad de conexión de una SGDA

El trámite de solicitudes de factibilidad de conexión, para proyectos de generación distribuida que vayan a ser desarrollados por los proponentes, se sujetará a las siguientes disposiciones:

- El Proponente solicitará la factibilidad de conexión a la Distribuidora respectiva, presentando la información establecida en el formulario del ANEXO 1.
- En este formulario se consignan los datos generales del Proponente, del SGDA y se identifica el punto de la red eléctrica donde se prevé conectar la SGDA.
- En el formulario la Distribuidora hará constar la fecha de recepción del mismo, y asignará a la solicitud un Código Único de Trámite, con el cual el Proponente podrá realizar las consultas y seguimiento sobre el estado de avance de su solicitud.

9.2 Factibilidad de conexión para SGDA Categoría 1

Para solicitudes de factibilidad de conexión de SGDA de potencias nominales señaladas en la Tabla N.1, que requieran conectarse en sincronismo con la red de distribución, la Distribuidora, a partir de la recepción del formulario ANEXO 1, procederá conforme a lo siguiente:

Tabla No. 1 Potencias nominales de las SGDA Categoría 1.

Voltaje de conexión	Potencia Nominal
Bajo	≤ a 10 kW monofásica
	≤ a 20 kW bifásica
	≤ a 30 kW trifásica

- Luego de recibida la solicitud de parte del Proponente, la Distribuidora dispondrá de un término de cinco (5) días para aceptar a trámite la solicitud, en caso de que esta requiera información adicional notificará al Proponente por escrito, el cual tendrá un término de cinco (5) días para completar la información, en caso de no hacerlo se dará por terminado el trámite.
- Una vez aceptada a trámite la solicitud, la Distribuidora, dentro de un término de quince (15) días adicionales, realizará los análisis técnicos respectivos de tal forma que la operación de la futura SGDA no afecte a la calidad del servicio eléctrico y otorgará la factibilidad de conexión del proyecto al Proponente.
- En la factibilidad de conexión, se establecerá el esquema de conexión y las condiciones de operación que deberá cumplir la SGDA en régimen de operación normal y de falla de la red de distribución.

Los costos que impliquen las adecuaciones y/o modificaciones de la red de distribución estrictamente necesarias para la conexión de la SGDA, serán asumidos por el Proponente del proyecto.

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

8

- Dimensionamiento del SGDA;
 - Especificaciones del equipamiento del SGDA;
 - Diagrama unifilar de la instalación;
5. Diseño de las obras y/o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar la SGDA al sistema de distribución;
 6. Esquema de conexión, seccionamiento y protecciones
 7. Cronograma de ejecución del proyecto del SGDA;
 8. Autorización del uso del agua emitido por la autoridad competente en los casos que aplique;
 9. Estar al día en los pagos a la Distribuidora del SPEE y SAPG de todos los suministros de energía eléctrica a nombre del consumidor;
- b) La Distribuidora, en un término de treinta (30) días contados a partir de la entrega de todos los documentos descritos en el literal a), verificará que los mismos estén completos. En caso de que los requisitos entregados no estén completos, informará al Proponente sobre las aclaraciones, alcances o ajustes que se requieran realizar a tales documentos. En caso de que la Distribuidora no emita observaciones continuará con las siguientes etapas para la emisión del Certificado de Calificación.
- c) Las aclaraciones, alcances o ajustes requeridos por la Distribuidora, referidos en el literal b), serán atendidos por el Proponente dentro de un término de quince (15) días contados a partir de su notificación; de no existir respuesta del Proponente dentro del señalado término, la Distribuidora dará por terminado el trámite y le comunicará oficialmente al Proponente.
- d) Una vez entregados los documentos a satisfacción de la Distribuidora, ésta, dentro de un término adicional de quince (15) días, elaborará el informe de aprobación y emitirá el Certificado de Calificación respectivo, de acuerdo al formato establecido en el ANEXO 2.
- e) El plazo de vigencia del Certificado de Calificación será igual al tiempo de vida útil de la SGDA, dependiendo de la tecnología de generación, de acuerdo a lo establecido en la Tabla N.2.
- f) Seis meses previos a la terminación del plazo de vigencia del Certificado de Calificación, el consumidor podrá actualizar la documentación indicada en el artículo 10, para renovar el Certificado de Calificación de su SGDA.

Tabla No. 2 Vidas útiles aplicables a cada tecnología de generación eléctrica.

Tecnología	Vida Útil (años)
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Biogás	20
Hidráulica	30

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

11

concepto del análisis de la factibilidad de conexión, conexión a la red de distribución, peajes y por el otorgamiento del Certificado de Calificación.

CAPÍTULO V OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Artículo 16 REQUISITOS OPERATIVOS

Las SGDA's serán autodespachadas y cumplirán las disposiciones operativas dispuestas por la Distribuidora.

El cumplimiento de los parámetros de calidad de producto del SGDA es de responsabilidad del consumidor propietario del SGDA y el control de dicho cumplimiento estará exclusivamente a cargo de la Distribuidora.

En caso de que la Distribuidora detectare que un SGDA está incumpliendo los parámetros de calidad de producto definidos por esta, o su operación está afectado a la red, de distribución, dispondrá al consumidor la suspensión de la operación de la SGDA, hasta que dichos parámetros se encuentren dentro de los límites permitidos, debiendo notificar a la Distribuidora las acciones correctivas realizadas.

Para la puesta en servicio de la SGDA, operación normal, respuesta a condiciones anormales de operación, requisitos para la calidad de producto, condiciones de operación en isla, monitoreo y control, se podrá tomar como referencia la norma IEEE Std. 1547 en lo que sea aplicable.

El propietario de la SGDA, es el responsable de la operación segura y confiable de la SGDA y de los equipos del campo de conexión, de tal forma que las maniobras de conexión y su operación no afecten la calidad del servicio eléctrico y la seguridad de la operación del sistema de distribución.

El propietario de la SGDA es adicionalmente responsable de daños derivados de la operación de la SGDA que afecten a la seguridad de personas y a bienes de terceros.

Artículo 17 GESTIÓN DE MANTENIMIENTOS Y REVERSIÓN DE BIENES.

Es responsabilidad del consumidor: planificar, financiar y ejecutar los mantenimientos de las SGDA's, equipos e instalaciones asociadas, en coordinación con la Distribuidora.

Los activos de las SGDA de propiedad de consumidores no serán revertidos al Estado ecuatoriano al terminar el plazo de vigencia del Certificado de Calificación, se procederá con su desconexión.

CAPÍTULO VI BALANCE DE ENERGÍA, MEDICIÓN y FACTURACIÓN

Artículo 18 BALANCE DE ENERGIA

La energía producida por un SGDA tendrá como objetivo principal el autoabastecimiento de la demanda de energía eléctrica asociada a una cuenta contrato del consumidor. Si por

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

14

condiciones operativas de la SGDA o por variación del consumo se presentaren eventuales excedentes de energía, estos se inyectarán a la red de distribución y su tratamiento por parte de la Distribuidora se sujetará a las siguientes disposiciones.

18.1 Consumidores con tarifa residencial y general sin demanda

Para un consumidor que tenga asignada una tarifa sin demanda de acuerdo al pliego tarifario del SPEE vigente, se considerará lo siguiente:

La Distribuidora mediante el sistema de medición respectivo, determinará el balance de energía neto mensualmente, entre la energía consumida desde la red de distribución y la energía inyectada por el SGDA y calculará la energía neta $ENET_i$:

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i \quad (1)$$

Donde:

$ENET_i$	Energía neta en el periodo mensual de consumo i (kWh)
$ERED_i$	Energía consumida desde la red de distribución en el periodo mensual de consumo i (kWh)
$EINY_i$	Energía inyectada por la SGDA en el periodo mensual de consumo i (kWh)

a) Si $ENET_i \leq 0$, la Distribuidora facturará al consumidor por concepto de energía consumida, con valor cero; $EF = 0$, además:

$$CEM_i = |ENET_i| \quad (2)$$

Donde:

CEM_i	Crédito de Energía a favor del consumidor obtenido en el mes i (kWh)
---------	--

b) Si $ENET_i > 0$, en este caso el $CEM_i = 0$, por no haber un saldo a favor del consumidor en el mes i .

La Distribuidora verificará si el consumidor dispone de un saldo total acumulado de energía a su favor en el mes anterior $SEA_{(i-1)}$; si es así, se debitará parte o la totalidad del $SEA_{(i-1)}$, para cubrir el $|ENET_i|$ del mes i .

SEA_{i-1}	Saldo total acumulado de energía disponible del consumidor en el mes anterior $(i-1)$ (kWh). $SEA_0 = 0$
EF_i	Energía Facturable correspondiente al mes i

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

15

Si con el $SEA_{(i-1)}$ disponible se logra cubrir la totalidad del $|ENET_i|$, en el mes de consumo i , la energía facturable en el mes i será cero; $EF=0$, caso contrario se le facturará el saldo de energía restante aplicando la tarifa correspondiente del Pliego Tarifario del SPEE.

Se actualizará el SEA_i mensualmente sobre la base de los créditos generados y valores devengados para cubrir el $|ENET_i|$, para considerarlo en el cálculo de la energía facturable del mes siguiente.

A partir del inicio de la operación de la SGDA, cada 24 meses el SEA se reseteará a cero, sin que la Distribuidora tenga derecho otorgar una compensación económica por dicha energía.

El consumidor que cuente con una SGDA cancelará mensualmente el cargo de comercialización, sobre la base de lo establecido en el pliego tarifario vigente.

La factura mensual que emita la Distribuidora deberá adjuntar una tabla en la que conste los siguientes valores: $ERED_i$, $EINY_i$, $ENET_i$, CEM_i y SEA_i correspondientes a los doce periodos de consumo anteriores, tomando como referencia el ANEXO 4 de esta Regulación.

18.2 Consumidores con tarifa general con demanda

Para un consumidor que tenga asignada una tarifa con demanda de acuerdo al pliego tarifario del SPEE vigente, se considerará lo siguiente:

El cálculo de la energía facturable mensual se realizará en conformidad a lo establecido en el artículo 18.1.

Además, independiente del valor mensual por energía que le sea facturado al consumidor, la Distribuidora le facturará mensualmente el cargo por demanda y el cargo de comercialización, sobre la base de lo establecido en el pliego tarifario del SPEE vigente.

A partir del inicio de operación del SGDA, la demanda facturable mensual corresponderá a la demanda máxima registrada en el mes de consumo por el respectivo medidor de demanda y corresponderá a aquella que fue requerida por el consumidor de la red de distribución.

18.3 Consumidores con tarifa general con demanda horaria

Para un consumidor que tenga asignada una tarifa con demanda horaria, de acuerdo al pliego tarifario del SPEE vigente, se considerará lo siguiente:

La Distribuidora mediante el sistema de medición respectivo, determinará el balance neto de energía mensualmente, entre la energía mensual consumida desde la red de distribución y la energía inyectada por el SGDA, en cada uno de los periodos de demanda horaria aplicables al consumidor, según el pliego tarifario del SPEE vigente.

Sobre la base de la energía consumida de la red e inyectada por el SGDA en el mes i , en cada periodo de demanda, la Distribuidora calculará la Energía Equivalente Inyectada por el SGDA ($EEINY_i$) y la Energía Equivalente Consumida de la red por el consumidor ($EERED_i$) aplicando las siguientes fórmulas:

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

16

$$EEINY_i = \sum_{k=1}^n (EINY_k \times T_k) / Tm_i \quad (3)$$

$$EERED_i = \sum_{k=1}^n (ERED_k \times T_k) / Tm_i \quad (4)$$

$$ENETE_i = EERED_i - EEINY_i \quad (5)$$

Donde:

$EEINY_i$	Energía Equivalente Inyectada por el SGDA en el mes i (kWh)
$EERED_i$	Energía Equivalente Consumida de la red en el mes i (kWh)
Tm_i	Mayor de los cargos tarifarios horarios de los periodos de demanda aplicables al consumidor en el mes i (USD/kWh)
T_k	Cargo tarifario por energía del periodo de demanda k (USD/kWh)
$EINY_k$	Energía inyectada por el SGDA en el mes en análisis, en los periodos de demanda en que aplica el cargo tarifario por energía T_k (kWh)
$ERED_k$	Energía consumida de la red en el mes en análisis, en los periodos de demanda en que aplica el cargo tarifario por energía T_k (kWh)
n	Número de cargos tarifarios por energía aplicables a la tarifa a la que corresponde el consumidor
$ENETE_i$	Energía neta equivalente en el periodo mensual de consumo i (kWh)

a) Si $ENETE_i \leq 0$, la Distribuidora facturará por concepto de energía consumida, con valor cero; EF=0, además:

$$CEEM_i = |ENETE_i| \quad (6)$$

Donde:

$CEEM_i$	Crédito de Energía Equivalente a favor del consumidor obtenido en el mes i (kWh)
----------	--

b) Si $ENETE_i > 0$, en este caso el $SEEM_i = 0$, por no haber un saldo a favor del consumidor en el mes i .

La Distribuidora verificará si el consumidor dispone de un saldo total acumulado de energía equivalente a su favor en el mes anterior $SEEA_{(i-1)}$; si es así, se debitará parte o la totalidad del $SEEA_{(i-1)}$ para cubrir el $|ENETE_i|$ del mes i .

$SEEA_{i-1}$	Saldo total acumulado de energía equivalente disponible del consumidor en el mes anterior ($i-1$) (kWh). Para el primer mes: ($n=1$, $SEEA_0=0$)
EF_i	Energía Facturable correspondiente al mes i

Si con el $SEEA_{i-1}$ disponible se logra cubrir la totalidad del $|ENETE_i|$, en el mes de consumo i , la energía facturable en el mes i será cero; $EF=0$. Caso contrario se le facturará el saldo de energía restante aplicando el mayor de los cargos tarifarios (T_m).

Se actualizará el $SEEA$, mensualmente sobre la base de los créditos generados y valores devengados para cubrir el $|ENETE_i|$, para considerarlo en el cálculo de la energía facturable del mes siguiente.

A partir del inicio de la operación de la SGDA, cada 24 meses el $SEEA$ se reseteará a cero, sin que la Distribuidora tenga derecho otorgar una compensación económica por dicha energía.

Además, independiente del valor mensual por energía que le sea facturado al consumidor, la Distribuidora le facturará mensualmente el cargo por demanda y el cargo de comercialización, sobre la base de lo establecido en el pliego tarifario del SPEE vigente.

A partir del inicio de operación del SGDA, la demanda facturable mensual corresponderá a la demanda máxima registrada en el mes de consumo por el respectivo medidor de demanda horaria y corresponderá a aquella que fue requerida por el consumidor de la red de distribución.

La factura mensual que emita la Distribuidora deberá adjuntar una tabla en la que conste los siguientes valores: $EREED_i$, $EEINY_i$, $ENETE_i$, $CEEM_i$ y $SEEA_i$, correspondientes a los doce periodos de consumo anteriores, tomando como referencia el ANEXO 4 de esta Regulación.

Artículo 19 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los aspectos relacionados al sistema de medición de energía eléctrica se sujetarán a lo siguiente:

19.1 SGDA ubicado en el mismo inmueble o predio del consumidor

Para los casos en los que la SGDA esté ubicado en el mismo inmueble del consumidor, la Distribuidora instalará en el punto de entrega un medidor bidireccional que permita registrar el consumo neto de energía por parte del consumidor, según lo descrito en el artículo 18 de esta Regulación.

La Distribuidora será la encargada de la adquisición, calibración inicial e instalación del equipo de medición bidireccional. El consumidor deberá cancelar la diferencia del costo del equipo de medición en relación al equipo que la Distribuidora instalaría a un usuario de la misma categoría sin un SGDA.

El valor indicado en el párrafo anterior, será cancelado en la primera planilla de consumo,

Sesión Electrónica de Directorio de 05 de abril de 2021

18

Expide:

La Regulación denominada «**Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica**».

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

1. OBJETIVO

Establecer las disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación, y mantenimiento de Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) de Consumidores Regulados, y las disposiciones para la medición y facturación de la energía eléctrica de Consumidores Regulados con SGDA.

2. ALCANCE

La presente Regulación aborda:

- La caracterización y dimensionamiento de un SGDA de Consumidores Regulados;
- Las modalidades de autoabastecimiento;
- El procedimiento para solicitar y obtener la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento y el Certificado de Habilitación;
- Las condiciones para la instalación, conexión, operación y mantenimiento de un SGDA; y,
- La medición de energía eléctrica y determinación de la energía facturable para Consumidores Regulados con SGDA.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

La presente Regulación es aplicable a Consumidores Regulados con SGDA y a Empresas Distribuidoras.

4. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE; por las siglas en inglés de 'Institute of Electrical and Electronics Engineers')
INEN	Servicio Ecuatoriano de Normalización
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
RGLOSPEE	Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
RUC	Registro Único de Contribuyentes
SAPG	Servicio de Alumbrado Público General
SBU	Salario Básico Unificado
SGDA	Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento
SPEE	Servicio Público de Energía Eléctrica.

Las definiciones que no se encuentran detalladas en el cuerpo de esta regulación deberán ser relacionadas con las que se incluyen en la LOSPEE y el RGLOSPEE.

CAPÍTULO II SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOABASTECIMIENTO DE CONSUMIDORES REGULADOS

6. CARACTERIZACIÓN

Un SGDA de Consumidores Regulados es aquel que cumple las siguientes condiciones:

- a) Su Potencia Nominal está limitada según lo establecido en el numeral 9 de la presente Regulación;
- b) Se conecta en sincronía a una red de distribución;
- c) Se encuentra ubicado dentro de la misma Área de Servicio en la que se encuentra sus consumidores;
- d) Permite el aprovechamiento de un recurso energético renovable no convencional que se encuentre disponible en el Área de Servicio de la Distribuidora;
- e) Abastece la demanda de uno o varios Consumidores Regulados, en los términos establecidos en la presente Regulación;
- f) Puede utilizar equipos para el almacenamiento de energía, los cuales deberán cargarse utilizando solamente la energía eléctrica producida por el SGDA;
- g) Es un activo de propiedad de uno o varios Consumidores Regulados, en los términos del numeral 8, destinado para abastecer exclusivamente sus consumos; y,
- h) Causa impactos positivos a la red de distribución a la que se conecta, como: disminución de pérdidas de electricidad, mejora de perfiles de voltajes, disminución de la cargabilidad de equipos y componentes, entre otros beneficios.

7. CONEXIÓN

Un SGDA se conectará a una red de distribución mediante un Campo de Conexión para Autoabastecimiento.

Varios SGDA que abastezcan a Consumidores Regulados de una misma persona jurídica, se podrán conectar a una red de distribución mediante un Campo de Conexión para Autoabastecimiento común de propiedad de la misma persona jurídica. Sin perjuicio de lo señalado, se deberá solicitar la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento y obtener el Certificado de Habilitación para cada SGDA, conforme lo establecido en los numerales 15 y 16 de la presente Regulación.

8. PROPIEDAD

El Consumidor Regulado deberá acreditar que, es dueño del SGDA o que va a adquirir su propiedad en algún momento durante la vigencia del Certificado de Habilitación, mediante el otorgamiento de una declaración juramentada. El Consumidor Regulado deberá acreditar que la transferencia de propiedad tendrá lugar hasta máximo cinco (5) años antes de que finalice la vigencia del Certificado de Habilitación, independientemente de la tecnología que use el SGDA. Sin perjuicio de lo anterior, podrá contratar con terceros facultados para

ejercer tales actividades, el financiamiento, instalación, operación, mantenimiento, gestión, vigilancia, desmantelamiento, del SGDA.

9. LÍMITE DE LA POTENCIA NOMINAL

La Potencia Nominal de un SGDA está limitada de la siguiente manera:

- Si no hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución, la Potencia Nominal de un SGDA estará limitada por la demanda de potencia máxima registrada del Consumidor Regulado (asociado al SGDA), y por la capacidad de conexión aprobada por la Distribuidora. Para este caso, el Consumidor Regulado deberá implementar equipos de protección y control necesarios para impedir la inyección de energía eléctrica a la red de distribución.
- Si hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución, la Potencia Nominal de un SGDA estará limitada a 2 MW.

10. VOLTAJES DE CONEXIÓN Y CATEGORÍAS

Los voltajes de conexión y las categorías de SGDA se detallan en la Tabla 1. Las categorías de SGDA se usan en el numeral 15 de la presente Regulación.

Voltaje de conexión	Potencia nominal, P_n	Categoría
Bajo voltaje	$P_n \leq 5$ kW, monofásica	Categoría 1
	$P_n \leq 10$ kW, bifásica	
	$P_n \leq 50$ kW, trifásica	
Medio voltaje	$P_n \leq 2$ MW cuando hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución	Categoría 2
	P_n menor a la capacidad de conexión aprobada por la Distribuidora cuando no hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución	

Tabla 1. Voltajes de conexión y categorías de SGDA

Para el caso de conexiones en bajo voltaje, las Distribuidoras podrán permitir SGDA con potencias mayores a las establecidas en la Tabla 1 cuando los estudios técnicos indiquen que no haya afectaciones a la red de distribución.

11. DIMENSIONAMIENTO

El dimensionamiento de un SGDA es de exclusiva responsabilidad de los Consumidores Regulados asociados a éste. La Potencia Nominal del SGDA será determinada sobre la base de un estudio técnico, con el fin de cubrir la demanda de energía eléctrica anual de uno o varios Consumidores Regulados. La producción anual de energía del SGDA deberá ser igual o menor que la demanda de energía anual de los Consumidores Regulados.

El dimensionamiento de un SGDA debe considerar lo siguiente:

- Para Consumidores Regulados existentes, se podrá utilizar los consumos de energía de los últimos 24 meses, la proyección de demanda de energía durante la vida útil del SGDA, y, de ser el caso, los requerimientos de almacenamiento de energía.

- b) Para nuevos Consumidores Regulados, sin registros históricos de consumo de energía, se podrá utilizar la proyección de demanda de energía durante la vida útil del SGDA, y, de ser el caso, los requerimientos de almacenamiento de energía.

12. MODALIDADES DE AUTOABASTECIMIENTO

La Ilustración 1 muestra las modalidades de generación distribuida para autoabastecimiento que se consideran en la presente Regulación. Las modalidades se describen a continuación.

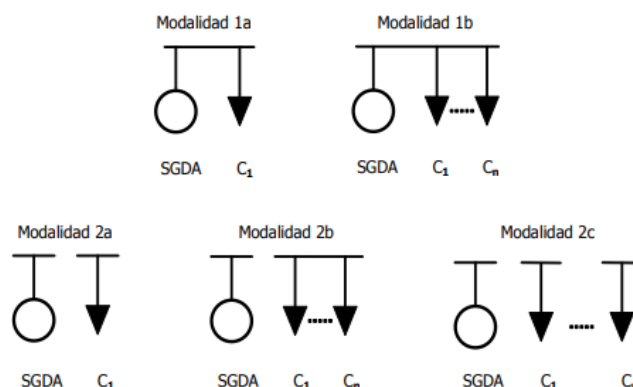


Ilustración 1. Modalidades de autoabastecimiento. En la modalidad 1a, el SGDA puede o no inyectar excedentes de energía a la red de distribución.

12.1. Modalidad 1a: Autoabastecimiento individual local

El SGDA y el Consumidor Regulado están ubicados en un mismo inmueble. En esta modalidad, el SGDA puede o no inyectar excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.

12.2. Modalidad 1b: Autoabastecimiento múltiple local

El SGDA y los Consumidores Regulados están ubicados en un mismo inmueble constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal.

12.3. Modalidad 2a: Autoabastecimiento individual remoto

El SGDA y el Consumidor Regulado están ubicados en inmuebles diferentes. El inmueble donde se ubica el Consumidor Regulado no debe estar constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal.

12.4. Modalidad 2b: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores concentrados

El SGDA y los Consumidores Regulados están ubicados en inmuebles diferentes. Los Consumidores Regulados se encuentran concentrados en un mismo inmueble constituido en condominio o declarado bajo el régimen de propiedad horizontal.

12.5. Modalidad 2c: Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores dispersos

El SGDA y los Consumidores Regulados asociados al SGDA están ubicados en inmuebles diferentes (los Consumidores Regulados se encuentran dispersos). Los Consumidores Regulados deben pertenecer a la misma persona jurídica.

13. RESPONSABILIDADES

13.1. Responsabilidades para las modalidades 1a y 2a

Los Consumidores Regulados que se acojan a la presente Regulación son los responsables de lo siguiente:

- Proceso de habilitación del SGDA ante la Distribuidora;
- Indemnizaciones por daños a terceros durante la construcción, instalación, conexión, operación, mantenimiento y desmontaje del SGDA;
- Obtención de todos los permisos necesarios para la construcción, instalación, conexión, operación, mantenimiento y desmontaje del SGDA, y obligaciones derivadas de éstos;
- Operación segura y confiable de todos los equipos, incluidos los equipos del Campo de Conexión para Autoabastecimiento, de tal forma que las maniobras de conexión y su operación no afecten la calidad del servicio eléctrico y la operación de la red de distribución a la que se conecta el SGDA;
- Cumplimiento de los requisitos técnicos operativos establecidos en la presente Regulación;
- Cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato de Suministro y en el Contrato de Conexión del SGDA; y,
- Otras derivadas de normativas relacionadas.

13.2. Responsabilidades para las modalidades 1b, 2b, y 2c

Los Consumidores Regulados que se acojan a la presente Regulación son responsables del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Contratos de Suministro.

Por su parte, el Representante Legal es el responsable de lo siguiente:

- Proceso de habilitación del SGDA ante la Distribuidora;
- Indemnizaciones por daños a terceros durante la construcción, instalación, conexión, operación, mantenimiento y desmontaje del SGDA;
- Obtención de todos los permisos necesarios para la construcción, instalación, conexión, operación, mantenimiento y desmontaje del SGDA, y obligaciones derivadas de éstos;
- Operación segura y confiable de todos los equipos, incluidos los equipos del Campo de Conexión para Autoabastecimiento, de tal forma que las maniobras de conexión y su operación no afecten la calidad del servicio eléctrico y la operación de la red de distribución a la que se conecta el SGDA;
- Cumplimiento de los requisitos técnicos operativos establecidos en la presente Regulación;
- Cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Contrato de Conexión del SGDA; y,
- Otras derivadas de normativas relacionadas.

CAPÍTULO III FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN Y CERTIFICADO DE HABILITACIÓN

14. REPRESENTANTE TÉCNICO

Los Consumidores Regulados o el Representante Legal interesados en instalar y operar un SGDA, podrán delegar la ejecución de los trámites detallados en el presente Capítulo y en el Capítulo IV a un representante técnico (persona natural o jurídica facultada para el efecto),

mediante el otorgamiento de un documento escrito. El documento deberá ser suscrito por los Consumidores Regulados o el Representante Legal, según corresponda.

15. FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

15.1. Solicitud

El trámite para la solicitud de la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento sea que fuera realizado por los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico, se sujetará a las siguientes disposiciones.

- a) Se solicitará la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento a la Distribuidora respectiva, presentando la información establecida en el formulario denominado Solicitud de Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento de Consumidores Regulados, ANEXO A de la presente Regulación. En este formulario se consignan los datos generales del solicitante y del SGDA, y se identifica el punto de la red eléctrica donde se prevé conectar el SGDA.
- b) Si la solicitud es presentada por el representante técnico, se deberá adjuntar el documento escrito especificado en el numeral 14 de la presente Regulación.
- c) Se entregará la información descrita en los numerales 15.2 y 15.3 de la presente Regulación, en los casos que aplique.
- d) La Distribuidora hará constar en el formulario la fecha de recepción de éste, y asignará a la solicitud un código de trámite, con el cual el solicitante podrá realizar las consultas y seguimiento sobre el estado de avance de su solicitud.

15.2. Requisitos para las modalidades 1b y 2b

Para las modalidades de autoabastecimiento 1b y 2b, se deberá entregar a la Distribuidora los siguientes requisitos:

- a) Una copia de la designación del Representante Legal, debidamente inscrita conforme a lo establecido en la Ley de Propiedad Horizontal y su reglamento.
- b) Nombre completo o razón social de todos los condóminos, cédula o RUC, domicilio y Cuenta Contrato; y otra información que la Distribuidora crea conveniente.
- c) Autorización emitida por el Representante Legal para la instalación del SGDA (requisito sólo para la modalidad 1b). La autorización deberá ser unánime.
- d) Porcentaje de asignación de la energía eléctrica producida por el SGDA para cada Consumidor Regulado. El porcentaje de asignación debe ser definido por el Representante Legal. Los porcentajes deberán sumar 100% y podrán ser actualizados cada seis meses.

15.3. Requisitos para la modalidad 2c

Para la modalidad de autoabastecimiento 2c, se deberá entregar a la Distribuidora los siguientes requisitos:

- a) Razón social de todos los Consumidores Regulados que se beneficiarán de la producción del SGDA, domicilio, y Cuenta Contrato; y otra información que la Distribuidora crea conveniente. Los Consumidores Regulados asociados al SGDA deberán tener el mismo RUC en su Cuenta Contrato.

Estudio	Categoría 1	Categoría 2
Análisis de desbalance de voltaje.	✓	✓
Análisis de variaciones de voltaje.	✓	✓
Revisión de capacidad de alojamiento.	✓	✓
Análisis de regulación de voltaje en estado estable.	✓	✓
Análisis de calidad del servicio de la energía.	No aplica	✓

Tabla 2. Estudios para determinar la factibilidad de conexión de un SGDA de Consumidores Regulados

- f) Dentro del Término de quince (15) días contados a partir de que la Distribuidora informe sobre la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento, el solicitante notificará a la Distribuidora su aceptación o no a las condiciones establecidas en la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento. En caso no aceptar las condiciones establecidas por la Distribuidora, el solicitante podrá plantear su objeción a las mismas de acuerdo con el numeral 15.6 de esta Regulación.
- g) La Distribuidora considerará que los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico han desistido de continuar el trámite, y lo dará por concluido en los siguientes casos:
 - g.1) Cuando no acepten por escrito las condiciones establecidas en la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento y no hayan planteado una objeción ante la ARCERNR.
 - g.2) Cuando manifiesten su decisión por escrito de no continuar con el trámite.
- h) La Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento otorgada por la Distribuidora tendrá un plazo de vigencia de seis (6) meses, período en el cual los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico podrán iniciar el trámite para obtener el Certificado de Habilitación respectivo. En caso de no hacerlo, quedará sin efecto la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento, y de requerirlo, el solicitante podrá iniciar un nuevo trámite.

15.5. Trámite para un SGDA de Categoría 2

Para un SGDA de Categoría 2, la Distribuidora, a partir de la recepción del formulario, procederá conforme a lo siguiente:

- a) La Distribuidora dispondrá de un Término de hasta cinco (5) días para aceptar a trámite la solicitud. En caso de que esta requiera información adicional, la Distribuidora notificará al solicitante por escrito, el cual tendrá un Término de hasta cinco (5) días para completar la información; en caso de no hacerlo, se dará por terminado el trámite.
- b) Una vez aceptada a trámite la solicitud, la Distribuidora dispondrá de un Término de hasta cinco (5) días para entregar la información técnica de su red, necesaria y suficiente, para que el solicitante pueda realizar los estudios detallados en la Tabla 2. La Distribuidora, bajo su responsabilidad, podrá realizar estudios adicionales en caso de ser necesario.
- c) Una vez la Distribuidora haya entregado la información técnica de su red, el solicitante dispondrá de un Término de hasta treinta (30) días para entregar los estudios técnicos completos. La base de información de los estudios deberá ser

- j) La Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento otorgada por la Distribuidora tendrá un plazo de vigencia de seis (6) meses, período en el cual los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico podrán iniciar el trámite para obtener el Certificado de Habilitación respectivo. En caso de no hacerlo, quedará sin efecto la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento, y de requerirlo, el solicitante podrá iniciar un nuevo trámite.

15.6. Objeciones a condiciones requeridas por la Distribuidora

Los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico podrán plantear una objeción ante la ARCERNNR, solicitando se revise lo actuado por la Distribuidora, en los siguientes casos:

- a) Cuando estimen que las obras, instalaciones o equipos que deberán implementar para la conexión del SGDA, de acuerdo con lo establecido por la Distribuidora, van más allá de lo necesario, o son más exigentes que lo requerido para cumplir con la normativa específica;
- b) Cuando consideren que las condiciones de operación del SGDA requeridas por la Distribuidora, son más exigentes que las requeridas para cumplir con la normativa específica;
- c) Cuando estimen que las características de los Sistemas de Medición y sistemas de control en tiempo real (de ser el caso) requeridos por la Distribuidora, son más exigentes que las establecidas en la normativa vigente; y
- d) Por cualquier otra situación que consideren pudieran estar generando algún trato discriminatorio o estuviere transgrediendo lo establecido en la normativa vigente.

La solicitud deberá estar debidamente motivada y acompañada de los documentos, información y análisis técnicos de respaldo.

La ARCERNNR emitirá su pronunciamiento dentro de un Término de treinta (30) días contados a partir de la entrega de la documentación por parte del solicitante. Dentro de este Término, la ARCERNNR podrá solicitar información adicional ya sea a la Distribuidora o al solicitante, a fin de complementar su análisis o verificar la información que considere pertinente.

16. CERTIFICADO DE HABILITACIÓN

Los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico tramitarán, ante la Distribuidora, la obtención del Certificado de Habilitación respectivo, para lo cual se establece el siguiente procedimiento:

- a) Dentro de un plazo de seis (6) meses contados a partir de la notificación de la Factibilidad de Conexión para Autoconsumo, los Consumidores Regulados, el Representante Legal o el representante técnico podrán solicitar a la Distribuidora el inicio del trámite para la emisión del Certificado de Habilitación; en caso de que no lo hagan, la Factibilidad de Conexión para Autoconsumo quedará revocada. Para el efecto, el solicitante deberá presentar a la Distribuidora la siguiente información:
 - a.1) Ubicación del inmueble donde se va a instalar el SGDA;
 - a.2) Documento que acredite la propiedad o posesión legítima del inmueble donde se va a instalar el SGDA; o, en su defecto el contrato de arrendamiento, comodato o

anticresis notariado del inmueble donde se va a instalar el SGDA; o, autorización del propietario del inmueble para la instalación del SGDA;

- a.3) Memoria técnica del proyecto que incluya:
 - a.3.1) Dimensionamiento del SGDA;
 - a.3.2) Especificaciones del equipamiento del SGDA;
 - a.3.3) Existencia de Consumo de Servicios Auxiliares para Autoabastecimiento;
 - a.3.4) Diagrama unifilar de la instalación;
- a.4) Diseño de las obras y/o adecuaciones a la red de distribución que se deberán implementar para poder conectar el SGDA;
- a.5) Esquema de conexión, seccionamiento y protecciones;
- a.6) Cronograma de ejecución del proyecto;
- a.7) En los casos que corresponda, la autorización del uso del agua emitido por la autoridad competente;
- a.8) La autorización ambiental que corresponda, de acuerdo a lo establecido en la normativa ambiental vigente.
- b) La Distribuidora verificará que la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento se encuentre vigente, y que los Consumidores Regulados que se autoabastecerán del SGDA no tengan valores de pago pendientes por el SPEE y el SAPG.
- c) La Distribuidora, en un Término de hasta treinta (30) días contados a partir de la entrega de todos los documentos descritos en el literal a), verificará que los mismos estén completos. En caso de que los documentos entregados no estén completos, la Distribuidora informará al solicitante sobre las aclaraciones, alcances o ajustes que se requieran realizar a tales documentos. En caso de que la Distribuidora no emita observaciones, ésta continuará con las siguientes etapas para la emisión del Certificado de Habilitación.
- d) Las aclaraciones, alcances o ajustes requeridos por la Distribuidora, referidos en el literal c), serán atendidos por el solicitante dentro de un Término de hasta quince (15) días contados a partir de su notificación. De no existir respuesta dentro del señalado Término, la Distribuidora dará por terminado el trámite y le comunicará oficialmente al solicitante.
- e) Una vez entregados los documentos a satisfacción de la Distribuidora, ésta, dentro de un Término adicional de hasta quince (15) días, elaborará el informe de aprobación y emitirá el Certificado de Habilitación respectivo, de acuerdo con el formato establecido en el ANEXO B, a nombre del Consumidor Regulado o el Representante Legal, según corresponda, a partir de lo cual éste podrá iniciar la construcción del SGDA conforme al cronograma entregado.
- f) El plazo de vigencia del Certificado de Habilitación será igual al tiempo de vida útil del SGDA, dependiendo de la tecnología de generación, de acuerdo con lo establecido en la Tabla 3. La vigencia del Certificado de Habilitación se contará a partir del inicio de operación del SGDA.

- b) Porcentaje de asignación de la energía eléctrica producida por el SGDA para cada Consumidor Regulado. El porcentaje de asignación debe ser definido por el Representante Legal. Los porcentajes deberán sumar 100% y podrán ser actualizados cada seis meses.

15.4. Trámite para un SGDA de Categoría 1

Para un SGDA de Categoría 1, la Distribuidora, a partir de la recepción del formulario, procederá conforme a lo siguiente:

- a) La Distribuidora dispondrá de un Término de hasta cinco (5) días para aceptar a trámite la solicitud. En caso de que esta requiera información adicional, la Distribuidora notificará al solicitante por escrito, el cual tendrá un Término de hasta cinco (5) días para completar la información; en caso de no hacerlo, se dará por terminado el trámite.
- b) Una vez aceptada a trámite la solicitud, el solicitante dispondrá de un Término de hasta cinco (5) días para entregar la información necesaria para que la Distribuidora realice los análisis técnicos detallados en la Tabla 2. Si el solicitante no entrega la información en el plazo establecido, se dará por terminado el trámite.
- c) La Distribuidora realizará los análisis técnicos detallados en la Tabla 2 en un Término de hasta veinte (20) días contados a partir de la entrega de la información, para verificar que la futura conexión y operación del SGDA no afecten a la calidad del servicio eléctrico y a la correcta operación de la red de distribución. Además, la Distribuidora verificará que el SGDA genere un impacto positivo en cuanto a: disminución de pérdidas de electricidad, mejoramiento de perfiles voltajes, disminución de la cargabilidad de equipos y componentes, entre otros beneficios, en la red de distribución. La Distribuidora revisará también el cumplimiento de las demás disposiciones del numeral 6 de la presente Regulación. La Distribuidora, bajo su responsabilidad, podrá realizar estudios adicionales en caso de ser necesario.
- d) Dentro del Término de 20 días mencionado en el literal c), la Distribuidora otorgará, de ser el caso, la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento al Consumidor Regulado o al Representante Legal, según corresponda.
- e) En la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento, la Distribuidora establecerá el esquema de conexión y las condiciones de operación que deberá cumplir el SGDA, en régimen de operación normal y de falla de la red de distribución.

Estudio	Categoría 1	Categoría 2
Identificación de las instalaciones y equipos cercanos al Punto de Conexión para Autoabastecimiento.	✓	✓
Análisis de flujos de potencia.		
• Verificación de límites operativos en condiciones normales y considerando contingencias.	No aplica	✓
• Evaluación de pérdidas.		
Análisis de fallas.		
• Niveles de cortocircuito monofásico y trifásico en el Punto de Conexión para Autoabastecimiento y en la red de distribución.	No aplica	✓
• Revisión de los ajustes de protecciones en el Punto de Conexión para Autoabastecimiento y en la red de distribución.		

Tecnología	Vida útil (años)
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Biogás	20
Hidráulica	30

Tabla 3. Vida útil de tecnologías de generación de energía eléctrica

17. REVOCATORIA DEL CERTIFICADO DE HABILITACIÓN

La Distribuidora revocará de forma definitiva el Certificado de Habilitación otorgado, y en consecuencia procederá con la desconexión del SGDA por una o varias de las causales que se listan a continuación:

- a) Por decisión propia de los Consumidores Regulados o el Representante Legal;
- b) Por terminación del plazo de vigencia del Certificado de Habilitación;
- c) Por incrementar la Potencia Nominal del SGDA sin autorización de la Distribuidora;
- d) Por incumplir por tres veces, consecutivas o no, los requerimientos de operación, en caso se presente alguna restricción temporal en el segmento de la red de distribución en la cual tiene incidencia el SGDA, o los parámetros de calidad de producto definidos en la regulación respectiva, de acuerdo con el numeral 22 de esta Regulación;
- e) Por no iniciar la operación del SGDA dentro del plazo establecido en el cronograma o ampliación del plazo otorgada por la Distribuidora.

La Distribuidora notificará formalmente a los Consumidores Regulados o al Representante Legal sobre la revocatoria del Certificado de Habilitación y las causales que la motivaron. Luego de lo cual, se suscribirá entre las partes el Contrato de Suministro para las nuevas condiciones, y se procederá a la desconexión del SGDA.

En caso de no estar de acuerdo con la decisión de la Distribuidora, los Consumidores Regulados o el Representante Legal dispondrán de un Término de cinco (5) días contados a partir de la notificación de la Distribuidora para plantear una objeción a la ARCERNNR.

La ARCERNNR emitirá su pronunciamiento, de carácter vinculante, dentro de un Término treinta (30) días contado a partir de la entrega de la documentación respectiva. Dentro de este Término, la ARCERNNR podrá solicitar información adicional a la Distribuidora, a los Consumidores Regulados o al Representante Legal, según corresponda, a fin de realizar los análisis respectivos.

Si los Consumidores Regulados o el Representante Legal incurrieron en las causales señaladas en los literales c) y d) de este apartado, y deseen continuar con la instalación u operación del SGDA, según corresponda, podrán iniciar un nuevo trámite ante la

Anexo 8. Tasa de interés

Tasas de Interés			
Enero 2022			
1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO			
Tasas Referenciales		Tasas Máximas*	
Tasa Activa Efectiva Referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	7.39	Productivo Corporativo	8.86
Productivo Empresarial	9.30	Productivo Empresarial	9.89
Productivo PYMES	10.23	Productivo PYMES	11.26
Consumo	16.16	Consumo	16.77
Educativo	8.64	Educativo	9.50
Educativo Social	5.49	Educativo Social	7.50
Vivienda de Interés Público	4.97	Vivienda de Interés Público	4.99
Vivienda de Interés Social	4.98	Vivienda de Interés Social	4.99
Inmobiliario	9.79	Inmobiliario	10.40
Microcrédito Minorista	19.92	Microcrédito Minorista	28.23
Microcrédito de Acumulación Simple	20.51	Microcrédito de Acumulación Simple	24.89
Microcrédito de Acumulación Ampliada	20.17	Microcrédito de Acumulación Ampliada	22.05
Inversión Pública	8.28	Inversión Pública	9.33
De acuerdo a la Resolución 603-2020-F, de la Junta de Política y Regulación Monetaria y Financiera. De acuerdo a la Resolución JPRF-F-2021-004, de la Junta de Política y Regulación Financiera			
2. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS PROMEDIO POR INSTRUMENTO			
Tasas Referenciales	% anual	Tasas Referenciales	% anual
Depósitos a plazo	5.57	Depósitos de Ahorro	0.98
Depósitos monetarios	0.59	Depósitos de Tarjetahabientes	1.31
Operaciones de Reporto	1.50		
3. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS REFERENCIALES POR PLAZO			
Tasas Referenciales	% anual	Tasas Referenciales	% anual
Plazo 30-60	4.04	Plazo 121-180	5.11
Plazo 61-90	4.36	Plazo 181-360	5.84
Plazo 91-120	5.05	Plazo 361 y más	7.74
4. TASAS DE INTERÉS PASIVAS EFECTIVAS MÁXIMAS PARA LAS INVERSIONES DEL SECTOR PÚBLICO			
(según regulación No. 133-2015-M)			
5. TASA BÁSICA DEL BANCO CENTRAL DEL ECUADOR			
6. OTRAS TASAS REFERENCIALES			
Tasa Pasiva Referencial	5.57	Tasa Legal	7.39
Tasa Activa Referencial	7.39	Tasa Máxima Convencional	8.86



PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: EDIFICIO AZUL CNEL - GARZOTA

Variante: Nueva variante de simulación

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 400 kWp

Ciudadela La Garzota - Ecuador



Proyecto: EDIFICIO AZUL CNEL - GARZOTA

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.6

VC0, Fecha de simulación:
23/08/25 15:43
con v7.2.6

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
Ciudadela La Garzota
Ecuador

Situación
Latitud -2.15 °S
Longitud -79.89 °W
Altitud 16 m
Zona horaria UTC-5

Configuración del proyecto
Albedo 0.20

Datos meteo
Ciudadela La Garzota
NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV
Plano fijo
Inclinación/Azmut 12 / 0 °

Información del sistema

Conjunto FV
Núm. de módulos 748 unidades
Pnom total 400 kWp

Sin escena 3D definida, sin sombras

Sombreados cercanos
Sin sombreados

Necesidades del usuario
Carga ilimitada (red)

Inversores
Núm. de unidades 1 Unidad
Pnom total 500 kWca
Proporción Pnom 0.800

Resumen de resultados

Energía producida	566.4 MWh/año	Producción específica	1415 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	85.10 %
-------------------	---------------	-----------------------	------------------	---------------------	---------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Resultados principales	4
Diagrama de pérdida	5
Gráficos especiales	6



Proyecto: EDIFICIO AZUL CNEL - GARZOTA

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.6

VC0, Fecha de simulación:
23/08/25 15:43
con v7.2.6

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano fijo

Inclinación/Azimet 12 / 0 °

Horizonte

Horizonte libre

Sin escena 3D definida, sin sombras

Configuración de cobertizos

Sin escena 3D definida

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Modelos usados

Transposición

Difuso Perez, Meteonorm

Circunsolar separado

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante

Centro Energy

Modelo

M535 Wp 144 cells

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

535 Wp

Número de módulos FV

748 unidades

Nominal (STC)

400 kWp

Módulos

68 Cadenas x 11 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp

366 kWp

U mpp

409 V

I mpp

895 A

Potencia FV total

Nominal (STC)

400 kWp

Total

748 módulos

Área del módulo

1933 m²

Área celular

1788 m²

Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

500 kWac inverter

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

500 kWca

Número de inversores

1 unidad

Potencia total

500 kWca

Voltaje de funcionamiento

320-700 V

Proporción Pnom (CC:CA)

0.80

Potencia total del inversor

Potencia total

500 kWca

Núm. de inversores

1 Unidad

Proporción Pnom

0.80

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 7.6 mΩ

Frac. de pérdida 1.5 % en STC

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.8 %

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Proyecto: EDIFICIO AZUL CNEL - GARZOTA

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.6

VC0, Fecha de simulación:
23/08/25 15:43
con v7.2.6

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

566.4 MWh/año

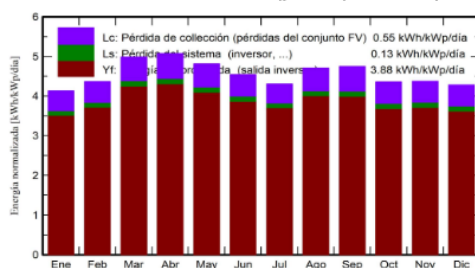
Producción específica

1415 kWh/kWp/año

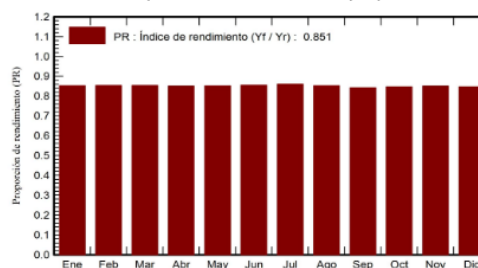
Proporción de rendimiento (PR)

85.10 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	139.2	68.20	21.91	128.0	124.1	45.11	43.64	0.852
Febrero	128.5	64.68	21.66	122.1	118.9	43.09	41.69	0.853
Marzo	156.2	72.23	21.78	154.6	151.2	54.43	52.78	0.853
Abril	147.3	64.20	22.23	152.2	149.1	53.42	51.77	0.850
Mayo	139.8	60.76	22.15	149.3	146.3	52.51	50.84	0.851
Junio	125.4	56.10	21.92	136.1	133.3	48.07	46.52	0.854
Julio	124.3	59.83	21.99	133.6	130.8	47.54	46.02	0.861
Agosto	139.5	64.17	22.71	145.9	143.0	51.34	49.75	0.852
Septiembre	142.2	67.50	23.15	142.4	139.1	49.63	48.00	0.843
Octubre	139.8	71.30	22.98	135.0	131.5	47.38	45.76	0.847
Noviembre	141.6	66.00	22.29	131.3	127.5	46.21	44.65	0.850
Diciembre	146.0	66.65	22.06	132.8	128.7	46.56	44.98	0.846
Año	1669.9	781.62	22.24	1663.2	1623.2	585.29	566.38	0.851

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global
DiffHor Irradiación difusa horizontal
T_Amb Temperatura ambiente
GlobInc Global incidente plano receptor
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
E_Grid Energía inyectada en la red
PR Proporción de rendimiento



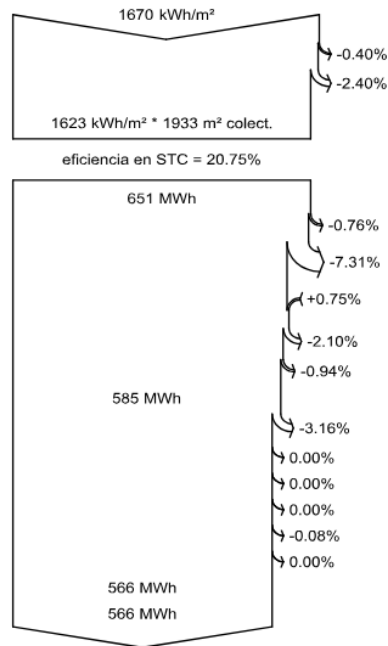
Proyecto: EDIFICIO AZUL CNEL - GARZOTA

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.6

VC0, Fecha de simulación:
23/08/25 15:43
con v7.2.6

Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red



PVsyst V7.2.6

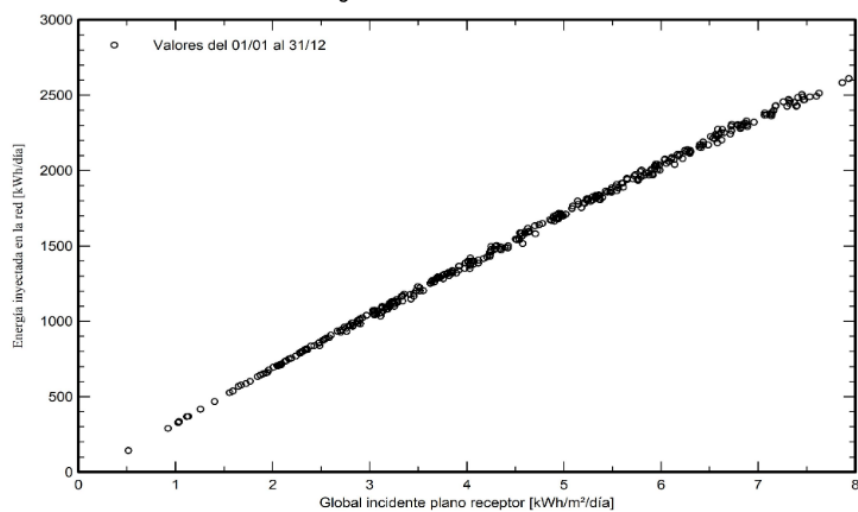
VC0, Fecha de simulación:
23/08/25 15:43
con v7.2.6

Proyecto: EDIFICIO AZUL CNEL - GARZOTA

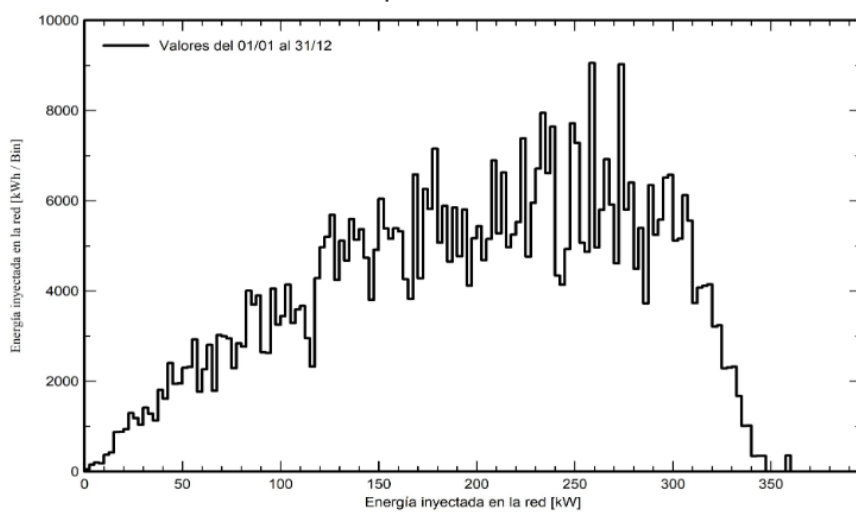
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Pesantes Guamán Daniel Arturo**, con C.C: # **0919285486** autor del trabajo de titulación: **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO HÍBRIDO CON AUTONOMÍA PARA CARGAS CRÍTICAS EN EL EDIFICIO AZUL DE LA CNEL EP GUAYAQUIL** previo a la obtención del título de **Magister en Electricidad** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 28 de octubre de 2025

f. _____



Nombre: **Pesantes Guamán Daniel Arturo**

C.C: **0919285486**

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TEMA Y SUBTEMA:	Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico híbrido con autonomía para cargas críticas en el edificio azul de la CNEL EP Guayaquil.		
AUTOR(ES)	Ing. Pesantes Guamán Daniel Arturo		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ph.D. Celso Bayardo Bohórquez Escobar; Ing. Olivo Peñafiel Kety Jenny, Mgs; Ing. Bohórquez Heras Diana Carolina, Mgs		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Sistema de Posgrado		
CARRERA:	Maestría en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad mención energías renovables y eficiencia energética		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	28 de octubre de 2025	No. DE PÁGINAS:	105
ÁREAS TEMÁTICAS:	Energías Renovables y Eficiencia Energética		
PALABRAS CLAVES/KEYWORDS:	Generación distribuida, eficiencia energética, energías renovables, ahorro energético, electricidad, generación.		
La dependencia de fuentes de generación convencional como termoeléctricas que utilizan la quema de combustibles a lo largo de los años ha generado un impacto ambiental considerable debido al incremento de gases de efecto invernadero en la atmosfera provocando cambios meteorológicos drásticos en el mundo y a su vez se ve reflejado en periodos de sequía provocando limitaciones a las grandes fuentes de generación hidroeléctricas y periodos de estiaje lo cual afecta la calidad del servicio eléctrico y los procesos administrativos y financieros de la empresa distribuidora de energía. El estudio buscó analizar la factibilidad técnica económica de un sistema fotovoltaico híbrido con autonomía para cargas críticas en el edificio Azul de la empresa distribuidora CNEL EP, en guayaquil busca tener un servicio ininterrumpido de energía mediante un diseño propuesto con una capacidad de generación de 400 kW conformado por un banco de inversores de 100 kW en paralelo, donde el sistema propuesto proyecta una producción anual cercada de 582 MWh y este proyecto mediante el ahorro energético y otros beneficios recupera su inversión inicial de 367,854.29 dólares en el séptimo año.			
ADJUNTO PDF:	☒ SI	☐ NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: 991408391	E-mail: daniel.pesantes@cu.ucsg.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE)::	Nombre: Ph.D. Celso Bayardo Bohórquez Escobar		
	Teléfono: +593-995147293		
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			