UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TEMA:

Estudio de un sistema de energía renovable fotovoltaico para la Facultad de Arquitectura de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil

AUTOR:

García Rivas Rangel Abdias

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de

MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TUTOR:

Ing. Bohorquez Heras Daniel Bayardo, Msc

Guayaquil, 4 de noviembre del 2026

UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

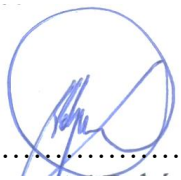
SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCION ENERGIAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por RANGEL ABDIAS GARCIA RIVAS como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN ENERGIAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR



……

ING. DANIEL BAYARDO BOHORQUEZ HERAS, M.SC

DIRECTOR DEL PROGRAMA



……

ING. CELSO BAYARDO BOHÓRQUEZ ESCOBAR, PH.D.

Guayaquil, 4 de noviembre del 2026

UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLES Y EFICENCIA ENERGÉTICA DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, RANGEL ABDIAS GARCÍA RIVAS

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación **"ESTUDIO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA RENOVABLE FOTOVOLTAICO PARA LA FACULTAD DE ARQUITECTURA DE LA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL"**, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollado en base a 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, 4 de noviembre del 2026

EL AUTOR

……..
RANGEL ABDIAS GARCÍA RIVAS

UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SUBSISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLES Y EFICENCIA ENERGÉTICA

AUTORIZACIÓN

Yo, RANGEL ABDIAS GARCIA RIVAS

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 UN SISTEMA DE ENERGÍA RENOVABLE FOTOVOLTAICO PARA LA FACULTAD DE ARQUITECTURA DE LA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL",** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, 4 de noviembre del 2026

EL AUTOR



……

RANGEL ABDIAS GARCÍA RIVAS

INFORME DE COMPILATIO



Certificado de análisis
Compilatio Magister+ | UCSG-EC- Universidad Católica de Santiago de Guayaquil

TESIS RANGEL GARCIA 29.09.2026
ID : 2d4c652bc67932ba41313995607271da23735e09

4%
Textos sospechosos

Nombre del fichero : TESIS RANGEL GARCIA 29.09.2026.txt
Tamaño del archivo original : 23,29 MB
Número de palabras : 15.907

Depositante : Ronnie Alexander Bonilla Sánchez
Fecha de depósito : 29 de septiembre de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 29 de septiembre de 2026

Resumen (sección 1/2)

Localización de los textos sospechosos en el documento :

Incluido en el porcentaje de textos sospechosos :

Similitudes 4%
Pasajes con similitudes a fuentes encontradas en diferentes colecciones.

Detección de IA 10%
Textos con formulaciones estilísticamente similares a las de un texto generado por IA.
Este índice es un indicador y no una prueba. Comprueba con el autor si domina los conocimientos mencionados en el documento.

Reporte Compilatio del trabajo de titulación de la Maestría en Electricidad con mención en energías renovables y eficiencia energética, denominado: **"ESTUDIO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA RENOVABLE FOTOVOLTAICO PARA LA FACULTAD DE ARQUITECTURA DE LA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL"**, del estudiante **Ing. Rangel Abdías García Rivas**, se encuentra al 4% de coincidencias.

Ing. Daniel Bohórquez Heras, M.SC
Docente-Tutor

DEDICATORIA

Deseo dedicar este trabajo a todas las personas que participaron de manera directa o indirecta y que aportaron su orientación, conocimientos, recomendaciones y respaldo. A Dios, quien me concede la existencia y el bienestar necesarios para afrontar y superar las dificultades que se presentan diariamente. A mis padres, por su respaldo constante y por ser mi sostén esencial. Sus enseñanzas y su ejemplo me orientan en cada fase de mi desarrollo personal y preparación académica. A mis hijos, por el ánimo y la felicidad que me brindan, que alimentan mi disposición para progresar y convertirme en un profesional íntegro, competente y útil para la sociedad.

Ing. Rangel Abdías García Rivas

AGRADECIMIENTO

Deseo manifestar mi sincera gratitud a quienes ocupan un lugar importante en mi vida.

A Dios, quien me concede la existencia y el bienestar necesarios para afrontar y superar las dificultades que se presentan diariamente.

Al PhD. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, Ing., por su valioso estímulo para superarnos constantemente, ejercer nuestra profesión con responsabilidad y realizar nuestras labores con eficacia. Valoro también la amistad que surgió durante este recorrido de preparación profesional.

Al ingeniero Ronnie Alexandre Bonilla Sánchez, por su valiosa asesoría y respaldo durante este exigente trabajo de investigación. Sus conocimientos y compromiso han sido esenciales para la elaboración y culminación satisfactoria de esta tesis.

A mis compañeros de tesis y a los colegas con quienes comenzamos y ahora culminamos esta nueva etapa educativa, un logro que abrirá paso a cambios en nuestras vidas en un porvenir cercano.

Ing. Rangel Abdías García Rivas

UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

SISTEMA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLES Y EFICENCIA ENERGÉTICA

.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

ING. DANIEL BAYARDO BOHORQUEZ HERAS, M.Sc.

TUTOR

f. _____

ING. NESTOR ARMANDO ZAMORA CEDEÑO. M.Sc.

REVISOR

f. _____

ING. RONNIE ALEXANDER BONILLA SÁNCHEZ. M.Sc.

REVISOR

f. _____

ING. CELSO BAYARDO BOHÓRQUEZ ESCOBAR, PH.D

DIRECTOR DEL PROGRAMA

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL IX
ÍNDICE DE FIGURAS XII
ÍNDICE DE TABLAS XIV
CAPITULO 1: GENERALIDADES DEL TRABAJO DE TITULACIÓN 1
1.1. INTRODUCCIÓN 1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 2
1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 3
1.4. JUSTIFICACIÓN 3
1.5. OBJETIVOS 4
1.5.1. OBJETIVO GENERAL 4
1.5.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS 4
1.6. HIPOTESIS 4
1.7. METOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN 4
CAPÍTULO 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 20
D. Módulo amorfo 20
E. Conector multi contacto para módulos fotovoltaicos 21
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 26
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 3: LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN TÉCNICA 31
3.1. Antecedentes de la facultad 31
3.2. Ubicación geográfica 32
3.3. Radiación solar 32
3.4. Cálculo del índice de sombra 33
3.5. Índice de temperatura del sitio 34
3.6. Análisis de cuarto de transformador 34
3.7. Diagrama unifilar 35
3.8. Diseño propuesto 36
3.8.1. Calculo del numero de paneles Fotovoltaicos 38
3.8.2. Reajuste por espacio físico 39
3.8.3. Configuración del inversor 39
3.8.4. Configuración de las entradas DC del inversor 40
3.8.5. Soporteria 40
Grapas finales 41

Grapas medias 41
Conectores de puesta a tierra 41
Grapas L o pies de anclaje a la losa 41
3.9. simulación con software PVsyst 42
3.10. Evaluación técnica 47
3.11. Evaluación Económica 49
CONCLUSIONES 53
RECOMENDACIONES 54
BIBLIOGRAFÍA 55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Central de generación térmica 6
Figura 2. Contaminación ambiental 7
Figura 3. Síntesis de avances logrados por el protocolo Kioto 9
Figura 4. Clases de sistemas de generación a través 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 19
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 28
Figura 24. Protecciones de corriente directa 29
Figura 25. Sistema de protección de corriente alterna 30
Figura 26. Mapa del campus universitario 31
Figura 27. Ubicación de Facultad de Arquitectura 32
Figura 28. Detalle de irradiación promedio global 33
Figura 29. Detalle de sombra 34

Figura 30. Diagrama unifilar 36
Figura 31. Análisis de datos software PVsyst 42
Figura 32. Ubicación geográfica 43
Figura 33. Parámetros operativos 43
Figura 34. Producción solar y perdidas del sistema fotovoltaico 44
Figura 35. Perdidas por componentes del sistema solar fotovoltaico 46
Figura 36. Diagrama unifilar con sistema fotovoltaico hibrido 47
Figura 37. Flujo de caja acumulado 52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Detalle de cargas 35
Tabla 2. Configuración de parámetros de entrada del inversor 40
Tabla 3. Estimacion de la energia anual..... 45
Tabla 4. Presupuesto referencial 49
Tabla 5. Estimaciones financieras..... 50
Tabla 6. Indicador de rentabilidad financiera 50
Tabla 7. Flujo de caja proyectado 51

RESUMEN

La Facultad de Arquitectura de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil presenta una alta dependencia del suministro eléctrico convencional y no dispone de un sistema de respaldo que asegure la continuidad de sus actividades académicas ante interrupciones de la red. En respuesta a esta necesidad, el estudio propone un sistema fotovoltaico interconectado con respaldo híbrido para cargas críticas. La metodología comprendió el levantamiento de la infraestructura eléctrica, la caracterización de la demanda, la evaluación del recurso solar, el dimensionamiento del arreglo y el análisis técnico-económico. La propuesta considera 318 módulos de 600 Wp, equivalentes a 190,8 kWp, instalados sobre una losa de 1.088 m² y distribuidos en 15 filas. La soportería requiere, como cantidades netas, 60 grapas finales, 606 grapas medias, 30 conectores de puesta a tierra, 666 grapas L, 150 rieles de aluminio de 6 m y 120 uniones de riel. El respaldo de la carga crítica se complementa con un inversor híbrido de 10 kW y 16 baterías de gel de 12 V y 200 Ah. Mediante el cálculo analítico se estima una producción de 260.740 kWh al año. Con una inversión preliminar de USD 126.989,36, el sistema generaría un ahorro bruto aproximado de USD 24.770,27 durante el primer año, alcanzando la recuperación de la inversión en 5,89 años, un valor actual neto de USD 63.669,69 y una tasa interna de retorno del 16,37 %. Los resultados indican que la propuesta es técnica y económicamente viable de manera preliminar; sin embargo, su implementación requiere validar el diseño estructural, la configuración de inversores, la generación energética y los precios definitivos mediante estudios de detalle y cotizaciones actualizadas.

PALABRAS CLAVE: energía solar fotovoltaica, generación distribuida, respaldo energético, continuidad del servicio, viabilidad económica.

ABSTRACT

The Faculty of Architecture at the Universidad Católica de Santiago de Guayaquil relies heavily on the conventional power grid and lacks a backup system to ensure the continuity of academic activities during grid outages. To address this need, the study proposes a grid-tied photovoltaic system with hybrid backup for critical loads. The methodology involved surveying the electrical infrastructure, characterizing energy demand, assessing solar resources, sizing the array, and conducting a technical-economic analysis. The proposal entails installing 318 modules (600 Wp each, totaling 190.8 kWp) across a 1,088 m² slab, arranged in 15 rows. The mounting system requires—in net quantities—60 end clamps, 606 mid-clamps, 30 grounding connectors, 666 L-brackets, 150 aluminum rails (6 m), and 120 rail connectors. Critical load backup is provided by a 10 kW hybrid inverter and sixteen 12 V, 200 Ah gel batteries. Analytical calculations estimate an annual energy production of 260,740 kWh. With an initial investment of USD 126,989.36, the system would generate estimated gross savings of USD 24,770.27 in the first year, achieving a payback period of 5.89 years, a net present value of USD 63,669.69, and an internal rate of return of 16.37%. The results indicate that the proposal is technically and economically viable at a preliminary stage; however, implementation requires validating the structural design, inverter configuration, energy generation estimates, and final costs through detailed studies and updated price quotes.

KEYWORDS: solar photovoltaics, distributed generation, energy backup, service continuity, economic viabilit

CAPITULO 1: GENERALIDADES DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

A escala mundial, la producción de electricidad ha estado ligada históricamente a fuentes fósiles con un alto nivel de contaminación y muy expuestas a la inestabilidad económica. Frente a la inminente emergencia climática y al progresivo agotamiento de los recursos no renovables, los sistemas sustentados en energías limpias se han convertido en un requisito imprescindible para asegurar la seguridad energética del planeta (Enríquez, 2012). Este escenario internacional provocó un giro profundo en la orientación de las matrices energéticas a nivel global, que pasaron de un esquema de generación térmica centralizada a uno descentralizado basado en la generación distribuida. El avance tecnológico, en particular la mayor eficiencia de las celdas semiconductoras elaboradas con nuevas partículas amorfas, disminuyó de forma considerable los costos de fabricación y posicionó a la energía fotovoltaica como la opción renovable con mayor factibilidad técnica y alcance comercial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En la última década, Ecuador ha modificado su marco normativo con el propósito de ajustarse a estas tendencias de sostenibilidad y descentralización eléctrica. En los últimos cinco años, el país ha atravesado cambios regulatorios decisivos orientados a fomentar proyectos de energía renovable de menor escala, entre los que sobresale la aprobación de instrumentos legales como la regulación de los Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA), expedida por los entes de control (Guerrero, 2015). Estas modificaciones facultan a los usuarios regulados para asumir el papel de prosumidores, de modo que pueden inyectar sus excedentes a la red nacional y disminuir la carga del Sistema Nacional Interconectado. Esta transformación del entorno jurídico pretende no solo ampliar las fuentes de abastecimiento, sino también proteger a los sectores productivos y académicos de las cada vez mayores falencias de la red pública de distribución.

La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG) atravesó severas restricciones operativas e institucionales a raíz de la crisis energética de 2024. Los frecuentes cortes del servicio eléctrico ocasionaron continuas suspensiones de las clases presenciales y obligaron a un cambio precipitado hacia la modalidad virtual, lo que modificó las dinámicas habituales de enseñanza y aprendizaje. Este escenario repercutió directamente en la calidad educativa del campus y dejó en evidencia que la

carencia de sistemas de respaldo y la falta de un plan de contingencia formalizado ponen en riesgo la continuidad académica de facultades con elevadas exigencias técnicas, como la Facultad de Arquitectura. La dependencia total del suministro convencional reveló la necesidad apremiante de contar con infraestructuras energéticas propias, capaces de soportar estas alteraciones del sistema eléctrico nacional.

El presente trabajo de titulación surge como una respuesta técnica y metodológica a esta problemática, y propone el análisis de un sistema de energía renovable fotovoltaico para la Facultad de Arquitectura de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil. La investigación examina la viabilidad de incorporar una configuración dual que integre un sistema fotovoltaico conectado a la red con un sistema híbrido equipado con almacenamiento en baterías de tecnología reciente. Mediante este diseño se pretende conformar una solución completa de autoabastecimiento que disminuya el gasto mensual por consumo eléctrico y ofrezca un respaldo energético automático y continuo. Así, la propuesta académica busca atenuar los efectos de los racionamientos eléctricos en la facultad y asegurar la continuidad de la docencia y la investigación bajo un modelo sostenible.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Facultad de Arquitectura de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil presenta una grave fragilidad operativa e institucional a causa de la inestabilidad del Sistema Nacional Interconectado. En las crisis energéticas recientes, la ausencia de un abastecimiento eléctrico continuo ocasionó la interrupción repentina de las clases presenciales y obligó a trasladarse de forma improvisada a entornos virtuales. Esta situación perjudicó directamente la calidad educativa, puesto que las tareas en laboratorios digitales, talleres de diseño y centros de modelado tridimensional necesitan un suministro eléctrico estable y de buena calidad para el adecuado funcionamiento de computadoras de alto rendimiento y plotters de impresión. Estos equipos quedaron totalmente fuera de servicio y sin protección frente a las variaciones de voltaje.

Además, la falta de sistemas de respaldo alternativos y de un plan de contingencia energética organizado agudizan este problema dentro del campus. La dependencia total de la red pública de distribución no solo detiene las labores de docencia, investigación y administración de la facultad, sino que también produce un

efecto económico desfavorable, originado por el elevado costo de la facturación por consumo convencional y por las sanciones por demanda máxima. En este contexto, la imposibilidad de la universidad de sostener sus actividades académicas durante los racionamientos eléctricos, al no disponer de una infraestructura autosuficiente, frena su avance hacia un modelo de campus sostenible, autónomo y tecnológicamente preparado para afrontar futuras crisis energéticas.

1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿De qué manera el diseño e implementación de un sistema de energía renovable fotovoltaico, bajo un esquema interconectado e híbrido, mitigará la vulnerabilidad operativa de la Facultad de Arquitectura de la UCSG ante las deficiencias del suministro público y garantizará la continuidad de sus actividades académicas de alta demanda técnica?

1.4. JUSTIFICACIÓN

La realización de este proyecto se justifica por completo desde el punto de vista técnico y operativo, ya que atiende directamente la necesidad urgente de proveer a la Facultad de Arquitectura de una infraestructura energética resistente e independiente. Las carreras de diseño y urbanismo dependen por completo del uso permanente de tecnologías de alto rendimiento, como laboratorios de renderizado, estaciones de modelado 3D y sistemas de impresión de gran formato, que quedan inutilizables ante cualquier corte del suministro eléctrico. Al plantear una configuración dual que une la inyección a la red con un sistema híbrido de almacenamiento en baterías, el estudio ofrece una alternativa técnica factible que funciona como respaldo automático frente a los apagones y que, además, optimiza la calidad de la energía y resguarda los costosos equipos tecnológicos de las dañinas variaciones de voltaje de la red pública.

Desde las perspectivas socioeconómica e institucional, la investigación se respalda en la coherencia estratégica de la universidad con la normativa energética vigente en el país (como la regulación de los Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento) y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) a nivel mundial. En el plano económico, la incorporación de la tecnología fotovoltaica permitirá reducir de forma notable la factura mensual por consumo eléctrico y optimizar los cargos por demanda máxima, lo que agilizará la recuperación de la

inversión institucional. En el ámbito social y académico, el proyecto aminora los efectos de la deserción o el rezago educativo ocasionados por el traslado obligado a la virtualidad y asegura un entorno de aprendizaje seguro y continuo.

1.5.OBJETIVOS

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema de energía renovable fotovoltaico, mediante una configuración interconectada e híbrida, para la Facultad de Arquitectura de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Diagnosticar las condiciones técnicas, y energéticas de la facultad de arquitectura infraestructura mediante un levantamiento de información.
- Dimensionar y simular el comportamiento del sistema fotovoltaico interconectado e híbrido a través de software especializado PVsyst.
- Determinar la viabilidad técnica económica de la propuesta renovable a partir de la inversión inicial y la disminución del consumo energético reflejado en la facturación.

1.6. HIPOTESIS

El diseño de un sistema de energía renovable fotovoltaico, basado en una configuración dual interconectada e híbrida con almacenamiento en baterías, reducirá el impacto operativo de los racionamientos eléctricos en la Facultad de Arquitectura de la UCSG, asegurará la continuidad permanente de sus actividades académicas de alta exigencia y disminuirá de forma considerable los costos de facturación por consumo de energía convencional.

1.7. METOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN

Este estudio se organiza bajo un enfoque cualitativo de alcance descriptivo y se apoya en el método inductivo para analizar la complejidad del fenómeno, partiendo de sus aspectos particulares hasta llegar a una comprensión global del contexto. La metodología sigue un diseño no experimental de corte transversal, que permite examinar las variables en su condición natural, sin intervenir directamente sobre ellas, y así asegurar la fiabilidad de los resultados. Para recopilar la información se utiliza la

técnica de la encuesta, con un cuestionario estructurado en escala de Likert como instrumento principal, reforzado con el análisis documental para sustentar teóricamente la propuesta. Esta decisión metodológica responde a la necesidad de obtener datos empíricos comprobables que permitan diagnosticar la situación actual y que sirvan como base firme para tomar decisiones y plantear soluciones que atiendan de forma eficaz los objetivos de la investigación

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1. Sistema de generación convencional

A lo largo de la historia, la electricidad ha sido producida principalmente en centrales termoeléctricas, donde la energía térmica se transforma en energía mecánica y esta, a su vez, en energía eléctrica. Dicho proceso se sustenta en la combustión de carbón, petróleo o gas natural. Tal esquema constituyó la vía de producción eléctrica predominante en numerosas naciones, puesto que aseguraba un abastecimiento estable mientras se dispusiera del combustible necesario para iniciar y mantener el ciclo (Malia, 2023).

Sin embargo, las plantas termoeléctricas conservan una considerable dependencia a los combustibles fósiles, lo que provoco notables desafíos de tipo ambiental como económico. En el transcurso de las décadas, las expusiones de dióxido de carbono, al igual que otros gases contaminantes influyeron en la degradación de la capa de ozono como también en la elevación de la temperatura a nivel global. Dicho fenómeno de alteraciones climáticas disparó las alarmas en numerosos Estados, promoviéndolos a examinar alternativas de producción con menor efecto contaminante. Actualmente, aún se encuentran en operación algunas centrales termoeléctricas, si bien funcionan de manera complementaria con las fuentes 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

Durante largos periodos, la energía eléctrica convencional fue concebida como un recurso esencial. Entre sus principales ventajas se destaca la posibilidad de generar de forma ininterrumpida, lo cual brindó confiabilidad a los usuarios; un suministro sin interrupciones constituyó uno de los impulsores de la revolución industrial, además de que estos sistemas podían sostener procesos continuos independientemente de que la materia prima fuera repuesta o no. Ello repercutió no solo en la expansión industrial, sino también en el progreso humano y en la dependencia de este recurso energético en los ámbitos técnico, económico, social y ambiental de las distintas naciones (Inca, 2021).

En contraposición, entre los efectos negativos más perjudiciales en el plano ambiental se cuentan el deterioro sostenido de la capa de ozono y la generación de lluvias ácidas, que ocasionaron afectaciones en las personas, los animales y la vegetación. A ello se suman otros impactos, como el físico, derivado de la tala de árboles y la deforestación necesarias para levantar dicha infraestructura, y el acústico, dado que el ruido perjudica el desarrollo de los cultivos, de la fauna y de los seres vivos en general (Inca, 2021).

Figura 2.

Contaminación ambiental



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

2.3. Iniciativa del protocolo Kioto

Las notables alteraciones climáticas registradas en distintas regiones del planeta motivaron a numerosos científicos a efectuar estudios orientados a estimar los años restantes antes de que la capa de ozono se degrade y a determinar su nivel actual de afectación. La inquietud por el aumento de las temperaturas y de otros fenómenos meteorológicos condujo a la comunidad internacional a plantear mecanismos para analizar y restringir el empleo de los gases de efecto invernadero (GEI) (Arias, 2024). En respuesta a esta iniciativa surgió el protocolo de Kioto, cuyo origen se remonta a 1997 bajo un panel intergubernamental de expertos en cambio climático y patrones meteorológicos, en el que se formalizó un tratado internacional que impuso compromisos significativos a todas las naciones, en particular a los sectores industrial y energético, obligándolos a reducir la emisión de seis de los principales gases como: metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), dioxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), seguido de hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6) (Silva, 2022).

Pese a los logros obtenidos por la implementación del presente acuerdo internacional, el protocolo de Kioto enfrento varias complicaciones, debido a que algunos países no cumplieron las resoluciones de disminución de las emisiones de GEI. No obstante, resulta idóneo indicar que naciones como Brasil, Suiza como el Reino Unido, y demás, alcanzaron reducciones significativas. Estados Unidos, a pesar de su posición como potencia mundial, no valido el tratado, lo cual fue mermando el alcance global a dicho acuerdo. Asimismo, se examinaron mecanismos para financiar iniciativas que otorguen compensaciones económicas por la reducción de toneladas de GEI, promoviendo proyectos de desarrollo limpio, como la huella de carbono o huella verde (Pierola, 2021).

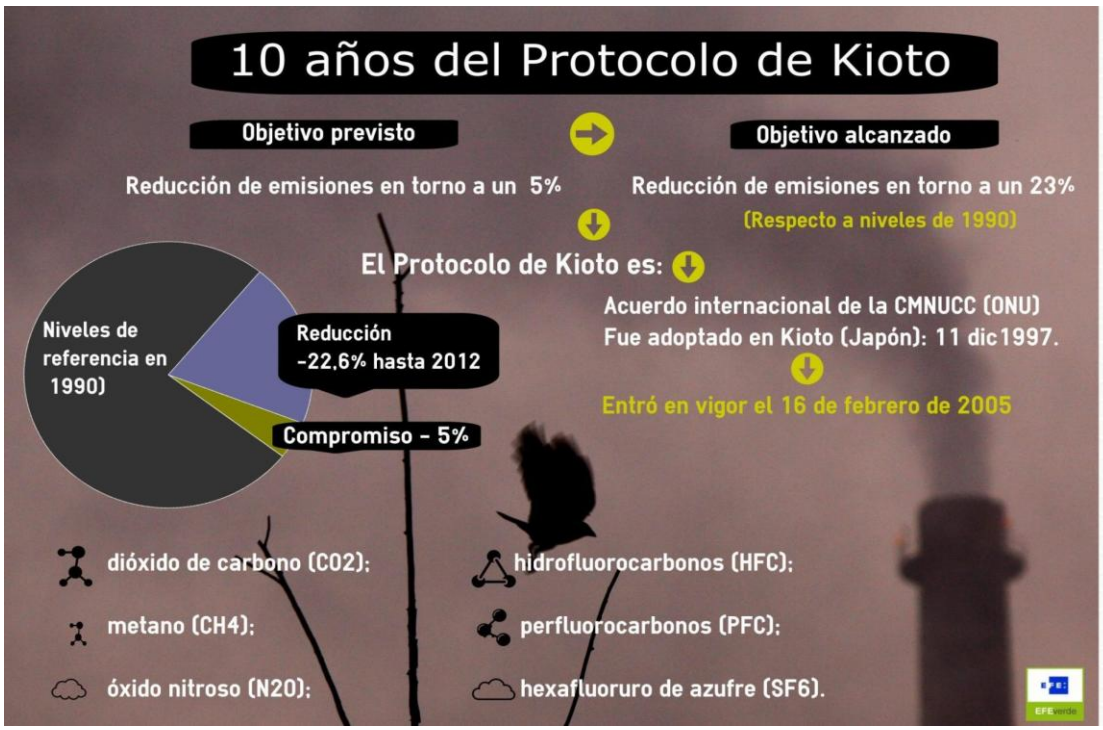
Los esfuerzos iniciales resultaron insuficientes, puesto que las metas de reducción de GEI orientadas a conservar y mejorar los índices climáticos en el largo plazo no alcanzaron un efecto apreciable. Si bien la disminución mundial del 65% de las emisiones de CO_2 y de otros gases contaminantes constituyó un logro, el 35% restante no ha podido eliminarse debido a los tratados y a las discrepancias políticas entre los países. El Acuerdo de París fijó compromisos amplios e inclusivos mediante

organismos internacionales del sector energético, como IRENA, como estrategia fundamental para consolidar un entorno sustentado en mecanismos limpios de generación renovable y para avanzar en la descarbonización de la economía global (Silva, 2022).

En años recientes, las fuentes de generación basadas en energías no convencionales han adquirido notable importancia y, en cierta medida, han respaldado los compromisos asumidos en este protocolo. Con ello no solo se ha conseguido disminuir de forma considerable las emisiones de CO_2, sino también demostrar que tales fuentes pueden suministrar la energía eléctrica, mecánica o térmica que demanda la población.

Figura 3.

Síntesis de avances logrados por el protocolo Kioto



Nota: Síntesis de metas logradas por el protocolo. Fuente: OLADE, sf.

2.4. Energías no convencionales

Definidas también como energías renovables, se refieren a aquellas con una fuente de generación que se origina de ciclos naturales. Su fuerza motriz primordial radica en el sol, está encargada de numerosos fenómenos como el desplazamiento terrestre, su trayectoria, el viento, el sentido de las mareas, la fotosíntesis y la descomposición de los organismos, entre otros. Aunque algunos autores las consideran

prácticamente inagotables por corresponder a ciclos repetitivos, el propósito consiste en aprovechar el movimiento o la captación de radiación para transformar la energía en formas eléctrica, mecánica o térmica (Rodriguez M. , 2022).

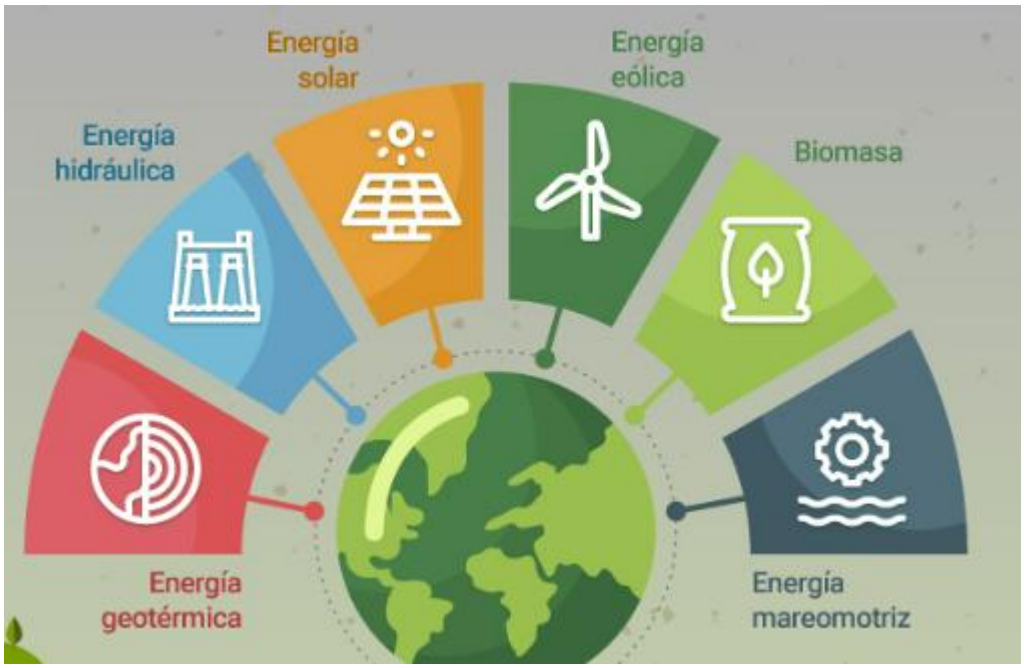
2.5. Tipos de energías no convencionales

Hoy en día se dispone de numerosos tipos de energías no convencionales; sin embargo, se describen únicamente aquellas de mayor aplicación en el ámbito global.

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.

Clases de sistemas de generación a través de fuentes de energías renovables



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

2.5.1. Energía solar fotovoltaica

Este tipo de energía se fundamenta en la captación de la irradiación solar, que incide sobre las placas semiconductoras del panel y, mediante un proceso fotoeléctrico, produce energía eléctrica en corriente continua (DC). Sin embargo, se requiere un

inversor para transformar dicha señal DC en corriente alterna (AC) (Grijalva & Vélez, 2020). La figura 5 muestra una planta de generación fotovoltaica de disposición escalonada.

Figura 5.

Planta de generación fotovoltaica



Nota: Planta de producción fotovoltaica reservada para el sector camaronero. Fuente: SONGA, 2023.

2.5.2. Energía solar térmica

Aunque la generación térmica comparte con la anterior el principio de obtener energía a partir de la captación solar, esta aprovecha el calor que incide sobre una superficie horizontal denominada captador plano para calentar un fluido caloportador, el cual se emplea en sistemas de calefacción y refrigeración (Calle, 2023). La figura 6 muestra una instalación solar térmica en una vivienda.

Figura 6.

sistema de generación solar térmica



Nota: sistema de producción solar térmica localizado en hogar residencial. Fuente: Solarte, 2021

2.5.3. Energía eólica

Emplea la velocidad del viento para accionar grandes aspas sostenidas por una estructura vertical. El giro de estas genera energía mecánica que la turbina transforma en energía eléctrica. No obstante, presenta una limitación, pues depende exclusivamente de las condiciones climáticas (Cárdenas, 2021). La figura 7 muestra un parque conformado por varios aerogeneradores.

Figura 7.

Central de generación eólica



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

2.5.4. Energía hidroeléctrica

Esta energía aprovecha el caudal de los ríos y realiza la conversión energética a partir de la energía potencial gravitatoria. Una central hidroeléctrica dispone de una turbina, sobre cuyas aspas incide el caudal en su descenso y produce un movimiento mecánico que, por la configuración del equipo, genera energía eléctrica a su salida. Con todo, exige la construcción de un embalse que permita conservar el agua durante los periodos de estiaje (Pilliza, 2021). La figura 8 muestra una represa en la que se lleva a cabo el proceso de conversión a energía eléctrica.

Figura 8.

Central de generación hidroeléctrica



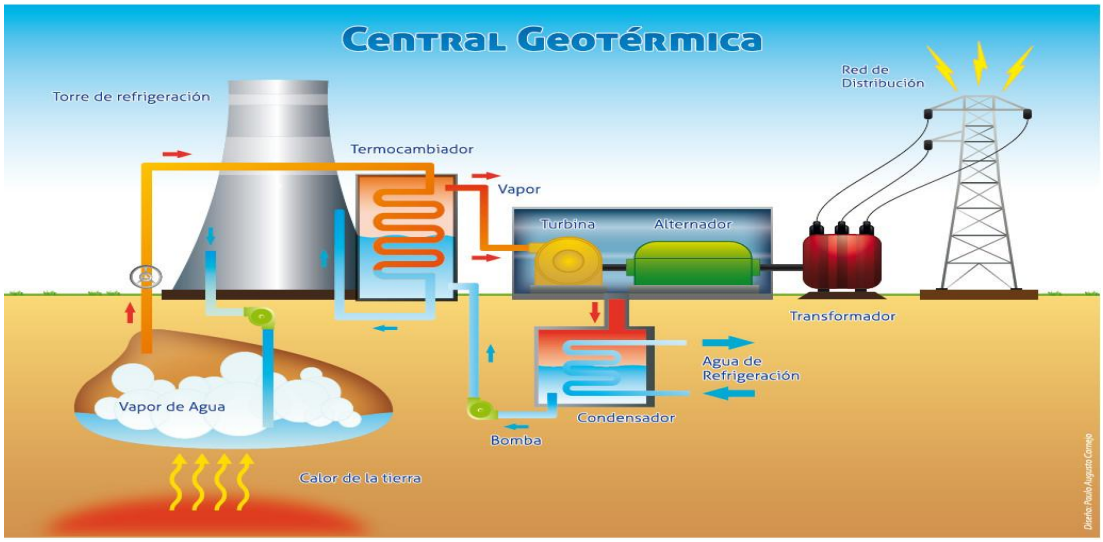
Nota: Central hidroeléctrica Mazar con potencia generada de 170 MW. Fuente: CELEC, 2020.

2.5.5. Energía Geotérmica

Esta energía se vale de yacimientos volcánicos inactivos y de los gases que estos emiten para accionar turbinas que transforman la energía mecánica en eléctrica. Su funcionamiento es similar al de las centrales termoeléctricas, con la diferencia de que el recurso se obtiene por medios naturales (Torres, 2022). La figura 9 muestra una planta de generación geotérmica.

Figura 9.

Central de generación Geotérmica



Nota: Fases del procedimiento de conversión de energía perteneciente a una central geotérmica. Fuente: CLT. 2022.

2.5.6. Energía Biomasa

Esta energía se basa en la descomposición de materia orgánica mediante procesos de fermentación para convertirla en otras formas de energía; es ampliamente empleada en plantas térmicas, dado que este tipo de biomasa libera un gas que se utiliza para accionar turbinas, e incluso se aprovecha en la cogeneración (Aviléz, 2020). La figura 10 muestra una planta de biomasa.

Figura 10.

Central de generación con Biomasa



Nota: central de producción híbrida con biomasa localizada en España. Fuente: SEI. 2022.

2.5.7. Energía Mareomotriz

Dicha energía se respalda en el desplazamiento de las mareas, en otras palabras, en el ciclo de avance y retroceso del agua, que acciona un sistema de biela capaz de producir energía cinética, posteriormente convertida en energía eléctrica (Arevalo, 2023). La figura 11 muestra una central de generación mareomotriz.

Figura 11.

Central mareomotriz



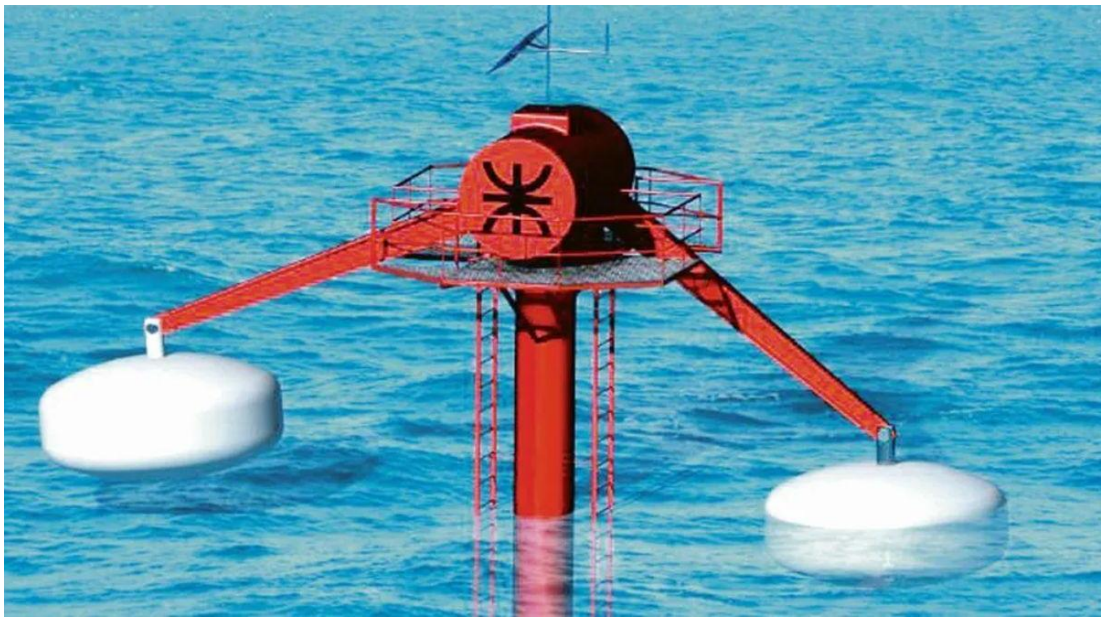
Nota: planta de generación mareomotriz en Francia. Fuente: Renewable. 2020.

2.5.8. Energía Undimotriz

A diferencia de la mareomotriz, esta energía emplea un conjunto de boyas que, con la agitación de las olas al ascender y descender, activan un mecanismo que, acoplado a un dinamo, lo transforma en energía eléctrica (Calle, 2023). La figura 12 muestra 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)

La generación distribuida (GD) puede definirse como un conjunto de subsistemas de microgeneración que integran un único sistema destinado a inyectar a la red los excedentes de producción. Para ello, los usuarios deben disponer de generadores que les permitan autoabastecerse y entregar el flujo de energía no consumido. La GD recurre a las energías renovables como fuentes de generación, con lo cual contribuye a reducir los GEI y a respetar el compromiso internacional establecido en el protocolo de Kioto. Entidades internacionales tales como CIER, al igual que OLADE, la presentan como el sistema de producción descentralizado enfocado a estabilizar lo que respecta al sistema eléctrico nacional (Chacón, 2023).

Los sistemas de generación distribuida se rigen por el principio de que su capacidad instalada en las instalaciones del usuario no debe superar los 55 MW. Su clasificación se ramifica según el tipo de generador (fuente renovable), la capacidad de generación, la modalidad de conexión, la tecnología empleada, el entorno de instalación y el impacto ambiental (Játiva, 2020).

La GD ha sido fomentada en Latinoamérica y el Caribe (LAC), así como en otras regiones del mundo, y hoy se reconoce como el principal impulsor de la inyección de energía procedente de fuentes renovables. Por ello, países como Brasil han fortalecido su matriz energética mediante una transición basada en la eficiencia energética y en el uso de fuentes no convencionales. Desde 2012, entre las fuentes más aprovechadas en LAC figuraron los sistemas solar térmico y fotovoltaico, dado que el sol emite radiación constante que permite convertirla en energía eléctrica y térmica (Chango, 2023).

Cada país estableció una resolución con incentivos para los usuarios que sustituyan el sistema ambiguo por otro renovable, cuyas ventajas monetarias se ven proyectadas en la factura del consumo eléctrico, en forma de créditos que reducen la tarifa, y con una disminución del 60% en la dependencia de la red de la empresa distribuidora (Cataña, 2024).

2.6.1. Regulaciones vigentes en la generación distribuida

Ecuador, a pesar de ser un país de reducida extensión, posee un potencial energético que lo sitúa entre las naciones con mayor aprovechamiento de recursos meteorológicos para la obtención de energías renovables. Su principal fuente de generación es la hidroeléctrica, con un 67%. No obstante, el recurso solar se encuentra en expansión, puesto que, por su cercanía al cinturón de fuego, el país registra una irradiancia solar que puede alcanzar los 6 Wh/m2 por día (Cataña, 2024).

En la actualidad, Ecuador ha atravesado diversas revisiones de su marco regulatorio energético con el propósito de promover la generación distribuida y ejecutar proyectos relevantes orientados a disminuir la dependencia de las termoeléctricas hasta el periodo 2030. Los principales cambios para la transición energética son incentivos modestos y una regulación de eficiencia energética proyectada hasta 2025 (Cataña, 2024).

Regulación vigente CONELEC 003/08.- Corresponde a una de las primeras disposiciones emitidas por el ente rector nacional del sector eléctrico, que distribuyó los procesos energéticos en las etapas de generación, transporte, distribución, consumo y comercialización. Su finalidad esencial es asegurar la prestación de un servicio energético seguro, confiable y sin interrupciones (Chica, Diseño de una micro red fotovoltaica de autoconsumo para un sistema sostenible acuapónico., 2023). Dentro de este marco se plantean las siguientes consideraciones.

- Sistemas de transmisión y subtransmisión con tensiones de hasta 500 kV
- Subestaciones elevadoras y de distribución.
- Empresas distribuidoras encargadas de la logística de comercialización de la energía.

Regulación ARCONEL 003/18.- Reconocida como la primera normativa orientada a proyectos de energías renovables, estableció como única modalidad de autoabastecimiento la conexión interconectada a la red, exclusivamente para sistemas de generación fotovoltaica de hasta 100 kW. Dicha regulación fue dejada sin efecto por no contemplar las demás fuentes de generación renovable (Chica, Diseño de una micro red fotovoltaica de autoconsumo para un sistema sostenible acuapónico., 2023).

La normativa ACERNNR-013/2021, promulgada por el Ministerio de Energía y Minas, rectifica la disposición anterior, admite las energías renovables de cualquier tipo como sistemas de generación para autoabastecimiento y amplía el límite de

capacidad hasta 1 MW (Bonilla R. , 2022). A partir de este preámbulo, se enumeran los siguientes propósitos que la norma buscaba alcanzar:

- Proyectos SGDA destinados a usuarios regulados como no regulados.
- Beneficios dirigidos a el sector eléctrico.
- Rendimiento energético en torno a la infraestructura.
- Protección ambiental como social.
- Entidad (Ministeriode Energía y Minas, 2022)

2.7. Sistema Solar Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico se basa en el aprovechamiento de la radiación solar para captar energía. Mediante el proceso fotoeléctrico, las ondas electromagnéticas se transforman en energía eléctrica a partir del haz de luz. Seguidamente, se exponen los principios que deben tenerse en cuenta en este tipo de sistema (Domínguez, 2024).

a) Radiación solar
b) Horas sol pico
c) Índice de sombras
d) Área de instalación
e) Conexiones eléctricas y mecánicas
f) Distancias de seguridad para maniobras
g) Protecciones eléctricas.

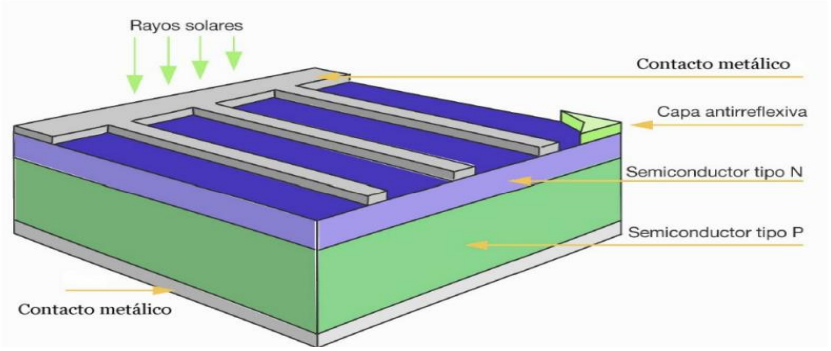
2.7.1. Componentes de un sistema solar fotovoltaico

A. Panel solar

Consiste en una unidad modular conformada por celdas fotovoltaicas semiconductoras con unión N–P. En estas celdas, la radiación solar que incide sobre la placa activa el proceso fotoeléctrico, y el desplazamiento interno de electrones entre las capas de la unión genera una excitación eléctrica que origina una diferencia de potencial entre los terminales (Arevalo, 2023). La figura 13 ilustra los componentes internos de una célula solar.

Figura 13.

Célula fotovoltaica



Nota: piezas superpuestas que componen una placa solar. Fuente: SEI, 2023

A continuación, se describen algunas de las características fundamentales de las células fotovoltaicas:

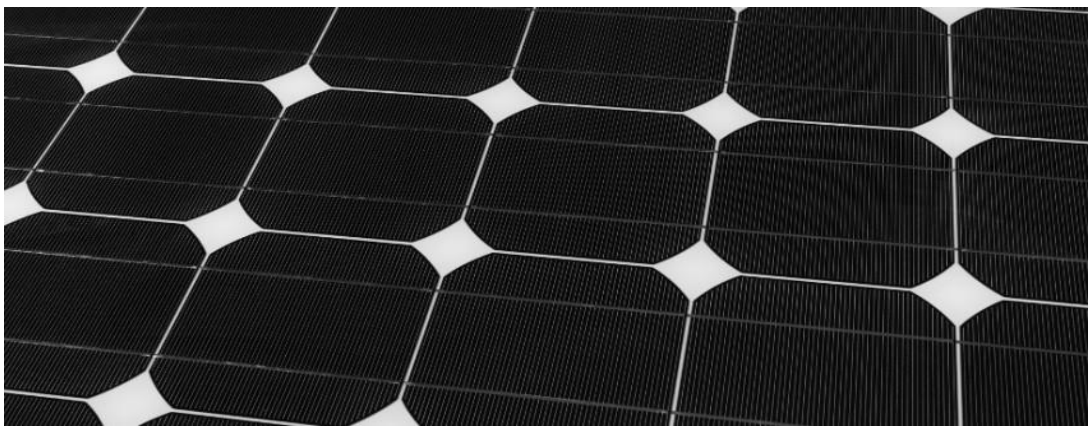
a) Tecnología definida por el nivel de eficiencia y el uso previsto del módulo.
b) Sistema ampliable.
c) Instalación sencilla.
d) Resisten temperaturas superiores a los 40 °C.

B. módulo monocristalino

Se trata de un módulo elaborado con células de silicio cristalino de geometría hexagonal, cuyos diámetros no exceden los 18 cm de espesor y cuya disposición en conjunto varía entre 200 y 240 centímetros. Presenta una tonalidad azul oscuro, con capa antirreflectante y marco de aluminio, y logra una eficiencia del 23% (Arevalo, 2023). La figura 14 exhibe las láminas hexagonales de un módulo monocristalino.

Figura 14.

Módulo monocristalino



Nota: observación de las células hexagonales pertenecientes a un módulo monocristalino. Fuente: SEI; 2021

C. Módulo policristalino

Los módulos policristalinos están elaborados con una aleación de silicio dopado con tungsteno. Sus células exhiben una amplia diversidad de granos, por lo que responden de manera diferente a la luz. Cada célula tiene un espesor de 20 milímetros y una eficiencia comprendida entre el 14 y el 19% (Chacón, 2023). La figura 15 exhibe 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 están formados por una fina capa de silicio sobre soporte plástico; su eficiencia resulta considerablemente menor, con un máximo del 11%, y se identifican por su coloración azul y marrón (Chacón, 2023). La figura 16 ejemplifica el empleo del módulo amorfo en aplicaciones expuestas a la 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 empleados para interconectar los módulos fotovoltaicos; la denominación MC4 obedece a que poseen 4 milímetros de espesor. Están fabricados con un material epóxico de color negro que facilita la conexión de las cadenas fotovoltaicas, operan a la intemperie conforme a las normas UL6703 y NEC, lo que garantiza su robustez e impide que el agua de lluvia se filtre hacia la conexión, y ofrecen un nivel básico de aislamiento de hasta 1500 Vdc. Los conectores MC4 se clasifican según su entrada o salida y su tipo de conexión (Arevalo, 2023). La figura 17 muestra 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 constituye uno de los componentes más importantes para asegurar la adecuada absorción de la radiación solar, puesto que proporciona el ángulo de inclinación necesario para una captación óptima (Flores, 2021). Las estructuras para módulos fotovoltaicos se componen de diversos elementos, descritos a continuación y representados en la figura 18.

a) Riel: estructura de aluminio destinada a sostener e inclinar los módulos fotovoltaicos.

b) Conector tipo riel: acople que permite unir los rieles de aluminio.
c) Conector tipo L: se inserta entre la teja y requiere un perno químico para evitar filtraciones.
d) Grapa final: se ubica exclusivamente en el extremo de cada cadena fotovoltaica.
e) Grapa media: se emplea para separar horizontalmente los módulos fotovoltaicos.

Figura 18.

Estructura para inclinación de módulo fotovoltaico



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

De acuerdo con el emplazamiento de los módulos fotovoltaicos, el montaje de las estructuras se clasifica en:

a) Montaje sobre cubierta (teja)
b) Montaje sobre losa
c) Montaje sobre superficie plana o suelo
d) Montaje sobre el mar (superficie flotante mediante balsa)

G. Inversor para sistema fotovoltaico

Es un equipo electrónico responsable de convertir la energía eléctrica del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia. Su principio de operación consiste en detectar y transformar la energía suministrada exclusivamente por los módulos fotovoltaicos en sus entradas. El inversor efectúa la conversión únicamente bajo dos condiciones: la primera, alcanzar el rango admisible de voltaje de arranque y la

segunda, no exceder la corriente máxima permitida por el equipo (Martinez, 2025). La Figura 19 muestra algunos modelos de inversores según su aplicación.

Figura 19.

Gama de inversores fotovoltaicos



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

Asimismo, los inversores admiten una clasificación específica según los siguientes criterios:

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

A continuación, se describen algunos requisitos que los inversores deben satisfacer para operar correctamente:

a) La señal de salida debe ser lo más senoidal posible durante la conversión.
b) Mantener una frecuencia de operación constante.
c) Proteger los elementos internos del equipo.
d) Evitar perturbaciones que afecten la señal de salida.

2.7.2. Criterios técnicos para instalación de un sistema fotovoltaico

Una instalación fotovoltaica ha de asegurar en todo momento eficiencia y seguridad, mantener una apariencia estética adecuada y acatar las exigencias nacionales e internacionales sobre instalaciones eléctricas en exteriores, sistemas de puesta a tierra de generadores y montaje de bancos de baterías. Atender estos aspectos

posibilita conservar un rendimiento energético óptimo y garantizar la calidad de la instalación (Flores C. , 2024).

Por su naturaleza de generadores de energía eléctrica, los sistemas fotovoltaicos deben contar con un sistema de protección y seccionamiento apropiado, capaz de garantizar su solidez y eficiencia ante perturbaciones eléctricas, descargas atmosféricas y otras contingencias y, principalmente, de salvaguardar tanto la infraestructura eléctrica como la integridad de las personas (Trejo, 2023).

2.7.3. Sistema solar fotovoltaico interconectado a la red

El sistema fotovoltaico interconectado a la red consta únicamente de dos etapas: la generación fotovoltaica y el inversor On Grid. Ambas conforman el núcleo de generación energética. Al estar conectado a la red eléctrica, existen dos fuentes que abastecen el consumo: la red de la empresa distribuidora y la planta solar (Achote & Rodríguez, 2023).

El generador solar trabaja únicamente durante la franja diurna y vespertina, que se extiende hasta 12 horas, y produce electricidad bajo esa restricción de tiempo; una vez concluido dicho lapso, la red de la empresa distribuidora asume el abastecimiento.

Su principal limitación radica en la dependencia del recurso solar, disponible durante un periodo de 12 horas. Asimismo, ante interrupciones del servicio por fallas en la red de la distribuidora, el inversor pasa a modo isla; es decir, el sistema no entrega energía de la planta solar a la red, dado que al energizarla durante una falla podría ocasionarle daños (Serrano, 2023).

Como ventaja, el sistema puede originar excedentes de energía, según la capacidad de la planta, que, de acuerdo con la normativa vigente ARCONEL 05/24, pueden ser reintegrados al consumidor en forma de crédito a su favor.

2.7.4. Sistema solar fotovoltaico aislado

Un sistema solar fotovoltaico aislado se compone de una cadena fotovoltaica que suministra energía eléctrica DC a un inversor Off Grid, el cual destina un 70% de la energía a la carga considerada normalmente autónoma y el 30% restante al respaldo del banco de baterías.

Este sistema carece de conexión a la red eléctrica y se emplea principalmente en entornos sin suministro eléctrico, como zonas rurales o sitios de difícil acceso a la

red. Durante el día, la energía es aportada por la generación fotovoltaica; en la noche, en cambio, depende exclusivamente del banco de baterías, lo cual constituye una importante limitación que obliga al usuario a reducir su carga.

2.7.5. Sistema solar fotovoltaico híbrido

El concepto de híbrido proviene de la posibilidad de combinar otra tecnología con un sistema de generación principal. En el caso de un sistema solar híbrido, el inversor, que convierte la energía DC en AC, es el encargado de integrar otra fuente de generación complementaria.

Este tipo de inversores de topología híbrida corresponde a un sistema aislado que además puede convertir la energía AC en DC para cargar las baterías cuando la producción fotovoltaica resulta insuficiente para atender la demanda del cliente. Su funcionamiento es equivalente al de un UPS, cuya electrónica interna incorpora etapas de inversión y rectificación. Ello le permite permanecer conectado a la red en todo momento y distribuir la energía de forma equitativa según la configuración del sistema.

2.7.6. Sistema solar fotovoltaico Multimodo

Este sistema presenta la particularidad de combinar dos subsistemas, el interconectado a la red (On Grid) y el aislado (Off Grid), los cuales difieren en su modo de uso y aplicación. El sistema multimodo procura integrarlos en uno solo, de modo que se obtengan tanto el beneficio de inyectar a la red los excedentes de energía de la planta fotovoltaica como la posibilidad de acumular energía y contar con un sistema específico para las cargas consideradas críticas o prioritarias.

Este sistema conforma un solo cuerpo en cuyo interior convergen ambos inversores, con una única entrada fotovoltaica que alimenta a los dos equipos; no obstante, cada subsistema opera de manera independiente según los parámetros de configuración de la aplicación asignada. El sistema On Grid es siempre el que convierte la energía DC en AC y entrega la energía producida al tablero de distribución para abastecer la demanda de las cargas. Cabe señalar, además, que este sistema posee limitaciones adicionales a las mencionadas, como su modo de aislamiento (isla), que deja inoperativo al inversor al detectar la ausencia de energía en la red; este no puede entregar energía, aunque el sistema fotovoltaico esté generando la propia, por razones de seguridad. Si una red eléctrica se encuentra en mantenimiento, la inyección de energía podría provocar accidentes laborales al personal encargado.

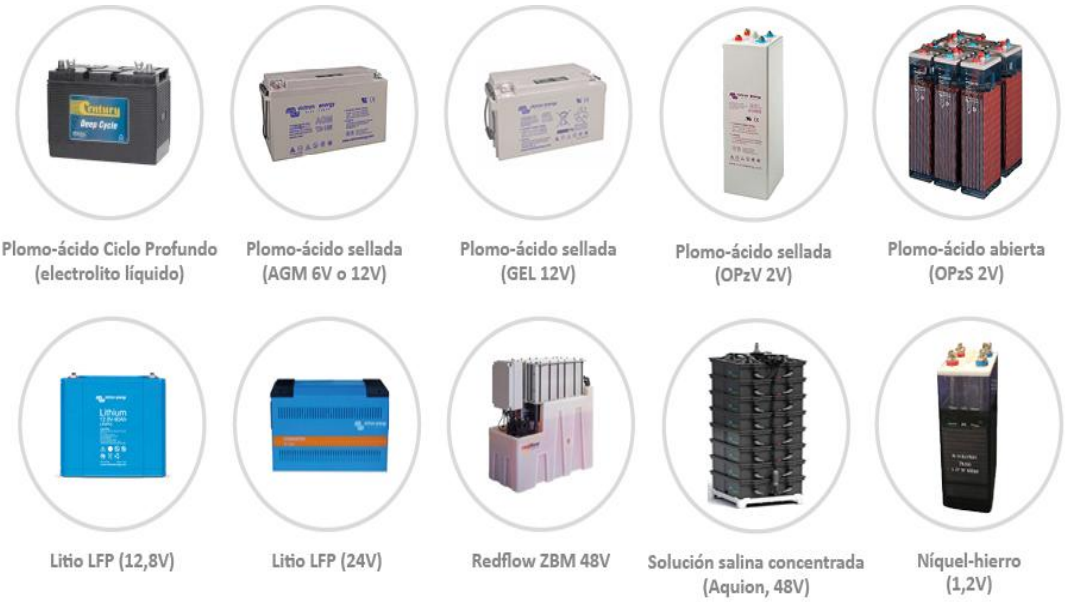
Por otra parte, el sistema Off Grid opera solo cuando el sistema On Grid queda inhabilitado, mediante un bypass interno por el cual las entradas del sistema principal alimentan al segundo inversor; durante el horario diurno se suministra energía a las cargas críticas y, en ausencia de sol, el sistema pasa a modo batería.

2.8. batería – Fuente dependiente de energía eléctrica DC

Se consideran elementos capaces de almacenar una gran cantidad de energía, lo cual se logra mediante un proceso químico de oxidación-reducción. Es decir, un material se oxida mientras el otro retiene los electrones; estos constituyen el ánodo y el cátodo del sistema o, comúnmente, los bornes positivo y negativo. Dicho flujo circula libremente cuando existe un circuito cerrado con una impedancia Z, en el cual el desplazamiento de electrones parte del borne negativo. Por tanto, se les considera una fuente dependiente que suministra energía DC. La figura 20 muestra la clasificación de las baterías según 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 emplea una tecnología en la que el electrolito plomo-ácido permanece inmovilizado, lo que permite la recombinación de los átomos de hidrógeno y oxígeno. Debido a la alta densidad de esta reacción, se encapsulan en una aleación de material termoplástico ligero reforzado, conocido por sus siglas en inglés como ABS. Estas baterías ofrecen una autonomía de hasta 5 años y toleran temperaturas de

hasta 31 grados centígrados. La figura 21 muestra la forma física de la batería sellada de plomo ácido, denominada por sus siglas en inglés 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 distingue de la de plomo ácido por su aleación y está fabricada específicamente para aplicaciones en áreas críticas. Los componentes de níquel-cadmio del interior del recipiente cumplen la función de ánodo y cátodo para la circulación del flujo de electrones cuando el circuito eléctrico se encuentra cerrado; por su tecnología, se consideran dispositivos que resisten altas temperaturas, con ciclado medio y una autonomía de hasta 12 años (Escriche, 2020). La figura 22 muestra distintos modelos de baterías 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 una composición química a base de litio y otros materiales, como aleaciones de plata o titanio, que les confieren propiedades químicas para un alto ciclado, un almacenamiento de energía con descarga profunda y una mayor tolerancia térmica, con valores que soportan hasta los 70 grados centígrados; su vida útil varía según su composición, aunque se estima superior a los 15 años (Asadobay, 2022). La figura 23 muestra un módulo de batería Li-ion 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

Las estructuras de soporte de los módulos, junto con los racks destinados a inversores y baterías, se cuentan entre los componentes más críticos para garantizar la sujeción y el correcto funcionamiento de los equipos. Por soportería se comprende una estructura metálica que brinda sustento a dichos elementos, construida con materiales de alta resistencia que hacen posible su interconexión.

a) En el caso de los paneles solares, la estructura se construye con aluminio e incluye rieles, conectores, grapas y uniones, entre otros componentes. Su relevancia reside en la inclinación que proporciona a los módulos, la cual permite obtener el máximo rendimiento de la irradiación recibida.

b) Para los inversores existen soportes de pared, que aseguran la fijación horizontal de los equipos.

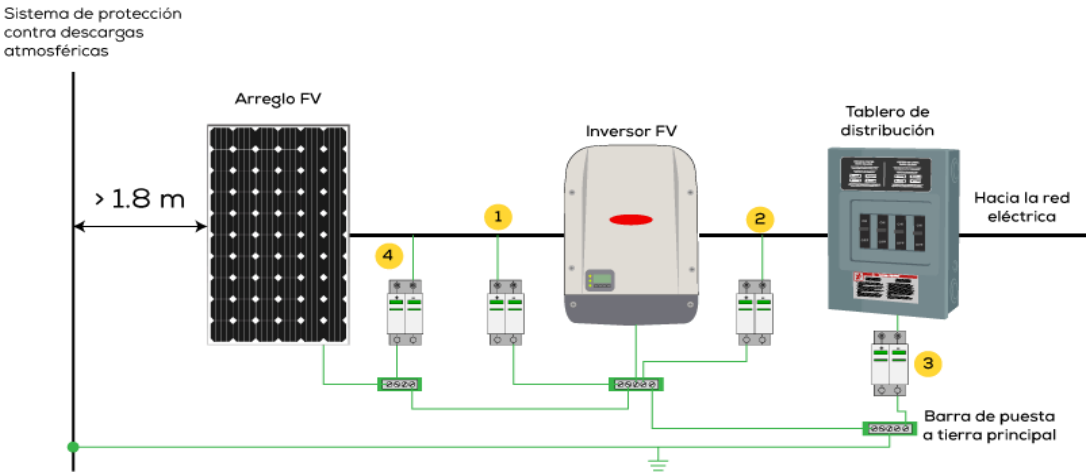
c) Para las baterías se fabrica un rack que sostiene la cadena de baterías y garantiza su uniformidad sin contacto con el suelo.

2.10. Sistema de protecciones de corriente directa

Los sistemas fotovoltaicos requieren protecciones que garanticen la operación continua de sus equipos y elementos; para ello, las protecciones de corriente directa resultan fundamentales desde la salida de las cadenas de paneles y del banco de baterías, a fin de resguardarlos de sobrecorrientes. La figura 24 muestra la ubicación correcta de las protecciones de un sistema fotovoltaico hasta el punto de consumo.

Figura 24.

Protecciones de corriente directa



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

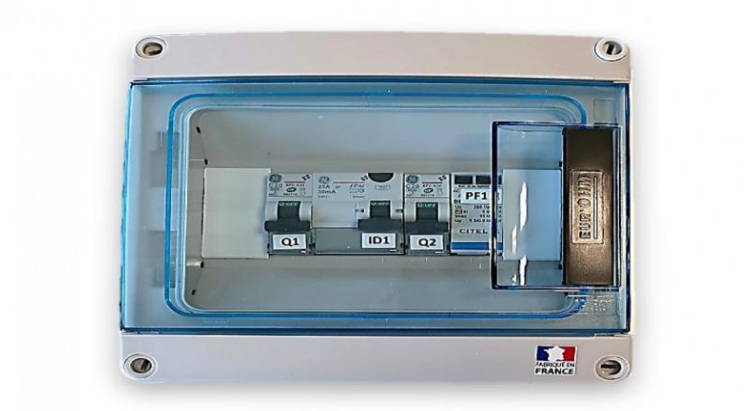
Fuente: MUST, 2023

2.11. Sistema de protecciones de corriente alterna

El sistema de protección de corriente alterna, ubicado habitualmente a la salida del inversor, dispone de dos disyuntores: el primero destinado al mantenimiento del sistema y el segundo a la protección del panel de distribución del usuario. Además del grupo de disyuntores, se contempla instalar un supresor de transitorios tipo II o clase B, de acuerdo con la norma estadounidense ANSI. La figura 25 muestra un tablero con un sistema de protecciones AC empleado para el mantenimiento del sistema fotovoltaico.

Figura 25.

Sistema de protección de corriente alterna



Nota: Tablero cuenta con disyuntores AC y diferencial. Fuente: RITAL, 202

CAPÍTULO 3: LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN TÉCNICA

3.1. Antecedentes de la facultad

La Facultad de Arquitectura de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil UCSG, consta de un edificio con 10 pisos donde ocurren sus labores académicas y administrativas. La potencia eléctrica de la infraestructura es asistida por una subestación interna equipada con un banco de transformadores de 3x100 kVA (conexión Y-Y aterrizada, 13800/220V), ubicado junto al Tablero de Distribución Principal (TDP). Se resalta que la facultad no dispone de un Tablero de Transferencia Automática (TTA) ni de un sistema de respaldo de energía. Alcanza la demanda máxima de 100.41 kVA, el sistema funciona con un inmenso margen respecto a su capacidad nominal que garantiza el suministro eléctrico aun en momentos de gran afluencia. Las jornadas en aulas y laboratorios se extienden de 07:00 a 22:00, consolidando los consumos en mayor cantidad en 2 horarios de 07:00 a 13:00 y de 18:00 a 22:00. Esto indica una gran actividad del campus y la amplitud de la instalación para responder al volumen de trabajo diario.

Figura 26.
Mapa del campus universitario



Nota: Detalle de ubicación de facultades y edificios admirativos. Fuente: UCSG, 2026

3.2. Ubicación geográfica

El campus principal de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG) está formado por el edificio de la Facultad de Arquitectura, localizado en la avenida presidente Carlos Julio Arosemena Tola, en la parroquia Tarqui de la ciudad de Guayaquil. Según las mediciones cartográficas elaboradas por Google Earth Pro, la estructura es localizada en la Zona 17 Sur del sistema UTM, siendo las coordenadas 621,810 m E e 9,758,250m N, sobre un terreno plano a una altitud media de 30 m s. n. m. un edificio compuesto por 10 niveles, corresponde un área de cubierta de [insertar superficie] m². Este espacio que es superior, asimismo de delimitar físicamente la construcción, brinda una superficie clave para la ejecución de tecnologías de eficiencia energética y sostenibilidad urbana.

La Figura 27 ilustra los límites del área de análisis y su entorno geográfico directo.

Figura 27.
Ubicación de Facultad de Arquitectura

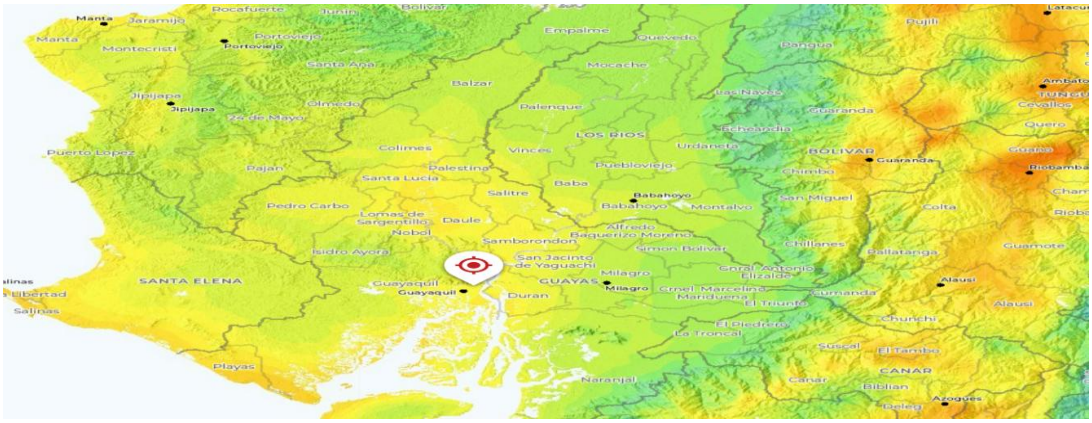


Nota: superficie horizontal disponible de la facultad. Fuente: Google, 2026

3.3. Radiación solar

La conducta de la radiación solar en la cobertura del edificio se estudió mediante la base de datos satelitales NASA POWER, comparando los periodos 2025 y 2026. Para el estudio se diferenció entre irradiancia que es la potencia solar instantánea sobre la estructura e irradiación que por otra parte es la energía acumulada por jornada. Esta final se concierta de la radiación global (GHI), la directa (DNI) y la difusa (DIF). El nivel de irradiación global promedio alcanzó los 4.8 kWh/m²/día, en el año 2025 , pero en el año 2026 se registró situándose en 4,72 kWh/m²/día siendo una disminución en forma leve.

Figura 28.
Detalle de irradiación promedio global



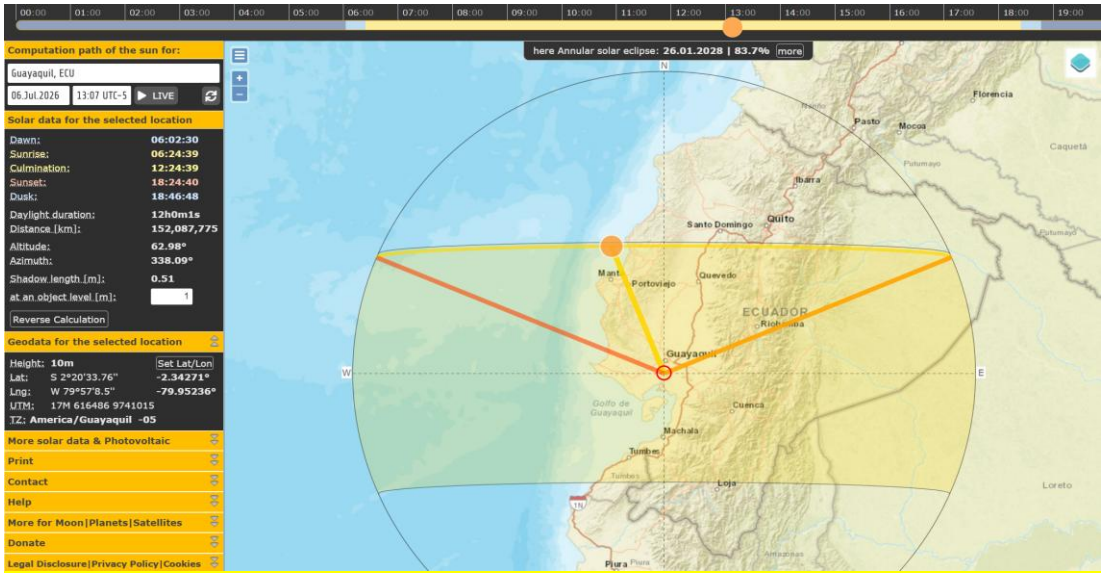
Nota: Irradiación solar promedio anual global en Guayaquil. Fuente: NASA, 2026

3.4. Cálculo del índice de sombra

El estudio de sombreado es esencial sobre la envolvente de un inmueble puesto que determina la viabilidad operativa de una instalación fotovoltaica. En el caso de la Facultad de Arquitectura, su altura relativa de las edificaciones adyacentes dentro del campus de la UCSG le concede una ventaja: sus 10 niveles y sus 12 metros de elevación sobre el terreno circundante descartan cualquier obstáculo físico permanente que produzca sombras sobre la cubierta de [insertar área] m². Por lo tanto, el factor de sombra procedente de barreras fijas se considera nulo (0%), otorgando la captación reducida solamente a variaciones atmosféricas locales, como la apariencia intermitente de nubes o material particulado en la baja tropósfera de la cuenca del Guayas.

Por otro parte, la trayectoria solar realizada con el motor de cálculo de Sun Calc, manifiesta la regularidad astronómica de la zona ecuatorial ([insertar latitud]). A esta latitud, el fotoperiodo es usualmente uniforme a lo largo del año: el orto ocurre aproximadamente a las 06:23 horas hacia el este, en cambio el ocaso se produce alrededor de las 18:24 horas en sentido oeste. Esta franja de iluminación continua de doce horas diarias afirma que el arreglo fotovoltaico comience su generación en coincidencia con el inicio de actividades de la facultad (07:00 h), extendiendo el beneficio del recurso durante el 1er periodo de alta demanda eléctrica del día.

Figura 29.
Detalle de sombra



Nota: Índice de sombra según trayectoria solar. Fuente: Suncalc, 2026

3.5. Índice de temperatura del sitio

Estándar internacional aplicable al modelado energético. La evaluación del registro climático local empleada durante esta plataforma asegura que la zona del campus universitario mantiene una temperatura promedia de 25.6 °C, experimentando máximos térmicos diurnos que generalmente se ubican en torno a los 30 °C a 31 °C.

3.6. Análisis de cuarto de transformador

Al momento de confirmar la viabilidad técnica y la seguridad operativa de un sistema de autogeneración en la Facultad de Arquitectura de la UCSG, se ejecutó un diagnóstico exhaustivo de la subestación y del cuarto de fuerza. Este recinto protege los activos energéticos principales del inmueble: un banco de transformadores de 3x100 kVA con relación de tensión de 13.8/0.22 kV en conexión Y-Y aterrizada y el Tablero de Distribución Principal (TDP). El levantamiento de información abarcó 3 componentes claves: la inspección físico-mecánica de los equipos, el análisis termográfico de los elementos de maniobra y la medición de parámetros eléctricos bajo condiciones existentes de operación.

Mediante la evaluación física se reafirma que tanto la infraestructura como los gabinetes metálicos se atesoran en excelente estado, no existiendo corrosión ni deformaciones que degraden su grado de protección IP. En el banco de transformación,

se constató que los aisladores pasa-tapas (*bushings*) de media tensión (13.8 kV) guardan su integridad dieléctrica, contando con los aislamientos necesarios para prevenir arcos eléctricos o descargas disruptivas. Además, se constató que la totalidad de las masas metálicas y estructuras expuestas están firmemente vinculadas al Sistema de Puesta a Tierra (SPAT), garantizando la equipotencialidad del recinto y el correcto despeje de fallas.

Por otra parte, la inspección con cámara termográfica infrarroja confirmó la falta de puntos calientes críticos asociados a falsos contactos, uniones deficientes o desbalances severos. Las temperaturas en barras, bornes y conductores expusieron un comportamiento estable y dentro de los rangos operativos normales, ubicándose por debajo de los límites de tolerancia del aislamiento del cableado y del fluido dieléctrico de los transformadores, lo que valida la seguridad del esquema de ventilación del cuarto de fuerza.

Posteriormente, la medición de parámetros eléctricos se realizó mediante una pinza amperimétrica de verdadero valor eficaz (TRMS), registrando las corrientes instantáneas por fase en el TDP que alimenta los 10 niveles del edificio. El comportamiento del flujo de corriente y el grado de balanceo entre fases se detallan en la Tabla 3.2 y se representan en las figuras correspondientes.

Tabla 1.
Detalle de cargas

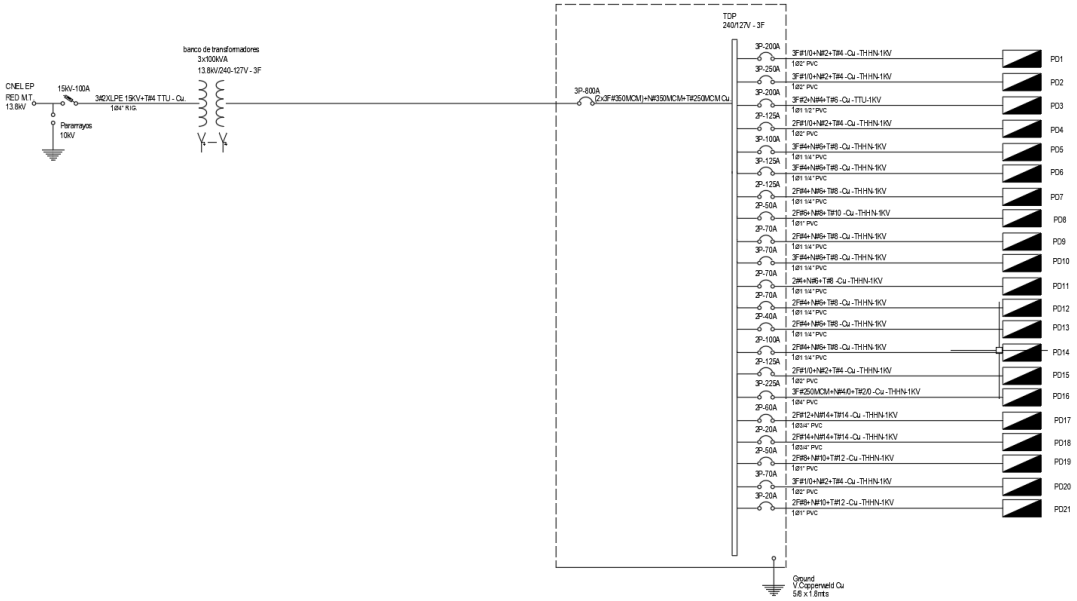
FACULTAD	TRANSFORMADOR	DEMANDA	CORRIENTE I1	CORRIENTE I2	CORRIENTE I3
FACULTAD DE ARQUITECTURA	TRANSFORMADOR 3x100KVA - 3F 13800/220V	100,41	333,00	180,00	328,00

Nota: detalle de cargas y corrientes medidas en sitio. Fuente: Autor.

3.7. Diagrama unifilar

Ilustra el esquema de distribución eléctrica del edificio. En primer lugar, la red de media tensión alimenta un banco de transformadores de 3x100 kVA (13.8 kV / 220 V) con conexión en estrella-estrella (Y-Y) aterrizada. Aguas abajo, el Tablero de Distribución Principal reúne un interruptor termomagnético en caja moldeada de 3x800 A, delegado de proteger la barra colectora desde la cual se derivan los circuitos hacia 20 sub paneles. No obstante, la instalación dispone de un sistema de puesta a tierra asociado al tablero, carece actualmente de una fuente o sistema de respaldo energético.

Figura 30.
Diagrama unifilar



Nota: Diagrama desde la red primaria en media tensión hasta el tablero de distribución principal. Fuente: Autor.

3.8. Diseño propuesto

En una edificación un sistema fotovoltaico necesita una adecuada dimensión por lo que es esencial analizar tanto el espacio físico disponible como el comportamiento del consumo eléctrico. En cuyo caso, la Facultad de Arquitectura cuenta con una terraza transitable en sus cubiertas superiores cuyas áreas libres muestran condiciones idóneas para la instalación de los arreglos modulares. Con el objeto de estimar con precisión el número de paneles solicitados para abastecer la demanda energética, la metodología toma como referencia el consumo mensual promedio resultado del historial de facturación de los últimos 12 meses.

Y correspondiente a estos datos, la Ecuación 1 concreta el procedimiento para calcular el consumo medio diario. Para ello, se piensa en el volumen de energía activa promedio mensual y se lo divide entre el total de días en que el inmueble conserva su operación habitual.

$$Consumo\ Diario = \frac{Consumo\ mensual\ promedio}{Numero\ de\ dias\ operativos}, Ecuación\ 1$$

Cuando no existe un detalle de un registro histórico de la facturación la cual es mensual, la ingeniería energética acude a la caracterización del perfil de carga y la demanda de potencia activa para evaluar el consumo diario. En esta investigación, dicho cálculo se determina relacionando la demanda mayor registrada en la instalación con el número de horas en que el edificio maneja habitualmente.

Esta interdependencia se formula en la Ecuación número 2 en el que la potencia demandada se multiplica por la duración de la jornada operativa diaria.

$$Consumo\ Diario = Demanda_{Max} \cdot T_{operación} \cdot f_c$$

Para emplear el modelo analítico a la Facultad de Arquitectura, se considera, la demanda máxima registrada de 100.41 kW como punto inicial con el fin de dimensionar el sistema fotovoltaico en función de la energía activa real, esta potencia aparente se transforma a potencia activa (P) empleando un factor de potencia estándar para las instalaciones institucionales de la UCSG ($FP = 0.94$), lo que da como resultado una potencia activa de diseño de 94.38 kW. Por su parte, el tiempo de operación efectiva (t) se establece en 12 horas diarias, valor deducido al valorar las 2 franjas de mayor afluencia y carga crítica las cuales son jornadas matutina y vespertina porque garantizan la cobertura en los periodos de alta exigencia energética. En conclusión el factor de coincidencia (FC) se establece en 0.75 (75%), un valor técnicamente proporcionado para infraestructuras de educación superior.

$$Consumo\ Diario = 94{,}38\ kW \cdot 12\ horas \cdot 0{,}75 = 849{,}46\ kWh$$

Con el consumo diario proyectado y el área útil del techo de la Facultad de Arquitectura previamente determinados, se dimensiona de manera analítica el número de módulos fotovoltaicos solicitados. Este dimensionamiento es más de una simple capacidad física de la cubierta, debido a su vinculación de factores termodinámicos y astronómicos del emplazamiento, tales como la irradiancia instantánea y las Horas Solares Pico (HSP).

3.8.1. Calculo del numero de paneles Fotovoltaicos

La dimensión de los módulos fotovoltaicos para la Facultad de Arquitectura consiste en 2 condiciones claves: la oferta de recurso solar del sitio y el espacio físicamente disponible en la losa. Debido que en la terraza operan diversos sistemas de climatización, la propuesta planea una estructura sobreelevada sobre bases de hormigón y perfilería de aluminio estructural, situando los paneles por encima del nivel del techo. Esta solución técnica evita sombras e interferencias mecánicas con los equipos que ya existen y, al mismo tiempo, inicia el flujo de aire bajo las placas, disminuyendo así las pérdidas asociadas a la temperatura.

En la estructuración del modelo matemático se parten de los datos consolidados en los apartados anteriores: una demanda diaria proyectada de 849,46kWh, un valor promedio de Horas Solares Pico (HSP) para Guayaquil de 4.8 que corresponde al período del año 2026 y un Performance Ratio (PR) del 78%. Este último parámetro engloba el efecto acumulado de la suciedad, la eficiencia de conversión del inversor y las caídas de tensión en los tramos de corriente continua y alterna.

La total potencia pico del arreglo fotovoltaico (P_{pico}) solicitada para cubrir la demanda estimada se calcula mediante la ecuación 2.

$$Potencia_{Pico} = \frac{Consumo\ diario}{HSP.PR}, \qquad Ecuación\ 2$$

$$Potencia_{Pico} = \frac{849.46\ kWh}{4{,}8\ h\ .\ 0{,}78} = 226{,}88\ kW$$

A partir de la potencia pico total prevista para la instalación, el número de módulos fotovoltaicos requeridos se determina dividiendo la potencia total necesaria entre la potencia nominal de cada panel seleccionado, equivalente a 600 Wp o 0,6 kWp mediante la ecuación 3.

$$\#Paneles = \frac{Potencia_{pico}}{Potencia_{modulo}}, \qquad Ecuación\ 3$$

$$\#Paneles = \frac{226.38kW}{0{,}60kW} = 378\ modulos$$

3.8.2. Reajuste por espacio físico

Para comprobar la factibilidad espacial en la cubierta, se determina la superficie física requerida por la instalación fotovoltaica. Para ello, se multiplica el número de módulos previstos por el área individual de cada panel, obteniendo la superficie total ocupada por el arreglo solar.

$$Area_{fv} = \#paneles \,.\, Area\ \ modulo\ fv$$
$$Area_{fv} = 378\,.\ 2{,}58 = 975{,}61\ m^2$$

Para incorporar el distanciamiento de protección contra sombras y las áreas de circulación técnica, se altera la superficie neta por un factor de ocupación del 30 por ciento, logrando así la formula del área total necesaria (A_{total}):

$$Area_{total\ fv} = Area_{Paneles}\,.\,1.30, \qquad Ecuación\ 4$$
$$Area_{total\ fv} = 975{,}61\ m^2\,.\,1.30 = 1268{,}30\ m^2$$

Este estudio indica que el área total destaca al área de mantenimiento por lo cual para compensar el área se indica reducir el número de módulos fotovoltaicos con una 318 cantidad de unidades y una potencia instalada de 190kWp.

3.8.3. Configuración del inversor

La conversión de la energía en corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) se plantea mediante inversores comerciales de alta potencia, específicamente el modelo Growatt MAX 100KTL3-X LV. De acuerdo con la ficha técnica del fabricante para aplicaciones de baja tensión (LV), estos equipos presentan una tensión nominal de salida de [insertar tensión] V, compatible con el sistema de distribución eléctrica interno del edificio. Además, cuentan con 10 seguidores independientes del punto de máxima potencia (MPPT), con capacidad para conectar hasta 2 strings por cada MPPT, lo que permite disponer de un total de 20 entradas por inversor.

Para cubrir la potencia requerida y mantener una relación adecuada entre la potencia DC instalada y la potencia AC de los inversores, se propone utilizar tres unidades del modelo MAX 100KTL3-X LV conectadas en paralelo. Cada inversor

dispone de una potencia nominal de salida de 100 kW, alcanzando una capacidad total de conversión de 300 kW AC.

$$Capacidad_{Inversor\ total} = Potencia_{Inversor} . 3, \qquad Ecuación\ 5$$
$$Capacidad_{Inversor\ total} = 100kW . 3 = 300kW$$

3.8.4. Configuración de las entradas DC del inversor

La estabilidad del bus DC y la gestión térmica de la etapa de potencia de los inversores se garantizan dimensionando cadenas (*strings*) de 13 paneles en serie. Debido a las condiciones estándar de ensayo, esta configuración brinda un voltaje de trabajo de alrededor de 549.90 V, lo que aprueba operar de manera consecutiva dentro del rango óptimo de los seguidores MPPT. Esto admite conformar 30 cadenas idénticas de 13 módulos, repartidas en partes iguales entre los tres inversores (10 cadenas por unidad). Al asignar una sola cadena a cada canal MPPT, se anulan de forma efectiva las pérdidas por desajuste entre string.

Tabla 2.
Configuración de parámetros de entrada del inversor

Modelo	MPPT activos	#Cadenas	Módulos por cadena	Voltaje panel (V)	Corriente panel (A)	Potencia MPPT(kWp)	Total paneles	Voltaje cadena (V)	Potencia entrada (CC)	Potencia de entrada (CA)
Inversor 100kW	10	1	13	42.3	13.08	12.10	106	549,90	63.6	57.24
Inversor 100kW	10	1	13	423	13.08	12.10	106	549,90	63.6	57.24
Inversor 100kW	10	1	13	42.3	13.08	12.10	106	549,90	63.6	57.24
TOTAL									190.8	171.72

Nota: configuración de cadenas para cumplir con las condiciones de arranque del banco de inversores 3 x100kW. Fuente: autor.

3.8.5. Soporteria

Con respecto a la soportería del campo fotovoltaico se propone para 318 módulos incorporados en posición vertical sobre la losa de 1.088 m². Para reservar las 15 filas previstas en el diseño, los módulos se encuentran distribuidos en 12 filas de 21 unidades y 3 filas de 22 unidades. Cada fila se fundamenta sobre 2 líneas continuas de riel de aluminio. Se contempla un ancho de módulo de 1,13 m, una junta de 0,02 m entre módulos y rieles comerciales de 6 m. La fijación a la losa se efectuará mediante

pies o grapas L compatibles con el riel, reuniendo sello impermeable y el sistema de anclaje o lastre que defina el cálculo estructural.

Grapas finales

Las grapas finales se instalan en los extremos de cada línea de riel. cuatro unidades es requerido por cada fila : 2 extremos por 2 líneas de riel. Para quince filas, la cantidad neta es $15 \times 4 = 60$ grapas finales. Empleando una reserva de compra del 5 %, se proponen 63 unidades.

Grapas medias

Las grapas medias son ubicadas en cada unión entre módulos contiguos y funcionan sobre las 2 líneas de riel. Las 12 filas de 21 módulos necesitan $12 \times (21 - 1) \times 2 = 480$ unidades; las 3 filas de 22 módulos necesitan $3 \times (22 - 1) \times 2 = 126$ unidades. La cantidad neta total es 606 grapas medias y la compra aconsejada, con 5 % de reserva, es 637 unidades.

Conectores de puesta a tierra

Se establece la utilización de un conector de puesta a tierra por cada línea continua de riel, garantizando su conexión equipotencial con el sistema de puesta a tierra de la instalación. Considerando 15 filas, con dos líneas de riel por cada una, se obtiene un requerimiento de 30 conectores. Al incorporar un margen de reserva del 5 %, se determina la necesidad de disponer de 32 unidades. Asimismo, las uniones entre los diferentes tramos de riel deberán contar con elementos certificados que aseguren la continuidad eléctrica. En caso de no cumplir esta condición, cada tramo deberá ser puenteado o conectado conforme a las especificaciones proporcionadas por el fabricante.

Grapas L o pies de anclaje a la losa

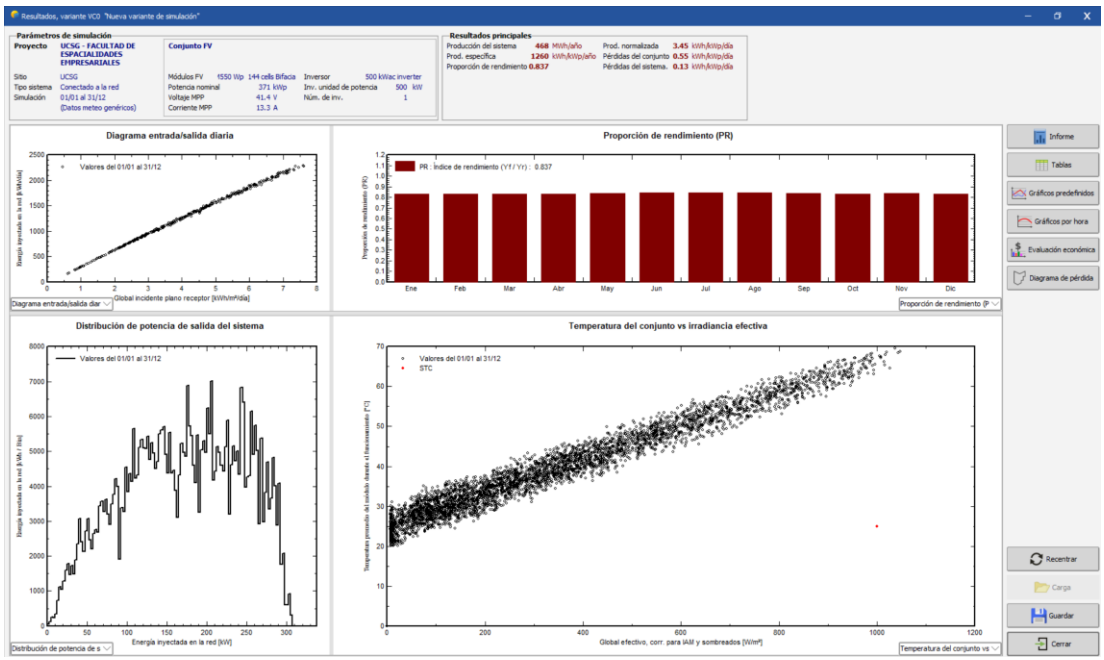
A nivel de anteproyecto se estima adoptar una separación máxima de 1,20 m entre apoyos y un apoyo adicional en cada de sus extremos de la línea de riel. Cada línea de una fila de 21 módulos mide 24,13 m y demanda 22 grapas L; cada línea de una fila de 22 módulos mide 25,28 m y demanda 23 grapas L. En consecuencia, la cantidad neta es $[12 \times 2 \times 22] + [3 \times 2 \times 23] = 666$ grapas L. Con una provisión del 5 %, se plantea adquirir 700 unidades. Esta cantidad debe ser ratificada mediante la memoria estructural, contemplando cargas de viento, resistencia y estado de la losa, tipo de anclaje, distancias a bordes y conservación de la impermeabilización.

3.9. simulación con software PVsyst

Se realizo el procedimiento de estructurar el proyecto dentro del entorno de simulación especializada PVsyst v7.2.6. como consecuencia del propósito de validar el comportamiento termodinámico, óptico y eléctrico del sistema de autogeneración diseñado para la Facultad de Arquitectura.

En virtud a las restricciones metodológicas del software local donde demando aproximar la simulación mediante una centralizada estación de inversión de inmensa capacidad para evaluar el comportamiento global del campo, los resultados alcanzados actúan como el núcleo de justificación técnica para el comportamiento de los componentes frente a variables microclimáticas locales de la UCSG.

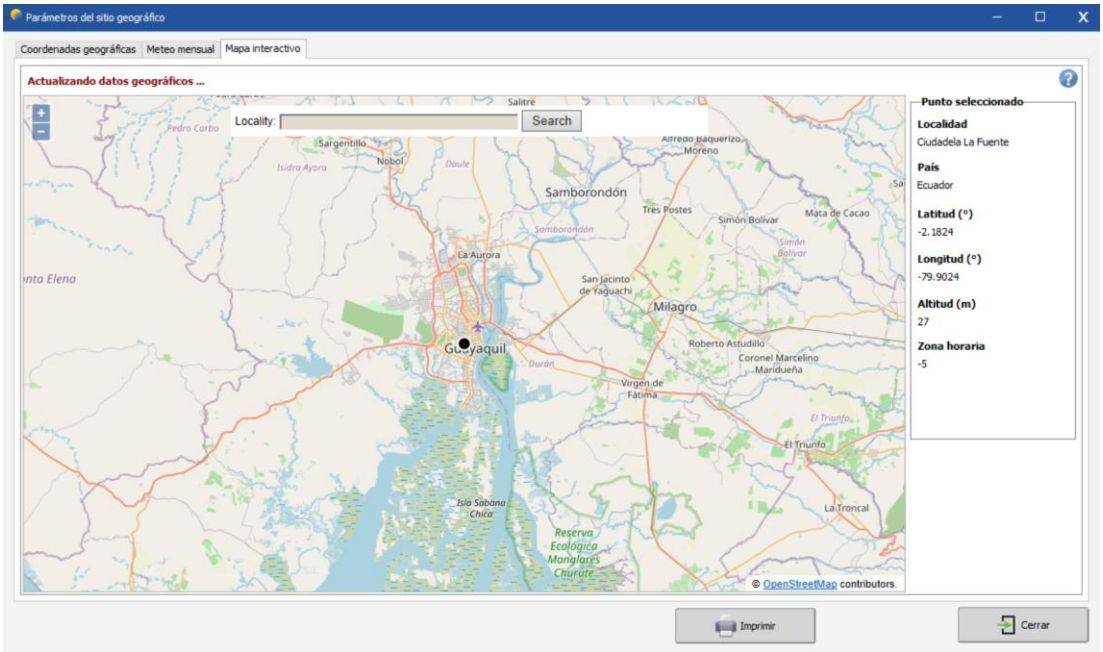
Figura 31.
Análisis de datos software PVsyst



Nota: Resultados de irradiación, producción de energía anual del proyecto. Fuente: Autor.

La configuración del proyecto incorporo las coordenadas geográficas de precisión del campus (2.18° S, 79.90° O) y una altitud de diseño de 27 metros sobre el nivel del mar. Para establecer la fiabilidad estocástica del modelo en relación con la variabilidad climática de la cuenca baja del Guayas, se aplicó la base de datos meteorológica Meteonorm 8.0 para la producción del periodo sintético de referencia. El campo fotovoltaico se determinó sobre una estructura fija con un ángulo de inclinación optimizado de 12° y orientación azimutal de 0° que resulta ser una orientación norte estricta, registrando un albedo estándar de 0.20 para el entorno urbano circundante.

Figura 32.
Ubicación geográfica

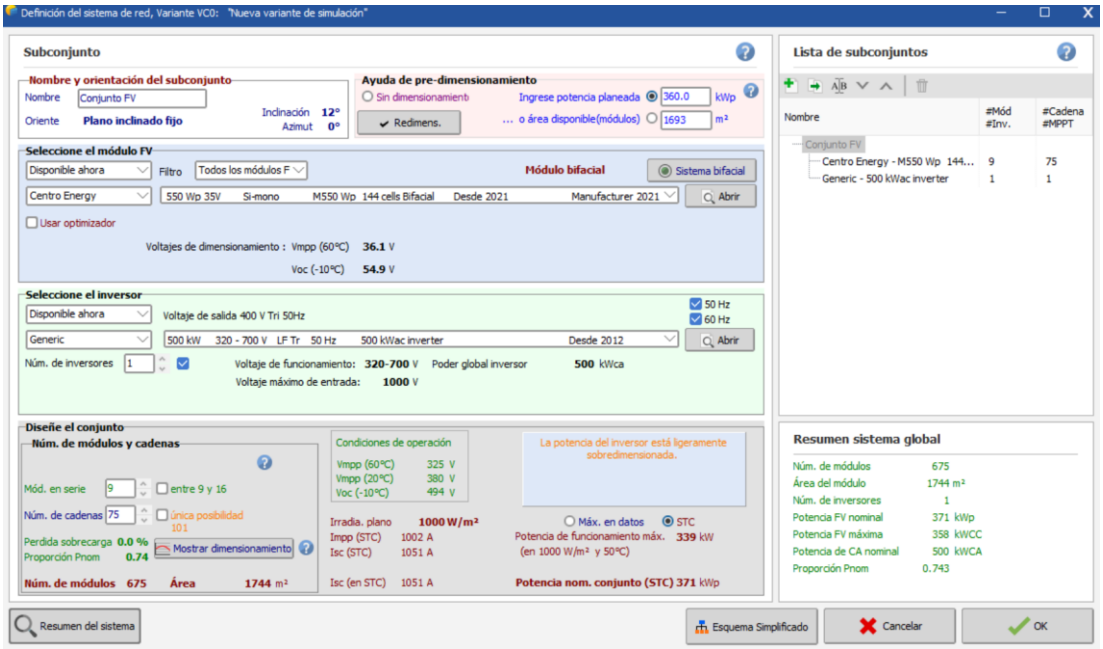


Nota: ubicación del proyecto. Fuente: Autor.

4.9 Especificaciones de los parámetros simulados

En el software su procesamiento computacional implico la introducción de un arreglo fotovoltaico levemente sobredimensionado por criterios de simulación estocástica, considerando los siguientes parámetros de entrada:

Figura 33.
Parámetros operativos



Nota: Selección de equipos y componentes según parámetros operativos. Fuente: Autor.

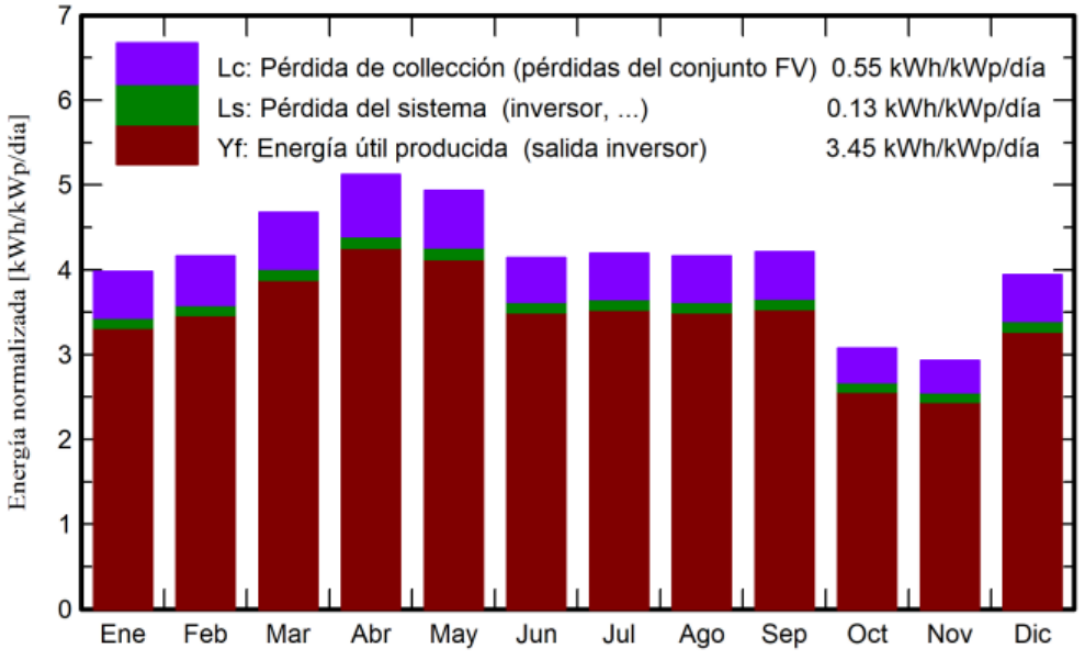
- Potencia Nominal del Conjunto (P_{nom}): 371 kWp de manera estándar de medida (STC).
- Configuración del Arreglo: Con una totalidad de 675 unidades de módulos monocristalinos de alta eficiencia, repartidos en un esquema de cadenas acopladas para suplir el vector de carga.
- Tecnología del Inversor: Unidad centralizada maximizada para la asimilación del bus de corriente continua en baja tensión.

La simulación de 371 kWp de este sobredimensionamiento frente a la base analítica nominal facilita determinar el escenario de máxima inyección y evaluar el comportamiento de los conductores y protecciones bajo un modelo de esfuerzo límite.

4.10 Balance Energético

El procesamiento computacional según las variables meteorológicas mensuales revela que el sistema es capaz de generar un flujo energético significativamente eficiente a lo largo de todo el ciclo operativo. Los valores obtenidos del balance de energía global se detallan analíticamente en la Tabla 3.

Figura 34.
Producción solar y perdidas del sistema fotovoltaico



Fuente: Autor.

Tabla 3.
Estimacion de la energia anual

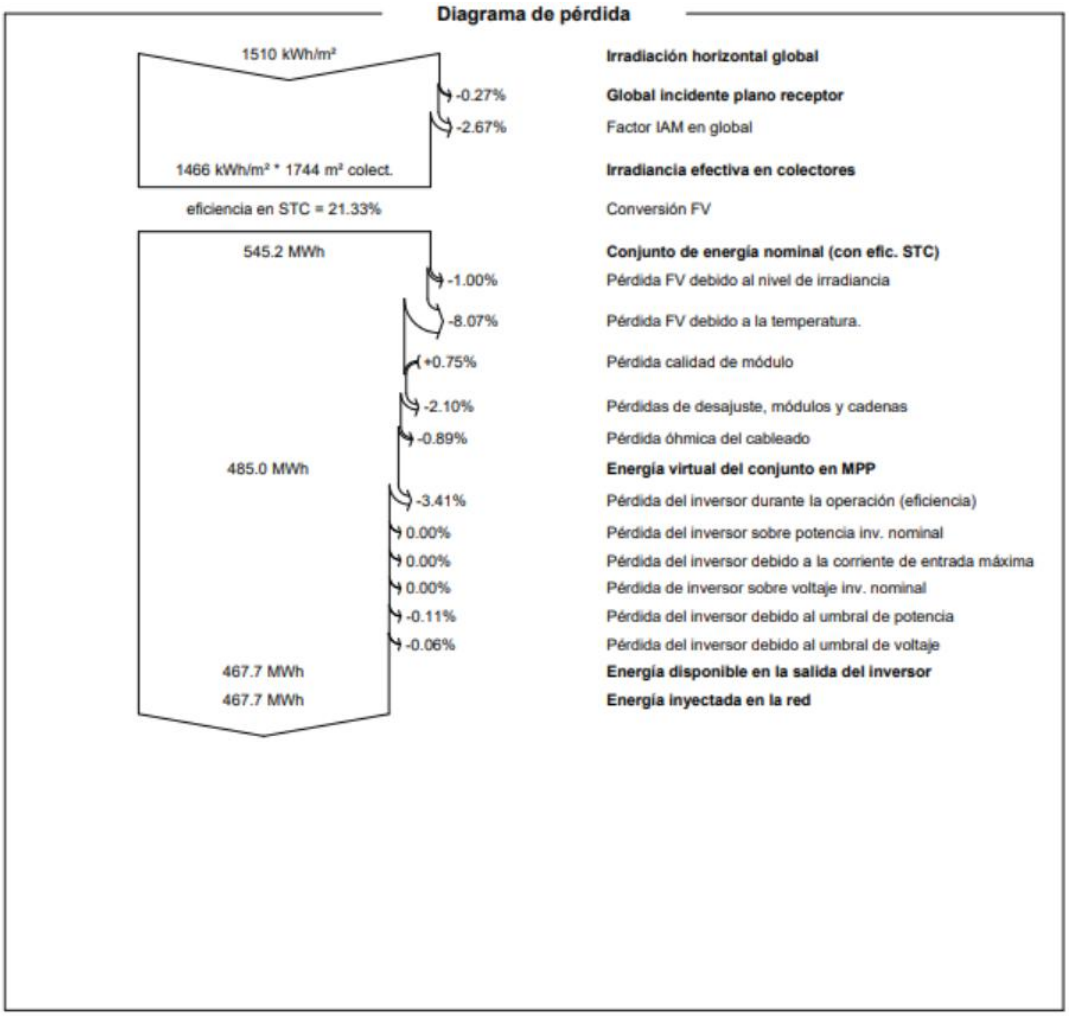
Mes	Irradiación Global Horizontal. (kWh/m2)	Irradiación Efectiva en Colector (kWh/m2)	Energía Virtual del Arreglo MPP (MWh)	Energía Inyectada a la Red (MWh)	Eficiencia del Sistema (PR)
Enero	129.5	128.8	41.52	39.46	823
Febrero	114.7	113.8	36.33	34.50	815
Marzo	134.7	133.0	42.14	40.04	809
Abril	131.6	129.8	41.13	39.10	811
Mayo	129.1	128.5	41.21	39.19	820
Junio	111.4	112.5	36.56	34.78	833
Julio	118.8	121.0	39.56	37.64	837
Agosto	134.4	139.2	45.45	43.25	836
Septiembre	139.0	142.9	45.96	43.71	823
Octubre	137.4	139.1	44.80	42.61	824
Noviembre	126.8	126.8	40.78	38.77	823
Diciembre	131.8	131.5	42.11	40.04	820
TOTAL	1539.2	1556.9	497.55	473.09	823

Nota: Calculo de la energía anual producida del proyecto. Fuente: Autor.

Anualmente en la red interna del edificio el sistema inyecta un total consolidado de 473.09 MWh. El factor de rendimiento medio (*Performance Ratio*) tiene una estabilización competitiva de 82.3%, experimentando sus valores superiores en los meses de junio 83.3 % y julio 83.7 % debido a la disminución estacional de la temperatura ambiente en el litoral, lo que facilita el voltaje de circuito abierto de las células.

4.11. Perdidas del sistema

Figura 35.
Perdidas por componentes del sistema solar fotovoltaico

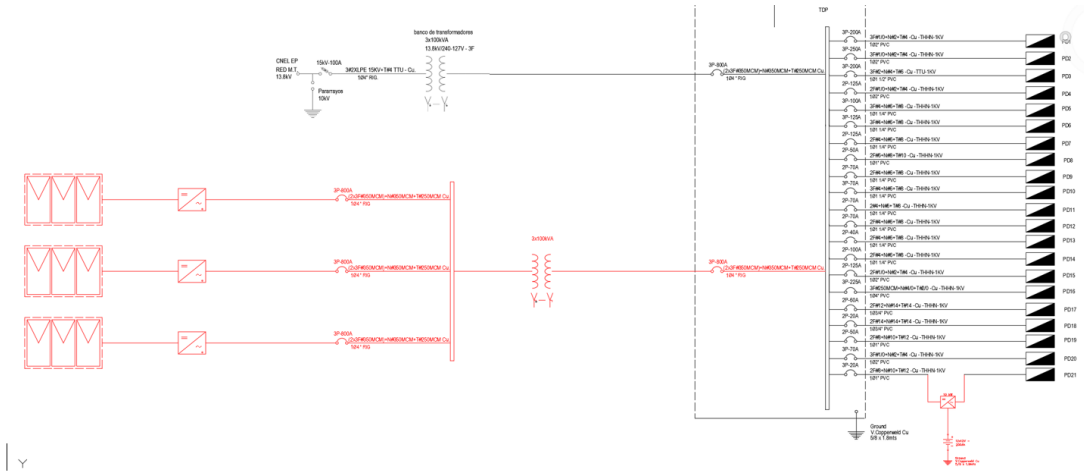


Nota: Porcentajes de perdida en las etapas del sistema fotovoltaico. Fuente: Autor.

Al establecer el flujo de pérdidas, la energía disponible a la salida del sistema de inversión e inyectada con éxito a la red de la Facultad de Arquitectura se define de manera definitiva en 333.1 MWh. Esta generación renovable tiene un volumen que robustece la matriz energética de la UCSG, evidenciando la alta factibilidad del proyecto para mitigar los niveles máximo de demanda diurna bajo un esquema completamente justificado de manera técnica.

Diagrama unifilar del sistema propuesto

Figura 36.
Diagrama unifilar con sistema fotovoltaico hibrido



Nota: Sistema fotovoltaico de 190.8 kWp interconectado a la red hacia el TDP y sistema con respaldo de energía 10kW únicamente para carga critica PD22. Fuente: Autor.

3.10. Evaluación técnica

La evaluación técnica contempla exclusivamente 318 módulos fotovoltaicos de 600 Wp. El pico de potencia del generador es 190,8 kWp. El sistema principal sostiene la configuración descrita en la tesis de 3 inversores interconectados de 100 kW, cuya potencia AC conjunta es 300 kW. El resultado de relación DC/AC es 0,636, por lo que se observa capacidad AC sobredimensionada respecto del campo fotovoltaico. Esta configuración permite operar, pero anteriormente de la compra se debe verificar si responde a una futura ampliación o si conviene disminuir la cantidad de inversores principales para mejorar la utilización y la inversión.

Beneficios Técnicos de la Energía Fotovoltaica

- Un ilimitada Fuente, renovable y de origen de forma natural.
- Operación limpia evitando emisión de gases contaminantes.
- Generación de un ahorro directo en la planilla de consumo eléctrico.
- Rentabilidad garantizada por medio de un periodo de amortización de 5 a 10 años.
- Alta resistencia y una vida útil estimada de hasta 25 años.

Marco Legal y Regulaciones Relevantes

- **Regulación CONELEC 003/08 (Distribución y despacho de energía):** Establece al Operador Nacional de Electricidad (CENACE) como la entidad responsable de coordinación de la operación y el despacho de energía en el

país, bajo criterios estrictos de calidad, resguardo de las instalaciones eléctricas y seguridad de las personas.

- **Regulación ARCONEL 003/18 (Microgeneración fotovoltaica - Resolución 042/18):** Inicia el uso de fuentes inagotables de bajo impacto ambiental para autoabastecimiento. Establece como *microgeneración* a los sistemas renovables con una instalación de potencia menor o igual a 100 kW, conectados en baja o media tensión dirigidos a usuarios residenciales, comerciales e industriales. Posibilita la instalación de equipos individuales o en paralelo para suministrar excedentes a la red a través de medidores bidireccionales, identificando dichos remanentes por medio de un crédito a favor o descuento acumulable en la facturación del usuario.

- **Regulación ARCONEL 001/18 (Esquema tarifario y niveles de tensión):** La estructura tarifaria del país se clasifica considerando el sector de consumo, el tipo de servicio, los patrones de utilización de la energía y el nivel de demanda requerido, diferenciando entre pequeños, medianos y grandes consumidores. Para ello, define los siguientes rangos operativos de voltaje:
    - **Baja tensión:** Hasta 600 V.
    - **Media tensión:** Desde 13.8 kV y 22 kV.
    - **Alta tensión:** Desde 69 kV en adelante.

- **Resolución ARCERNNR 013/2021 (Generadores de Energía Renovable):** Según la Actual normativas ARCONEL 003/18 y 042/18. Regula de manera integral el esquema tarifario, los procesos de cobro y la acreditación de beneficios financieros y técnicos dirigidos a los usuarios que operan sistemas de generación con fuentes renovables.

- **Regulación ARCONEL 005/24 (Calidad del servicio de distribución y comercialización):** Plantea los estándares técnicos y la gestión que tienen que cumplir las empresas distribuidoras a fin de garantizar la entrega de energía eléctrica con responsabilidad, seguridad e integridad. Supervisa las diferentes etapas del suministro eléctrico, desde los sistemas de transmisión ($\geq$ 90 kV), las subestaciones y los transformadores, hasta la entrega de energía a los

usuarios finales y grandes consumidores, orientándose al fortalecimiento y optimización continua de la red.

3.11. Evaluación Económica

Para conocer si la propuesta es factible con respecto a lo financiero, se analiza primero el costo inicial de adquisición, montaje y puesta en marcha del equipo fotovoltaico, considerando también el mantenimiento anual como un aspecto clave dentro del plan.

A pesar de que los proyectos de energía limpia exigen una inversión inicial para arrancar, son considerados esquemas autosustentables: cuando el sistema entra en operación, la reducción del gasto eléctrico mensual produce un retorno directo. Todo se detalla como el desglose completo con el valor del suministro, la instalación y la entrega técnica final , en la Tabla 4.

Tabla 4.
Presupuesto referencial

Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. unitario	Total
1	Panel fotovoltaico monocristalino de 600Wp	u	318	$ 180.00	$ 57,240.00
2	Inversor trifásico interconectado de 100kW	u	3	$ 8,900.00	$ 26,700.00
3	Inversor híbrido de 10 kW	u	1	$ 1,340.00	$ 1,340.00
4	Batería de gel 12 V, 200 Ah	u	16	$ 150.00	$ 2,400.00
5	Par de conectores MC4	u	50	$ 11.05	$ 552.50
6	Acometida DC: arreglos a tablero DC	glb	1	$ 3,080.00	$ 3,080.00
7	Tablero DC con protecciones	u	1	$ 2,930.00	$ 2,930.00
8	Acometida DC: tablero a inversores	glb	1	$ 742.00	$ 742.00
9	Acometida AC: inversores a tablero AC	glb	1	$ 1,567.00	$ 1,567.00
10	Tablero AC con protecciones	u	1	$ 1,430.00	$ 1,430.00
11	Pruebas y puesta en marcha	glb	1	$ 500.00	$ 500.00
12	Riel de aluminio de 6 m	barra	158	$ 45.00	$ 7,110.00
13	Grapa final	u	63	$ 2.50	$ 157.50
14	Grapa media	u	637	$ 2.50	$ 1,592.50
15	Conector de puesta a tierra	u	32	$ 4.00	$ 128.00
16	Grapa L / pie L	u	700	$ 3.00	$ 2,100.00
17	Unión de riel	u	126	$ 3.00	$ 378.00
	Subtotal de suministros y partidas directas				$ 109,947.50
	Instalación e ingeniería (10 %)				$ 10,994.75
	Contingencia (5 %)				$ 6,047.11
	INVERSIÓN INICIAL ESTIMADA				$ 126,989.36

Nota: Presupuesto contempla suministro, instalación y puesta en marcha. Fuente: autor.

Inicialmente una inversión estimada asciende a $ 126,989.36. De este valor, $ 57,240.00 pertenece a paneles, $ 26,700.00 a inversores principales, $ 1,340.00 al inversor híbrido y $ 2,400.00 al banco de baterías. Los componentes de soportería aumentan $ 11,466.00 bajo precios provisionales.

Aparte del presupuesto de tomaran algunos factores que ayuden a calcular la viabilidad del proyecto. Entre los factores tenemos el ahorro, el tiempo de vida útil del proyecto, la tasa de descuento, de degradación anual, los costos por mantenimiento y el cambio de batería para el sistema de respaldo de cargas criticas como se puede observar en la tabla 5.

Tabla 5.
Estimaciones financieras

Supuesto	Valor	Criterio
Tarifa energética evitada	$ 0.10/kWh	Valor referencial del formato base; confirmar con planillas UCSG
Horizonte	25 años	Vida de evaluación del sistema fotovoltaico
Tasa de descuento	10.00 %	Supuesto de evaluación; reemplazar por TMAR institucional
Degradación anual	0.50 %	Supuesto conservador para módulos
Operación y mantenimiento	$ 2,500.00/año	Valor referencial del formato base
Reposición de baterías	$ 2,400.00 cada 5 años	Años 5, 10, 15 y 20; precio constante

Nota: Estimaciones basadas en proyectos fotovoltaicos bajo la resolución ARCONEL 005/24. Fuente: autor.

En el primer año, se estima la generación de 260,740 kWh la cual evita un costo bruto aproximado de $ 24,770.27. Luego de descontar $ 2,500.00 de mantenimiento, el flujo operativo inicial es $ 22,270.27. Teniendo en cuenta degradación de 0,5 % anual y reposición del banco de baterías cada 5 años, los indicadores son obtenido de la siguiente forma como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6.
Indicador de rentabilidad financiera

Indicador	Resultado	Interpretación
Inversión inicial	$ 126,989.36	Presupuesto de anteproyecto
Ahorro bruto del primer año	$ 24,770.27	Generación × tarifa
Recuperación simple	5.89 años	Incluye O&M y reposiciones programadas
VAN a 25 años	$ 63,669.69	Tasa de descuento: 10%
TIR	16.37 %	Rentabilidad del flujo sin financiamiento
Relación beneficio/costo	1.42	Mayor que 1 indica conveniencia económica

Fuente: autor.

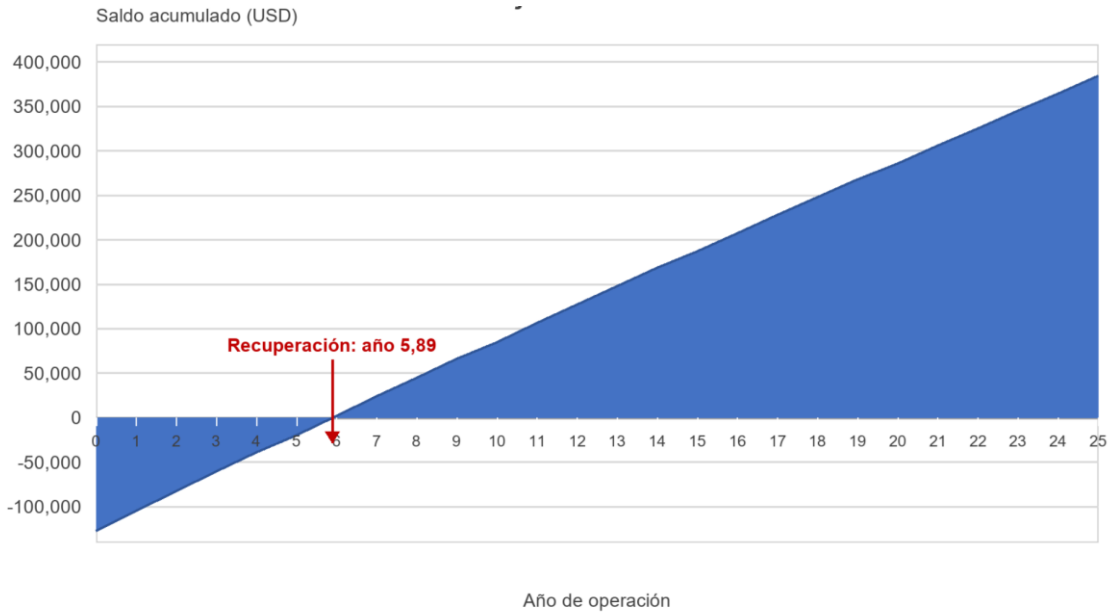
Se presenta a continuación unos datos que realizara un flujo de caja considerando las variables económicas y utilizando como compensación el ahorro del proyecto. Se toma en cuenta la depreciación anual como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7.
Flujo de caja proyectado

Año	Energía (kWh)	Ahorro	O&M	Reposición	Flujo neto	Acumulado
1	260,740	$ 24,770.27	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 22,270.27	$ -104,719.10
2	259,436	$ 24,646.42	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 22,146.42	$ -82,572.68
3	258,139	$ 24,523.18	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 22,023.18	$ -60,549.50
4	256,848	$ 24,400.57	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 21,900.57	$ -38,648.93
5	255,564	$ 24,278.56	$ 2,500.00	$ 2,400.00	$ 19,378.56	$ -19,270.37
6	254,286	$ 24,157.17	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 21,657.17	$ 2,386.81
7	253,015	$ 24,036.39	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 21,536.39	$ 23,923.19
8	251,750	$ 23,916.20	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 21,416.20	$ 45,339.40
9	250,491	$ 23,796.62	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 21,296.62	$ 66,636.02
10	249,238	$ 23,677.64	$ 2,500.00	$ 2,400.00	$ 18,777.64	$ 85,413.66
11	247,992	$ 23,559.25	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 21,059.25	$ 106,472.91
12	246,752	$ 23,441.46	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 20,941.46	$ 127,414.36
13	245,518	$ 23,324.25	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 20,824.25	$ 148,238.61
14	244,291	$ 23,207.63	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 20,707.63	$ 168,946.24
15	243,069	$ 23,091.59	$ 2,500.00	$ 2,400.00	$ 18,191.59	$ 187,137.83
16	241,854	$ 22,976.13	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 20,476.13	$ 207,613.96
17	240,645	$ 22,861.25	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 20,361.25	$ 227,975.21
18	239,442	$ 22,746.94	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 20,246.94	$ 248,222.15
19	238,244	$ 22,633.21	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 20,133.21	$ 268,355.36
20	237,053	$ 22,520.04	$ 2,500.00	$ 2,400.00	$ 17,620.04	$ 285,975.40
21	235,868	$ 22,407.44	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 19,907.44	$ 305,882.85
22	234,688	$ 22,295.41	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 19,795.41	$ 325,678.25
23	233,515	$ 22,183.93	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 19,683.93	$ 345,362.18
24	232,347	$ 22,073.01	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 19,573.01	$ 364,935.19
25	231,186	$ 21,962.64	$ 2,500.00	$ 0.00	$ 19,462.64	$ 384,397.83

Fuente: autor.

Figura 37.
Flujo de caja acumulado



Nota: Flujo positivo después del año 5. Fuente: autor.

Bajo los supuestos establecidos, el proyecto compuesto por 318 módulos fotovoltaicos evidencia una viabilidad económica preliminar, con una inversión aproximada de $126.989,36, un período de recuperación simple de 5,89 años, un VAN positivo de $63.669,69 y una TIR del 16,37 %. No obstante, estos indicadores dependen principalmente de la tarifa eléctrica efectivamente evitada, de la generación energética validada mediante PVsyst, del alcance definitivo de la instalación y de los costos finales asociados al sistema de soporte.

Previo a la elaboración de un presupuesto contractual, será necesario disponer de información técnica y comercial adicional, entre ella: (a) cotizaciones de rieles, grapas, uniones y anclajes; (b) planos y cuantificación del cableado DC/AC; (c) especificaciones de protecciones eléctricas y tableros correspondientes a los tres inversores; (d) información sobre la tarifa eléctrica y el historial de consumo de la UCSG; (e) identificación de las cargas críticas que serán respaldadas por el inversor híbrido; y (f) la memoria de cálculo estructural de la losa. Asimismo, deberá evaluarse nuevamente la pertinencia de emplear tres inversores de 100 kW, debido a que su capacidad conjunta supera considerablemente la potencia de 190,8 kWp correspondiente al arreglo fotovoltaico.

CONCLUSIONES

1. El levantamiento técnico demostró que la Facultad de Arquitectura posee una demanda máxima que se aproxima de 100,41 kW y no incorpora una fuente de respaldo, condición que aumenta su vulnerabilidad frente a interrupciones del suministro. La arquitectura propuesta, compuesta por generación fotovoltaica interconectada y respaldo híbrido de 10 kW para la carga crítica, es en respuesta a la necesidad de mejorar la continuidad operativa sin buscar respaldar la totalidad del edificio.

2. El área disponible facilita establecer la instalación de 318 paneles de 600 Wp, con una potencia total de 190,8 kWp y una distribución de 15 filas. La solución de soportería es técnicamente factible como anteproyecto; no obstante, las 666 grapas L netas, los anclajes, la separación entre apoyos y la impermeabilización deben validarse mediante una memoria estructural que considere el estado de la losa y las cargas de viento.

3. El análisis económico preliminar evidencia que el proyecto puede ser rentable: para una inversión proyectada de USD 126.989,36 se prevé una generación anual de 260.740 kWh, un ahorro bruto inicial de USD 24.770,27 y una recuperación aproximada en 5,89 años. El VAN positivo de USD 63.669,69 y la TIR del 16,37 % sustentan la viabilidad económica, no obstante, estos indicadores dependen de la tarifa eléctrica, la generación real, los costos de mantenimiento y las cotizaciones definitivas.

RECOMENDACIONES

1. Realizar la ingeniería de detalle previamente a la instalación, abarcando el cálculo estructural de la losa, cargas de viento, selección de anclajes o lastres, impermeabilización, planos de montaje y verificación de la puesta a tierra. Adicional se debe confirmar que la ubicación de los paneles mantenga libres las rutas de circulación y no interfiera con los equipos de climatización existentes.

2. Revisar la configuración de los tres inversores interconectados de 100 kW, dado que su potencia conjunta de 300 kW supera ampliamente los 190,8 kWp del campo fotovoltaico. Resulta conveniente comparar alternativas con menor potencia AC o justificar una futura ampliación, adicionalmente a corregir el número de cadenas y validar tensiones, corrientes y seguidores MPPT mediante la simulación definitiva en PVsyst.

3. Actualizar el estudio económico con al menos tres cotizaciones de paneles, inversores, baterías, soportería, protecciones y mano de obra; analizar comparativamente la tarifa utilizada con las planillas reales de la UCSG; y precisar un programa de operación y mantenimiento que incluya limpieza, inspección de conexiones, monitoreo de generación, pruebas del respaldo híbrido y reposición programada de la batería.

BIBLIOGRAFÍA

Aguilar, E. (2022). *Simulación de un sistema aislado de energía fotovoltaica para el LTI-ESFOT.* Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Álvarez, L. (2026). *Diseño de un sistema fotovoltaico de abastecimiento eléctrico para el mercado central de Atuntaqui.* Ecuador: Universidad Técnica del norte.

Arellano, O. (2024). *Diseño de un sistema de generación fotovoltaico conectado a red, para la industria Agrícola Alfadeli S.A.* Ecuador: Escuela Pólitecnica Nacional.

Baquerizo, R., Canchari, H., Polo, J., Poma, I., & Valenzuela, R. (2022). *Evaluación de generación de energía eléctrica mediante un sistema solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía con baterías (BEES- Storage) en la zona sur del país.* Peru: Escuela de Administración de Negocios para Graduados.

Barco, J., & Latorre, L. (2022). *Diseño e implementación de un sistema de energía renovable por medio de paneles solares en la Comunidad Masa 2.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana .

Bedon, D., Balbi, G., & Orozco, I. (2025). *Energía solar como alternativa a los problemas energéticos del Ecuador.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

Bohórquez, R. (2025). *Estudio de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red del área administrativa del rectorado de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.* Ecuador: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

Caicedo Molina, L. E., Delgado Revilla, A. R., Gavilanes Gaibor, A. S., Lasluisa Robalino, S. M., & Obando Páez, G. A. (2022). *Desarrollo y análisis técnico-económico de una propuesta energética para el aprovechamiento del recurso solar en beneficio de la Urbanización "El Manantial" situada en la ciudad de Quito aplicando energía solar fotovoltaica y solar térmica.* Ecuador: Universidad Internacional del Ecuador.

Canchig, C., Quizphi, O., Allauca, M., & Cuasque, K. (2022). *Estudio comparativo solar de una comunidad en Quito. Valoración de la aportación solar en el mix energético.* Ecuador: Universidad Internacional del Ecuador.

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.* Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Chica, A. (2023). *Diseño de una micro red fotovoltaica de autoconsumo para un sistema sostenible acuapónico.* Ecuaqdor: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

Delgado, E. (2022). *Análisis de factores externos que inciden en la eficiencia de centrales fotovoltaicas residenciales en Quito.* Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Delgado, O. (2022). *Inserción de generación distribuida en redes de distribución considerando la minimización de energía no servida.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

Domínguez, M. (2025). *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 1.* Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Estrella, C., & Guamán, F. (2022). *Impacto de la integración de generación eléctrica no convencional al sistema de transmisión de energía.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

Fares, D. (2024). *Diseño y simulación de un sistema hibrido eólico-fotovoltaico para el abastecimiento energético.* Ecuador: Universidad Técnica de Cotopaxi.

Guerrero, F. (2024). *Análisis del pasado y presente de los escenarios respecto al crecimiento de las energías renovables no convencionales en el Ecuador.* Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Iza, E. (2026). *Diseño de un sistema de generación solar fotovoltaica interconectado a la red eléctrica con respaldo de baterías para el Supermercado Santa María, sector Tumbaco, Quito.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

Jaramillo, C. (2022). *Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del sistema nacional interconectado utilizando la plataforma SimSEE.* Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Jaramillo, E., & Rodríguez, G. (2022). *Plan de Negocios de Energía Fotovoltaica para fortalecimiento de la Industria Nacional.* Ecuador: Universidad San Francisco de Quito.

Jaramillo, J. (2021). *Óptima ubicación de generación distribuida para minimización de pérdidas en un sistema de distribución utilizando lógica difusa.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

Lainez, A. (2025). *Evaluación del impacto de la energía fotovoltaica en la operación de estaciones de compresión de gas.* Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Lamingo, M. (2026). *Los retos para el desarrollo de la generación geotérmica, alternativas aplicables para el Ecuador : análisis sobre las características particulares de las centrales de generación geotérmica, el potencial geotérmico del Ecuador y las alternativas para la r.* Ecuador: EScuela Politécnica Nacional.

Leonel, L. (2022). *Diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a la red para la alimentación de la instalación eléctrica de una vivienda residencial.* Ecuador: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

Loor, E. (2024). *Evaluación de proyectos de inversión de generación distribuida para autoabastecimiento considerando incertidumbres.* Ecuador: Pontificia Universidad Católica del Ecuador.

Montes, M. (2026). *Diseño y simulación de un sistema fotovoltaico híbrido para el suministro continuo de cargas críticas residenciales.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

Parrales, A. (2025). *Estudio de factibilidad de un sistema solar fotovoltaico híbrido con autonomía hasta 6 horas para disminuir el consumo eléctrico en horario diurno y respaldar las cargas críticas en una vivienda ubicada en la Urb. El Condado.* Ecuador: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

Tuba, J., & Jímenez, S. (2025). *Análisis y diseño de un sistema fotovoltaico en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca, aprovechando la infraestructura existente.* Ecuador: Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana.

Villares, H. (2022). *Incidencia de la energía renovable en el desarrollo económico del Ecuador: Periodo 1992 - 2022*. Ecuador: Universidad Técnica del Norte.

Terminología

Azimut: Angulo horizontal medido en dirección de las manecillas del reloj con referencia hacia el norte en función de una superficie.

Irradiación: Conjunto de energía electromagnética emitida por el sol que golpea una superficie horizontal, su unidad es Wh/m^2

Irradiancia: Cantidad de potencia instantánea que recibe una superficie horizontal, su unidad es el W/m^2.

Prosumidor: Usuario que consume y produce servicio eléctrico mediante un sistema de generación de autoabastecimiento.

Consumo: Energía eléctrica total utilizada durante un periodo de tiempo, su unidad es el kWh.

Demanda: cantidad de potencia eléctrica que requiere una instalación que requiere la red en un intervalo o tiempo especifico

Factor de demanda: Relación entre la demanda máxima y la potencia total, es un numero adimensional y su intervalo esta entre 0 y 1

Potencia instalada: suma total de las potencias instaladas.

GLOSARIO TECNICO

SGDA: Sistema de generación de autoabastecimiento

GD: Generación distribuida

MPPT: Máximo punto de potencia transferida

HSP: Hora solar pico

ERED: Energía entrega por la red

EINY: Energía inyectada a la red

ENETA: Energía neta

SA: Servicios Auxiliares

T_k: Cargo tarifario en el periodo de la demanda

m: número de cargos tarifarios aplicables a la tarifa que corresponde al consumidor

SAPG: Servicio de alumbrado público general

FP: Factor de potencia

SPEE: Servicio público de energía eléctrica

SBU: Salario básico unificado

ARCONEL: Agencia de regulación y control de la electricidad

LOSPEE: Ley orgánica de servicio público de energía eléctrica

Wp: Vatio pico

V: Voltaje

I: Corriente

P: Potencia activa

Q: Potencia reactiva

S: Potencia Aparente

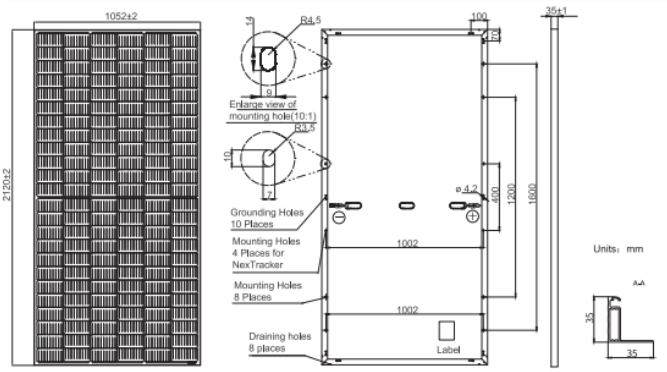
ANEXOS

Anexo 1. Especificación técnica de modulo solar

JA 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	4mm² (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

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

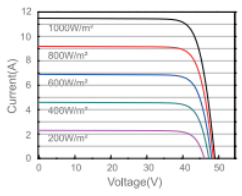
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

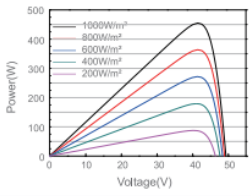
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112 lb/ft²) 2400Pa(50 lb/ft²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

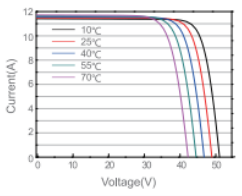
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Premium Cells, Premium Modules Version No.: Global_EN_20200927A

Anexo 2. Especificación técnica inversor Growatt SPF 100 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					

CAPÍTULO II – CONDICIONES GENERALES PARA LA PARTICIPACIÓN DE CONSUMIDORES CON μSFV

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 μSFV DE BAJA CAPACIDAD

La energía producida por el consumidor con μSFV 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:

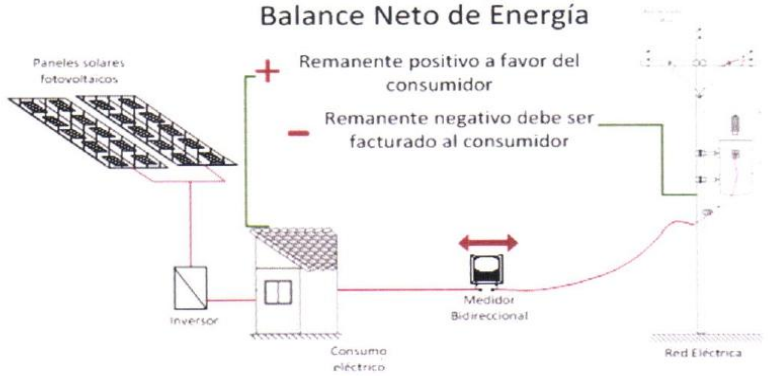


Figura 2. Balance Neto

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 μSFV 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 μSFV dentro de los diez (10) primeros

Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ARCONEL
SECRETARÍA GENERAL

CAPÍTULO II – CONDICIONES GENERALES PARA LA PARTICIPACIÓN DE CONSUMIDORES CON μSFV

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 μSFV DE BAJA CAPACIDAD

La energía producida por el consumidor con μSFV 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:

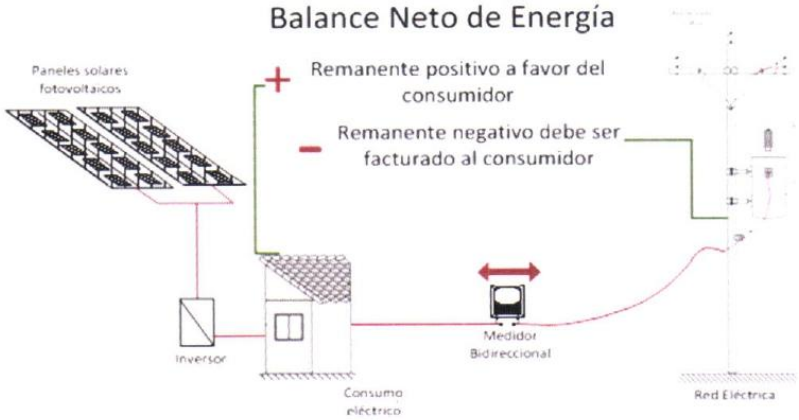


Figura 2. Balance Neto

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 μSFV 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 μSFV dentro de los diez (10) primeros

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

$$\Delta E = (Energia\ consumida\ de\ la\ red - Energía\ inyectada\ en\ la\ red)$$

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 μSFV, 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 μSFV, 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 μSFV, luego de lo cual empieza nuevamente un similar mecanismo desde cero, hasta que exista una causal de desconexión del μSVF 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 μSFV 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 μSFV, es decir que para la determinación de cálculos para estos cargos, se asumirá que el consumidor no está generando para su abastecimiento con el μSFV.

- Los consumidores con μSFV deberán cancelar mensualmente el cargo de comercialización

- El consumidor con μSFV está en la obligación de cancelar la tarifa del servicio de alumbrado público general en función de su consumo mensual total.

- El consumidor con μSFV deberá cancelar los rubros de basura y bomberos, en función de las ordenanzas emitidas para el efecto.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL SECRETARÍA GENERAL

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:

a) El Proponente solicitará la factibilidad de conexión a la Distribuidora respectiva, presentando la información establecida en el formulario del ANEXO 1.

b) 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.

c) 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 SGDAs 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

a) 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.

b) 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.

c) 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.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de Los Shyris.
Código Postal: 170506 / Quito Ecuador
Teléfono: 593 2 2268744 - www.regulacionelectrica.gob.ec

Lenin Toda una Vida EL GOBIERNO DE TODOS

- 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

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de Los Shyris.
Código Postal: 170506 / Quito Ecuador
Teléfono: 593 2 2268744 - www.regulacionelectrica.gob.ec

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 SGDAs 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 SGDAs, 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

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de Los Shyris.
Código Postal: 170506 / Quito Ecuador
Teléfono: 593 2 2268744 - www.regulacionelectrica.gob.ec

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) $Si\ ENETi > 0$, en este caso el CEMi = 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). $SEEA_0 = 0$
EF_i	Energía Facturable correspondiente al mes i

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de Los Shyris.
Código Postal: 170505 / Quito Ecuador
Teléfono: 593 2 2268744 - www.regulacionelectrica.gob.ec

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:

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de Los Shyris.
Código Postal: 170506 / Quito Ecuador
Teléfono: 593 2 2268744 - www.regulacionelectrica.gob.ec

$$EEINY_i = \sum_{K=1}^{n}(EINY_k \, x \, T_k)/\mathrm{T}m_i \quad (3)$$

$$EERED_i = \sum_{K=1}^{n}(ERED_k \, x \, T_k)/\mathrm{T}m_i \quad (4)$$

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

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) $Si\ ENETEi > 0$, en este caso el $SEEMi = 0$, 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.*

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de Los Shyris.
Código Postal: 170506 / Quito Ecuador
Teléfono: 593 2 2268744 - www.regulacionelectrica.gob.ec

$SEEA_{i-1}$	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 (Tm).

Se actualizará el $SEEA_i$ mensualmente sobre la base de los créditos generados y valores devengados para cubrir el $|EENET_i|$, 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,

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de Los Shyris.
Código Postal: 170506 / Quito Ecuador
Teléfono: 593 2 2268744 - www.regulacionelectrica.gob.ec

Gobierno del Ecuador | GUILLERMO LASSO PRESIDENTE

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:

a) 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.

b) 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:

a) 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.

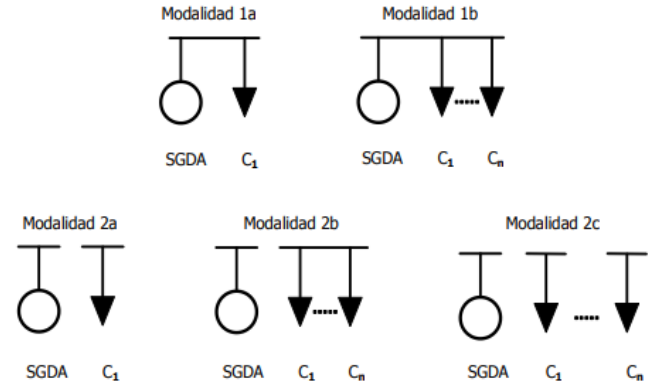


Ilustración 1. Modalidades de autoabastecimiento. En la modalidad 1a, el SGDA puede o no inyectar excedentes de energía a la red de distribución.

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.

Presidencia de la República del Ecuador

Plan Nacional de Ciencia, Tecnología, Innovación y Saberes

SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Rangel Abdias García Rivas** con C.C: # **120338155-1** autor/a del trabajo de titulación: **Estudio De Un Sistema De Energía Renovable Fotovoltaico Para La Facultad De Arquitectura De La Universidad Católica de Santiago de 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, **4** de **noviembre** de **2026**



f. _____

Nombre: **Rangel Abdias García Rivas**

C.C: **120338155-1**

Presidencia de la República del Ecuador

Plan Nacional de Ciencia, Tecnología, Innovación y Saberes

SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TEMA Y SUBTEMA:	**Estudio De Un Sistema De Energía Renovable Fotovoltaico Para La Facultad De Arquitectura De La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil**		
AUTOR(ES)	Rangel Abdias García Rivas		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Daniel Bayardo Bohorquez Heras. M.Sc./ Nestor Armando Zamora Cedeño. M.Sc./ Ronnie Alexander Bonilla Sánchez. M.Sc		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Subsistema de Posgrado		
PROGRAMA:	Maestría en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad con mención energías renovables y eficiencia energética		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	4 de noviembre de 2026	**No. DE PÁGINAS:**	75
ÁREAS TEMÁTICAS:	Energias renovables, sistema solar fotovoltaico, electricidad, circuitos DC		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	energía solar fotovoltaica, generación distribuida, respaldo energético, continuidad del servicio, viabilidad económica.		

RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):
La Facultad de Arquitectura de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil presenta una alta dependencia del suministro eléctrico convencional y no dispone de un sistema de respaldo que asegure la continuidad de sus actividades académicas ante interrupciones de la red. En respuesta a esta necesidad, el estudio propone un sistema fotovoltaico interconectado con respaldo híbrido para cargas críticas. La metodología comprendió el levantamiento de la infraestructura eléctrica, la caracterización de la demanda, la evaluación del recurso solar, el dimensionamiento del arreglo y el análisis técnico-económico. La propuesta considera 318 módulos de 600 Wp, equivalentes a 190,8 kWp, instalados sobre una losa de 1.088 m² y distribuidos en 15 filas. La soportería requiere, como cantidades netas, 60 grapas finales, 606 grapas medias, 30 conectores de puesta a tierra, 666 grapas L, 150 rieles de aluminio de 6 m y 120 uniones de riel. El respaldo de la carga crítica se complementa con un inversor híbrido de 10 kW y 16 baterías de gel de 12 V y 200 Ah. Mediante el cálculo analítico se estima una producción de 260.740 kWh al año. Con una inversión preliminar de USD 126.989,36, el sistema generaría un ahorro bruto aproximado de USD 24.770,27 durante el primer año, alcanzando la recuperación de la inversión en 5,89 años, un valor actual neto de USD 63.669,69 y una tasa interna de retorno del 16,37 %. Los resultados indican que la propuesta es técnica y económicamente viable de manera preliminar; sin embargo, su implementación requiere validar el diseño estructural, la configuración de inversores, la generación energética y los precios definitivos mediante estudios de detalle y cotizaciones actualizadas.

ADJUNTO PDF:	☒ SI	☐ NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	**Teléfono:** +593 962560733	E-mail: rangel.garcia@cu.ucsg.edu.ec
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (C00RDINADOR DEL PROCESO UTE):	**Nombre:** Bohórquez Escobar, Celso Bayardo	
	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):	