

**UNIVERSIDAD CENTRAL
VICERRECTORÍA ACADÉMICA**

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

**DISEÑO HÍBRIDO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN
CORRIENTE DIRECTA PARA RADIO BASES Y SISTEMAS DE
TELECOMUNICACIÓN**

**MODALIDAD DE TESIS PARA OPTAR POR EL GRADO DE LICENCIATURA EN INGENIERÍA
CON ÉNFASIS EN ELECTROMECÁNICA**

**ESTUDIANTE
DAVID ALONSO VALVERDE AGÜERO**

**PROFESOR TUTOR
Óscar Meza Guzmán**

**SEDE CENTRAL, COSTA RICA
Julio, 2025**

Contenido

1.1	DEDICATORIA.....	7
1.2	AGRADECIMIENTO	8
1.3	RESUMEN	9
CAPÍTULO I	10	
PROBLEMA	10	
1.1	PLANTEAMIENTO	11
1.2	OBJETIVO GENERAL	13
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
1.4	JUSTIFICACIÓN	14
1.5	ANTECEDENTES	15
1.6	PROYECCIONES	28
a)	ALCANCES	28
CAPÍTULO II	30	
MARCO TEÓRICO.....	30	
2.1	MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA	31
a)	<i>Sistema fotovoltaico de generación</i>	32
(i)	Recurso solar.....	32
(ii)	Efecto Fotovoltáico	35
(iii)	Descripción del arreglo fotovoltaico	35
(iv)	Amperios hora.....	36
(v)	Componentes del arreglo fotovoltaico	36
(vi)	Eficiencia de un Sistema fotovoltaico.....	39
(vii)	Curva corriente-tensión	39
(viii)	STC (Standard Test Conditions)	40
(ix)	Arreglos fotovoltaicos en serie.....	41
(x)	Arreglos fotovoltaicos en paralelo	42
(xi)	Cajas de combinaciones para conexiones	43
(xii)	Análisis de sitio.....	44
(xiii)	Montaje de los paneles solares	44
(xiv)	Sistema de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos	45
(xv)	Metodología de cálculo.....	46
b)	<i>Motor de combustión interna</i>	51
(i)	Criterios para selección del motor diésel.....	53
c)	<i>Generadores Eléctricos</i>	55
(i)	Principios eléctricos	55
(ii)	Principios de funcionamiento de los generadores	58
(iii)	Sistema de excitación	61
(iv)	Criterios para selección del Generador	67
d)	<i>Controlador Máster DSE7450</i>	72
(i)	Criterio de selección.....	74
e)	<i>Baterías de iones de litio</i>	74
f)	<i>Microhub</i>	77
CAPÍTULO III	78	
MARCO METODOLÓGICO	78	

3.1	ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN	79
3.2	MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN	79
3.3	FUENTES DE INFORMACIÓN.....	80
3.4	VARIABLES O UNIDADES DE ANÁLISIS	81
3.5	INSTRUMENTOS.....	81
3.6	PROCESO DE RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS.....	81
3.7	CICLO DE VIDA DEL PROYECTO	82
3.8	PLANIFICACIÓN DEL TIEMPO Y CONTROL DE PROYECTOS	85
3.9	GESTIÓN DEL CRONOGRAMA DEL PROYECTO.....	86
CAPÍTULO IV 95		
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		95
4.1	CÁLCULOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	96
4.2	RECÁLCULO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ZONA DE MENOR RADIACIÓN.	111
4.3	CÁLCULO DE SISTEMA DE GENERACIÓN TÉRMICA	115
4.4	UNIDAD DISTRIBUIDORA Y RECTIFICADORA	127
CAPÍTULO V 133		
ANÁLISIS DE RETORNO DE INVERSIÓN		133
CAPÍTULO VI 135		
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		135
6.1	CONCLUSIONES	136
6.2	RECOMENDACIONES.....	137
CAPÍTULO VII 140		
ANEXOS 140		
7.1	ANEXO A. FICHAS TÉCNICAS.....	141
(i)	Fichas técnicas de las baterías de litio.....	141
(ii)	Fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos.....	143
(iii)	Ficha técnica del controlador de carga MPPT	145
(iv)	Ficha técnica caja de combinaciones.....	146
(v)	Ficha técnica del inversor.....	147
(vi)	Ficha técnica del generador eléctrico.....	149
(vii)	Ficha técnica del motor	151
(viii)	Ficha técnica del tanque de combustible.....	154
(ix)	Ficha técnica de fibra mineral	157
(x)	Ficha técnica de planta rectificadora	159
7.2	ANEXO B. TABLAS DEL CÓDIGO ELÉCTRICO	161
(i)	Tabla de conductores para cableados al aire libre	161
(ii)	Tabla de Conductores puestos a tierra	162
(iii)	Tabla de calibre mínimo de conductores de puesta a tierra	163
7.3	ANEXO C. PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	164
7.4	ANEXO D. PLANOS CONSTRUCTIVOS Y DIAGRAMA UNIFILAR	172
(i)	Distribución de solución.....	172
(ii)	Plata de distribución de equipos	173
(iii)	Isométrico	174
(iv)	Elevación derecha	175
(v)	Elevación frontal	176

(vi)	Elevación izquierda.....	177
(vii)	Elevación posterior.....	178
(viii)	Detalle de equipos.....	179
(ix)	Diagrama unifilar	180

Índice de Tablas

Tabla 1	Regulación de gases contaminantes por EU Stage III A.....	55
Tabla 2	Valores para el primer número IP	70
Tabla 3	Valores para el segundo número IP	71
Tabla 4.	Unidades de análisis.....	81
Tabla 5	Actividades para la ejecución de una ruta crítica.....	88
Tabla 6	Resumen de ruta crítica.....	92
Tabla 7	Cargas del sistema.....	97
Tabla 8	Guía resumen de cargas eléctricas.	99
Tabla 9	Guía resumen del dimensionamiento del banco de baterías.	103
Tabla 10	Guía resumen de dimensionamiento de módulos fotovoltaicos zona de alta radiación solar.	106
Tabla 11	Guía resumen de la selección del controlador de carga zona alta radiación solar.	108
Tabla 12	Guía resumen de selección del inversor.....	110
Tabla 13	Guía resumen de dimensionamiento de módulos fotovoltaicos zona de baja radiación solar.	113
Tabla 14	Guía resumen de la selección del controlador de carga zona baja radiación solar.	114
Tabla 15	Resumen de cargas del generador eléctrico.	117
Tabla 16	Datos consumo de combustible del motor de combustión seleccionado.	122
Tabla 18	Análisis de paneles vs horas pico de sol	131
Tabla 19	Retorno de inversión para compañía fabricante del sistema.....	134

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Gráfica de generación eléctrica con energías renovables y no renovables en Centroamérica	16
Ilustración 2 Diagrama causa raíz para desarrollo de proyectos de telecomunicaciones en zonas aisladas. Elaboración propia, 2025.....	18
Ilustración 3 Trayectoria solar.....	32
Ilustración 4 Ángulo de azimut	33
Ilustración 5 Ángulo de altitud.....	34
Ilustración 6 Ángulo de inclinación	34
Ilustración 7 Descripción del arreglo fotovoltaico.....	36
Ilustración 8 Panel, módulo y celda fotovoltaica.	38
Ilustración 9 Corrección de voltaje por temperatura.	38
Ilustración 10 Corrección de corriente por radiación solar.	39
Ilustración 11 Curva corriente- tensión.....	40
Ilustración 12 Arreglo fotovoltaico en serie.....	41
Ilustración 13 Arreglo fotovoltaico en paralelo.	42
Ilustración 14 Cajas de combinaciones para conexiones.	43
Ilustración 15 Montaje de los paneles solares.	45
Ilustración 16 Motor Diésel.....	52
Ilustración 17 Átomo de cobre.	56
Ilustración 18 Rectificación de la corriente.....	57
Ilustración 19 Principio de funcionamiento de los generadores.	59
Ilustración 20 Despiece de generador moderno.	60
Ilustración 21 Rectificación de media onda	60
Ilustración 22 Rectificación de onda completa	61
Ilustración 23 Estator de excitación.	62
Ilustración 24 Rotor de excitación	63
Ilustración 25 Conjunto rectificador.	64
Ilustración 26 Placa rectificadora	64
Ilustración 27 Rotor principal	65
Ilustración 28 Estator principal.	66
Ilustración 29 Regulador automático de voltaje.....	67
Ilustración 30 Ejemplo modelo de una designación IP	71
Ilustración 31 Diagrama de conexiones del controlador máster.	73
Ilustración 32 Batería de iones de litio.....	75
Ilustración 33 Ciclo de vida de proyecto.....	82
Ilustración 34 Nivel de interacción de los grupos de procesos	85
Ilustración 35 Transición del estado de una organización a través de un proyecto	85
Ilustración 36 Contexto de iniciación del proyecto.....	86
Ilustración 37 Diagrama de Gannt	87
Ilustración 38 Ejemplo de especificaciones de las tareas.....	89
Ilustración 39 Diagrama de ruta crítica del proyecto	91
Ilustración 40. Diagrama de bloques del sistema híbrido. (elaboración propia 2025).....	93
Ilustración 41 Microhub de conexiones	96

Ilustración 42 Hora sol pico diaria promediada anualmente, Santa Cruz Guanacaste, Fuente: elaboración propia basada en datos PVGIS – Comisión Europea, JRC.....	105
Ilustración 43 Hora sol pico diaria promediada anualmente, Zarcero Alajuela, Fuente: elaboración propia basada en datos PVGIS – Comisión Europea, JRC.	111
Ilustración 44. Diagrama de bloques del sistema híbrido. (elaboración propia 2025).....	116
Ilustración 45 Alusión del generador eléctrico	118
Ilustración 46 Alusión del motor de combustión	119
Ilustración 47 Factores de emisiones para tipos de combustibles.	121
Ilustración 48 Coeficientes de absorción sónica.	125
Ilustración 49 Alusión de planta rectificadora.	128
Ilustración 50 Generación fotovoltaica vs demanda.	130
Ilustración 51 Set point del panel de control DSE 7450.	132

1.1 Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi madre Hazel Agüero Hernández y a mi padre Miguel Valverde Camacho, quienes desde el inicio de mi carrera me han apoyado, me han brindado el cariño y me han dotado de paciencia suficiente para salir adelante y mantener el deseo y la visión de ser una persona profesional.

De igual forma, dedico este trabajo a mi esposa, quien siempre ha estado presente y me ha brindado las mejores atenciones para sentirme cómodo en este proceso.

Sin duda alguna, cuento con personas inspiradoras en mi vida.

1.2 Agradecimiento

En primer lugar, agradezco a Dios por mantenerme siempre con salud y con disposición para concluir mis estudios y ser una persona de bien.

También, agradezco a mi familia por comprenderme en los momentos que no pude compartir mucho tiempo con ellos debido al esfuerzo que me demandaban mis estudios universitarios y mis actividades laborales; sin ellos nada de esto sería posible.

A la vez, extiendo un sincero agradecimiento a los compañeros de carrera con quienes he compartido este hermoso periodo de preparación profesional; gracias por los momentos vividos dentro y fuera de clases y por cada criterio que se pudo debatir.

Finalmente, agradezco a los profesores de carrera de la Universidad Central, por cada conocimiento transmitido que hoy me hacen un profesional con valores éticos. Especialmente, doy gracias a mi profesor tutor de tesis que de manera amable y con mucha disposición me ha brindado la guía necesaria para concluir mis investigaciones.

1.3 Resumen

La presente investigación se centra en el diseño de un sistema híbrido de generación eléctrica en corriente directa para radio bases y equipos de telecomunicaciones en zonas rurales de Centroamérica. En este sentido, su objetivo general es desarrollar, en cuatro meses, una solución autónoma y de bajo impacto ambiental que combine módulos fotovoltaicos, un generador diésel de respaldo y baterías de ion-litio, coordinados por un controlador maestro para asegurar la continuidad de servicio.

Luego, sustentada en la sinergia entre fuentes renovables y térmicas, la línea teórica adopta estándares internacionales de eficiencia energética para telecomunicaciones. El enfoque es aplicado-cuantitativo; el método, alineado con PMBOK, integra dimensionamiento eléctrico, simulaciones bajo escenarios de alta y baja irradiancia y análisis técnico-económico-ambiental.

Además, participan dos sitios piloto costarricenses que representan los extremos del recurso solar: Santa Cruz (Guanacaste) con irradiancia alta y Zarcero (Alajuela) con irradiancia baja. La carga y las variables climáticas se monitorean durante seis meses para validar las simulaciones.

La conclusión principal refiere que gracias al autoconmutador DSE 7450, el esquema híbrido reduce 1 571 kg de CO₂ diarios respecto a una solución exclusivamente térmica y mantiene su desempeño, añadiendo solo 1,3 kW de paneles en zonas menos soleadas. Por su parte, la recomendación clave es instalar un motor diésel Tier 4 Perkins 1204J-E44TTAG, un generador Stamford UCI 224 F y recubrir acústicamente el gabinete con materiales anticorrosivos, lo cual garantiza durabilidad y bajo nivel de ruido.

CAPÍTULO I

Problema

1.1 Planteamiento

En la actualidad, la implementación de nuevas redes de telecomunicación en zonas remotas representa un desafío técnico significativo para los proveedores de tecnología. Estas regiones, en muchos casos, carecen de acceso a fuentes confiables de energía eléctrica o dependen de motores primarios, cuya calidad y tipo difieren ampliamente de los estándares modernos. Esta problemática es particularmente evidente en países como Guatemala, donde las inestabilidades del sistema eléctrico dificultan el funcionamiento continuo y eficiente de infraestructuras críticas como las radio bases y sistemas de comunicación.

En este contexto, la empresa costarricense Data Center Consultores, con operaciones en Panamá, Perú y Colombia, se ha posicionado como un referente regional en la provisión de soluciones tecnológicas para centros de datos y sistemas críticos. Su modelo de negocio, basado en soluciones "llave en mano", ha sido exitosamente probado en Centroamérica y ha ganado aceptación por parte de operadores que valoran la calidad y la personalización del servicio.

Sin embargo, la empresa enfrenta hoy un nuevo reto estratégico: desarrollar un sistema de generación híbrido capaz de recibir energía de distintas fuentes (renovables y convencionales) y convertirla en corriente directa, para alimentar infraestructuras de telecomunicación ubicadas en zonas apartadas o con baja estabilidad eléctrica. Esta necesidad ha sido identificada por el propio mercado, tanto a nivel nacional como regional, donde se demanda una alternativa energética que combine sostenibilidad, confiabilidad y adaptabilidad a condiciones geográficas y técnicas variables.

Actualmente, no existen soluciones estandarizadas que respondan eficazmente a este tipo de requerimientos. El denominado "Producto A" propuesto no se ajusta a ninguna categoría convencional y carece de una comunidad de usuarios o normas que

respalden su tipo específico de conversión y uso de energía. Esta falta de soluciones adaptables limita severamente el despliegue de redes de telecomunicaciones en regiones montañosas, selváticas o de difícil acceso.

Por tales razones, el desarrollo de un sistema de generación de corriente continua híbrida no solo responde a una necesidad inmediata del mercado, sino que permitiría a Data Center Consultores ampliar su portafolio con un producto innovador y de alto impacto. Una vez completadas las etapas de diseño, validación y pruebas, esta solución podría convertirse en un estándar de referencia para proyectos de telecomunicaciones en condiciones extremas, aportando valor tanto en términos comerciales como en sostenibilidad y cobertura tecnológica regional.

Ahora bien ¿Cómo diseñar un sistema híbrido de generación eléctrica en corriente directa, que combine energía fotovoltaica y térmica, capaz de garantizar un suministro confiable, eficiente y sostenible para radio bases y sistemas de telecomunicaciones en zonas remotas o con baja estabilidad eléctrica?

Si se diseña un sistema híbrido de generación eléctrica en corriente directa que combine tecnología fotovoltaica, generación térmica y almacenamiento en baterías de iones de litio, entonces es posible garantizar un suministro eléctrico confiable, eficiente y sostenible para radio bases y sistemas de telecomunicación en zonas remotas o con baja estabilidad eléctrica.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema de generación de electricidad, de bajo impacto ambiental, autónomo, híbrido, de tecnología fotovoltaica y térmica, aplicable en proyectos de telecomunicaciones, en un plazo de ejecución de 4 meses.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diseñar un sistema de generación eléctrico, capaz de seleccionar el modo de funcionamiento según las condiciones ambientales, a partir de lo cual lograr una operación autónoma.
- Evaluar el desempeño del sistema en un ambiente simulado, en dos localizaciones específicas de pruebas: una en la que exista mucha radiación solar y otra con baja radiación solar, determinando la influencia del recurso solar en los diseños.
- Estimar el impacto ambiental potencial de la solución tecnológica propuesta, mediante un análisis comparativo de emisiones de gases contaminantes entre el sistema híbrido diseñado y los sistemas convencionales basados en combustibles fósiles, utilizando datos técnicos y literatura especializada.
- Analizar de manera preliminar los costos de implementación del sistema híbrido propuesto, considerando componentes principales, escalabilidad y mantenimiento, con el fin de valorar su viabilidad económica frente a soluciones tradicionales.

1.4 Justificación

La presente investigación propone el diseño de un sistema híbrido de generación eléctrica en corriente directa, orientado a alimentar radio bases y sistemas de telecomunicación en zonas remotas o con baja estabilidad eléctrica. Por ende, se investigará el desarrollo de una solución energética adaptable, que combine fuentes renovables y convencionales, para garantizar el suministro confiable y eficiente de energía en contextos donde la red eléctrica es limitada o inexistente.

El proyecto se llevará a cabo mediante un enfoque de diseño técnico que incluye análisis de requerimientos del entorno, selección de tecnologías apropiadas, integración de componentes y validación funcional del prototipo en condiciones simuladas. Esta metodología asegura un desarrollo riguroso, práctico y alineado con las necesidades del sector.

Por su parte, la conveniencia de la investigación radica en su potencial para ofrecer una alternativa energética sustentable y confiable a operadores de telecomunicaciones que buscan expandirse hacia regiones rurales o de difícil acceso, donde las soluciones tradicionales no son viables. En términos sociales, el proyecto contribuye a reducir la brecha digital y a mejorar la conectividad, con impactos positivos en educación, salud, seguridad y desarrollo económico local.

Las implicaciones prácticas son directas: al implementar este tipo de sistema se mejora la autonomía operativa de infraestructuras críticas, lo cual reduce costos logísticos y dependencia de combustibles fósiles. Desde el punto de vista teórico, la investigación aporta conocimiento sobre la integración de tecnologías híbridas y la gestión eficiente de energía en corriente continua, en un campo donde la documentación aún es limitada.

Metodológicamente, el proyecto representa un modelo replicable para futuras investigaciones relacionadas con energías alternativas aplicadas a sistemas críticos. Su

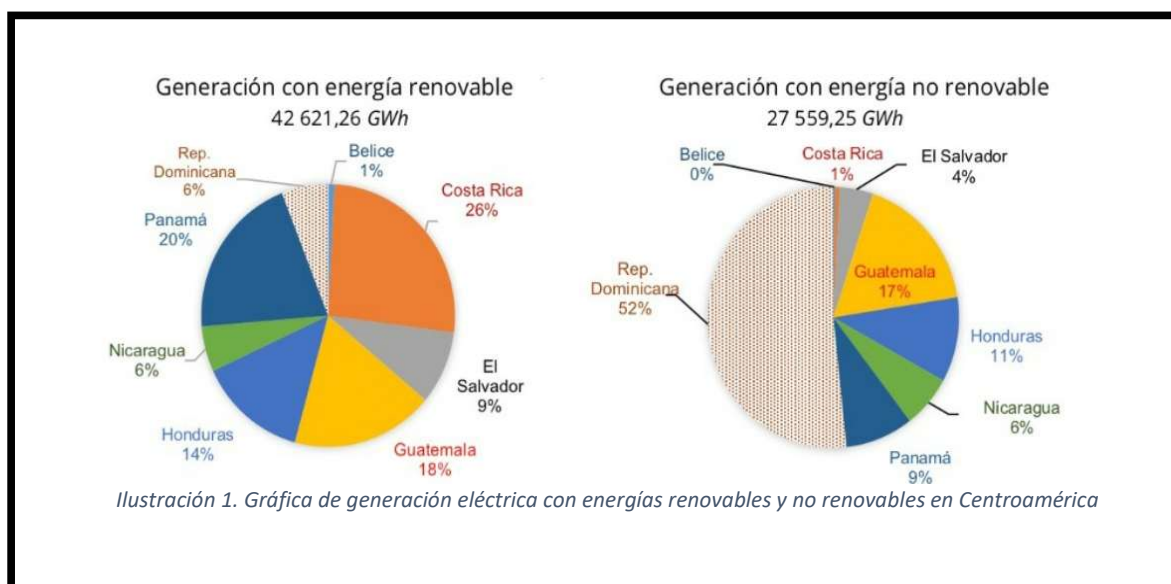
pertinencia se justifica por la creciente demanda regional de soluciones energéticas adaptadas a entornos complejos, y su viabilidad está respaldada por la experiencia técnica y operativa de la empresa proponente, así como por la disponibilidad de tecnologías y herramientas necesarias para su desarrollo.

1.5 Antecedentes

Actualmente, a nivel de la región centroamericana existe un problema relacionado con la inestabilidad del fluido y la distribución eléctrica en cada uno de los países, lo cual repercute negativamente y de forma directa en el crecimiento tecnológico de los países.

Antes bien, se debe aclarar que Costa Rica es el país centroamericano con mayor cobertura de energía eléctrica en su territorio y con una de las redes eléctricas más estables de América. Según datos del DOCSE, la cobertura nacional supera el 98 % de su territorio. Sin embargo, esto no es la realidad de otros países como Guatemala, que tiene un desequilibrio con zonas por debajo del 40 % de cobertura eléctrica.

La problemática en la región no solo abarca lo mencionado, dado que existen problemáticas más severas como es la generación térmica o con combustibles fósiles. En este sentido, Panamá es el país que encabeza la lista con la peor cifra de generación con fuentes renovables y energías limpias. Al respecto, cabe destacar nuevamente la participación de Costa Rica, país que se encuentra por debajo del 1 % de generación térmica, según datos proporcionados por las estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de Integración Centroamericano (SICA), emitido por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).



Fuente: elaboración propia, 2025. De manera que, Costa Rica no solamente es el país de la región con mayor generación de energías renovables, sino el país con mayor cobertura de energía eléctrica en su territorio y el que produce más energía eléctrica de toda la región.

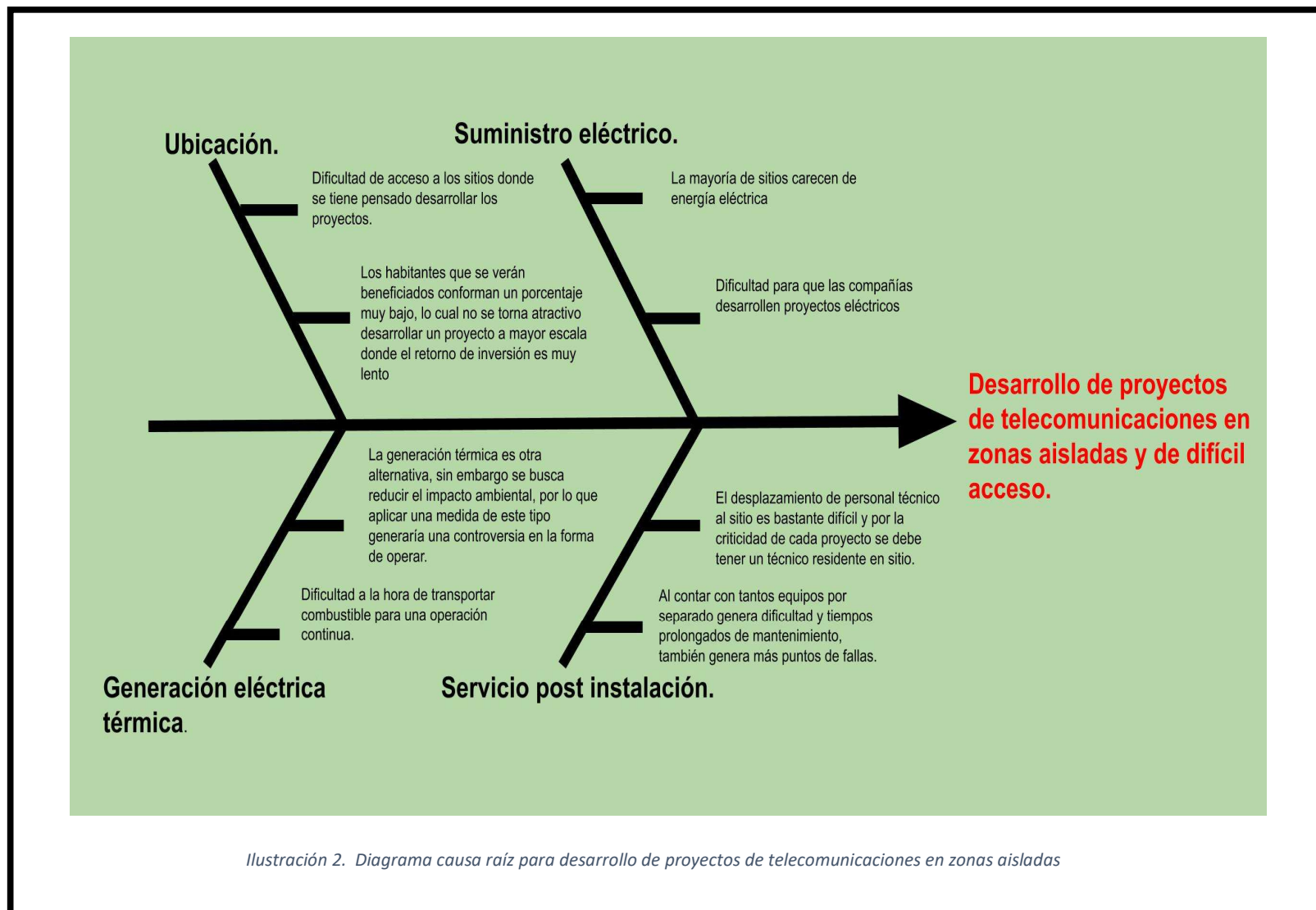
Ahora bien, dada la problemática expuesta, muchas de las empresas de telecomunicaciones se enfrentan a un reto, el cual consiste en la dificultad de ampliar la industria a lo largo y ancho de cada país. Tal situación genera que un porcentaje importante de habitantes no tengan la capacidad de tener acceso a fuentes informáticas esenciales para el desarrollo de cualquier región, como lo son el internet y la televisión.

Además, situaciones como la carencia de suministro eléctrico y la localización de los proyectos por desarrollar son los principales factores que originan esta problemática. Esta realidad es difícil de solventar para las empresas encargadas de la distribución eléctrica, ya que no es rentable desarrollar un proyecto de distribución eléctrica en una zona donde los habitantes por Km² no supera muchas veces las 50 personas. Las razones pueden explicarse, puesto que, dentro del sector eléctrico, es más económico

proveer electricidad a poblaciones más densas (habitantes / área del territorio) respecto a las que son menos densas. También, financieramente se obtienen mayores tasas de ganancias y menores periodos de retorno de los capitales que se invierten, maximizando con esto dicha inversión.

Por lo anteriormente expuesto, en estas regiones geográficas parece que conviven dos tipos de sociedades: por un lado, las que cuentan con acceso a la energía eléctrica y por ende a servicios tecnológicos; y, por otro lado, las que carecen de este importante recurso energético y tienen dificultad de abastecerse por su precio final de adquisición.

En la siguiente figura se mostrará un diagrama causa raíz de la problemática señalada.



Fuente: elaboración propia, 2025.

En el artículo “Analysis of a solar PV/battery/DG set-based hybrid system for a typical telecom load: a case study” (Siddiqui, 2015) se examina la viabilidad técnica y económica de un sistema híbrido que combina paneles fotovoltaicos, baterías y generador diésel en una estación de telecomunicaciones en Doha, Qatar. El objetivo es diseñar, simular y evaluar en HOMER Pro un sistema híbrido capaz de proporcionar la carga típica de telecomunicaciones, que oscila entre 2 y 3 kW de promedio, con picos en la demanda, utilizando datos reales de irradiancia solar de 5.33 kWh/m²/día y variables de consumo.

Así pues, los autores desarrollaron un modelo con la esperanza de lograr un buen equilibrio entre recursos renovables y diésel, con lo cual se garantiza la fiabilidad y la autonomía de las baterías y generadores DG, así como la inclusión de módulos fotovoltaicos. El sistema híbrido logró reducir el uso de generador diésel en un 60 %, con la energía solar, representando el 40 % de la carga, además de mejorar el costo total de funcionamiento del sistema (NPC) en comparación con un sistema que utiliza únicamente generador diésel.

Desde el punto de vista técnico, el generador se enciende únicamente cuando la radiación solar es extremadamente baja y el consumo es particularmente alto. La batería se encarga de absorber los excedentes solares, con lo cual se prolongan los ciclos de vida y se reduce el mantenimiento.

Sumado a ello, económicamente se observó una reducción en el NPC de aproximadamente 150,000 USD en comparación con la solución que solo utiliza generador diésel, además de una disminución significativa en las emisiones de CO₂. Las conclusiones destacan que un sistema inteligente de paneles fotovoltaicos, baterías y generador diésel no solo genera datos fiables, sino que se presenta como una solución económica para estaciones de telecomunicaciones en áreas de alta irradiancia. Se ha establecido al menos un prototipo de base de radio fuera de la red utilizando este sistema.

De igual forma, el propósito en el estudio “Simulación y optimización de un sistema de generación eléctrica híbrido fotovoltaico (FV)/diésel con almacenamiento de energía

y control supervisado para un sitio de Estación Transceptora de Base (BTS) en Nigeria rural” (Ani & Onyeka, 2014) fue examinar una BTS rural en Anambra, Nigeria, que tenía una carga anual de 254 kWh/día.

Así pues, utilizando HOMER, el objetivo era producir un sistema de generación de energía “híbrido” optimizado que, por un lado, pudiera satisfacer las cargas diarias con alta fiabilidad y con la menor cantidad posible de combustibles fósiles y, por otro lado, emitir la menor cantidad posible de dióxido de carbono. Clasificado por datos de insolación promedio de 4.92 kWh/m²/día, se analizaron una serie de configuraciones diferentes y se añadió a esto un controlador supervisado que enfatizaba el uso de energía solar y la batería. Solo cuando fuera absolutamente necesario se pondría en funcionamiento la generación distribuida (DG). De esta forma, con ahorros de 3.3 millones de USD en comparación con el modelo solo diésel, el costo nivelado de energía (NPC) se redujo en alrededor del 20 %, y las emisiones se recortaron en 83.6 toneladas anualmente.

A diferencia del estudio anterior, este sistema revisado ahora equilibra con éxito picos pequeños y frecuentes en la demanda bajo el control de la DG y grandes picos (ya sea del banco o de FV) juntos. Luego, al aplicar supervisión a su arquitectura, el sistema no solo ofrece mayor eficiencia, sino que también alarga la vida útil del equipo. En conclusión, el híbrido con control de este diseño aquí descrito es más rentable y sostenible que los tipos anteriores sin esa supervisión y puede ser fácilmente replicado en otros sitios de telecomunicaciones rurales (Ani & Onyeka, 2014).

Seguidamente, en el artículo “Evaluación Técnica de un Sistema Híbrido PV-Diésel con Almacenamiento de Energía: Estudio de Caso en la Reserva Extractiva Tapajós-Arapiuns, Amazonas, Brasil” (Costa & Villalva, 2020), se examina en detalle un informe técnico sobre la combinación de sistemas de energía fotovoltaica y diésel en un entorno remoto y complejo: una reserva amazónica extractivista que carece de suministro eléctrico. Además, las comunidades, escuelas y centros de salud dependen de sus propios recursos limitados para satisfacer necesidades básicas.

El objetivo principal del estudio fue evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de un sistema PV-batería-diésel con irradiancia moderada ($4.5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$) y para cargas comunitarias diarias variables. El resultado fue una propuesta optimizada que obtiene el 85.6 % de la energía de la PV, con el generador diésel cubriendo el 14.4 % restante. Por lo tanto, se ideó un sistema confiable y flexible que también es capaz de reducir emisiones.

Por su parte, la Estrategia de Despacho “seguimiento de carga” prioriza la PV, utiliza la batería para amortiguar las fluctuaciones de carga y solo inicia el generador diésel cuando es realmente necesario. El resultado es una reducción en las horas de operación, costos de mantenimiento y desgaste. Económicamente, el modelo mostró una caída significativa en el costo nivelado de energía (COE, alrededor de USD $0.214/\text{kW}$) en comparación con el diésel exclusivo. Además, con un Costo Presente Neto (NPC) competitivo al del diésel exclusivo. Las conclusiones enfatizan fuertemente que en contextos remotos con demanda fluctuante y difícil acceso a la red, un sistema bien dimensionado de PV-diésel-batería puede garantizar no solo la continuidad operativa utilizando recursos locales, sino también que es una solución sostenible y escalable.

Más adelante, en “Analysis of a solar PV/battery/DG set-based hybrid system for a typical telecom load: a case study” (Siddiqui, Ayob, Bin Arif & Khursheed, 2015) se describe una experiencia para un mercado de un sitio de telecomunicaciones en Doha, un sistema de batería de generación de energía y un sistema híbrido fotovoltaico-diésel para conectar que tiene un promedio de 3 kW. La estación de telecomunicaciones tiene como objetivo principal probar y evaluar el costo-beneficio de las economías parciales generadas por los trabajos del generador diésel.

De forma que, al utilizar niveles de irradiancia anual promedio de $5.33 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ y perfiles de carga horarios, el modelo encuentra que el generador diésel puede reducir su consumo en un 60 % y proporcionar un 40 % de energía a partir de PV, lo cual reduce el OPEX total, las emisiones y el desgaste de la maquinaria. Finalmente, el informe financiero indicó un ahorro sustancial en los costos de NPC; es decir,

aproximadamente \$150.000 menos que para motores diésel blancos puros por kg y huellas de CO₂ más pequeñas.

En síntesis, los híbridos son valiosos para las telecomunicaciones. En esta línea, las conclusiones afirman que el sistema sugerido de suministro eléctrico, en redes puramente fuera de la red, se puede implementar y es confiable; además, reduce costos y emisiones. También, sirve como un fundamento técnico para bases de radio DC/DC que desean prescindir de combustibles fósiles y buscar negociaciones óptimas con recursos renovables a cargo de su producción y mantenimiento constante.

Ahora bien, en el trabajo titulado “Evaluación de sistemas térmicos y fotovoltaicos solares en tres plantas de procesamiento de lácteos en la región Huetar Norte, Costa Rica” (Guzmán-Hernández et al., 2020), el tema de la utilización de la energía es realmente uno de esos prácticamente resueltos, mientras que en las plantas se refiere que el proceso de pasteurización y esterilización requiere entre 160 y 215 L/día de agua caliente a ± 70 °C, lo cual es una carga energética bastante estresante y costosa.

El objetivo del proyecto fue llevar a cabo la evaluación de la eficiencia energética, económica y ambiental de los sistemas termosolares y fotovoltaicos instalados, en comparación con el uso de sistemas convencionales que se basan en el uso de combustibles fósiles como fuente de energía en tres plantas del Tecnológico de Costa Rica (San Carlos), y definir la disminución en el consumo de energía y CO₂ que se puede lograr (Guzmán-Hernández et al., 2020). Para ello, se instaló un panel fotovoltaico de 2 kW, incluidos inversores, y un sistema térmico termosifónico con ocho colectores y respaldo eléctrico para registrar la electricidad producida, la calefacción y el consumo, así como los costos operativos y una estimación de las emisiones evitadas. La metodología consideró registros horarios de agua caliente, temperatura de entrada/salida, radiación solar y producción eléctrica, y modeló el consumo hacia un motor térmico de referencia. También, se incluyeron factores económicos como el ahorro en combustible y la facturación de electricidad, el retorno de la inversión, o incluso el beneficio comercial relacionado con la eco-certificación (Guzmán-Hernández et al., 2020).

Al respecto, los autores concluyeron que el sistema híbrido resultó en un ahorro energético general muy alto, ya que el sistema fotovoltaico pudo cubrir los requisitos eléctricos de los servicios auxiliares y proporcionó apoyo eléctrico para la generación térmica con un menor porcentaje de apoyo eléctrico, mientras que el sistema termosifónico cubrió una gran fracción de la demanda térmica diaria. De igual forma, se afirmó una reducción de >85 % en el consumo de no renovables, con costos operativos asociados más bajos y una reducción significativa de las emisiones de CO₂. El estudio de Guzmán-Hernández et al. (2020) también enfatiza la independencia energética que se ofrece a las plantas. Esto contribuyó a mejorar su competitividad y características más ecológicas, lo cual conllevó beneficios prácticos para la industria local.

Sumado a ello, en términos económicos se obtuvo una gran reducción en la factura energética: un ahorro del 60 % en costos de electricidad y combustibles fósiles. Las emisiones de gases de efecto invernadero se redujeron en un porcentaje similar, avanzando en los objetivos nacionales de descarbonización. También, enfatizaron el potencial para obtener certificaciones verdes para productos y para ingresar al mercado internacional con estrictos requisitos ecológicos (Guzmán-Hernández et al., 2020). Los autores concluyen que los sistemas híbridos de energía solar para servicios térmicos y eléctricos son una solución técnicamente viable, sostenible y económicamente atractiva para la agroindustria costarricense de manera competitiva. Además, se indica una ampliación (otras plantas en el país) e integración de más fuentes renovables (por ejemplo, biomasa o eólica) para lograr una mayor sostenibilidad.

Seguidamente, en la tesis titulada “Planta solar térmica híbrida para el secado de fibra de plátano instalada en la comunidad de El Jardín de Azarías, Sarapiquí, Costa Rica” (Instituto Tecnológico de Costa Rica, 2023) fue desarrollado por RERG TEC. El objetivo principal fue desarrollar, construir y evaluar un sistema híbrido entre un sistema de colectores solares térmicos y un sistema fotovoltaico con elementos convencionales,

para secar de manera eficiente la fibra de plátano, reducir el consumo de combustibles fósiles y mejorar la capacidad sostenible de la producción.

Las fases del trabajo incluyeron el cálculo de los requisitos térmicos del secador y el diseño del sistema térmico, lo cual abarcó la selección del tipo de colectores, su orientación y el área del colector. También, se llevó a cabo el dimensionamiento del subsistema fotovoltaico, lo cual incluyó la selección de paneles, inversores y baterías. La instalación se ejecutó en las instalaciones de la comunidad de El Jardín de Azarías (Sarapiquí) y se realizó una medición del rendimiento durante 12 meses en términos de producción de energía térmica y eléctrica, eficiencia de secado, calidad de la fibra, consumo comparativo con el secado tradicional y reducción de emisiones de CO₂.

Los resultados mostraron que el sistema térmico proporcionó entre el 65 % y el 75 % de la demanda diaria de energía del secador de fibra, con eficiencias térmicas promedio del 60 % durante las horas pico de irradiación solar. Con ello se logró un ahorro de diésel o gas de hasta el 80 % en comparación con sistemas convencionales. El subsistema fotovoltaico de 1,5 kW alimentó los controles, los ventiladores del secador y la estación de monitoreo remoto, alcanzando el 90 % de autonomía eléctrica de la red y proyectando una reducción de 3,5 toneladas de CO₂ por año.

Luego, en cuanto a las contribuciones a la sostenibilidad, se destacó su importancia para las poblaciones rurales. El uso del método de hilado en húmedo condujo a la producción de fibra seca con alto rendimiento general en procesamiento en húmedo, reducción de humedad residual ($\leq 12\%$), buena textura y la creación de un mercado valioso para productos premium (Instituto Tecnológico de Costa Rica, 2023).

El análisis económico reveló una tasa de rentabilidad interna (TRI) del 16 %, un VAN del orden de \$8,500 para una duración de 10 años y la recuperación de la inversión en siete años (con tipos de cambio actuales). La rentabilidad comercial del prototipo se evidenció, incluso, sin subvenciones incentivadoras.

Por último, en las conclusiones se afirmó que la combinación de solar térmico y fotovoltaico contribuye a ahorros de costos, reducción de emisiones y valor añadido competitivo a productos de tecnologías energéticas reemplazadas. La región se

posiciona como un centro industrial a través de pequeños y medianos productores, lo cual contribuye al dinamismo económico local y al beneficio social (Instituto Tecnológico de Costa Rica, 2023).

Este estudio se llevó a cabo basado en los ahorros en capacidad de generación y extensión de la red por la vida útil de los sistemas PVP, como se describe en “Uso de la Tecnología Solar en Actividades Agrícolas y de Telecomunicaciones”, un documento escrito por el Instituto Costarricense de Tecnología (TEC) (2018). Allí se presenta una descripción de un análisis técnico-social sobre la implementación de la energía solar (tanto térmica como fotovoltaica) en actividades productivas y de comunicación en el sector rural de la nación.

En esta línea, la fuente señala que el tema más importante es que el estudio retrata experiencias reales, donde comunidades sin una red eléctrica confiable han podido proporcionar a pequeñas agroindustrias y sistemas de radiocomunicación tecnologías solares híbridas. El objetivo principal del TEC fue diseñar e instalar soluciones descentralizadas para energía solar que apoyaran las actividades agrícolas (es decir, enfriamiento de leche y calentamiento de agua utilizada en el proceso de ordeño). Esto con el fin de mantener conectividad básica a través de radioteléfonos y repetidores con un mínimo de un panel fotovoltaico de baja potencia asociado a un acumulador térmico y respaldo convencional para ciertas áreas del país donde la luz solar directa no era continua (TEC, 2018).

Una de las acciones más representativas fue la implementación de sistemas fotovoltaicos autónomos de 60 a 90 Wp conectados a baterías, para la alimentación de repetidores de comunicación de comunidades indígenas que están dispersas por las montañas de Talamanca en el área de Chánguena, Buenos Aires, Puntarenas. Esto evitó el uso de combustible fósil para la comunicación por radio que anteriormente se realizaba con el apoyo de mulas y un ATV que transportaba combustible una vez al mes.

En definitiva, el trabajo muestra que esta tecnología no solo pudo mejorar la conectividad, sino que logró disminuir en gran medida el costo de operación y la huella ambiental, sirviendo como un gran precedente en el desarrollo de cualquier diseño de sistemas híbridos en el campo de las telecomunicaciones.

También, se estaban instalando colectores térmicos para generar agua caliente para su uso en procedimientos ganaderos; principalmente, en granjas sin gas licuado de petróleo (GLP) o energía eléctrica. Estas dos fuentes de energía térmica y eléctrica (TE) se operaron en paralelo, permitiendo a una familia utilizar la misma área para recolectar radiación solar, mientras satisfacía dos necesidades energéticas importantes. Otro aporte importante es el hecho de haber medido indicadores sociales, ya que las encuestas con los beneficiarios demostraron un 93 % de percepción de mejora en la calidad de vida bajo la premisa de que la energía ahora estaba permanentemente disponible para la radiocomunicación, evidenciando incluso que más allá del hecho de tener su simplicidad, su impacto fue transversal (TEC, 2018, p. 22).

Así las cosas, y desde un punto de vista técnico, la autonomía de la batería para telecomunicaciones era de 2-3 días utilizando controladores de carga tipo PWM (hoy se usaría MPPT), lo cual era suficiente para mantener el sistema funcionando, incluso en los períodos de lluvia. Eso no quiere decir que el suyo, necesariamente, se basaría en la misma arquitectura operativa (no se menciona corriente continua), pero todo el sistema parece funcionar en corriente continua y ser escalable y autónomo: dos atributos importantes para híbridos exitosos como los que se tiene en mente. El documento concluye que este tipo de tecnologías solares descentralizadas son viables para alcanzar la soberanía energética y la interconectividad en áreas remotas si se mantienen adecuadamente y cuentan con el apoyo de la comunidad.

Más adelante, en el documento titulado “Diseño de un Sistema de Respaldo Energético con Celdas Fotovoltaicas para la Reducción de la Huella de Carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos” de Castillo Méndez (2019), se explora un enfoque técnico profundo sobre el diseño, dimensionamiento y analizando la viabilidad económica de sistemas híbridos solares destinados a operar como respaldo energético en instalaciones críticas. La estructura y los objetivos del proyecto se alinean con los

requisitos que se tendrían para bases de radio en sitios remotos, a pesar de ser una planta hidroeléctrica. El objetivo era proporcionar a la estación de energía Baracewa una solución de respaldo energético en forma de celdas fotovoltaicas y almacenamiento en baterías, suficiente para satisfacer todas las cargas esenciales durante el mantenimiento o interrupciones del suministro eléctrico, sin recurrir a generadores diésel para asegurar la operación continua.

Al respecto, todo el sistema fue trabajado hasta la etapa de inversión completamente en cuadros de CC del banco de baterías utilizados. Luego, a partir de simulaciones con HOMER Pro, se añadieron bancos de baterías de ciclo profundo, controladores de carga MPPT, inversores de onda sinusoidal pura y protecciones adecuadas para completar el diseño.

El estudio comenzó con una verificación de la carga eléctrica de respaldo (promedio de 2.3 kWh por día), complementada con datos de radiación solar para Florencia, San Carlos, lo cual proporcionó una configuración base: 12 módulos de 270 Wp durante todo el año, conectados a un banco de baterías de 24 V y 600 Ah; las celdas podrían mantenerse a flote durante hasta tres días sin luz solar (Castillo Méndez, 2019).

Los sistemas con opciones de eliminación de combustibles fósiles pueden reducir significativamente el costo nivelado de la energía: en este caso, un sistema híbrido solar-diésel fue un 20 % más barato que el uso exclusivo de generadores diésel después de una falla en la red eléctrica, y también apuntó a una reducción anual de 1.62 toneladas de CO₂. En relación con esto, el autor señala que estos tipos de soluciones no solo son adecuadas para su uso en plantas hidroeléctricas, sino que, debido a su escalabilidad y modularidad, son igualmente apropiadas en sitios remotos con demanda energética intermitente o crítica, como subestaciones de telecomunicaciones, bases de información y estaciones meteorológicas. Asimismo, en el análisis económico, el proyecto devolvió una TIR del 15.2 por ciento con un tiempo de recuperación de menos de seis años, una cifra notable, porque significa que, incluso en ausencia de subsidios, es rentable instalar tales sistemas en tecnología fotovoltaica si solo se considera el mediano plazo actualmente. Aunque no se desarrolló un aspecto térmico en esta tesis directamente, el autor sugirió en las recomendaciones que una

carga térmica suplementaria podría ser utilizada como una fuente adjunta de tiempo de almacenamiento, como calentadores de agua solares.

1.6 Proyecciones

1. Obtención de un diseño detallado de un sistema híbrido de generación eléctrica en corriente directa, que combine tecnologías fotovoltaica y térmica, adaptado a las necesidades energéticas de radio bases y sistemas de telecomunicación en zonas remotas o con acceso limitado a la red eléctrica.

2. Desarrollo de un prototipo funcional simulado, capaz de operar de forma autónoma, eligiendo automáticamente la fuente energética más eficiente según las condiciones ambientales (irradiancia solar, temperatura, entre otras).

3. Generación de datos comparativos de desempeño energético en dos entornos distintos (alta y baja radiación solar), que permitan validar la versatilidad y eficiencia del sistema en escenarios contrastantes.

4. Cuantificación del potencial de reducción de emisiones contaminantes al utilizar la solución híbrida en lugar de sistemas convencionales basados en combustibles fósiles, mediante el uso de métricas ambientales y fuentes bibliográficas especializadas.

5. Propuesta técnica viable para su futura implementación, que pueda ser replicable o adaptable en otros proyectos de telecomunicaciones en zonas rurales o de difícil acceso en América Latina.

a) ALCANCES

El presente trabajo de investigación abarca el diseño de un sistema híbrido de generación eléctrica en corriente directa, destinado a alimentar radio bases y sistemas de telecomunicación en zonas con acceso limitado o inexistente a la red eléctrica

convencional. El sistema propuesto integrará tecnologías de generación fotovoltaica y térmica, priorizando un bajo impacto ambiental y una operación autónoma.

El estudio se centrará en:

- El desarrollo conceptual y técnico del diseño del sistema híbrido, incluyendo la selección de componentes, topología de conexión y criterios de operación según las condiciones ambientales.
- La simulación del comportamiento del sistema en dos escenarios de radiación solar diferenciada: uno con alta irradiancia y otro con baja irradiancia.
- El análisis comparativo de emisiones contaminantes generadas por el sistema híbrido frente a sistemas tradicionales alimentados por combustibles fósiles.
- La elaboración de una propuesta que permita valorar su viabilidad técnica, eficiencia energética y potencial de replicabilidad.
- Este proyecto no contempla la construcción física del sistema ni la implementación en campo real, ya que su ejecución se limita a la fase de diseño y simulación, enmarcada en un período de cuatro meses. No se incluyen análisis económicos detallados, estudios de impacto ambiental completos ni evaluaciones regulatorias o de normativas locales, aunque se utilizará información técnica y bibliográfica actualizada para fundamentar los criterios ambientales y de diseño.
- Este proyecto excluye el diseño estructural de las bases de montaje para el sistema fotovoltaico, así como el detalle del cableado en 48 VDC. Dichos elementos se consideran parte del suministro y soporte técnico ofrecido por el fabricante o proveedor de los paneles solares, quien cuenta con la capacidad y experiencia para dimensionar estos componentes conforme a las especificaciones del equipo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Marco teórico de referencia

Un sistema híbrido se puede definir como aquel que combina dos tecnologías de naturalezas diferentes, pero con un objetivo en común. El caso particular del diseño en el cual se trabaja se trata de un sistema de concepción híbrida que combina la tecnología fotovoltaica y la de generación térmica, con el objetivo en común de abastecer de energía, y de forma ininterrumpida a través de baterías de iones de litio, las cargas presentes.

En Centroamérica se han llevado a cabo varias investigaciones acerca de la generación híbrida, sin embargo, no se ha logrado encontrar hasta el momento una propuesta concreta que permita ser tomada en cuenta como una opción para solventar las problemáticas ya mencionadas a nivel de telecomunicaciones. Una característica de los países de Centroamérica ha sido la forma y el interés de aprovechar las energías renovables, dado que factores como la geografía los hacen privilegiados de poner en práctica estas tecnologías.

Actualmente, existen proyectos fotovoltaicos importantes para Costa Rica. Por ejemplo, el parque solar de Buenos Aires de Pocosal, con una cantidad de 19 000 paneles solares capaces de abastecer 5 mil familias de electricidad. También, al sur de Honduras existe un importante proyecto fotovoltaico, el más grande de Centroamérica, con una capacidad por encima de 140 MW de potencia. Al respecto, cabe destacar los proyectos de generación de Corn Island y San Juan Norte, en Nicaragua, que son proyectos de generación híbrida de corriente alterna y sistemas completamente aislados.

Por su parte, la energía térmica es muy común en la región, ya que, si bien no es utilizada de manera constante, es necesaria como forma de respaldo temporal en el momento de un corte de fluido eléctrico.

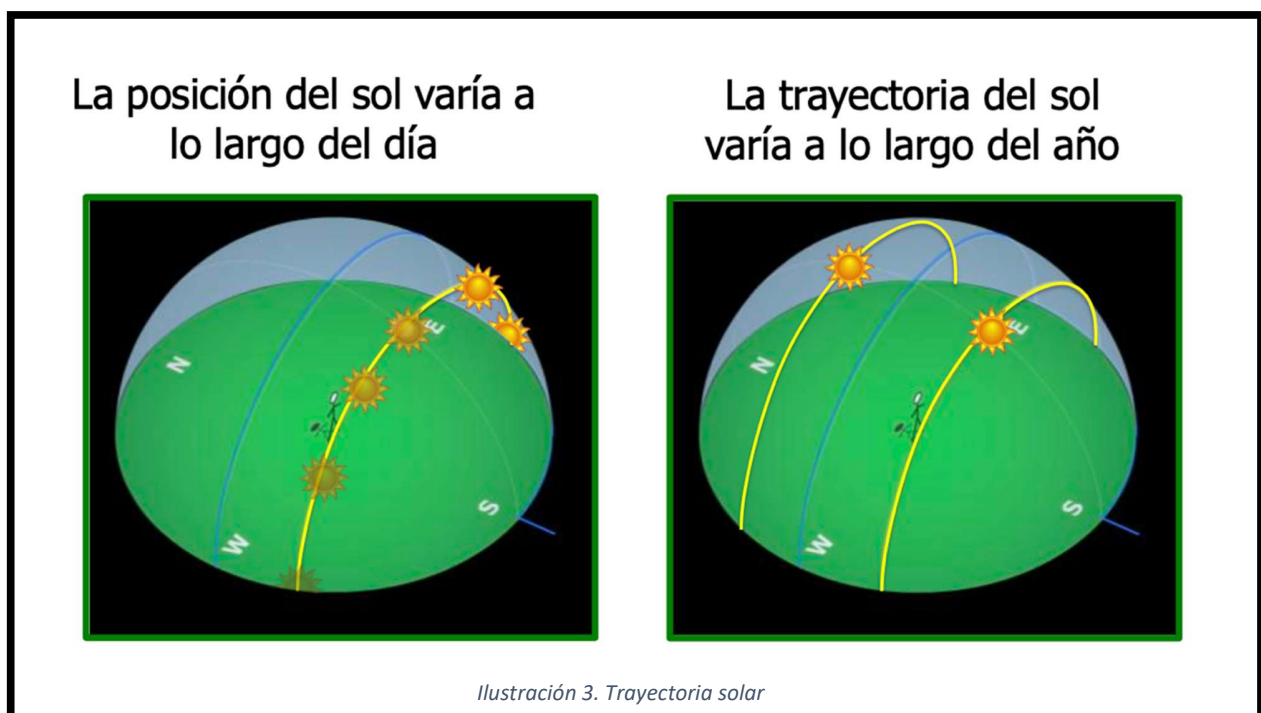
Por tal razón, más que ambicioso, es necesario elaborar un diseño que permita crear un sistema de generación híbrido en corriente directa para zonas aisladas en Centroamérica y no cabe duda de que se tienen los recursos necesarios en la región para lograrlo.

a) Sistema fotovoltaico de generación

(i) Recurso solar

“Es la energía radiante producida en el Sol, como resultado de reacciones nucleares de fusión que llegan a la Tierra a través del espacio en paquetes de energía llamados fotones (luz), que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre” (Aribilca & Orbezoza, 2010).

En relación con esto, la carta solar es un instrumento muy útil para comprender la trayectoria del sol según su latitud. Este instrumento indica la posición del sol a cualquier hora y fecha del año; es determinante para los sistemas fotovoltaicos y varía según cada latitud. De manera que, tomando como referencia el ecuador es necesario colocar todos los paneles que están en el hemisferio norte direccionados hacia el sur y viceversa.

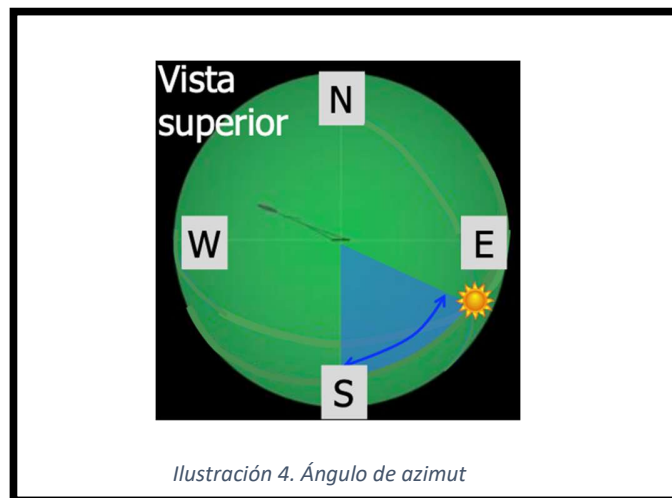


Fuente: elaboración propia, 2025.

Además, en el diseño de sistemas fotovoltaicos es preciso mencionar dos ángulos solares respecto a la tierra.

Ángulo de Azimut

El ángulo de Azimut es la posición solar en grados hacia el este u oeste del norte o sur verdadero.

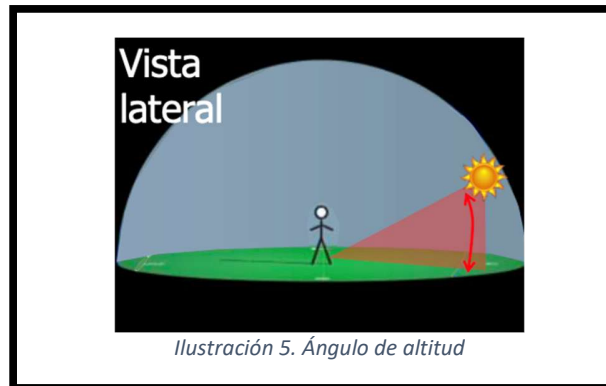


Fuente: elaboración propia, 2025.

Ángulo de altitud

Es la posición del sol en grados sobre el horizonte. En las ventanas solares ideales se espera tener acceso al recurso solar sin obstrucciones de 9 a.m. a 3 p.m. Si bien esto no es exigido por ninguna entidad, ha sido una guía general en la industria durante años, como el acceso mínimo que debe tener un arreglo fotovoltaico.

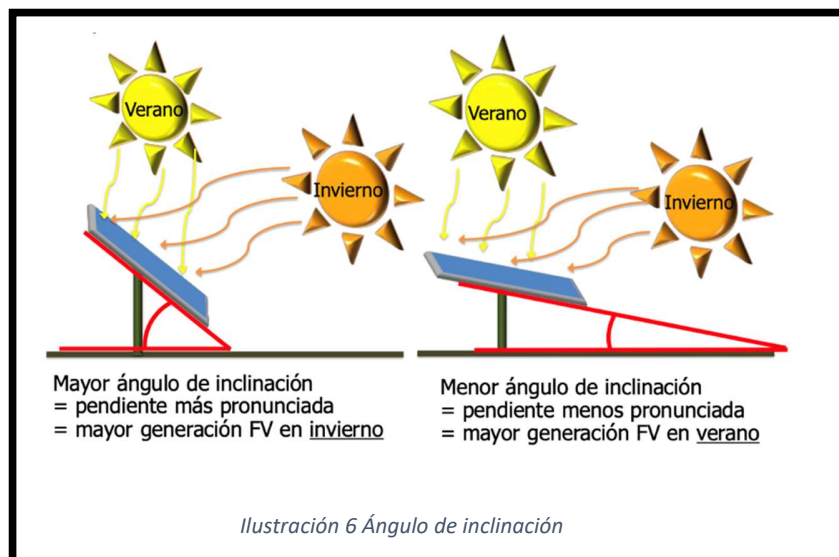
De igual forma, se debe conocer la posición del sol durante el día más corto del año y asegurarse de que en ese día no haya obstrucciones para los recursos solares durante la ventana de 9 a.m. a 3 p.m. Además, verificar que en cualquier otra época del año el arreglo tampoco tendrá obstrucciones durante la misma ventana de tiempo.



Fuente: elaboración propia, 2025.

Ángulo de inclinación

El ángulo de inclinación es el ángulo del plano del arreglo FV con respecto a una horizontal. Este ángulo es más dependiente de cómo se conectan los paneles solares.



Fuente: elaboración propia, 2025.

(ii) Efecto fotovoltaico

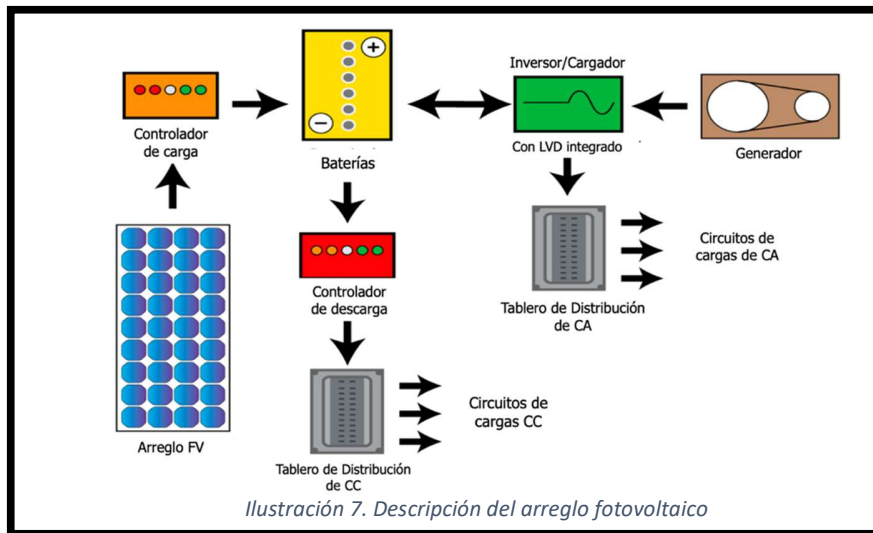
“El efecto fotovoltaico se produce cuando el material de la celda solar (silicio u otro material semiconductor) absorbe parte de los fotones del sol. El fotón absorbido libera a un electrón que se encuentra en el interior de la celda. Ambos lados de la celda están conectados por un cable eléctrico, así que se genera una corriente eléctrica” (Solar Energy Internacional , 2015).

(iii) Descripción del arreglo fotovoltaico

Las fuentes de respaldo se instalan frecuentemente en sistemas autónomos, para tiempos cuando no hay suficiente luz solar, de manera que se puedan operar todas las cargas y mantener las baterías cargadas con solo el arreglo FV. En cuanto a esto, es común utilizar generadores de combustión, tanto de combustibles fósiles como de biodiesel. Además, las turbinas de viento y micro-hidro son opciones bastante populares, pero requieren componentes adicionales y diferentes configuraciones.

En la configuración de este sistema FV autónomo todo lo que se está añadiendo es una fuente de energía adicional que se conecta al inversor-cargador. El inversor-cargador puede llevar la energía de CA a las cargas de CA, y puede también convertir la CA en CC para cargar las baterías u operar las cargas de CC.

Por su parte, las fuentes de respaldo minimizan la probabilidad de que el usuario se quede sin energía, incluso durante condiciones de clima extremas, y de que el LVD desconecte las cargas. Dependiendo del diseño del sistema, el uso de otra fuente de respaldo puede ser poco frecuente, pero el respaldo es crítico si no se desean apagones eléctricos eventuales (Solar Energy Internacional , 2015).



Fuente: elaboración propia, 2025.

(iv) Amperios hora

Se deben tener claros varios conceptos básicos para comprender la ideología operacional de los sistemas fotovoltaicos.

Amperios-hora (Ah) = cantidad de corriente por tiempo

Amperio x horas = Ah = Amperio constante por un periodo de 1 hora.

Término utilizado específicamente para definir capacidades de baterías, por tanto, se muestran los siguientes conceptos para comprender el término amperio hora:

300 Ah / 1 A = 300 horas.

300 Ah / 10 A = 30 horas.

(v) Componentes del arreglo fotovoltaico

- **Células fotovoltaicas**

La producción eléctrica está basada en el fenómeno físico denominado “efecto fotovoltaico”, que básicamente consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas.

Estas células están elaboradas a base de silicio puro (uno de los elementos más abundantes en la naturaleza, componente principal de la arena). El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra, creando una corriente proporcional a la radiación incidente.

Por lo general, cada celda entrega 0.5V dentro de la conformación de un módulo.

- **Módulo fotovoltaico**

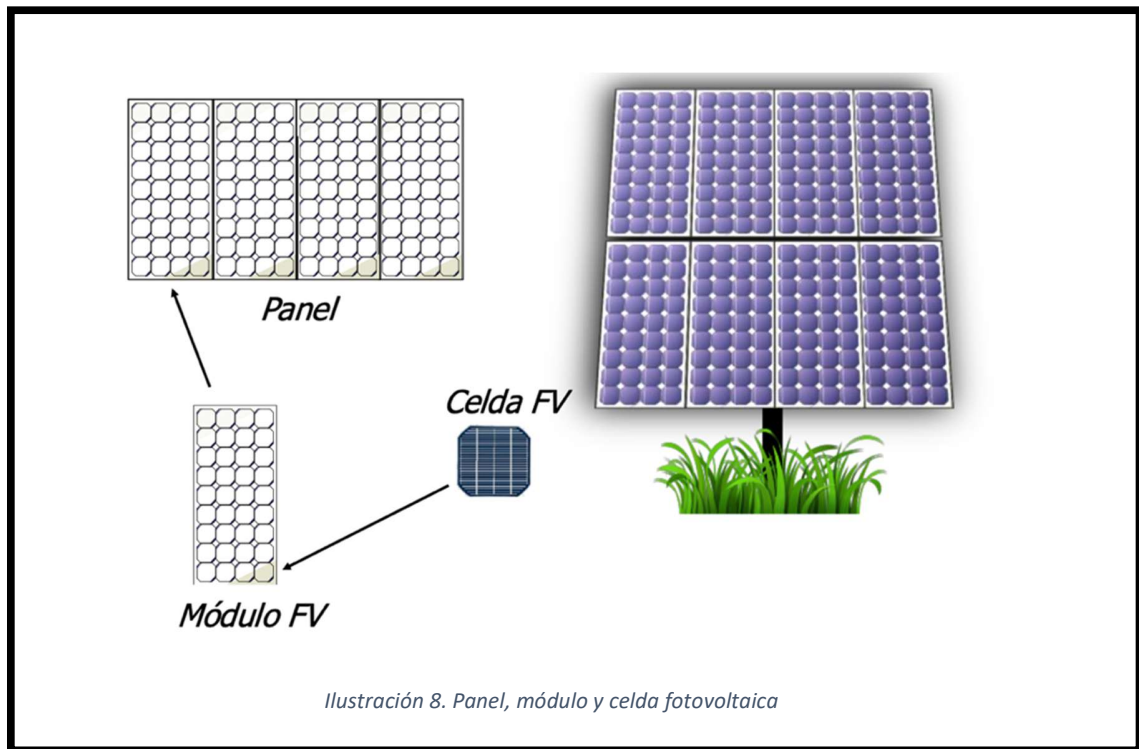
Unidad completa protegida ambientalmente, que consta de celdas solares, óptica y otros componentes, sin incluir los sistemas de orientación diseñados para generar energía de corriente continua cuando es expuesta a la luz solar.

- **Panel fotovoltaico**

Conjunto de módulos unidos mecánicamente, alambrados y diseñados para formar una unidad para instalarse en campo.

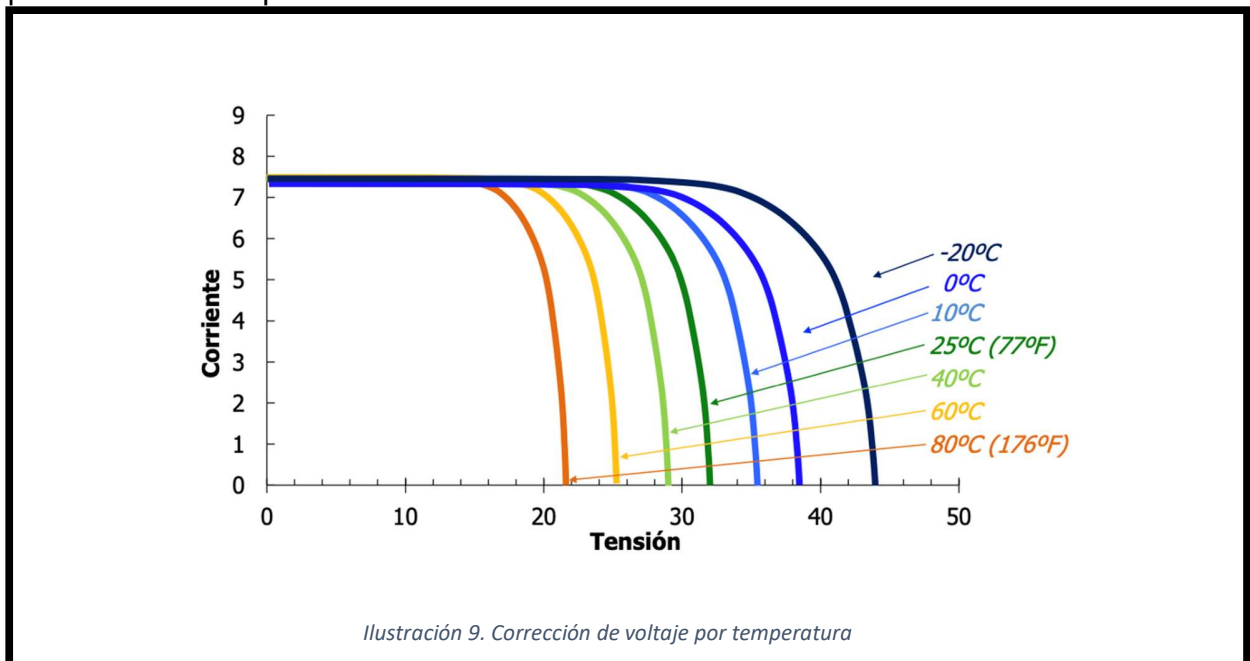
Antes bien, se deben tomar en consideración ciertas características para la selección de los paneles solares, a saber:

- Tecnología de celda: monocristalina (silicio cristal homogéneo), policristalina (silicio cristal heterogéneo).
- Relación potencia / área.
- Tipo de conectores: MC4, Anphenol, tyco, genérico.



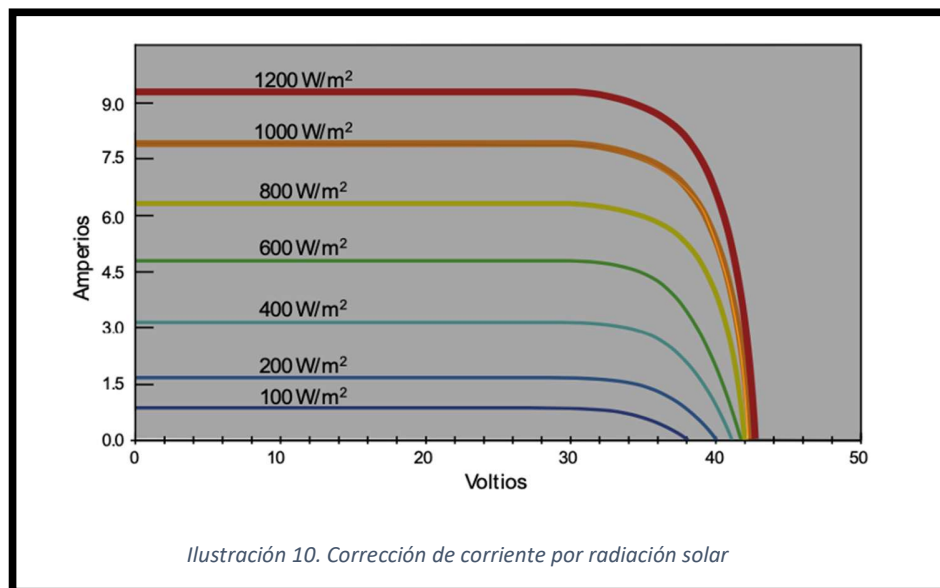
Fuente: elaboración propia, 2025.

La temperatura óptima de funcionamiento de un panel solar son 25° C, en la literatura se comenta que un panel solar pierde 1/3 del 1% de su voltaje por cada grado Celsius que se incremente por encima de 25° C.



Fuente: elaboración propia, 2025.

A diferencia del ejemplo anterior, la corriente no se ve afectada por la temperatura a la cual se expone el panel solar; sin embargo, recibe afectación de la intensidad de la radiación solar en W/m^2 , de forma tal que, si disminuye la radiación solar, la capacidad de entrega de corriente se verá afectada.



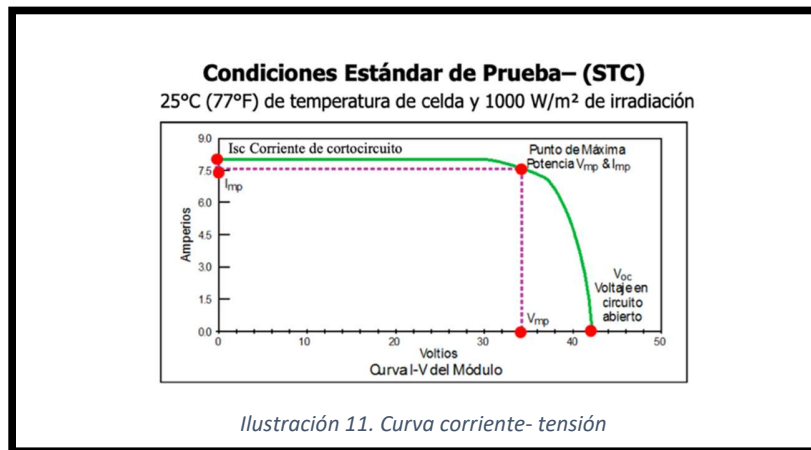
Fuente: elaboración propia, 2025.

(vi) Eficiencia de un sistema fotovoltaico

La eficiencia de la celda siempre es mayor que la eficiencia del módulo (grupo de celdas). El concepto de eficiencia en cualquier sistema fotovoltaico se resume en la siguiente fórmula:

$$E_f = P_S - P_E$$

(vii) Curva corriente-tensión



Fuente: elaboración propia, 2025.

Las características de generación de cada módulo se definen por una curva de desempeño llamada la curva característica de corriente-tensión, también referida como la curva I-V. El gráfico de esta curva muestra la relación entre la salida de corriente en el eje “Y” y tensión en el eje “X” de un módulo.

El punto de máxima potencia es donde la producción de un módulo se optimiza y alcanza el máximo posible. Este punto es donde se quiere que opere el módulo o arreglo. En la práctica, muchas personas llaman “rodilla” a esta parte de la curva por su forma, este punto es donde el módulo producirá la máxima potencia.

(viii) STC (Standard Test Conditions)

EL STC son las condiciones estándar de medida (**STC** – standard test conditions): 25 °C de temperatura de ambiente y 1000 W/m² de radiación incidente sobre el módulo con una masa de aire 1.5 (AM1.5) del espectro.

Una vez que se obtiene la lectura de la radiación solar con el piranómetro en el plano del arreglo, se utiliza para calcular la potencia de salida esperada. Se puede encontrar la corriente real que puede entregar el arreglo con el siguiente cálculo.

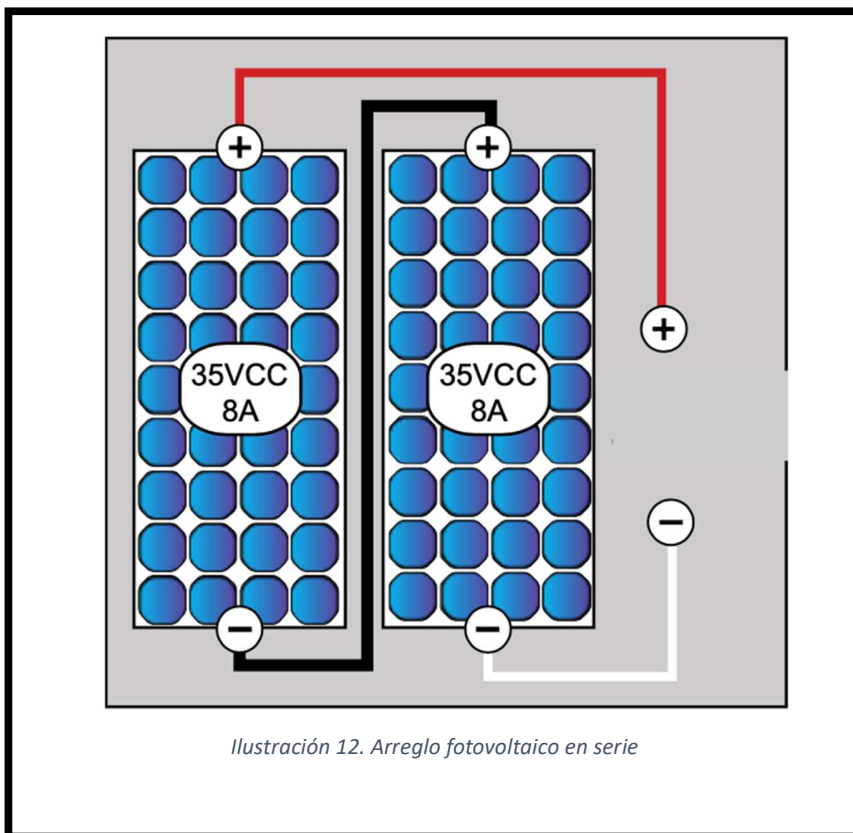
Las salidas de los arreglos están basadas en el STC, por tanto, se tiene de referencia 1000 W/m² para encontrar la corriente real. Se utiliza la regla de tres para averiguar el desempeño.

- Tomando como referencia una radiación media de 750 W/m² (medida)

- Radiación STC de 1000 W/m²
- Con base a 24 Amperios de corriente del arreglo
- Producción esperada:

$$\frac{750 \text{ W/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} \times 24 \text{ A} = 18 \text{ A}$$

(ix) Arreglos fotovoltaicos en serie



Fuente: elaboración propia, 2025.

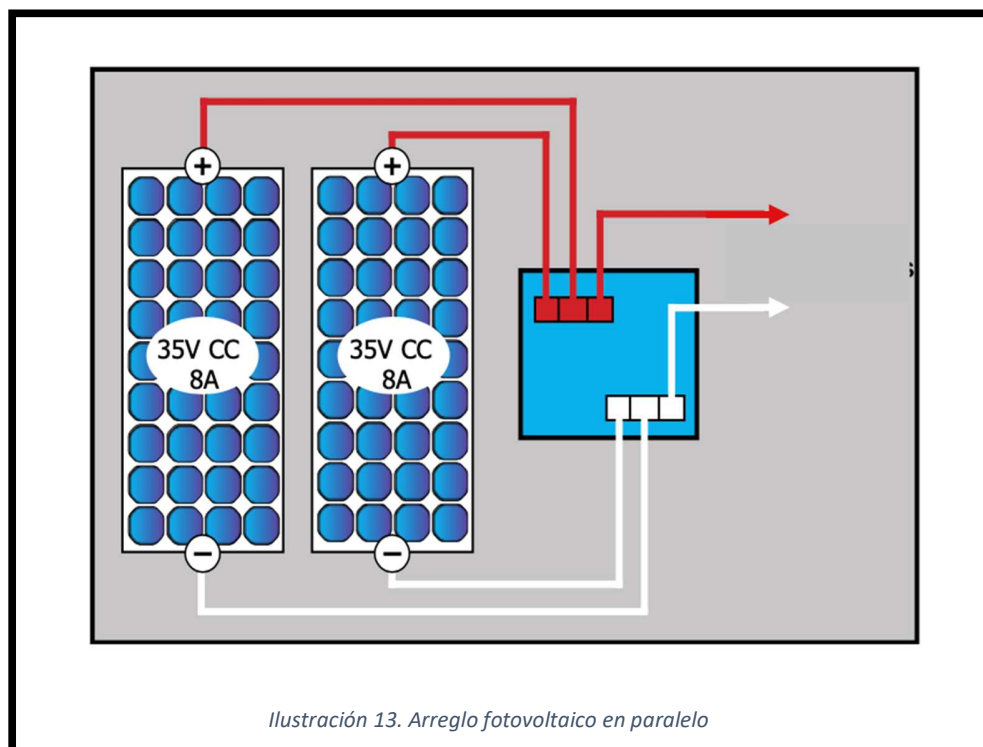
Algunas características:

- El negativo de un módulo se conecta con el positivo de otro.
- El voltaje es aditivo.

- Los conductores positivos y negativos extremos, que no han sido conectados, se convierten en lo que se llamarán: conductores finales del circuito fuente.

La mayoría de los módulos consisten en celdas conectadas en serie; los módulos con 36, 60, o 72 celdas en serie son los más comunes. Algunos módulos tienen más de una cadena de celdas conectadas en paralelo. Por ejemplo, un módulo de 72 celdas podría consistir en dos cadenas de celdas en serie separadas, que serán después conectadas en paralelo.

(x) Arreglos fotovoltaicos en paralelo



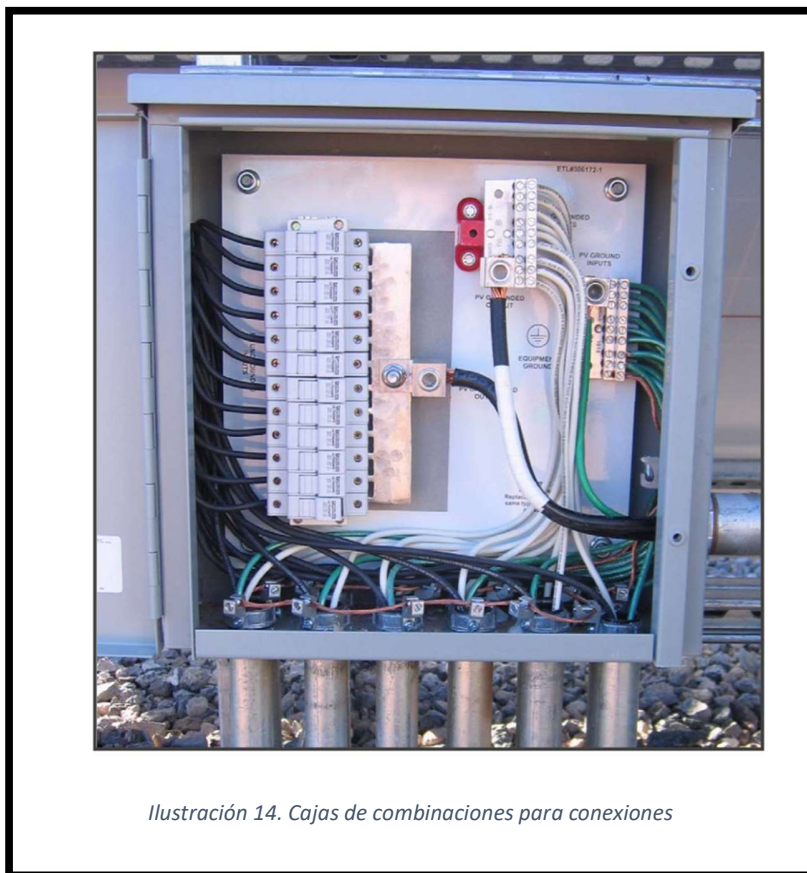
Fuente: elaboración propia, 2025.

Algunas características:

- Positivo a positivo y negativo a negativo.
- La corriente es aditiva.

- El voltaje se mantiene.
- Sale un único conductor positivo y uno negativo después del punto de conexión en paralelo y es conducido hacia el siguiente componente del sistema.

(xi) Cajas de combinaciones para conexiones



Fuente: elaboración propia, 2025.

Algunas características:

- Es un equipo para combinar múltiples circuitos en paralelo.

- Las cajas de combinaciones contienen dispositivos de protección contra sobre corriente.
- Estos dispositivos deben estar clasificados y listados para aplicaciones FV (UL1741).
- Cada uno puede tener un medio de desconexión integrado.

En la sección 690.4(D) del NEC se exige que estas cajas de combinación de circuitos fuente FV estén debidamente listadas e identificadas para aplicaciones fotovoltaicas, lo cual significa que no pueden ser “hechizas” o fabricadas en sitio.

(xii) Análisis de sitio

En los sistemas autónomos es de suma importancia considerar temas de espacio y orientación para la colocación de los paneles solares. Por ende, no contar con sombras y buscar el norte o sur verdadero para la colocación de los paneles solares se vuelve una de las principales tareas a la hora de calcular estos sistemas.

Asimismo, es importante considerar que, para la colocación de los paneles solares, siempre se debe tener entre un 10 % y 15 % de espacio libre para mantenimiento o para acceso en caso de un incendio si se tiene colocado sobre un techo.

También, se puede tomar en cuenta un área requerida aproximada de entre 7 m² y 9 m² para poder producir 1KW de potencia. Este dato se utiliza como aproximación a la hora de analizar un sitio; no es un cálculo que se deba considerar para un diseño final.

(xiii) Montaje de los paneles solares

El soporte de los paneles debe ser lo suficientemente fuerte y funcional para soportar vientos de más de 100 km/h y poder ajustar ángulos según los requerimientos de cada sitio. Además, las estructuras de soporte serán diseñadas y calculadas según la ingeniería en detalle y las características físicas del lugar; esto debe ser de fácil y rápida instalación.



Fuente: elaboración propia, 2025.

(xiv) Sistema de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos

La puesta a tierra es fundamental para la seguridad y la operación correcta de sistemas eléctricos y, en especial, sistemas fotovoltaicos que se encuentran expuestos a la intemperie. Todas las partes metálicas no conductoras de corriente que protegen o encierran los conductores o equipos eléctricos se unen eléctricamente a tierra, con el fin de limitar su potencial y que sea de 0 V con respecto a la tierra.

- **Puesta a tierra de equipos (PTE)**

La puesta a tierra de equipos consiste en tomar una parte metálica que comúnmente no estará conduciendo corriente (es decir, que no tiene ninguna función operacional de conducir corriente en el sistema) y realizar una conexión eléctrica entre dicha parte y la tierra. La razón para hacer esto es para limitar el voltaje que pueda llegar a existir entre dicha parte metálica y la tierra y, principalmente, para evitar el riesgo de choques eléctricos.

El conductor de puesta a tierra de equipos nunca debe tener un dispositivo de protección contra sobre corriente (DPCS). Es decir, no debe tener fusibles, interruptores

automáticos o swiches de ningún tipo. Debe proveer continuidad eléctrica; puede tener uniones en barras colectoras u otros tipos de empalmes adecuados y aceptados.

- **Puesta a tierra del sistema (PTS)**

La puesta a tierra del sistema eléctrico consiste en tomar un conductor que comúnmente estará conduciendo corriente (es decir, cuya función operacional en el sistema es la de conducir corriente), y se realiza una conexión eléctrica entre dicho conductor y la tierra. Esto hace que el conductor, llamado conductor puesto a tierra, está ahora a 0 voltios con respecto a la tierra.

Los módulos FV que tengan marcos metálicos deben ser unidos al conductor de PT de equipos. Una forma de hacer esto es utilizando una terminal de puesta a tierra de cobre cubierto con estaño.

- **Electrodo de puesta a tierra (EPT)**

Pieza conductiva a través de la cual se establece una conexión directa con la tierra. Típicamente, es una varilla de tierra o electrodo encerrado en concreto (como barras de refuerzo) que se utiliza en aplicaciones residenciales.

- **Conductor de electrodo de PT (CEPT)**

Conductor utilizado para unir eléctricamente al conductor puesto a tierra o al conductor de PT del equipo.

- Debe ser continuo o empalmado de forma irreversible.

(xv) Metodología de cálculo

- **Estimación de la carga**

Se debe realizar una estimación de la carga que debe alimentar el sistema híbrido de generación eléctrica, con el fin de obtener la potencia total conectada en Watts y la

carga de consumo diario promedio en Watts-hora. En este sentido, se tiene una ventaja de diseño en este proyecto, ya que las cargas son muy estables, dado que prácticamente no varían al tratarse de radio bases y torres telefónicas.

Para encontrar la potencia en cargas monofásicas se utilizará la siguiente fórmula:

$$P = V * I * Ctd$$

Ecuación 1. Potencia en sistema monofásica

Para encontrar la potencia en cargas trifásicas se utilizará la siguiente fórmula:

$$P = V * I * Ctd * fp * \sqrt{3}$$

Ecuación 2. Potencia en sistema trifásico

Donde:

P = Potencia.

V = Voltaje.

I= corriente.

Ctd= cantidad de cargas iguales.

Fp= factor de potencia.

$\sqrt{3}$ = constante.

Una vez que se tiene la potencia se debe averiguar los Watt-hora, por tanto, se aplica la siguiente ecuación:

$$Wh = \frac{P * h/d * d/s}{d}$$

Ecuación 3. Consumo Watt-hora por semana

Donde:

Wh= Watt-hora

P = Potencia.

h/d = Horas al día de operación.

d/s= días por semana de operación.

d= días.

- **Cálculo del banco de baterías**

Se debe calcular antes que todo el efecto en las cargas de las pérdidas del inversor. Para esto, se debe dividir la carga promedio diaria de CA por la eficiencia del inversor (se ha definido según la literatura que la eficiencia de un inversor ronda el 90 %, por tanto, se hace la recomendación de tomar este valor para el diseño).

Una vez que se tiene este valor se debe sumar a la carga diaria promedio de las cargas en corriente directa. El resultado de esta suma se debe dividir entre el voltaje de operación en corriente directa y de esta manera se obtiene la carga total promedio en amperios hora.

A la vez, se debe considerar la autonomía, la cual se ha planteado de dos días, por tanto, se multiplican los dos días de autonomía por la carga promedio diaria en Ah, para encontrar la capacidad en Ah de cada batería. Posteriormente, el resultado se divide entre la profundidad máxima de descarga de las baterías y entre la capacidad Ah de cada batería, de esta manera se sabrá la cantidad de baterías en paralelo que se requieren para ese sistema.

Finalmente, se debe dividir el voltaje del sistema entre el voltaje de cada batería para saber la cantidad de baterías en serie que se necesitan.

En resumen, se mostrará las ecuaciones requeridas para cada cálculo.

$$\text{Ah promedio diario} = \frac{\frac{\text{CCA}}{f} + \text{CCD}}{\text{VCD}}$$

Ecuación 4. Ah promedio al día

Donde:

CCA= Carga en corriente alterna.

f = Eficiencia del inversor.

CCD = Carga en corriente directa.

VCD= Voltaje en corriente directa.

Se debe calcular la capacidad de las baterías para 2 días de autonomía.

Capacidad Ah de las baterías = Ah promedio diario * días de autonomía

Ecuación 5. Capacidad Ah de las baterías

Se debe castigar la capacidad de Ah de las baterías por un límite de descarga de las baterías (profundidad máxima de descarga) para identificar la cantidad de paralelos que se deben tener en los bancos de baterías.

$$\text{Baterías en paralelo} = \frac{\frac{\text{Capacidad Ah de las baterías}}{\text{Ld}}}{\text{Capacidad Ah de las baterías}}$$

Ecuación 6. Baterías en paralelo del sistema

Donde:

Ld= límite de descarga de las baterías.

Finalmente, se puede saber la cantidad de baterías en serie que se deben colocar, conociendo el voltaje de operación y el voltaje de las baterías.

$$\text{Baterías en serie} = \frac{\text{VCC del sistema}}{\text{V de las baterías.}}$$

Ecuación 7. Baterías en serie del sistema

- **Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico**

Antes de iniciar con el dimensionamiento se debe saber la cantidad de horas sol-pico de la ubicación del arreglo y la eficiencia de las baterías. Esto para determinar la corriente requerida del arreglo en amperios.

$$\text{Corriente pico del arreglo} = \frac{\frac{\text{Ah promedio diario}}{\text{Eficiencia de la batería}}}{\text{Horas sol Pico}}$$

Ecuación 8. Corriente pico del arreglo

Una vez que se obtiene la corriente pico del arreglo es necesario conocer la corriente pico del módulo que se desea instalar para averiguar la cantidad de módulos en paralelo por instalar.

$$\text{Módulos en paralelo} = \frac{\text{Corriente pico del arreglo}}{\text{Corriente pico del módulo}}$$

Ecuación 9. Módulos en paralelo

Según la tensión de operación y la tensión de cada módulo se puede determinar la cantidad de módulos en serie que se requieren.

$$\text{Módulos en serie} = \frac{\text{Tensión CC del sistema}}{\text{Tensión}}$$

Ecuación 10. Módulos en serie

- **Dimensionamiento del controlador de carga**

Se debe conocer como criterio básico de selección la corriente de corto circuito de los módulos. Esta información se tomará de la ficha técnica de los módulos seleccionados.

La Isc (Corriente de cortocircuito) de los módulos se debe multiplicar por un factor del 1.25 para obtener la corriente de cortocircuito del arreglo que el controlador debe administrar bajo condiciones de corto circuito.

$$I_{sc} \text{ del arreglo} = I_{sc} \text{ del módulo} * \# \text{ de módulos} * 1.25$$

Ecuación 11. Corriente de corto circuito del arreglo

También, se debe realizar un conteo de las cargas en corriente continua para determinar la corriente máxima en CC del controlador de carga.

$$\text{Corriente Máxima CC} = \frac{\text{Potencia total en CC}}{\text{Voltaje del sistema}}$$

Ecuación 12. Máxima carga en corriente continua

Con los datos calculados se debe llevar a cabo una selección de un controlador de carga que cumpla con los requerimientos de diseño.

b) Motor de combustión interna

La generación térmica es una práctica empleada por muchas regiones a nivel mundial para la generación de energía eléctrica. Esta consiste en quemar combustibles fósiles aprovechando y transformando la energía de estos y convirtiéndola en energía cinética que luego es transferida a un generador de corriente eléctrica, produciendo así electricidad.

Así pues, es un tipo de generación eléctrica indispensable en un sistema eléctrico de cualquier país. Sin embargo, esta debe ser regulada y debe utilizarse como última opción, debido a los gases contaminantes que emana al ambiente.

Al respecto, es justamente pensando en esta ideología que se desarrolla el presente proyecto, ya que brinda una solución operacional y ambientalmente factible. Esto de forma que permita brindar confiabilidad en la operación al contar con generación térmica y bajo impacto ambiental, ya que solo funcionará si no hay generación fotovoltaica por más de dos días.

El motor diésel es un motor térmico de combustión interna alternativo cuyo encendido del combustible se logra por la temperatura elevada que produce la compresión del aire en el interior del cilindro, según el principio del ciclo del diésel.

- **Historia del motor diésel**

Fue inventado y patentado por Rudolf Diésel en 1892, del cual deriva su nombre. Fue diseñado inicialmente y presentado en la feria internacional de 1900 en París como el primer motor para "biocombustible", como aceite puro de palma o de coco. Diésel también reivindicó en su patente el uso de polvo de carbón como combustible, aunque no se utiliza por lo abrasivo que es. El motor diésel existe tanto en el ciclo de 4 tiempos (4T - aplicaciones de vehículos terrestres por carretera como automóviles, camiones y autobuses) como de 2 tiempos (2T - grandes motores de tracción ferroviaria, de propulsión naval, y algunos camiones y autobuses en EE. UU.).

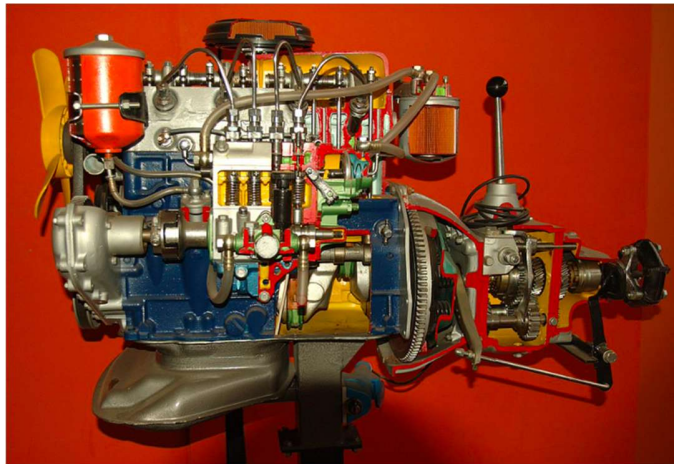


Ilustración 16. Motor diésel

Fuente: elaboración propia, 2025.

- **Componentes de un motor diésel**

Los principales componentes de un motor de combustión interna cuatro tiempos diésel son los siguientes:

Bloque del motor, culata, cigüeñal, volante, pistón, árbol de levas, válvulas, cárter, bomba inyectora, ductos, inyectores, bomba de transferencia, toberas, bujías de precalentamiento.

(i) Criterios para selección del motor diésel

▪ Velocidad de motores estacionarios

Los motores de combustión interna para equipos estacionarios, como lo son los grupos electrógenos, siempre deben manejar la misma velocidad angular (RPM). Esto con el fin de mantener una frecuencia eléctrica de operación estable en cualquier equipo de generación que se deba acoplar al motor.

Lo anterior, tiene una dependencia directa del tipo de generador eléctrico y la cantidad de polos que contenga el generador eléctrico. Normalmente, se puede ver reflejado en una fórmula que se analizará en la sección de generadores; habitualmente rondan en velocidades de 1800 rpm y 3600 rpm.

▪ Estándares de emisiones contaminantes

Se debe seleccionar un motor que cumpla con las regulaciones internacionales de emisiones de gases contaminantes más estrictas para motores estacionarios. Entre ellas están las siguientes:

- U.S. EPA Tier 4:

Todas las normas sobre emisiones de Estados Unidos, incluido el Nivel 4, son ampliaciones de la “Ley de aire limpio” (1963), que se aprobó para reducir la contaminación del aire. La Agencia de Protección Medioambiental (EPA), que es la organización federal responsable de gestionar y regular la Ley de aire limpio, estableció un plan de varios años a mediados de la década de los 90 con disposiciones “por niveles” para reducir las emisiones perjudiciales, como las partículas (PM) y los óxidos de nitrógeno (NOx) que se emiten al aire con los gases de escape de los motores

diésel. La fase de implementación "final" y técnicamente más desafiante, por la que los fabricantes de motores y de equipos para el césped deben fabricar productos que cumplan estas reducciones de emisiones más exigentes, se denomina "Nivel 4". La norma de emisiones de Nivel 4 reducirá las emisiones ya reducidas de las partículas un 90 %. Para hacerse una idea de lo estricta que es la norma de Nivel 4, piense en el hecho de que, en muchas partes de Estados Unidos, el aire que salga de las máquinas que cumplan el Nivel 4 será más limpio que el aire entrante.

Se refiere a un nivel concreto de las normas de emisiones sobre calidad del aire aplicadas por el gobierno federal y establecidas por la Agencia de Protección Medioambiental de EE. UU. (EPA), la norma de Nivel 4 estipula que los fabricantes de motores deben reducir las partículas y los óxidos de nitrógeno (NOx) hasta un nivel que sea entre un 50 y un 96 por ciento inferior al de los motores diésel existentes.

La nueva generación de motores y equipos que cumplen el Nivel 4 deben utilizar diésel de contenido ultra bajo en azufre (ULSD, por sus siglas en inglés), con menos de 15 partes por millón (ppm) de azufre (TORO, 2020).

- EU Stage IIIA

Las normas de la etapa III, que se dividen a su vez en las etapas IIIA y IIIB, se introducen gradualmente de 2006 a 2013; la etapa IV entra en vigor en 2014. Las normas de la etapa III / IV, además de las categorías de motores reguladas en la etapa I / II, también cubre los motores de locomotoras de ferrocarril y los motores marinos utilizados para embarcaciones de navegación interior. La legislación de la Fase III / IV se aplica solo a vehículos y equipos nuevos; Los motores de recambio que se utilicen en maquinaria ya en uso (excepto los motores de propulsión de vagones, locomotoras y embarcaciones de navegación interior) deben cumplir los valores límite que el motor que se va a sustituir debe cumplir cuando se comercializó originalmente (DieselNet, 2016).

Tabla 1. Regulación de gases contaminantes por EU Stage III A

Cat.	Net Power	Date†	CO	HC	HC+NOx	NOx	PM
	<i>kW</i>		<i>g/kWh</i>				
Stage III A							
H	130 ≤ P ≤ 560	2006.01	3.5	-	4.0	-	0.2
I	75 ≤ P < 130	2007.01	5.0	-	4.0	-	0.3
J	37 ≤ P < 75	2008.01	5.0	-	4.7	-	0.4
K	19 ≤ P < 37	2007.01	5.5	-	7.5	-	0.6

Fuente: elaboración propia, 2025.

c) Generadores eléctricos

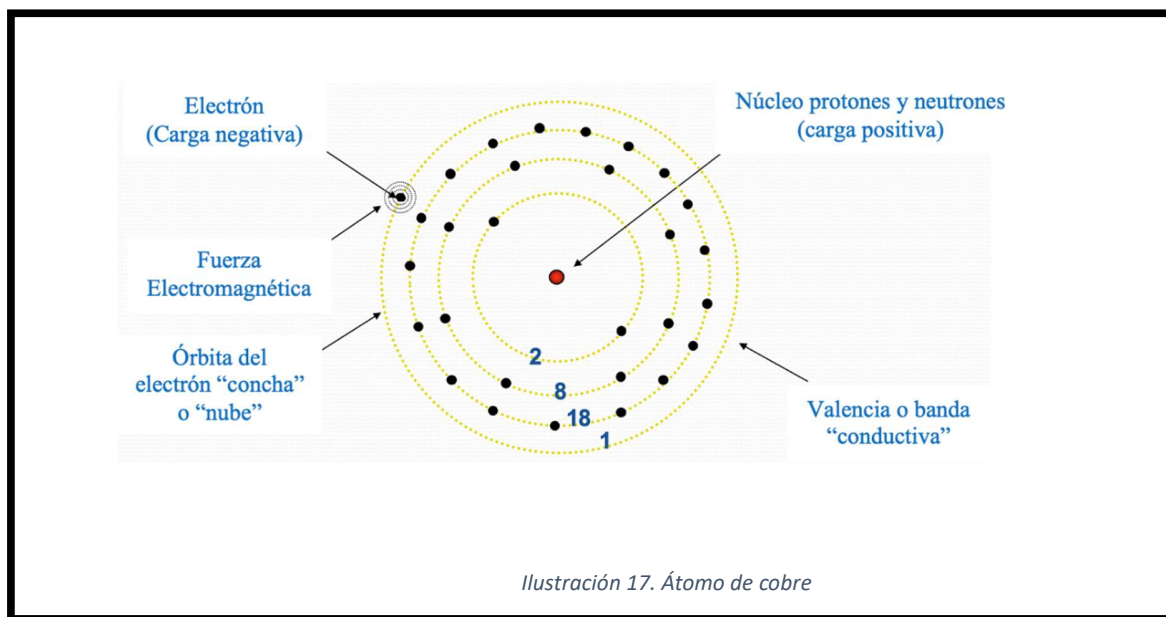
(i) Principios eléctricos

▪ ¿Qué es la electricidad?

La electricidad es una forma natural de energía, tal y como los relámpagos y la carga estática. Todos los objetos en el universo, tanto sólidos, líquidos o gases están formados por átomos. Los átomos tienen una fuerza eléctrica contenida llamada fuerza electromagnética.

Esta fuerza mantiene a los electrones girando en una órbita alrededor del núcleo del átomo, una carga eléctrica (voltaje, o diferencia de potencial), y se genera cuando los electrones son desprendidos del átomo. Esta carga (voltaje) proporciona la 'presión' en un circuito eléctrico, causando que los electrones fluyan en el conductor (normalmente cobre), saltando de órbita de valencia en órbita de valencia.

En relación con esto, se puede apreciar mejor el comportamiento de los electrones en la siguiente imagen del átomo de cobre.



Fuente: elaboración propia, 2025.

▪ Voltaje o tensión

La tensión eléctrica o diferencia de potencial es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.

Una diferencia de potencia o carga, a lo largo de un conductor, origina que los electrones fluyan hacia la carga positiva (los electrones tienen carga negativa). El nivel de carga se mide como voltaje.

En otras palabras, la tensión es la cantidad de fuerza o presión que se ejerce en un sistema eléctrico y que realiza el trabajo de mover los electrones. En un generador la tensión dependerá de la fuerza electromagnética del campo giratorio y del número de vueltas de los bobinados del estator.

Tensión eficaz (rms): el valor eficaz de la tensión es el valor medido por la mayoría de los voltímetros del mercado de equipos de medición. Este corresponde al valor que produce la misma disipación de calor que una corriente continua de la misma magnitud.

$$\text{Voltaje RMS} = \frac{V_{\text{pico}}}{\sqrt{2}}$$

Ecuación. 13 Voltaje RMS

- **Corriente eléctrica**

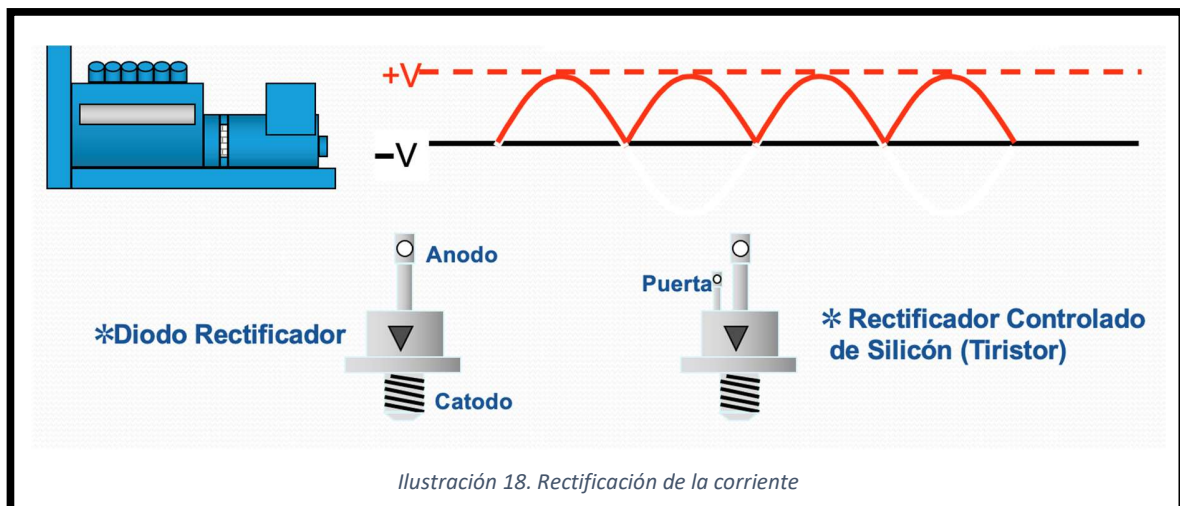
La corriente o intensidad eléctrica es el flujo de carga por unidad de tiempo que recorre un material; es el movimiento de electrones en el interior de ese material. En el sistema internacional de unidades se expresa en c/s (culombios / segundo), unidad que se denomina también amperio.

Un flujo de corriente es posible gracias a los electrones ‘libres’ de los átomos que forman el conductor y que fluyen a través de él. Al flujo de corriente también se le considera como un flujo de electrones.

- **Corriente Directa (C.D)**

El voltaje de corriente directa (C.D) puede ser producido a través de la conversión de la energía química en energía eléctrica. Este es el principio de la batería o pila. Una batería es un dispositivo de almacenamiento de carga, la batería almacena energía potencial, la cual es conocida como ‘carga’.

En los generadores hay varios sitios donde se utiliza la corriente directa en el proceso de generación eléctrica.



Fuente: elaboración propia, 2025.

- Todos los generadores producen corriente alterna (C.A).
- Un Generador de C.D es un Generador de C.A, en el cual su salida se convierte en C.D. por medio de la conmutación, invirtiendo los ciclos negativos.
- En Generadores de C.D. la corriente se produce a través de la rectificación.
- La C.D se utiliza para producir los campos electromagnéticos en los generadores de C.A.

Corriente alterna (C.A)

Esta corriente tiene una forma senoidal, lo cual implica una variación de su sentido y magnitud. Alternando de semiciclos positivos a semiciclos negativos. En este sentido, en los generadores la electricidad de C.A., se produce convirtiendo la energía mecánica en energía eléctrica (este es el principio del generador eléctrico), la energía mecánica es proporcionada por el motor o la turbina, la cual, se acopla al generador (Águeda, 2010).

El motor o la turbina pueden ser energizados a través de diferentes formas de energía potencial, según Águeda (2010):

- Combustibles fósiles, (petróleo, Diésel, o gas).
- Combustibles de desecho como el metano.
- El vapor producido a través del calor.
- Turbinas de agua.
- Energía alternativa producida por el viento o turbinas de las olas, etc.

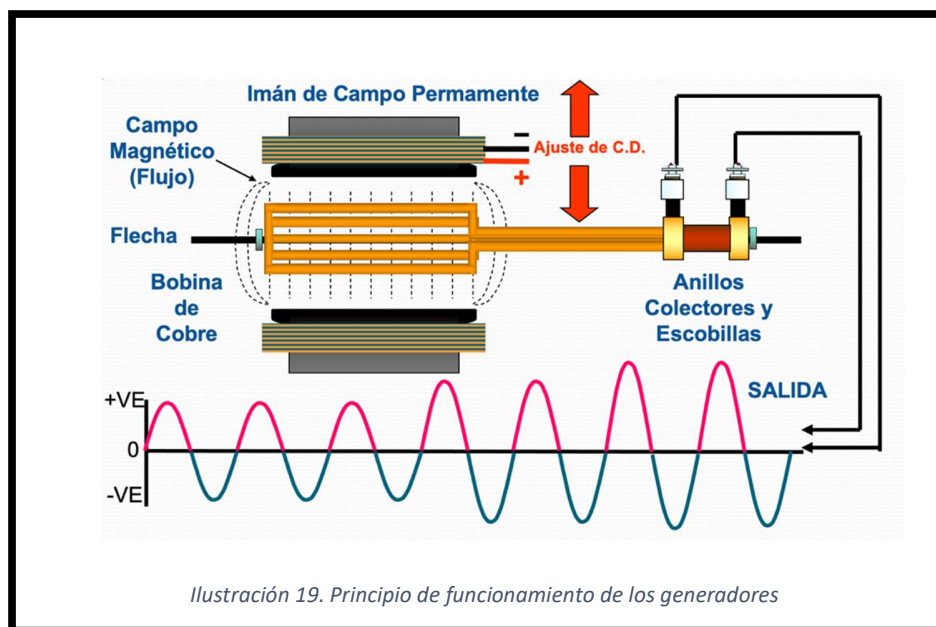
(ii) Principios de funcionamiento de los generadores

Como se muestra en la siguiente imagen, el principio de funcionamiento de los primeros generadores consistía en una flecha giratoria compuesta por un bobinado, la

cual, al rotar, se sometía a las líneas de campo magnético del electroimán, lo cual producía una salida de tensión alterna a través de los anillos colectores.

Si se realiza una variación en la tensión C.D que ingresa al electroimán, también se tendrá una variación en la tensión de C.A en la salida de los anillos colectores. Sumado a ello, existen variaciones en la tensión de salida de los anillos colectores por factores como:

- Longitud de los conductores de la armadura.
- Velocidad de giro.

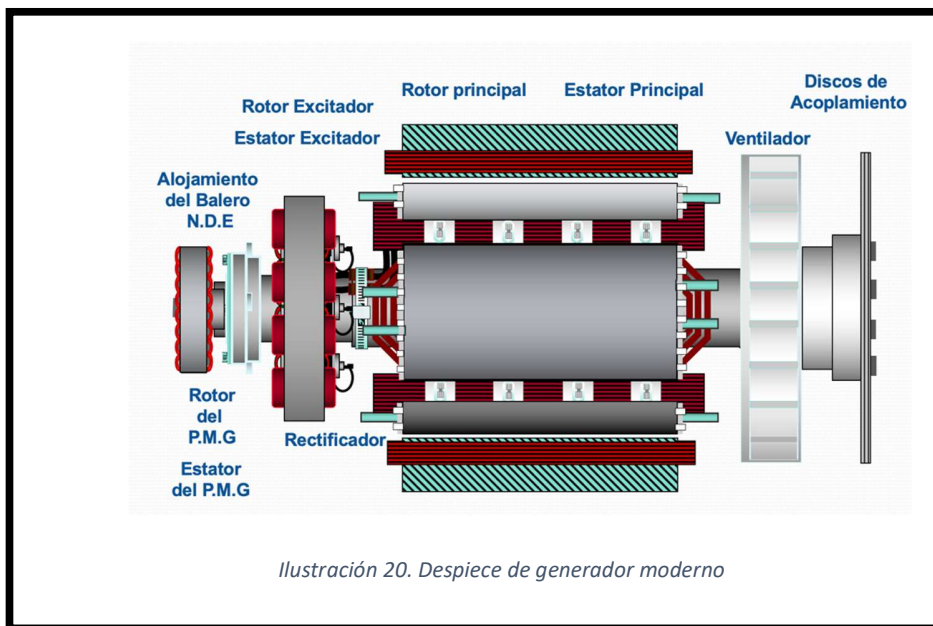


Fuente: elaboración propia, 2025.

A final de los años sesenta se producen los primeros prototipos de los generadores más utilizados hasta el día de hoy.

Los anillos deslizantes y escobillas son reemplazados ahora con:

- Un ensamble de diodos rectificadores el cual convierte la CA. en C.D.
- Un rotor excitador, el cual provee la potencia de C.A. al rectificador.
- Un estator excitador, el cual forma el campo magnético del generador.

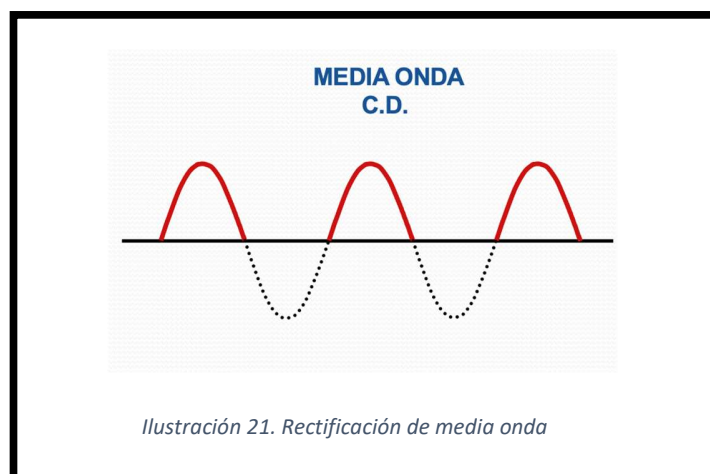


Fuente: elaboración propia, 2025.

▪ El diodo rectificador

En los generadores actuales se ha incorporado este componente encargado de operar como una válvula electrónica de una vía para la corriente alterna. Un diodo permite el paso solamente de la media onda de un ciclo de corriente alterna a través del campo del rotor.

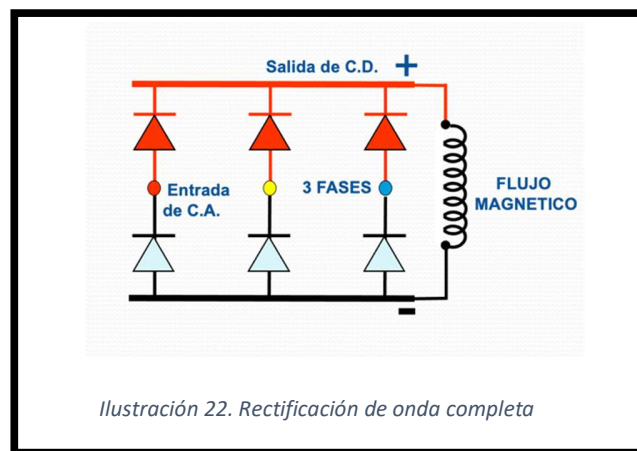
La corriente resultante (de C.D.), se le conoce como rectificación de media onda.



Fuente: elaboración propia, 2025.

Un rectificador de onda completa convierte los dos ciclos positivo y negativo de C.A. en C.D, también puede convertir las tres fases de C.A en C.D. Esto lo realiza porque los campos magnéticos en el generador requieren de C.D para producir el magnetismo.

La introducción del diodo en el diseño de generadores permitió a los fabricantes construir un rectificador que pudiera girar a altas velocidades sobre la flecha del generador.

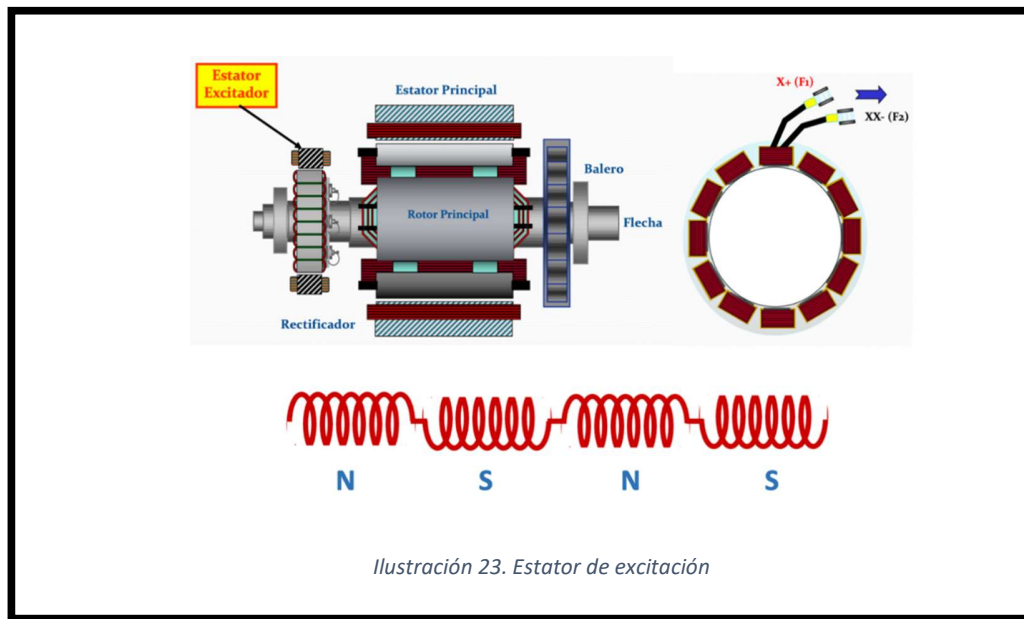


Fuente: elaboración propia, 2025.

(iii) Sistema de excitación

- **Estator excitador**

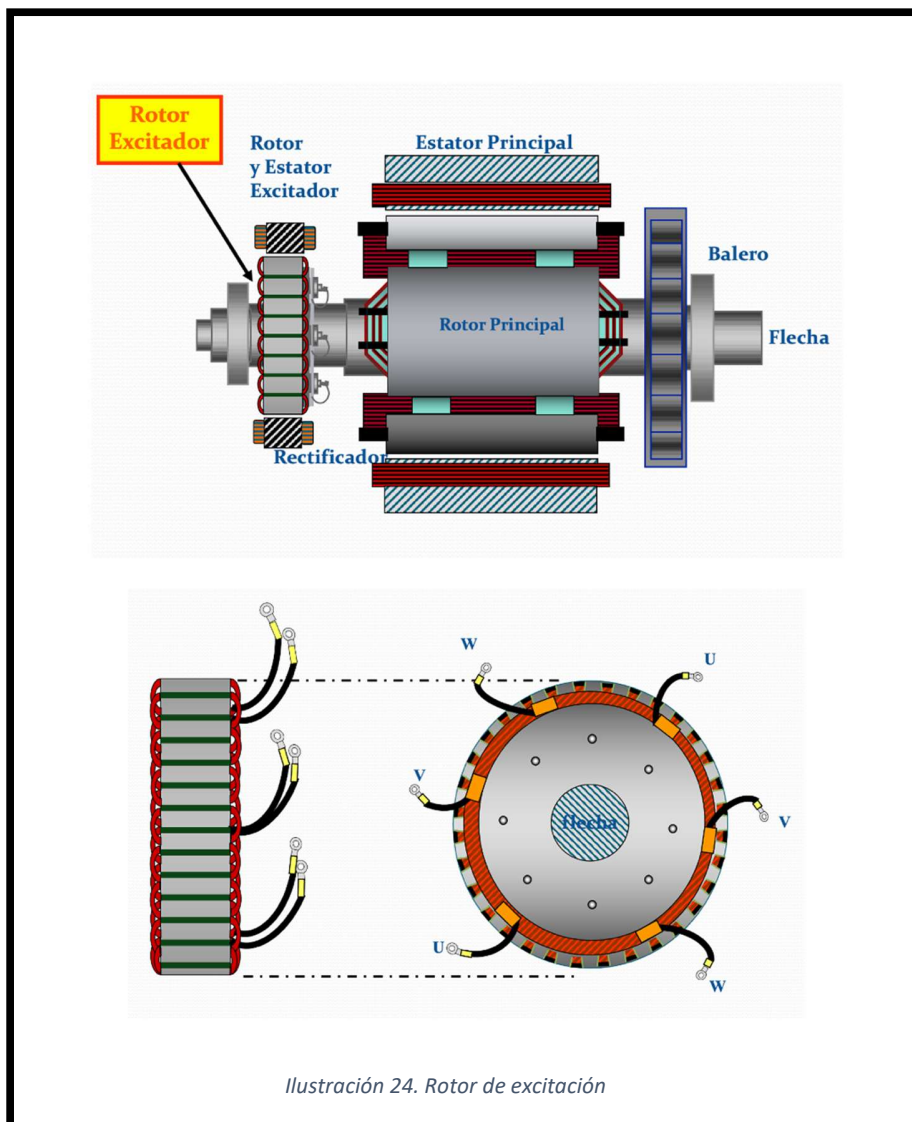
El estator es un conjunto de laminaciones de acero de alta remanencia que almacena magnetismo residual. Está constituido por un electroimán de 12 a 14 polos, que opera como un generador de alta frecuencia.



Fuente: elaboración propia, 2025.

▪ Rotor excitador

El rotor es aquel que produce C.A. trifásica y de alta frecuencia, cada fase va conectada a dos diodos del conjunto rectificador. Se puede clasificar como un generador de excitación y amplificador de poder para el rotor principal.



Fuente: elaboración propia, 2025.

▪ Conjunto rectificador

Conjunto encargado de rectificar a corriente directa la corriente alterna producida en el rotor de excitación, para ser trasladada al rotor principal.

El rectificador produce un flujo constante de C.D. por medio de dos diodos, uno positivo y el otro negativo, los cuales están montados sobre placas que tienen la característica de disipar el calor, ya que están hechas de aluminio; el flujo de corriente va dirigido directamente a las bobinas del rotor principal.

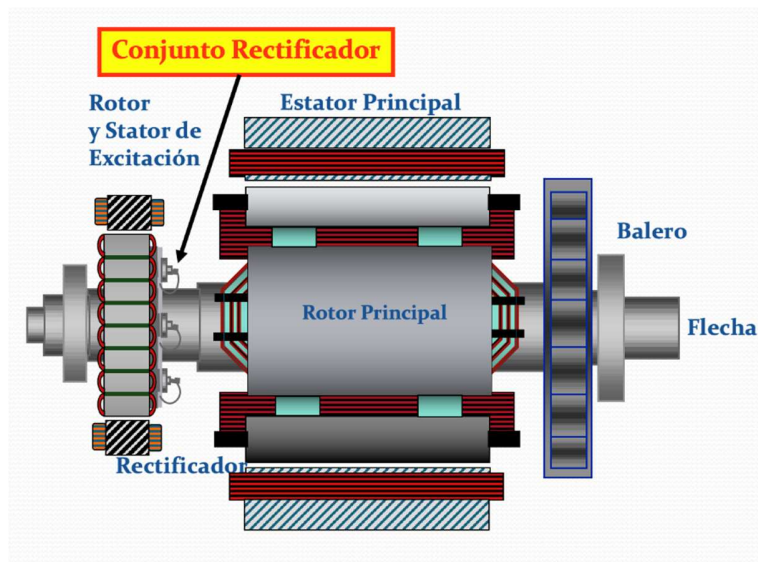


Ilustración 25. Conjunto rectificador

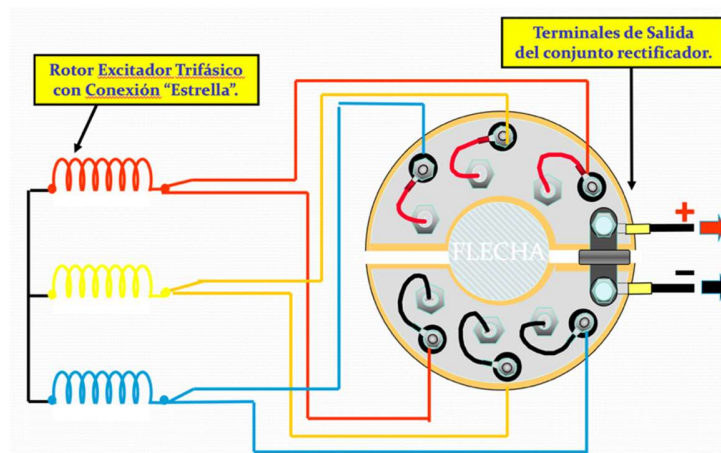


Ilustración 26. Placa rectificadora

Fuente: elaboración propia, 2025.

- **Rotor principal**

Las bobinas del rotor están conectadas en serie, se invierte la dirección de cada bobina con respecto a la adyacente, para producir la polaridad necesaria. Se trata de electroimanes que finalmente van a inducir un campo magnético al estator principal para la generación de corriente.

Los rotores principales pueden tener variedad de número de polos, normalmente cuatro. Esto es determinante en el cálculo de la frecuencia eléctrica de salida.

$$\text{Frecuencia eléctrica} = \frac{N * P}{120}$$

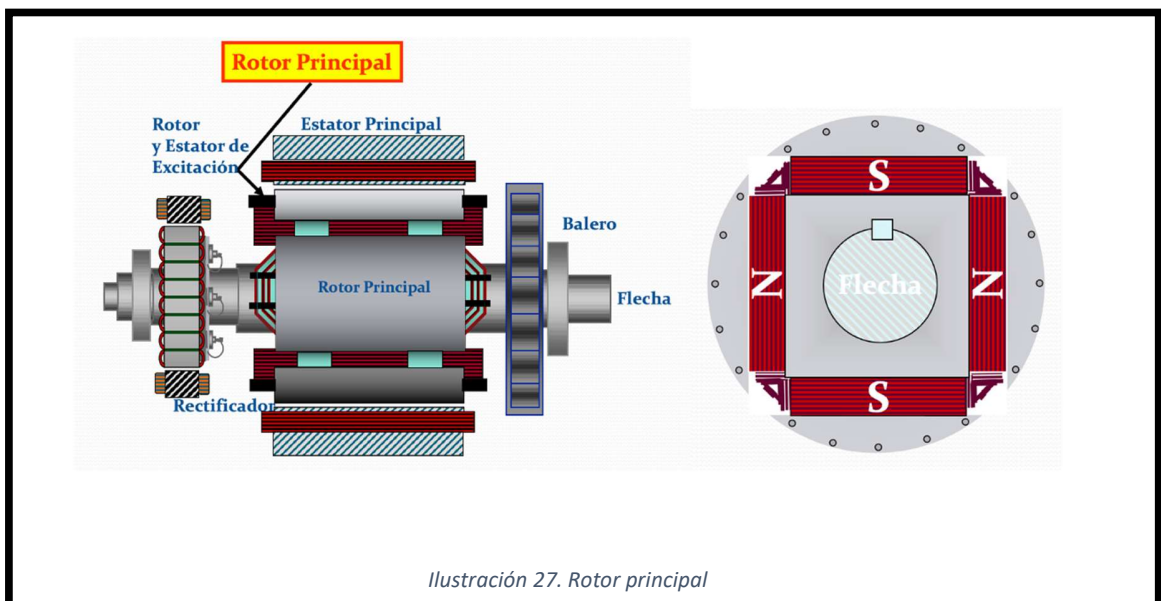
Ecuación 14. Frecuencia eléctrica

Donde:

P = # de polos

N = Velocidad.

120= constante

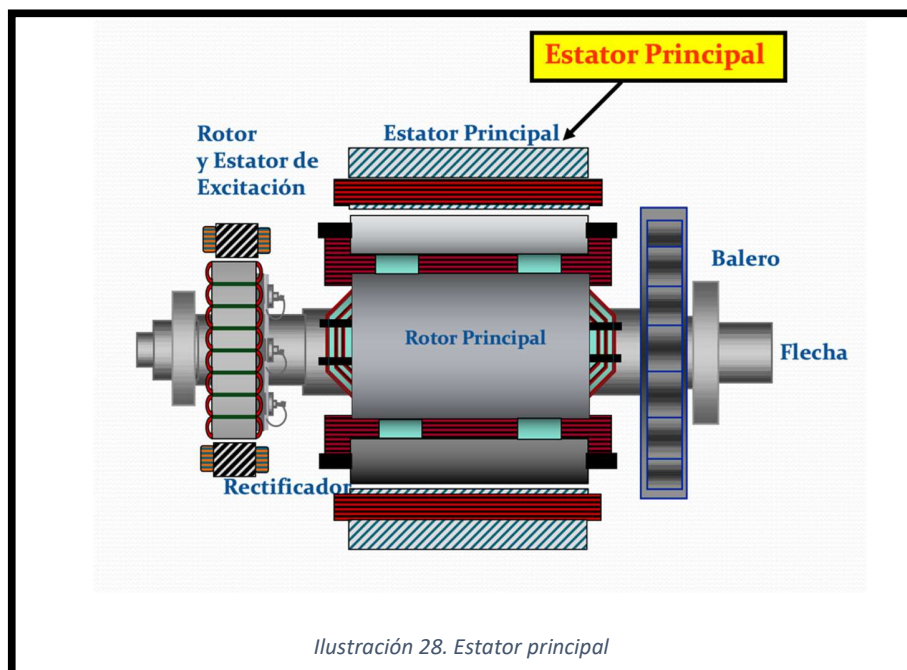


Fuente: elaboración propia, 2025.

- **Estator principal**

El estator principal es un conjunto de laminaciones de acero electrolítico de alto grado, para reducir pérdida de energía por calor. Cada laminación se aísla de las demás para reducir las corrientes de Eddy.

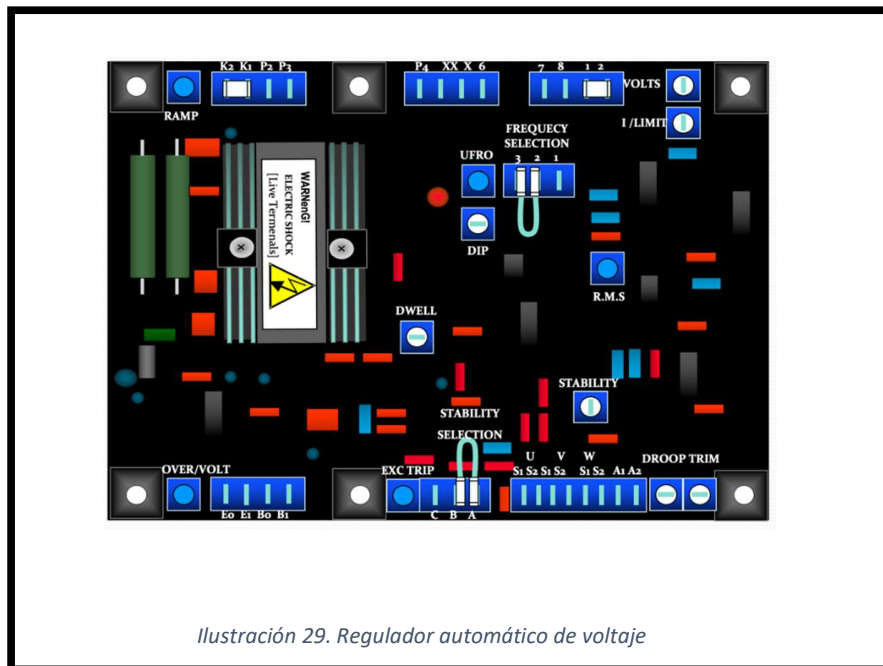
El aislamiento aplicado al devanado del estator es normalmente de clase 'H', de manera que soporte incrementos de temperatura de hasta 125 ° C en funcionamiento.



Fuente: elaboración propia, 2025.

- **AVR (Regulador automático de voltaje)**

El AVR es el dispositivo encargado de controlar la generación de tensión a la salida, posee control sobre la señal de C.D utilizada para iniciar el proceso de generación. De esta forma es que logra dominar los valores de tensión a la salida del generador.



Fuente: elaboración propia, 2025.

(iv) Criterios para selección del generador

▪ Normativas y estándares

UL-1446

Es una normativa que busca la certificación del sistema de aislamiento eléctrico en motores, transformadores, generadores y otros dispositivos eléctricos. En este caso en particular se hablará únicamente de generadores.

Además, se basa en materiales aislantes que logran una clasificación de temperatura, la intención es formar un grupo (Bobinados y Barniz). Este grupo, si es aprobado por UL 1446, se convertirá en un sistema de aislamiento válido.

El sistema de aislamiento tiene una clara distinción de grado de temperatura y la clasificación de temperatura UL estadounidense se divide en: clase A 105 °C, clase E 120 °C, clase B 130 °C, clase F 155 °C, clase H 180 °C, clase N 200 °C, clase R 220 °C, clase S 240 °C, entre otras.

Se utilizará como criterio de selección que sea clase H 180 °C.

UL 1004-1:

Es una normativa necesaria para la selección del generador. Se basa en la seguridad para máquinas eléctricas giratorias.

Esta norma se aplica a las máquinas eléctricas rotativas de bobinado de encofrado con clasificación inferior a 460 voltios y todas las demás máquinas eléctricas rotativas y motores lineales, tanto de CA como de CC, con capacidad de 1.000 voltios o menos.

UL 1004-4

Esta norma es un complemento y se debe leer de la mano a la norma para máquinas eléctricas rotativas. Requisitos generales, UL 1004-1. Los requisitos de esta norma complementan o modifican los requisitos de UL 1004-1. Los requisitos de UL 1004-1 se aplican a menos que sean modificados por esta norma.

Asimismo, cubre los generadores eléctricos, también denominados alternadores, que, cuando se combinan con motores primarios, como motores o motores eléctricos, se utilizan para producir electricidad. Esta norma cubre los generadores, incluidos los que se utilizan en modo de espera con una potencia nominal de 34.000 voltios o menos.

Sumado a ello, esta norma no cubre los conjuntos de generadores estacionarios o portátiles, que están cubiertos respectivamente por la norma para conjuntos de generadores de motores estacionarios, UL 2200, y la norma para la tasa de emisión de monóxido de carbono (CO) de generadores portátiles, UL 2201.

Finalmente, esta norma no cubre los generadores destinados a usarse en ubicaciones peligrosas como se define en el Código Eléctrico Nacional®, NFPA 70.

UL1004-9

UL 1004-9 debe leerse junto con la Norma para máquinas eléctricas rotativas - Requisitos generales, UL 1004-1. Para las máquinas cubiertas por UL 1004-9, solo se

aplican las siguientes secciones de UL 1004-1: Componentes; Ensamble mecánico; marco y recinto; Toma de tierra; Identificación de puesta a tierra; Protección contra la corrosión; Terminales y conductores de cableado de fábrica; Espaciamientos (cuando se califica como 1,000 V o menos); y piezas portadoras de corriente. Para estas secciones, se aplican los requisitos de UL 1004-1 a menos que esta norma lo modifique.

Ahora bien, para los propósitos de esta Norma, el término “máquina” es representativo y equivalente a los términos: máquina eléctrica rotativa y máquina rotativa, lo cual abarca todo tipo de motores y generadores eléctricos cubiertos por el alcance de esta Norma. Por lo tanto, se entiende que el término “máquina” se aplica tanto a máquinas de CA como de CC.

Tales requisitos se aplican a máquinas instaladas en campo con devanados enrollados y clasificados para aplicaciones entre 460 V y hasta 34,000 V.

También, esta norma se aplica a las máquinas instaladas en el campo que emplean devanados de bobinado aleatorio y están clasificadas para aplicaciones superiores a 1000 V y hasta 7200 V.

Antes bien, las máquinas diseñadas para usarse en ubicaciones peligrosas pueden tener requisitos adicionales que deben cumplirse según se especifica en el Código Eléctrico Nacional, NFPA 70. Estos requisitos no cubren las piezas de motor-compresor selladas (tipo hermético), que se evalúan según la Norma para motores-compresores de refrigerante hermético, UL 984.

▪ Tipos de aislamiento e IP (Ingress Protection)

Los materiales aislantes son clasificados principalmente de acuerdo con su límite térmico. La *performance* de su aislamiento depende de su temperatura de operación. Mientras más alta es la temperatura, más alto será el rango de su degradación térmica, por lo tanto, más baja será su vida útil.

Si se espera una vida de aislamiento larga razonable, su temperatura de operación debe mantenerse baja. Entonces, es necesario determinar los límites de temperatura

para el aislamiento, que asegurara la operación a través de la duración de la vida útil del equipo. En épocas recientes se están usando más los aislamientos de la clase F y H, ya que son de materiales más modernos y que resisten mayores temperaturas.

Por su parte, los bobinados de las máquinas se pueden construir con diversos aislamientos, que son definidos por la temperatura máxima que pueden aguantar sin deteriorarse. Por tal motivo, se elegirá un generador que cuente con aislamiento tipo H que resista una temperatura de 180 °C; su significado es:

- Aislamiento **clase H** = Temperatura máxima admisible de **180 °C**.

Con respecto a la protección IP, se hace referencia a la norma IEC 60529 “Degrees of Protection”, desarrollada y establecida por la International Electrotechnical Commission (IEC) o Comisión Electrotécnica Internacional, en español.

La norma indica los niveles de protección con los que debe cumplir la cubierta o contenedor de los equipos y herramientas eléctricas o electrónicas. La protección a la que se refiere la norma es la que evita que materiales sólidos y líquidos ingresen al interior del equipo o herramienta, causando algún daño. Las siglas IP corresponden al vocablo inglés *Ingress Protection*; es decir, protección de ingreso.

Así las cosas, se tomarán como referencia las siguientes tablas:

Tabla 2. Valores para el primer número IP

Posibles valores para el primer número IP (X) ()		
Nivel	Tamaño del objeto entrante	Efectivo contra
0	-----	Sin Protección.
1	< 50mm	Cuerpos solidos con esfera de 50 mm de diámetro o menos, no debe llegar a entrar por completo.
2	< 12.5 mm	Cuerpos solidos con esfera de 12.5 mm de diámetro o menos, no debe llegar a entrar por completo.
3	< 2.5	Cuerpos solidos con esfera de 2.5 mm de diámetro o menos, no debe entrar en lo más mínimo.
4	< 1	Cuerpos solidos con esfera de 1 mm de diámetro o menos, no debe entrar en lo más mínimo.
5	Protección contra polvo	La entrada de polvo no puede evitarse, pero el mismo no debe entrar en una cantidad tal que interfiera con el funcionamiento del equipo.
6	Protección fuerte contra polvo	El polvo no debe entrar bajo ninguna circunstancia.

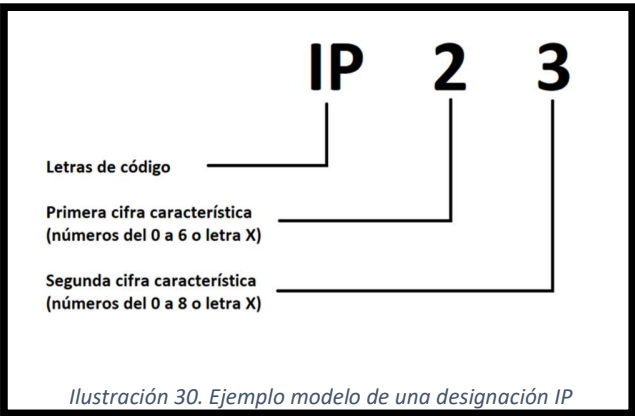
Fuente: elaboración propia, 2025.

Tabla 3. Valores para el segundo número IP

Posibles valores para el segundo número IP (X)			
Nivel	Protección frente a	Método de prueba	Resultados
0	Sin Protección	Ninguno	El agua entrara en el equipo en poco tiempo
1	Goteo de Agua	Se coloca el equipo en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar el agua cuando se la deja caer, desde 200 mm de altura respecto del equipo, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm³ por minuto)
2	Goteo de Agua	Se coloca el equipo en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar el agua cuando se la deja caer, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm³ por minuto). Dicha prueba se realizará cuatro veces a razón de una porcada giro de 15° tanto en el sentido vertical como horizontal, partiendo cada vez de la posición normal de trabajo.
3	Agua nebulizada (spray)	Se coloca el equipo en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar agua nebulizada en un ángulo de hasta 60° a derecha e izquierda de la vertical a un promedio de 11 litros por minuto y a una presión de 80-100 kN/m² durante un tiempo que no sea menor a 5 minutos.
4	Chorros de Agua	Se coloca el equipo en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar agua arrojada desde cualquier ángulo a un promedio de 10 litros por minuto y a una presión de 80-100 kN/m² durante un tiempo que no sea menor a 5 minutos.
5	Chorros de Agua	Se coloca el equipo en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar agua arrojada a chorro (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 6.3 mm de diámetro, a un promedio de 12.5 litros por minuto y a una presión de 30 kN/m² durante no menos de 3 minutos y a una distancia que no sea menor de 3 metros.
6	Chorros muy potentes de Agua	Se coloca el equipo en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar agua arrojada a chorro (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 12.5 mm de diámetro, a un promedio de 100 litros por minuto y a una presión de 100 kN/m² durante no menos de 3 minutos y a una distancia que no sea menor de 3 metros.
7	Inmersión en Agua	Se coloca el equipo en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar agua
8	Inmersión completa y continua en Agua	El equipo eléctrico / electrónico debe soportar (sin filtración alguna) la inmersión completa y continua a la profundidad y durante el tiempo que especifique el fabricante del producto con el acuerdo del cliente, pero siempre que resulten condiciones más severas que las especificadas para el valor 7	No debe entrar agua

Fuente: elaboración propia, 2025.

Se tomará como criterio de selección un generador que cumpla con “*ingress protection*” de 23, tomando de referencia los datos en tabla mostrados anteriormente.



Fuente: elaboración propia, 2025.

d) Controlador Máster DSE7450

Es un módulo diseñado para controlar sistemas de generación de C.C que suministran de energía a la carga y a las baterías. Tiene la característica necesaria para ser configurado para muchas aplicaciones diferentes. Estos controladores cuentan con un PLC que permite realizar una gran cantidad de modos de operación, proporcionando al usuario la máxima flexibilidad en el control del motor del generador para garantizar la optimización de la vida útil de la batería, reducir el mantenimiento, reemplazar el motor y el uso de combustible. Además, se comunica con todos los componentes del conjunto, con el fin de poder comandar todas las acciones.

El diagrama de conexiones de un controlador máster tiene la siguiente forma y los siguientes componentes, lo cual se expone en la siguiente ilustración.

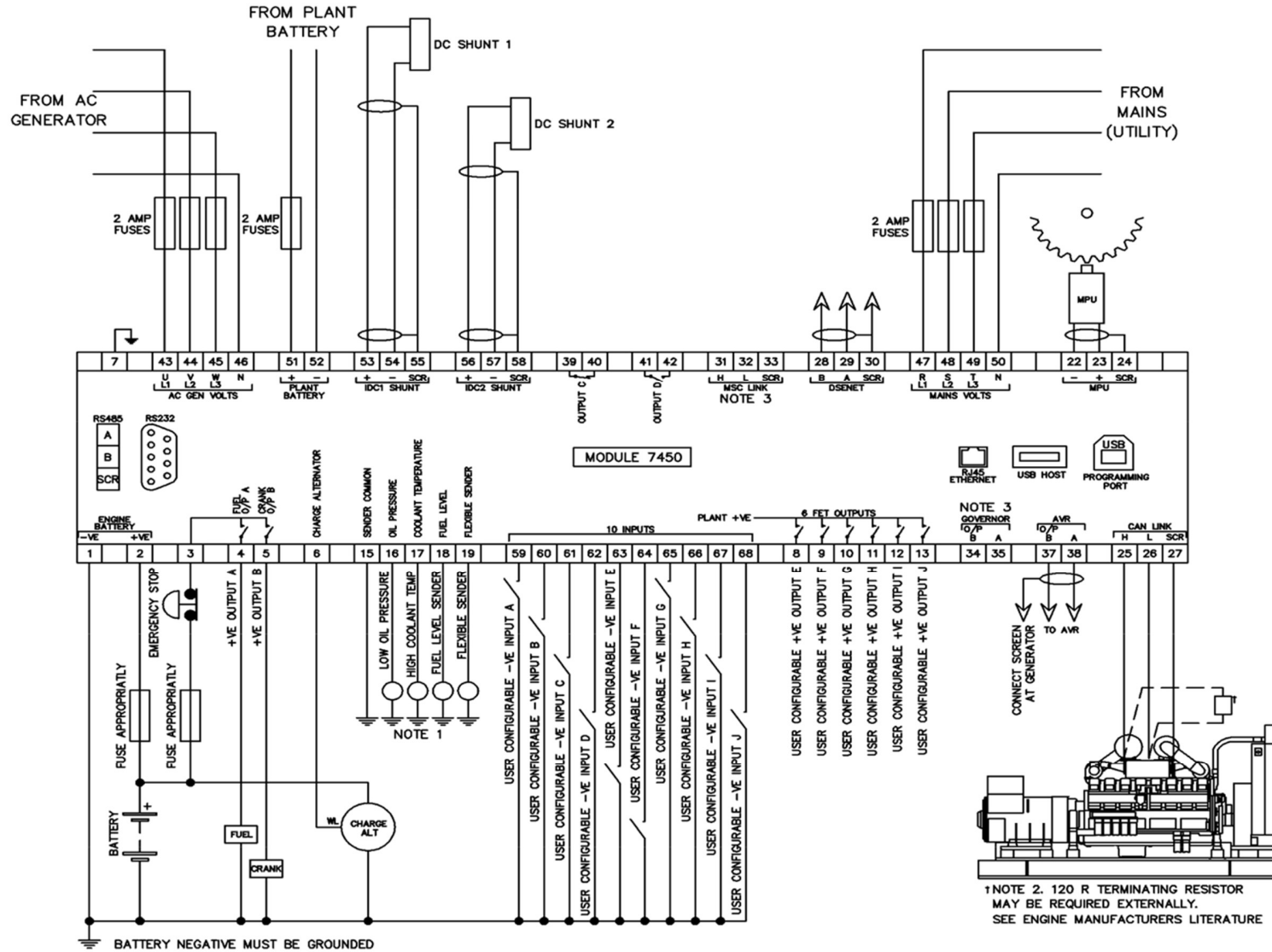


Ilustración 31. Diagrama de conexiones del controlador máster

Fuente: elaboración propia, 2025.

(i) Criterio de selección

Dentro del criterio de selección se tomarán en cuenta aspectos como:

- Ser un equipo listado UL.
- Contar con IP 65 según se muestra en la sección anterior.
- Contar con protocolo moodbus RTU para comunicación.
- Tener un sistema de monitoreo remoto.

e) Baterías de iones de litio

Las baterías de iones de litio son conocidas también como Li-ion, lo cual son dispositivos con celdas de energía diseñadas para el almacenamiento de energía eléctrica.

La batería de ion litio tienen varias composiciones y existen varios tipos:

- Baterías de óxido de cobalto/litio tienen el beneficio de su alta densidad de energía, que, aunque a veces puede acarrear problemas de seguridad, suele tratarse de baterías de gran durabilidad.
- Baterías de litio/óxido de magnesio, se trata de la batería más utilizada por su alto nivel de seguridad, pero su rendimiento no siempre es eficiente cuando se experimentan altas temperaturas.
- Baterías de litio/fosfato de hierro, se trata de la batería con las mejores características de seguridad con una larga vida útil, de más de 2.000 ciclos.



Ilustración 32. Batería de iones de litio

Fuente: elaboración propia, 2025.

Al respecto, hace ya bastantes años que las baterías de litio concurren en cualquier dispositivo electrónico que se encuentra a nuestro alrededor: smartphone, portátiles, motocicletas, etc. Su gran eficacia y duración hace que sean un instrumento imprescindible.

Por tales motivos, cada vez existen más competencias y precios más baratos. Por ende, las baterías de litio de nueva generación surgen como un recurso indiscutible para instalaciones fotovoltaicas destinadas al autoconsumo. Si se comparan los rendimientos de estas baterías con las baterías convencionales o baterías de plomo ácido, se llega a la conclusión de que quitar inclusive el precio del litio hoy no tiene competidor.

Las baterías de litio se han convertido en el presente y futuro de los acumuladores de energía frente a las anteriores baterías existentes, y desde su llegada al sector del autoconsumo y las energías renovables se han convertido en toda una revolución. Al aplicar conjuntamente las baterías de litio en sistemas fotovoltaicos se hace evidente la mejora de su rendimiento comparado con las baterías de plomo ácido y baterías gel.

Sin ninguna duda, las baterías de litio son una gran solución para las instalaciones fotovoltaicas. Las innumerables utilidades frente a sus adversarios habituales las conciben como una infalible apuesta para las energías renovables.

Ventajas de las baterías de Ion-Litio frente a las convencionales

Las baterías de litio de fosfato de hierro (LiFePO_4) son las baterías que aportan mayor seguridad dentro de las de Ion-Litio. Además, son las que más oportunidades ofrecen en el campo de las energías renovables.

Las utilidades principales que tienen las baterías de Ion-litio frente a las baterías de plomo ácido convencionales son las siguientes:

Voltaje superior

El litio es la molécula química con una electronegatividad mayor, ofertando un elevado volumen de oxidación. El litio posee 3,16 voltios en contraste con los 2 voltios del plomo. Entonces, una batería de LiFePO_4 posee una tensión nominal de 12,8 voltios después de unir en serie 4 celdas o 25,6 voltios si se unen 8 celdas. Sin embargo, las baterías de plomo ácido poseen tensiones nominales de 12 o 24 voltios.

Rapidez superior en la carga y descarga

Como se dispone de un voltaje superior en la celda, hace falta una corriente inferior, con el fin de alojar la energía idéntica. En tanto que una batería de plomo ácido necesitaría entre 8 y 12 horas, la de litio necesitaría 4 horas como máximo.

Sin carga óptima

Las baterías de plomo ácido se posicionan cómodamente en la franja superior de carga. En el área de las energías renovables, con un 20 % de descarga es cuando son más eficaces. Contrariamente, las baterías de litio operan a la perfección con cargas incompletas. En realidad es recomendable que no se alcance el 100 % de carga. Es capaz de descargarse casi en su totalidad tolerando escasos deterioros (contrariamente a las baterías de plomo ácido que solamente aguantan descargas de hasta el 50%).

Mayor vida útil

Cuatro mil ciclos con el 80 % de profundidad de descarga. Quinientos ciclos es lo que posee una batería monoblock de plomo-ácido abierta. Alrededor de dos mil ciclos posee un monoblock de ciclo profundo. Y una batería de plomo-ácido estacionaria posee cuatro mil ciclos, pero con el 50 % de descarga máxima.

Por ello, gracias a su capacidad energética, celeridad de carga y una extensa vida útil, las baterías Ion-Litio se ofrecen como una extraordinaria elección para las instalaciones fotovoltaicas.

f) Microhub

El microhub de telecomunicaciones considerado en este estudio alberga equipamiento crítico para la entrega de servicios de datos, video y acceso óptico en zonas descentralizadas. Está compuesto por un conjunto compacto de equipos activos que incluye un router para gestión de tráfico IP, un switch para distribución local, y un OLT (Optical Line Terminal) como punto de cabecera para la red GPON. Además, integra un EDFA (Erbium-Doped Fiber Amplifier) que amplifica señales ópticas para cubrir mayores distancias sin pérdida significativa, lo cual es clave en zonas rurales o de difícil acceso.

El sistema también incluye un módulo de Uncryp, encargado del descifrado de señales de video encriptadas, y una unidad Luminato, especializada en procesamiento profesional de señales de televisión digital y contenido IPTV. Esta configuración permite que el microhub funcione como un nodo autónomo de distribución de servicios digitales, lo cual reduce la latencia y mejora la disponibilidad en áreas con infraestructura limitada. Además, para asegurar su operación continua, se proyecta un sistema híbrido de alimentación energética que combine fuentes renovables con respaldo térmico.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

El marco metodológico es una de las partes más importantes de cualquier investigación, dado que define el enfoque, los métodos y las técnicas que se usarán para recopilar, analizar e interpretar los datos. Asimismo, el marco metodológico

proporciona al proceso una estructura clara y coherente que guía al investigador desde el principio hasta el final, para garantizar que se logren de manera sistemática y coherente para los objetivos previstos en el estudio. Además, el marco metodológico ayuda a otros investigadores a replicar la investigación, lo cual confirma aún más la validez y confiabilidad de los resultados.

3.1 Enfoque de la investigación

Este trabajo se sitúa dentro de la investigación aplicada de carácter tecnológico, orientada a resolver un problema concreto de abastecimiento energético para radio-bases en zonas aisladas. Para ello, se adopta la guía PMBOK 5.^a ed. como marco para planear, desarrollar y ejecutar el proyecto, lo cual garantiza trazabilidad desde el acta de constitución hasta las lecciones aprendidas. El diseño se sustenta en un enfoque mixto predominante cuantitativo: se recogen mediciones de carga y recurso solar, se modelan escenarios en el simulador HOMER Pro y se contrastan con análisis económicos y ambientales. Los resultados se interpretan a la luz de la literatura reciente sobre sistemas híbridos, lo cual aporta una mirada social y ambiental a los hallazgos.

3.2 Método de la investigación

Se sigue el ciclo de vida de proyectos propuesto por el PMI: inicio, planificación, ejecución, monitoreo y cierre con entregables definidos para cada fase (cronograma, ruta crítica, presupuesto y control de riesgos). Además, durante la planificación se aplica el Método de la Ruta Crítica (CPM) para fijar la duración mínima y la holgura de cada actividad, lo cual optimiza recursos y tiempos.

Ahora bien, el diseño técnico se desarrolla con una iteración:

- **Dimensión preliminar:** mediante hojas de cálculo que emplean fórmulas normadas para estimar potencia, energía y capacidad de los subsistemas (FV, baterías, generador y motor).

3.3 Fuentes de información

- **Primarias**

1. Mediciones de carga tomadas en un micro-hub de Liberty (Esparza, Puntarenas), que proporcionan corrientes, potencias y perfiles de uso reales de equipos de telecomunicaciones.
2. Recurso solar (Horas-Sol-Pico) para Santa Cruz y Zarceró, compilado a partir de bases de datos meteorológicas nacionales.
3. Fichas técnicas de módulos FV, baterías Li-ion, inversor, controlador y generador (Anexo A del documento).

- **Secundarias**

Estudios científicos que evalúan sistemas híbridos PV-batería-diésel en telecomunicaciones (Siddiqui, 2015; Ani & Onyeka, 2014; Costa & Villalva, 2020), utilizados para validar supuestos de fiabilidad, costos y emisiones.

3.4 Variables o unidades de análisis

Tabla 4. Unidades de análisis

Categoría	Variable	Fuente/Rango
Demanda	Carga diaria AC/DC (Wh y Ah)	6.40 kWh/día a 48 V
Recurso	Horas-Sol-Pico (HSP)	5.29 h-d (Santa Cruz) y 4.54 h-d (Zarcero)
Diseño	Autonomía baterías (días)	2 días
Operación	Horas de generador y ciclos de carga	7.75 h por ciclo, hasta 6.2 d sin sol
Economía	NPC, LCOE	Salida de HOMER Pro
Ambiente	CO ₂ evitado	Cálculo comparativo con diésel

Fuente: elaboración propia, 2025.

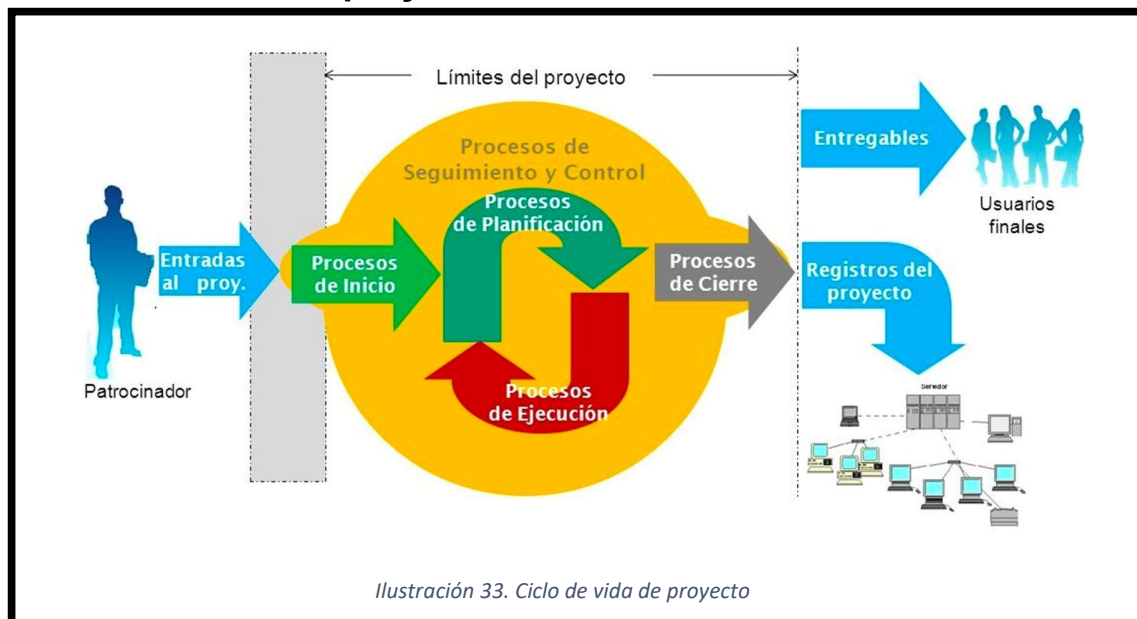
3.5 Instrumentos

- Software: AUTOCAD para la elaboración de diagramas unifilares, planos de distribución de equipos, listas de materiales y detalles de montaje eléctrico/mecánico.
- Hardware de campo: amperímetro Fluke 376 y guantes aislados para realizar la medición de corriente en el microhub.
- Documentales: fichas técnicas y normas NEC/NFPA para verificación de cumplimiento.

3.6 Proceso de recolección y análisis de datos

- Caracterización de sitio: levantamiento de cargas y medición de HSP (horas de sol pico). Esto mediante el software JRC Photovoltaic.
- Cálculo preliminar: aplicación de ecuaciones de potencia y energía, y dimensionamiento de bancos de baterías.
- Dimensionamiento FV: determinación de módulos en paralelo y serie según corriente pico y tensiones de operación.
- Validación y ajuste: contraste con casos de estudio internacionales y análisis de sensibilidad (precio diésel, degradación de baterías).
- Síntesis: generación de conclusiones técnico-económicas y una recomendación de escala comercial para telecomunicaciones rurales.

3.7 Ciclo de vida del proyecto



Fuente: elaboración propia, 2025.

Objetivos de procesos de inicio:

- Definir un alcance inicial.
- Comprometer los recursos financieros iniciales.
- Redactar un acta de constitución del proyecto.
- Alinear las expectativas de los interesados con el propósito del proyecto.
- Dar visibilidad sobre el alcance y los objetivos.
- Establecer qué se necesita realizar.
- Obtener la autorización para iniciar el proyecto.

Objetivos de procesos de planificación:

- Establecer el alcance total del esfuerzo, definir y refinar objetivos.
- Desarrollar la línea de acción requerida para alcanzar dichos objetivos.
- Desarrollar el plan para la dirección del proyecto y sus documentos.
- Elaborar progresivamente la planificación con actividades iterativas y continuas.
- Trazar la estrategia y las tácticas.
- Facilitar el conseguir la aceptación y participación de los interesados.
- Explorar el Alcance – Tiempo – Costo – Calidad – Comunicaciones – Recursos Humanos – Riesgos – Adquisiciones – Participación de los Interesados.

Objetivos de procesos de ejecución:

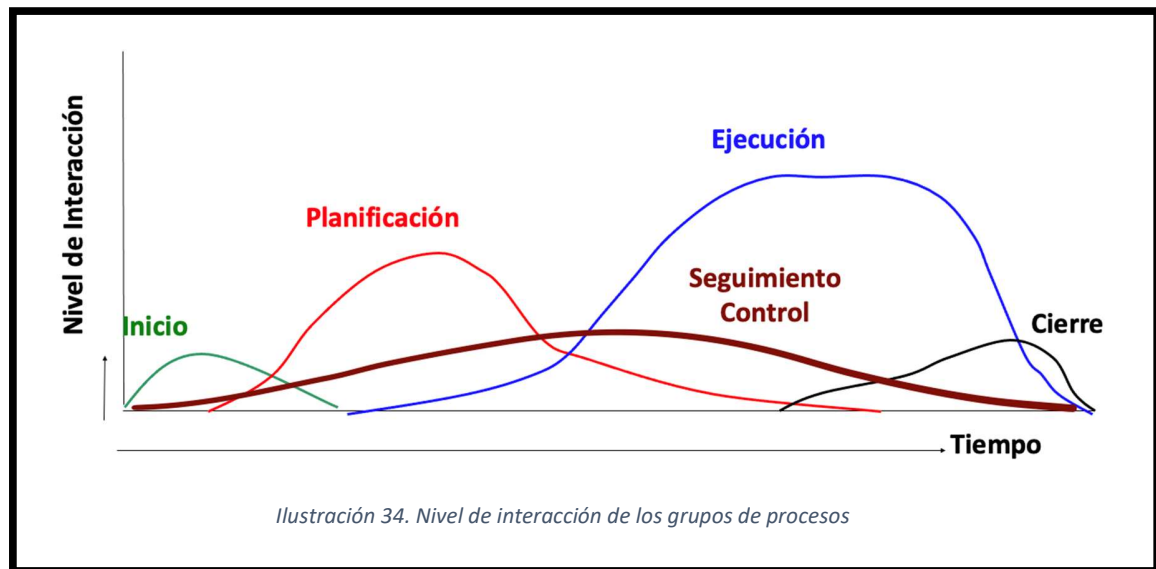
- Coordinar personas y recursos.

- Gestionar las expectativas de los interesados.
- Integrar y realizar las actividades del proyecto.
- Actualizar la planificación cuando sea requerido.
- Revisar la línea base y establecer nuevas líneas base cuando sea necesario.
- Completar el trabajo definido en el plan.
- Cumplir con las especificaciones del plan.
- Utilizar la mayor parte del presupuesto del proyecto en la realización de estos procesos.

Objetivos de procesos de cierre:

- Establecer formalmente el cierre prematuro de un proyecto (si aplica).
- Registrar los impactos de la adaptación de un proceso.
- Aplicar las actualizaciones adecuadas a los activos de los procesos.
- Archivar los documentos relevantes del proyecto.
- Documentar las lecciones aprendidas.
- Finalizar TODAS las actividades del proyecto.
- Verificar que los procesos definidos se han completado.
- Obtener formalmente la aceptación del cliente o patrocinador del proyecto.

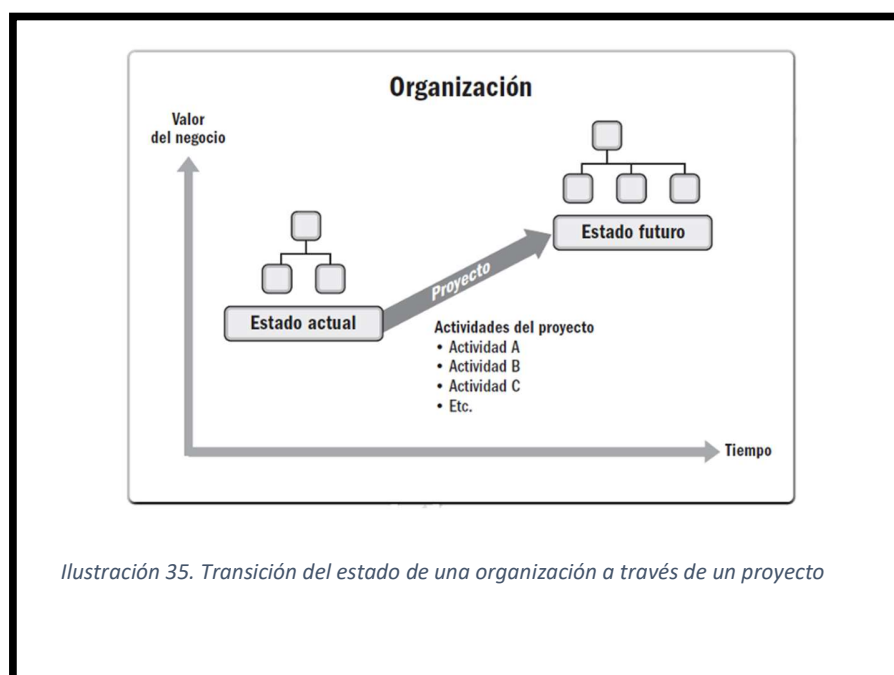
A continuación, se expone la figura de la interacción que tienen los grupos de procesos.



Fuente: elaboración propia, 2025.

3.8 Planificación del tiempo y control de proyectos

Los proyectos generan dentro de una organización, o al beneficiario, un crecimiento en el valor del negocio, o una mejora, de la problemática que se desea atacar. De modo que, al ejecutar una serie de actividades ordenadas y consensuadas dentro de una compañía se logra posicionar y consolidar la operación del beneficiario.



Fuente: elaboración propia, 2025.

Por lo tanto, el PMBOK define el origen de un proyecto en cuatro necesidades:

- Cumplir requisitos regulatorios.
- Crear, mejorar o reparar un producto, proceso o servicio.
- Satisfacer las solicitudes o necesidades de los interesados.
- Implementar o cambiar las estrategias de negocio o tecnología.



Fuente: elaboración propia, 2025.

3.9 Gestión del cronograma del proyecto

El PMBOK define los procesos de gestión del cronograma del proyecto de la siguiente forma:

Planificar la gestión del cronograma — Establecer las políticas, los procedimientos y la documentación para planificar, desarrollar, gestionar, ejecutar y controlar el cronograma del proyecto.

Definir las actividades — Identificar y documentar las acciones específicas que se deben realizar para elaborar los entregables del proyecto.

Secuenciar las actividades — Identificar y documentar las relaciones entre las actividades del proyecto.

Estimar la duración de las actividades — Realizar una estimación de la cantidad de periodos de trabajo necesarios.

Desarrollar el cronograma — Analizar secuencias de actividades, duraciones, requisitos de recursos y restricciones del cronograma para la ejecución, el monitoreo y el control del proyecto.

Controlar el cronograma — Monitorear el estado del proyecto para actualizar el cronograma del proyecto y gestionar cambios a la línea base.

A continuación, se muestra un cronograma estilo “Diagrama de Gantt”, donde aparece cada actividad y de cada una de las tareas necesarias para ejecutar este proyecto.

Asimismo, se agregan fechas hipotéticas dentro del diagrama, las cuales se utilizarán como un aspecto de forma y cuerpo donde se excluye el tiempo de diseño y fabricación.

Ilustración 37. Diagrama de Gantt



Fuente: elaboración propia, 2025

Diagrama de ruta crítica

En la siguiente tabla se muestran las actividades para la ejecución del proyecto, donde se muestra la duración de cada una de ellas y si cuentan con actividades predecesoras.

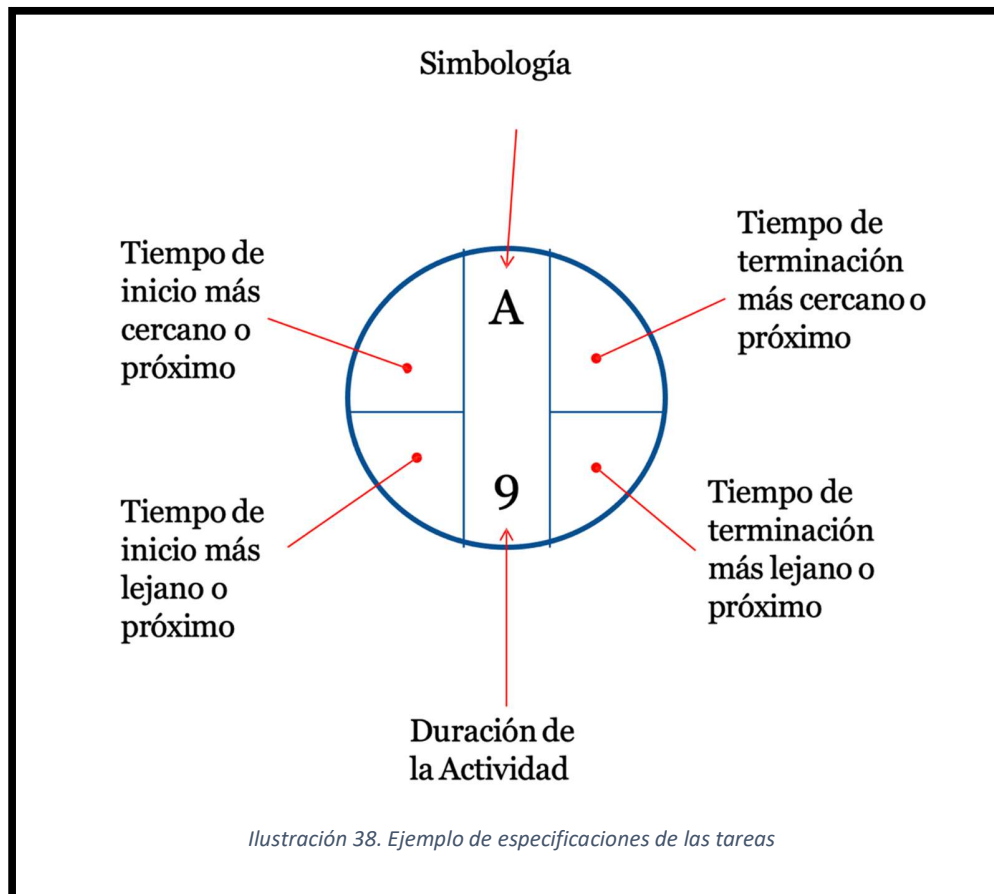
Tabla 5. Actividades para la ejecución de una ruta crítica

Número de Actividad	Nombre de Actividad	Duración Normal (días)	Predecesor
1	A = Demostración de factibilidad y necesidad	5	
2	B = Análisis y retorno de inversión	5	A
3	C = Solicitud de permisos y tramitología legal	30	
4	D = Visualización de imprevistos	5	B,C
5	E = Adecuación de área para la instalación.	15	D
6	F = Transporte de los componentes al sitio.	2	D
7	G = Armado del equipo en sitio	5	E,F
8	H = Instalación electromecánica y conexión del equipo	30	G
9	I = Llenado de tanque de combustible.	1	H
10	J = Configuración del controlador	3	H
11	K = Configuración de comunicación modbus RTU	3	J
12	L = Ejecución y documentación de pruebas	10	K,I

Fuente: elaboración propia, 2025.

Lo anterior, es fundamental para la construcción del diagrama de ruta crítica del proyecto, ya que muestra una visión amplia de las tareas del proyecto y su duración, lo cual facilita la elaboración del diagrama.

Paralelamente, se utilizará la siguiente figura para representar cada tarea dentro del diagrama de ruta crítica. Además, siguiendo las leyendas que se observan en la imagen a través de las flechas, se puede determinar qué representa cada espacio.



Fuente: elaboración propia, 2025.

El método de la ruta crítica se utiliza para estimar la mínima duración del proyecto y determinar el nivel de flexibilidad en la programación de los caminos de red lógicos dentro del modelo de programación. Esta técnica de análisis de la red del cronograma calcula las fechas de inicio y finalización, tempranas y tardías, para todas las actividades, sin tener en cuenta las limitaciones de recursos. Además, elaborara un análisis que recorre hacia adelante y hacia atrás toda la red del cronograma.

Ahora bien, las fechas de inicio y finalización, tempranas y tardías, resultantes, no constituyen necesariamente el cronograma del proyecto, sino que más bien indica los periodos dentro de los cuales se podrían llevar a cabo las actividades, teniendo en cuenta los parámetros introducidos en el modelo de programación para duraciones de las actividades, relaciones lógicas, adelantos, retrasos y otras restricciones conocidas. El método de la ruta crítica se utiliza para calcular las rutas críticas y el nivel de holgura total y libre o flexibilidad de la programación en los caminos de red lógicos dentro del modelo de programación. Para cualquiera de la ruta del cronograma, la holgura total o flexibilidad se mide por la cantidad de tiempo que una actividad del cronograma puede demorarse o extenderse respecto de su fecha de inicio temprana sin retrasar la fecha de finalización del proyecto ni violar ninguna restricción del cronograma.

Una ruta crítica se caracteriza normalmente por el hecho de que su holgura total es igual a cero.

DIAGRAMA DE RUTA CRÍTICA

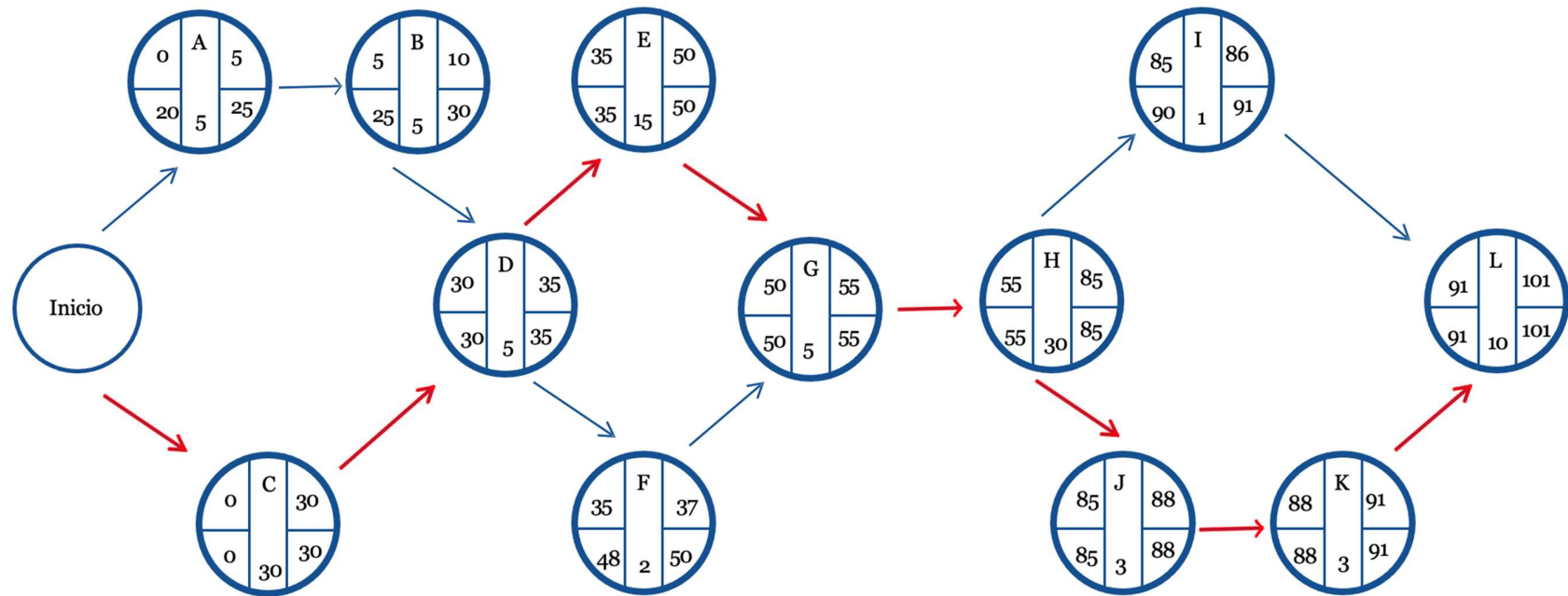


Ilustración 39. Diagrama de ruta crítica del proyecto

Fuente: elaboración propia, 2025.

A continuación, se muestra una hoja resumen llamada: método de hoja de cálculo para la red. Esta hoja muestra las holguras de las tareas dentro del proyecto, con lo cual se puede definir si una actividad es crítica o no.

Tabla 6. Resumen de ruta crítica

Actividad	Tiempo de Actividad	Tiempo de Inicio más Cercano TIC	Tiempo de Terminó más Cercano TTC	Tiempo de Inicio más Lejano TIL	Teimpo de Terminó más Lejano TTL	Tiempo de Holgura TIL - TIC	¿Crítico?
A	5	0	5	20	25	20	NO
B	5	5	10	25	30	20	NO
C	30	0	30	0	30	0	SI
D	5	30	35	30	35	0	SI
E	15	35	50	35	50	0	SI
F	2	35	37	48	50	13	NO
G	5	50	55	50	55	0	SI
H	30	55	85	55	85	0	SI
I	1	85	86	90	91	5	NO
J	3	85	88	85	88	0	SI
K	3	88	91	88	91	0	SI
L	10	91	101	91	101	0	SI

Fuente: elaboración propia, 2025.

Diagrama de flujo de funcionamiento del sistema

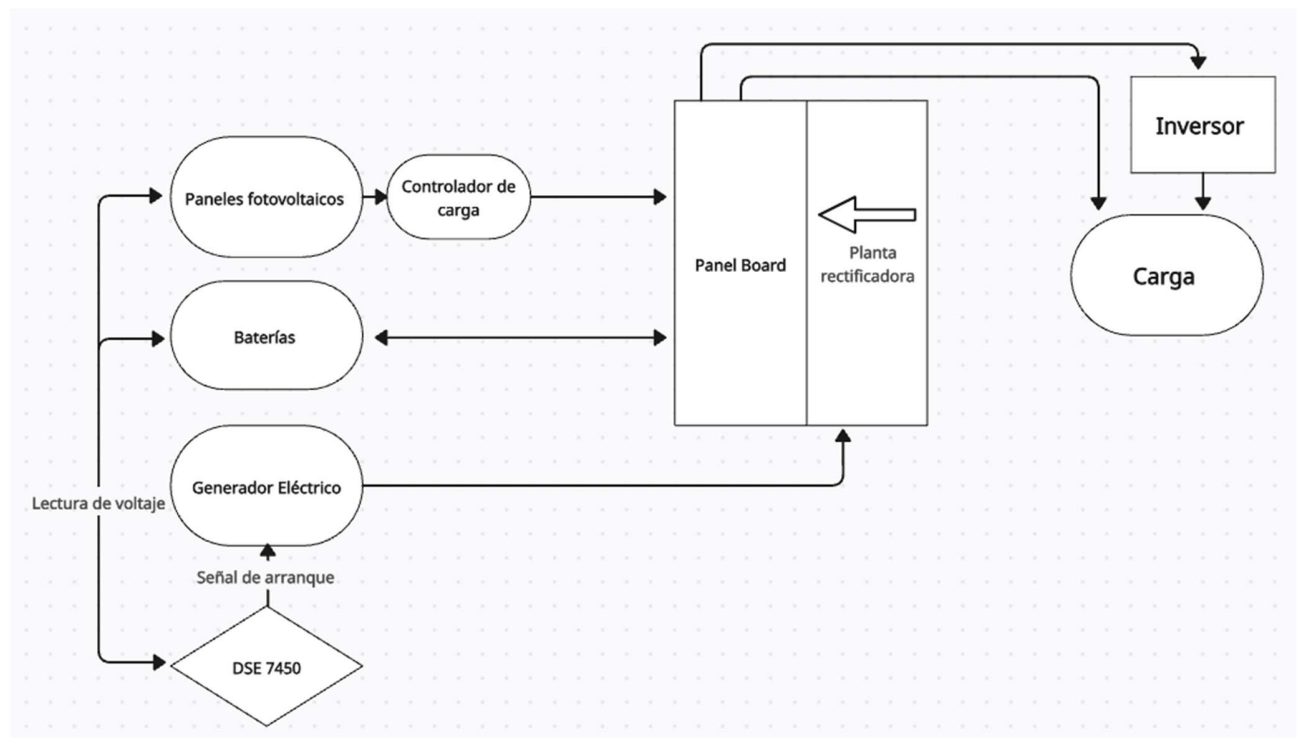


Ilustración 40. Diagrama de bloques del sistema híbrido

Fuente: elaboración propia, 2025.

Así las cosas, como resumen del funcionamiento del sistema, se expone el siguiente orden:

Fuentes principales: paneles fotovoltaicos y baterías con autonomía de 48 horas.

Fuente back up: grupo electrógeno con autonomía de funcionamiento de 24 horas.

El sistema se mantendrá alimentado mediante los paneles fotovoltaicos (VDC), pasando por los controladores de carga para sacar la mayor eficiencia de las celdas fotovoltaicas, los cuales alimentan el panel board y forma parte de la planta rectificadora. La planta rectificadora se encargará de recibir voltaje de los paneles fotovoltaicos, voltaje de baterías y voltaje del generador, para tomar el control sobre estas fuentes y suministrar voltaje de salida constante a la carga, ya sea directa (VDC) o mediante el inversor (AC).

Por su parte, el panel de control DSE 7450 es el encargado de estar en un monitoreo constante del voltaje de ingreso de los paneles fotovoltaicos y el voltaje de salida del banco de baterías. En caso de que estos voltajes alcancen un límite inferior, el panel arrancará el motor del generador eléctrico para suministrar alimentación a la planta rectificadora, la cual mantendrá la carga estable y comenzará a cargar las baterías.

CAPÍTULO IV
ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Cálculos del sistema fotovoltaico

▪ Estimación de carga

Primeramente, se debe llevar a cabo un análisis de las cargas que se coloca en cada sitio, para obtener un total de potencia y dimensionar el sistema fotovoltaico que se desea instalar. Al respecto, se ha mencionado que los equipos por conectar son de alta eficiencia y la carga es muy baja y estable al tratarse de equipo de telecomunicaciones.

A continuación, se calculará el consumo promedio de cada uno de estos equipos, en un microhub que distribuye Internet y televisión en la región de Esparza en Puntarenas, Costa Rica, de la empresa Liberty, de la cual se cuenta con el consentimiento de utilizar esta información para fines investigativos.



Ilustración 41. Microhub de conexiones

Fuente: elaboración propia, 2025.

Tabla 7. Cargas del sistema

Cargas en corriente directa. 48V		
Router	1,5 A	72W
Erbium Doped Fiber Amplifier	1,5 A	72W
Optical Line Terminal	1,5 A	72W
Switch	1 A	48W
Uncryp	0,8 A	38,4W
Luminato	1 A	48W
TOTAL	7.3 A	350.4W
Cargas en corriente alterna. 120V		
4 abanicos para gabinete.	0.2 A	24W
termostato	0.25 A	30W
TOTAL	0,45 A	54W

Fuente: elaboración propia, 2025.

La potencia total de las cargas en corriente directa es **350.4 W**; se contemplará un 30 % por factor de ampliación para un total de **455.52 W**.

La potencia total de las cargas en corriente alterna es **54 W**; se contemplará un 30 % por factor de ampliación para un total de **70.2 W**.

Una vez que se tiene la potencia se debe averiguar los Watt-hora/día que consume la carga. Por lo tanto, se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{Wh/día} = \frac{P * \frac{h}{d} * \frac{d}{s} \text{ de operación}}{\frac{d}{s} \text{ total de días de la semana}}$$

Donde:

P: Potencia del equipo o carga conectada, unidad Watts (W).

h/d: Horas de uso por día (durante los días que opera), unidad horas/día.

d/s de operación: Días por semana que el equipo está en funcionamiento, unidad días/semana.

d/s total de la semana: Número total de días de la semana considerados para promediar (usualmente 7), unidad días/semana.

Watt-hora/día que consume la carga en C.D

$$\text{Wh/día} = \frac{455,52\text{W} * 24 * 7}{7}$$

$$\frac{\text{Wh}}{\text{día}} = 10932,48$$

Watt-hora/día que consume la carga en CA

$$\text{Wh/día} = \frac{70,2 \text{ W} * 24 * 7}{7}$$

$$\frac{\text{Wh}}{\text{día}} = 1684,8$$

Tabla 8. Guía resumen de cargas eléctricas

Guía para el dimensionamiento de cargas eléctricas										
Cargas individuales	Cantidad	Voltaje	Corriente	Watts CA	Watts CC	Uso h/día	Uso día/semana	7 días	Watts-hora CA	Watts-hora CC
Router	1	48 VDC	1,5 A		72 W	24	7	7		1728
EDFA	1	48 VDC	1,5 A		72 W	24	7	7		1728
OLT	1	48 VDC	1,5 A		72 W	24	7	7		1728
Switch	1	48 VDC	1 A		48 W	24	7	7		1152
Uncryp	1	48 VDC	0,8 A		38,4 W	24	7	7		921,6
Luminato	1	48 VDC	1 A		48 W	24	7	7		1152
Abanicos	4	120 VAC	0,05 A	24 W		24	7	7	576	
Termostato	1	120 VAC	0,25 A	30 W		24	7	7	720	
Sumatoria									1296	8409,6
Factor de ampliación									X 30%	X 30%
Total									1684,8	10932,48
EnergíaCA promedio diaria									1684,8 W-h/d	
EnergíaCC promedio diaria									10932,48 W-h/d	

Fuente: elaboración propia, 2025.

▪ Cálculo de ángulo de paneles fotovoltaicos

De acuerdo con técnicas de orientación estacional, la inclinación de paneles para invierno se calcula como latitud más 15° (método rápido), mientras que una fórmula más precisa aplica un factor de 0,9 a la latitud más un valor de ajuste ($\pm 29^\circ$ o $-23,5^\circ$)

según estación) para optimizar rendimiento anual, según criterios descritos por Solar Design Associates en el documento Siting of Active Solar Collectors and Photovoltaic Modules.

Verano $(9.748917 \times 0.9) - 23.5 = -14.7$ grados

Invierno $(9.748917 \times 0.9) + 29 = 37.77$ grados

Así pues, dado que inclinar los paneles dinámicamente con base en la estación requiere sistemas de seguimiento (*trackers*) o intervención manual periódica, lo cual aumenta los costos y la complejidad operativa, se optó por determinar un ángulo fijo que ofrezca buen rendimiento global durante todo el año.

En este caso, se seleccionó una inclinación fija de 11 grados, resultado de un análisis ponderado que toma en cuenta:

- La media entre ambos extremos estacionales.
- La necesidad de asegurar autolimpieza por lluvia, lo cual evita acumulación de polvo u hojas.
- Un diseño inclinado que favorece el drenaje de agua y reduce la carga mecánica sobre la estructura.

Este valor representa un compromiso técnico entre eficiencia anual y facilidad de mantenimiento; especialmente relevante en climas tropicales con alta humedad y lluvias frecuentes.

Ahora bien, como Costa Rica está al norte del ecuador (~latitud 10 °N), la mejor orientación de los paneles es hacia el sur geográfico, es decir:

Azimut = 180° (0° es norte, 90° es este, 180° es sur, 270° es oeste).

Esto permite que los paneles capten la mayor cantidad de radiación a lo largo del día.

▪ Cálculo del banco de baterías

Se debe calcular, antes de todo, el efecto en las cargas de las pérdidas del inversor. Para ello, se debe dividir la carga promedio diaria de CA por la eficiencia del inversor (según ficha técnica adjunta en el Anexo A, apartado V, la eficiencia del inversor seleccionado para la aplicación es de un 90 %).

$$\text{Ah promedio diario} = \frac{\frac{\text{CCA}}{f} + \text{CCD}}{\text{VCD}}$$

Donde:

Ah promedio diario = Amperios hora promedio al día.

CCA= Carga en corriente alterna.

f = Eficiencia del inversor.

CCD = Carga en corriente directa.

VCD= Voltaje en corriente directa.

$$\text{Ah promedio diario} = \frac{\frac{1684.8 \text{ Wh/día}}{0.9} + 10932.48 \text{ Wh/día}}{48 \text{ V}}$$

$$\text{Ah promedio diario} = 266,76$$

Se debe calcular la capacidad de las baterías para dos días de autonomía.

$$\text{Capacidad Ah requerido} = \text{Ah promedio diario} * \text{días de autonomía}$$

$$\text{Capacidad Ah requerido} = 266,76 * 2$$

$$\text{Capacidad Ah requerido} = 533,52$$

Asimismo, se debe castigar la capacidad de Ah de las baterías por un límite de descarga de las baterías (profundidad máxima de descarga), conocido también como

Depth of Discharge DOD, para identificar la cantidad de paralelos que se deben tener en los bancos de baterías.

$$\text{Baterías en paralelo} = \frac{\frac{\text{Capacidad Ah requerido}}{L_d}}{\text{Capacidad Ah de las baterías}}$$

$$\text{Baterías en paralelo} = \frac{\frac{533,53}{0,5}}{150}$$

$$\text{Baterías en paralelo} = 7,11$$

Donde:

Ld: Límite de descarga (o DOD máximo admitido).

Se debe redondear a ocho baterías.

Finalmente, se puede saber la cantidad de baterías en serie que se deben colocar, conociendo el voltaje de operación y el voltaje de las baterías.

$$\text{Baterías en serie} = \frac{\text{VCC del sistema}}{\text{V de las baterías.}}$$

$$\text{Baterías en serie} = \frac{48 \text{ V}}{48 \text{ V}}$$

$$\text{Baterías en serie} = 1$$

Los cálculos despliegan que no se necesitan baterías en serie, ya que las baterías seleccionadas tienen el mismo voltaje de operación que el sistema. Por este motivo, todo el sistema requiere de ocho baterías en paralelo.

Tabla 9. Guía resumen del dimensionamiento del banco de baterías

Guía de dimensionamiento del banco de baterías							
Carga CA promedio diaria (Wh/día)	÷	Eficiencia del inversor	+	Carga CC promedio diaria (Wh/día)	÷	Voltaje CC del sistema	= Promedio diario Ah
[(1684,8	÷	0,9)	+	10932,48]	÷	48	= 266,76
Promedio diario Ah	x	Días de autonomía	÷	Límite de descarga	÷	Capacidad Ah de la batería.	= Baterías en paralelo
266,76	x	2	÷	0,5	÷	150	= 7,11 ≈ 8
Voltaje CC del sistema	÷	Voltaje de las baterías	=	Baterías en serie	x	Baterías en paralelo	= Total de baterías
48	÷	48	=	1	x	8	= 8

Fuente: elaboración propia, 2025.

Se utilizarán ocho baterías de la marca Ritar, modelo R-LFP48V150Ah de 48V y 150Ah (ver ficha técnica en el Anexo A, apartado i).

Plan de desecho para baterías de litio

Las baterías de litio, por su composición química, tienen muchas ventajas. Algunas de ellas son su eficiencia, larga vida útil y ciclos de descarga profunda. Sin embargo, el tema del desecho de estas se convierte en una situación preocupante a nivel mundial para la mayoría de los fabricantes y usuarios de este producto. El problema principal, normalmente, radica en la alta contaminación ambiental que producen sus componentes una vez que son desechados por las emisiones que emanan al ambiente o el contacto sobre mantos acuíferos. También, se sabe que el precio del litio en el

mercado no es muy atractivo, lo cual provoca que muchas recicladoras no dispongan de recursos para esta actividad.

Las baterías del sistema de generación híbrida de corriente directa serán transportadas en el momento de su reemplazo a la compañía llamada FORTECH. Esta empresa cuenta con 25 años de experiencia en Costa Rica y se encarga de ayudar a las personas, organizaciones y gobiernos, a proteger y mejorar la vida a través de la transformación sostenible. De esta manera se contribuye con el cierre responsable del ciclo de vida de estos productos y se garantiza la menor huella de carbono posible.

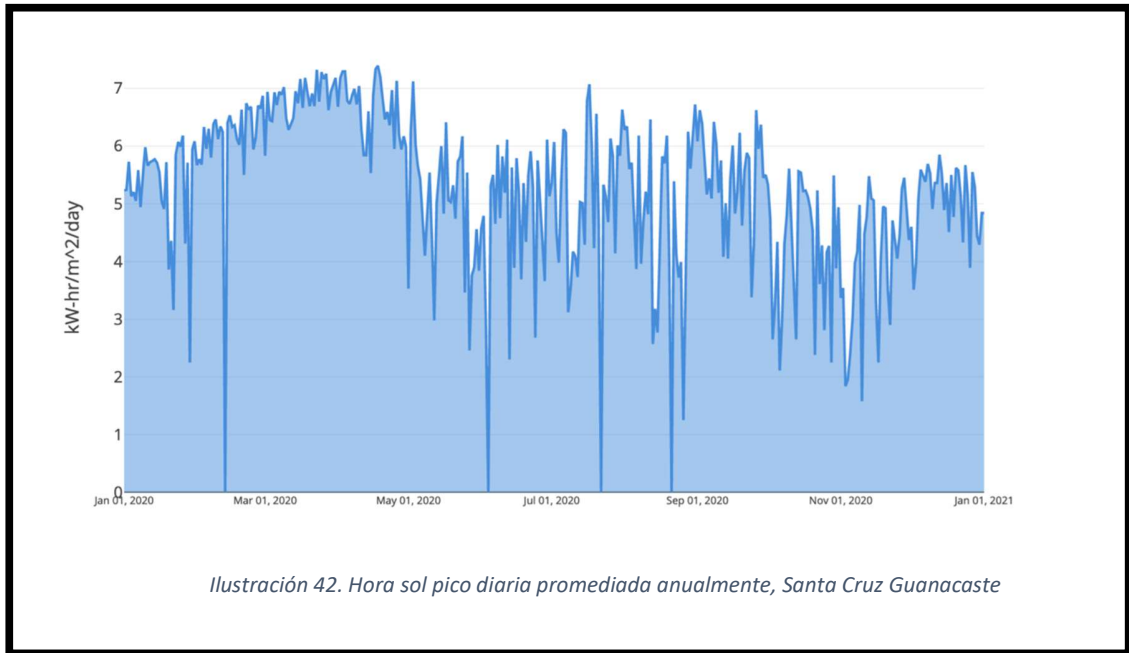
El primer paso del proceso de reciclaje de las baterías de litio consiste en la separación de sus materiales, tales como el plástico, el cobre o el aluminio. Aquellos componentes de tipo químico son sometidos a un proceso de separación, con el que se puede clasificar el litio, el cobalto, el níquel y el manganeso que forman estas baterías.

Posteriormente, se aprovechan estos materiales, sólidos y químicos, para la fabricación de otros productos, entre ellos nuevas baterías. Al respecto, no es posible aprovechar el 100 % de los materiales; el reciclaje de baterías de litio puede conseguir reducir considerablemente los procesos de extracción de materia prima y reducir de manera importante la contaminación que generan. Esta compañía cuenta con un laboratorio acreditado por el ECA y acreditaciones ISO en gestión de calidad, seguridad y salud ocupacional y gestión ambiental. Además, es la primera planta de reciclaje de baterías de litio para toda Latinoamérica.

De manera que, con esta estrategia el proyecto garantiza el cierre responsable del ciclo de vida del sistema de almacenamiento, alineándose con principios de economía circular y minimización de la huella de carbono.

- **Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico zona alta radiación solar**

Antes de iniciar con el dimensionamiento se debe saber la cantidad de horas sol-pico de la ubicación del arreglo y la eficiencia de las baterías. Esto para determinar la corriente requerida del arreglo en amperios.



Fuente: Fuente: elaboración propia basada en datos PVGIS – Comisión Europea, JRC.

$$\text{Corriente pico del arreglo} = \frac{\frac{\text{Ah promedio diario}}{\text{Eficiencia de la batería}}}{\text{Horas sol Pico}}$$

$$\text{Corriente pico del arreglo} = \frac{\frac{533,53}{0,95}}{5,29}$$

$$\text{Corriente pico del arreglo} = 106,16 \text{ A}$$

Una vez que se obtiene la corriente pico del arreglo es necesario conocer la corriente pico del módulo fotovoltaico que se desea instalar. Esto para conocer la cantidad de módulos en paralelo por seleccionar. Esta información es tomada del Anexo A, apartado ii.

$$\text{Módulos en paralelo} = \frac{106,16 \text{ A}}{17,28 \text{ A}}$$

$$\text{Módulos en paralelo} = 6,14 \approx 6 \text{ módulos}$$

Según la tensión de operación y la tensión de cada módulo se puede determinar la cantidad de módulos en serie que se requieren.

$$\text{Módulos en serie} = \frac{48\text{V}}{38,5\text{V}}$$

$$\text{Módulos en serie} = 1,2 \text{ Módulos}$$

Los controladores de carga MPPT admiten una tensión de entrada mínima de 53 V y los módulos fotovoltaicos tienen una tensión de 38,5 V. Por este motivo, se debe realizar una serie entre dos módulos para obtener 77 V a la entrada del controlador MPPT.

Tabla 10. Guía resumen de dimensionamiento de módulos fotovoltaicos zona de alta radiación solar

Guía de dimensionamiento del arreglo zona alta radiación solar.							
Ah/día promedio	÷	Eficiencia de la batería.	÷	Hora sol pico/día	=	Corriente pico del arreglo	
533,53	÷	0,95	÷	5,29	=	106,16	
Corriente pico del arreglo	÷	Corriente pico/ modulo	=	Módulos en paralelo		Corriente de corto circuito del módulo.	
106,16	÷	17,28	=	6,14 ≈ 6		18,51	
Voltaje CC del sistema	÷	Voltaje nominal del módulo	=	Módulos en serie	x	Módulos en paralelo.	= Total de módulos.

48	÷	38,5	=	1,24 ≈ 2	x	6	=	12
----	---	------	---	----------	---	---	---	----

Fuente: elaboración propia, 2025.

Por tal razón, se instalarán doce módulos fotovoltaicos de la marca CanadianSolar, modelo CS7N-665MS de 665W cada uno (ver ficha técnica en el Anexo A, apartado ii).

▪ **Dimensionamiento del controlador de carga Maximun Power Point Tracking (MPPT)**

En relación con esto, se debe considerar, como criterio básico de selección, la corriente de corto circuito de los módulos. Esta información se tomará de la ficha técnica de los módulos seleccionados (revisar información en el Anexo iii).

La Isc (Corriente de cortocircuito) de los módulos se debe multiplicar por un factor del 1.25 para obtener la corriente de cortocircuito del arreglo que el controlador debe administrar bajo condiciones de corto circuito y multiplicarlo por el número de módulos en paralelo.

$$I_{sc} \text{ del arreglo} = I_{sc} \text{ del módulo} * \# \text{ de módulos en paralelo} * 1.25$$

$$I_{sc} \text{ del arreglo} = 18,51 * 6 * 1.25$$

$$I_{sc} \text{ del arreglo} = 138,825A$$

También, se debe realizar un conteo de las cargas en corriente continua para determinar la corriente máxima en C.D del controlador de carga.

$$\text{Corriente Máxima C. D} = \frac{\text{Potencia total en C. D}}{\text{Voltaje del sistema}}$$

$$\text{Corriente Máxima C. D} = \frac{350,4}{48 \text{ V}}$$

$$\text{Corriente Máxima C. D} = 7,3\text{A}$$

Luego, con los datos calculados se debe llevar a cabo la selecci3n de un controlador de carga que cumpla con los requerimientos de dise1o.

Tabla 11. Guía resumen de la selecci3n del controlador de carga zona alta radiaci3n solar

Guía de dimensionamiento del controlador de carga, zona alta radiaci3n solar						
Corriente de corto circuito del m3dulo.	x	M3dulos en paralelo.	x	Constante	=	Corriente de corto circuito del arreglo
18,51	x	6	x	1,25	=	138,825
Potencia total conectada en CC	÷	Voltaje CC del sistema.	=	Corriente máxima en carga CC		
350,4 W	÷	48V	=	7,3 A		

Fuente: elaboraci3n propia, 2025.

Ahora bien, debido a la alta corriente de cortocircuito del arreglo se debe llevar a cabo el cálculo de dos controladores de carga MPPT, donde cada uno llevará tres m3dulos en paralelo (se debe contemplar que son seis m3dulos en total, ya que cada uno contiene otro en serie) que suman 69,41A cada arreglo.

Además, se debe recordar que una vez que la corriente pase a través de los dos controladores de carga MPPT, ambos se unificarán en el panel board de corriente directa (ver diagrama en el Anexo D, apartado ix).

Cada controlador de carga MPPT será de la marca Victron Energy, modelo MPPT 150/85 de 4900 W y 85 A de corriente de carga nominal (ver ficha técnica en el Anexo A, apartado iii).

▪ **Selección de caja de combinación**

Una vez que se ha ejecutado la instalación de los paneles solares con sus debidas series y paralelos, se deben unificar todos los cableados en una caja de combinaciones, la cual se encarga de sacar un solo cableado hacia el MPPT.

Para ello, se seleccionarán dos cajas de combinaciones (una para cada arreglo) de la marca ABB modelo PVI-STRINGCOMB de ocho canales con una corriente máxima de 20 A por canal (ver ficha técnica en el Anexo A, apartado iv).

▪ **Dimensionamiento del inversor**

Como se ha mostrado, el sistema cuenta con cargas en corriente alterna necesarias para la operación del microhub. Antes bien, para lograr que estas cargas funcionen es necesario adaptar un inversor al sistema que pueda suplir de energía esos componentes.

Se ha calculado 54 W de carga en corriente alterna, aunque la literatura recomienda como un dato conservador contemplar tres veces la carga como potencia para picos de consumo (Solar Energy Internacional , 2015).

$$\text{Potencia para picos de consumo} = 54W * 3 = 162W$$

Para encontrar la corriente de consumo pico se debe dividir la potencia pico de consumo entre el voltaje de operación que es 120 V.

$$\text{Corriente para picos de consumo} = \frac{162\text{W}}{120\text{V}} = 1,35\text{A}$$

El inversor debe tener la capacidad de soportar 1,35 A pico de consumo.

Tabla 12. Guía resumen de selección del inversor

Guía de dimensionamiento del inversor				
Potencia total conectada en CA	x	Constante	=	Potencia para picos de consumo
54 W	x	3	=	162
Potencia para picos de consumo	÷	Voltaje CA del sistema.	=	Corriente para picos de consumo
162	÷	120	=	1,35 A

Fuente: elaboración propia, 2025.

Se utilizará un inversor de la marca Victron Energy modelo Phoenix 48/375 de 375 W (ver ficha técnica en el Anexo (A), apartado (v)).

4.2 Recálculo del sistema fotovoltaico para zona de menor radiación

Dentro de los alcances del proyecto se ha mencionado la intención de realizar el estudio y los cálculos fotovoltaicos en dos zonas distintas del país; una de alta radiación solar (anteriormente calculada), y la otra con una radiación solar más reducida (se calculará a continuación).

Los puntos previos al dimensionamiento del arreglo fotovoltaico (estimación de carga y cálculo de banco de baterías) y el punto posterior (dimensionamiento del inversor) no se deben recalculan, ya que sin importar la radiación solar se van a mantener para el nuevo cálculo de los módulos fotovoltaico.

- **Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico zona de baja radiación solar**

Antes de iniciar con el dimensionamiento se debe saber la cantidad de horas sol-pico de la ubicación del arreglo y la eficiencia de las baterías. Esto para determinar la corriente requerida del arreglo en amperios.

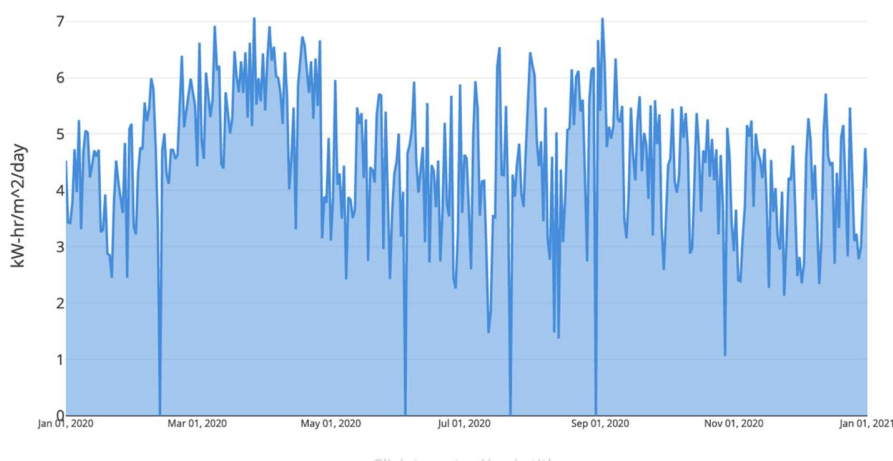


Ilustración 43. Hora sol pico diaria promediada anualmente, Zarcero Alajuela

Fuente: elaboración propia basada en datos PVGIS – Comisión Europea, JRC.

$$\text{Corriente pico del arreglo} = \frac{\frac{\text{Ah promedio diario}}{\text{Eficiencia de la batería}}}{\text{Horas sol Pico}}$$

$$\text{Corriente pico del arreglo} = \frac{\frac{533,53}{0,95}}{4,54}$$

$$\text{Corriente pico del arreglo} = 123,70 \text{ A}$$

Una vez que se obtiene la corriente pico del arreglo es necesario conocer la corriente pico del módulo que se desea instalar. Esto para conocer la cantidad de módulos en paralelo que se desea instalar.

$$\text{Módulos en paralelo} = \frac{123,70 \text{ A}}{17,28 \text{ A}}$$

$$\text{Módulos en paralelo} = 7 \text{ módulos}$$

Según la tensión de operación y la tensión de cada módulo se puede determinar la cantidad de módulos en serie que se requieren.

$$\text{Módulos en serie} = \frac{48\text{V}}{38,5}$$

$$\text{Módulos en serie} = 1,2 \text{ Módulos}$$

Tomando en consideración que el controlador de carga MPPT admite una tensión de entrada mínima de +5V la tensión de operación de las baterías, se debe llevar a cabo una serie entre dos módulos para obtener 77 V a la entrada del controlador MPPT.

Tabla 13. Guía resumen de dimensionamiento de módulos fotovoltaicos zona de baja radiación solar

Guía de dimensionamiento del arreglo zona baja radiación solar							
Ah/día promedio	÷	Eficiencia de la batería.	÷	Hora sol pico/día	=	Corriente pico del arreglo	
533,53	÷	0,95	÷	4,54	=	123,70	
Corriente pico del arreglo	÷	Corriente pico/ modulo	=	Módulos en paralelo		Corriente de corto circuito del módulo.	
123,70	÷	17,28	=	7,15 ≈ 7		18,51	
Voltaje CC del sistema	÷	Voltaje nominal del módulo	=	Módulos en serie	x	Módulos en paralelo.	= Total de módulos.
48	÷	38,5	=	1,24 ≈ 2	x	7	= 14

Fuente: elaboración propia, 2025.

Por esa razón se instalarán 14 módulos fotovoltaicos de la marca CanadianSolar, modelo CS7N-665MS de 665W cada uno (ver ficha técnica en el Anexo A, apartado ii).

▪ Dimensionamiento del controlador de carga MPPT

Para el dimensionamiento del controlador se debe conocer, como criterio básico de selección, la corriente de corto circuito de los módulos. Esta información se tomará de la ficha técnica de los módulos seleccionados.

La Isc (Corriente de cortocircuito) de los módulos se debe multiplicar por un factor del 1.25 para obtener la corriente de cortocircuito del arreglo que el controlador debe administrar bajo condiciones de corto circuito y multiplicarlo por el número de módulos en paralelo (Solar Energy Internacional , 2015).

$$Isc \text{ del arreglo} = Isc \text{ del módulo} * \# \text{ de módulos} * 1.25$$

$$Isc \text{ del arreglo} = 18,51 * 7 * 1.25$$

$$I_{sc} \text{ del arreglo} = 161,96A$$

También, se debe llevar a cabo un conteo de las cargas en corriente continua para determinar la corriente máxima en C.D del controlador de carga.

$$\text{Corriente Máxima C. D} = \frac{\text{Potencia total en C. D}}{\text{Voltaje del sistema}}$$

$$\text{Corriente Máxima C. D} = \frac{350,4}{48 \text{ V}}$$

$$\text{Corriente Máxima C. D} = 7,3A$$

Luego, con los datos calculados se debe aplicar la selección de un controlador de carga que cumpla con los requerimientos de diseño.

Tabla 14. Guía resumen de la selección del controlador de carga zona baja radiación solar

Guía de dimensionamiento del controlador de carga, zona baja radiación solar						
Corriente de corto circuito del módulo.	x	Módulos en paralelo.	x	Constante	=	Corriente de corto circuito del arreglo
18,51	x	7	x	1,25	=	161,96
Potencia total conectada en CC	÷	Voltaje CC del sistema.	=	Corriente máxima en carga CC		
350,4	÷	48	=	7,3 A		

Fuente: elaboración propia, 2025.

Ahora bien, debido a la alta corriente de cortocircuito del arreglo se debe ejecutar el cálculo de dos controladores de carga MPPT. Cada uno llevará tres módulos y cuatro módulos en paralelo, respectivamente (se debe contemplar que son siete módulos en total, ya que cada uno contiene otro en serie). Por su parte, el MPPT del arreglo de cuatro módulos se encargará de una corriente máxima de 92,54 A y el MPPT del arreglo que tiene tres módulos en paralelo se encargará de una corriente máxima de 69,41 A.

Antes bien, se debe recordar que una vez que la corriente pase a través de los dos controladores de carga MPPT, ambos se unificarán en el panel board de corriente directa.

Al respecto, cada controlador de carga MPPT será de la marca Victron Energy, modelo MPPT 150/100 de 5800W y 100A de corriente de carga nominal (ver ficha técnica en el Anexo A, apartado iii).

4.3 Cálculo de sistema de generación térmica

Como ya se ha comentado, se debe implementar la selección del sistema de generación térmica, lo cual está constituido por un motor de combustión interna y un generador eléctrico. Estos sistemas deben ir alojados dentro de un gabinete insonorizado que se calculará más adelante. El régimen de operación del grupo electrógeno es Stand by y cuenta con las siguientes características según el ISO 8528-1.

- Utilizar suministro de energía durante un corte eléctrico de la red pública, es decir, no debe tener operación constante
- No exceder las 200 horas / año.
- Tener un factor de carga promedio del 70 % en periodos de operación de 24 horas.

Según la memoria de cálculo de las cargas del Microhub, se muestra que la carga puntual de los equipos es de 525,72 W (ver Tabla 6). Esta carga es en corriente directa a -48 V y va conectada al panel board de la planta rectificadora (ver diagrama unifilar del Anexo D, apartado ix). Sin embargo, el rectificador es alimentado con el grupo electrógeno cuando la corriente de las ocho baterías ya no sea suficiente.

Es importante aclarar que este cálculo es para los dos escenarios, ya que la carga del microhub y banco de baterías no cambia.

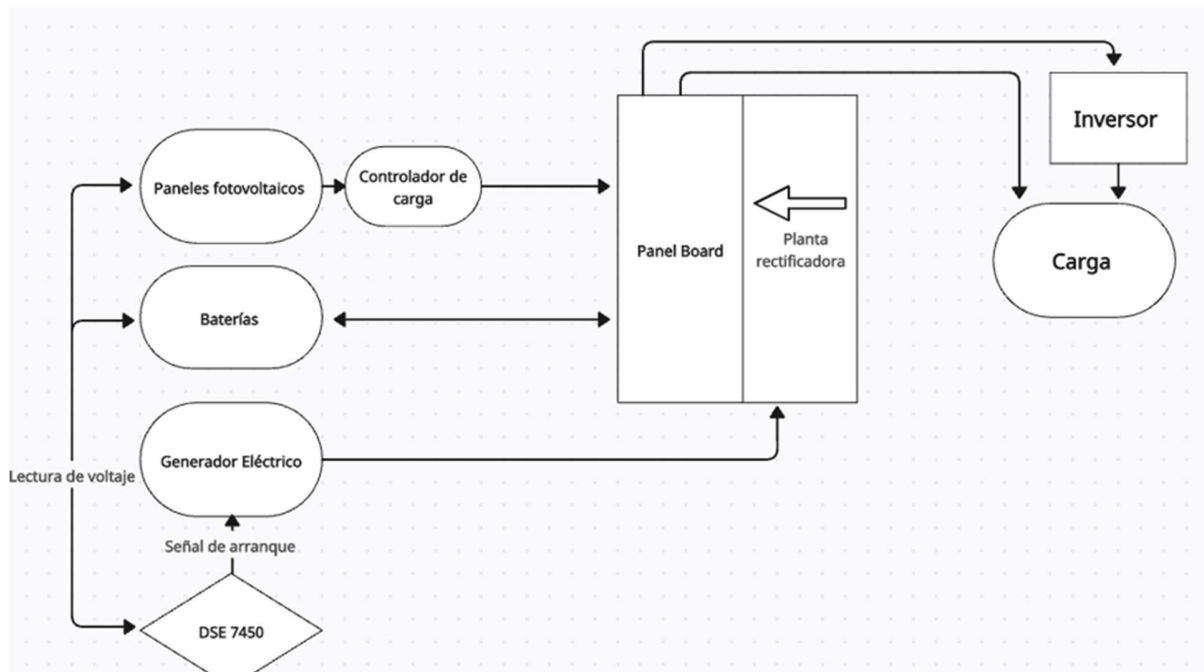


Ilustración 44. Diagrama de bloques del sistema híbrido

Fuente: elaboración propia, 2025.

Bajo el esquema anterior, y la lógica de funcionamiento que ya ha sido explicada, la única forma que el generador encienda es que la corriente de las baterías ya no sea la suficiente para alimentar toda la carga. Cuando eso suceda las baterías también se

convierten en una carga para el grupo electrógeno. Según ficha técnica de las baterías, en el momento de su carga puede tener un consumo máximo de 100 A cada una.

$$\text{Potencia de consumo de las 8 baterías} = V * I$$

$$\text{Potencia de consumo de las 8 baterías} = 48V * 800A$$

$$\text{Potencia de consumo de las 8 baterías} = 38400 \text{ W}$$

▪ Selección del generador eléctrico

Tabla 15. Resumen de cargas del generador eléctrico

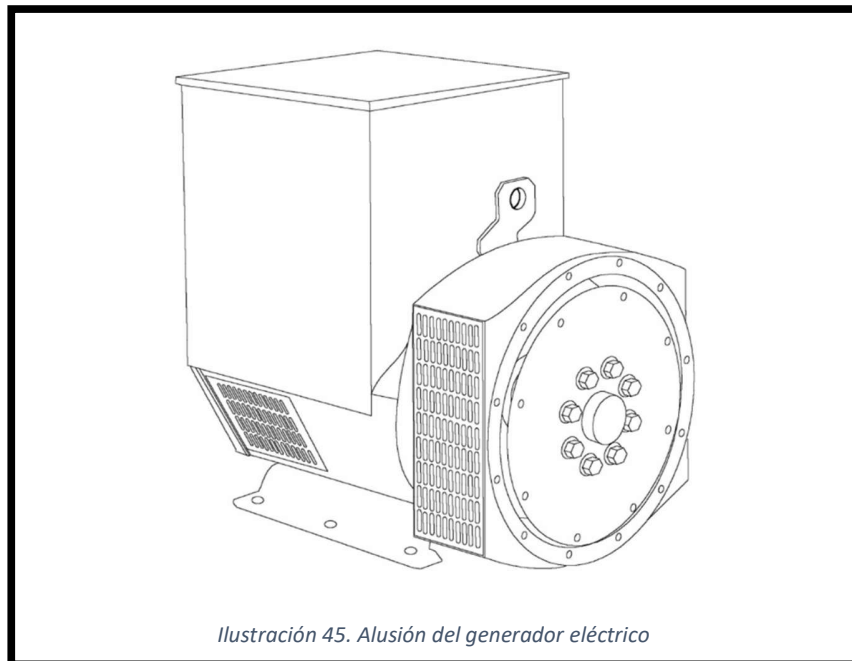
Tabla resumen de consumos para el grupo electrógeno (W)	
Cargas del Microhub	525,72 W
Carga de baterías	38400 W
Carga total parcial	38925W / 70 %
Carga total	55 KW

Fuente: elaboración propia, 2025.

Como muestra en la Tabla 14 se requiere tener un generador de al menos 38925 W y siguiendo recomendaciones de la ISO 8528-1, se debe ampliar a un generador que tenga la capacidad de trabajar con toda la carga y no sobrepasar el 70 % de su capacidad. Por lo tanto, es demandado un generador de mínimo 55 KW de potencia, el cual debe cumplir con todos los requerimientos establecidos en el capítulo 1, generadores eléctricos, en criterios para la selección del generador.

Se utilizará un generador de la marca STAMFORD modelo UCI224F de 67 KW de potencia, el cual cumple estrictamente los requerimientos anteriormente mencionados.

Ver ficha técnica en el Anexo A, apartado vi.



Fuente: elaboración propia, 2025.

▪ Selección de motor de combustión interna

Al observar la ficha técnica del generador se indica que se requiere una potencia de entrada de 74,5 KW para la operación. Ahora bien, dado que existen pérdidas en el proceso de la generación es necesario que la potencia de entrada del generador sea mayor a la potencia máxima que el generador puede producir. Por este motivo, se debe seleccionar un motor que tenga al menos 74,5KW de potencia de salida.

También, debe cumplir con todos los requerimientos mencionados en el capítulo 1, motor de combustión interna, en criterios para la selección del motor diésel.

Por ende, se utilizará un motor 1204J-E44TTAG de la marca Perkins, que cumple a cabalidad los requerimientos anteriormente mencionados. Este motor tiene una potencia mecánica de 129 KW y una potencia eléctrica (potencia a la salida) de 100 KW. Al respecto, hay que recordar que esta variación de potencia mecánica a potencia eléctrica está en función de la eficiencia del motor y sus pérdidas termodinámicas; en este caso, tiene una eficiencia del 77 % entre la potencia producida y la potencia

entregada. Claramente, esto es distinto a la eficiencia general del motor, tomando en cuenta los análisis y gráficos termodinámicos completos.

$$\text{Eficiencia de potencia disponible del motor} = \frac{P_{\text{salida}}}{P_{\text{entrada}}}$$

$$\text{Eficiencia de potencia disponible del motor} = \frac{100\text{KWe}}{129\text{KWm}} * 100$$

$$\text{Eficiencia de potencia disponible del motor} = 77\%$$

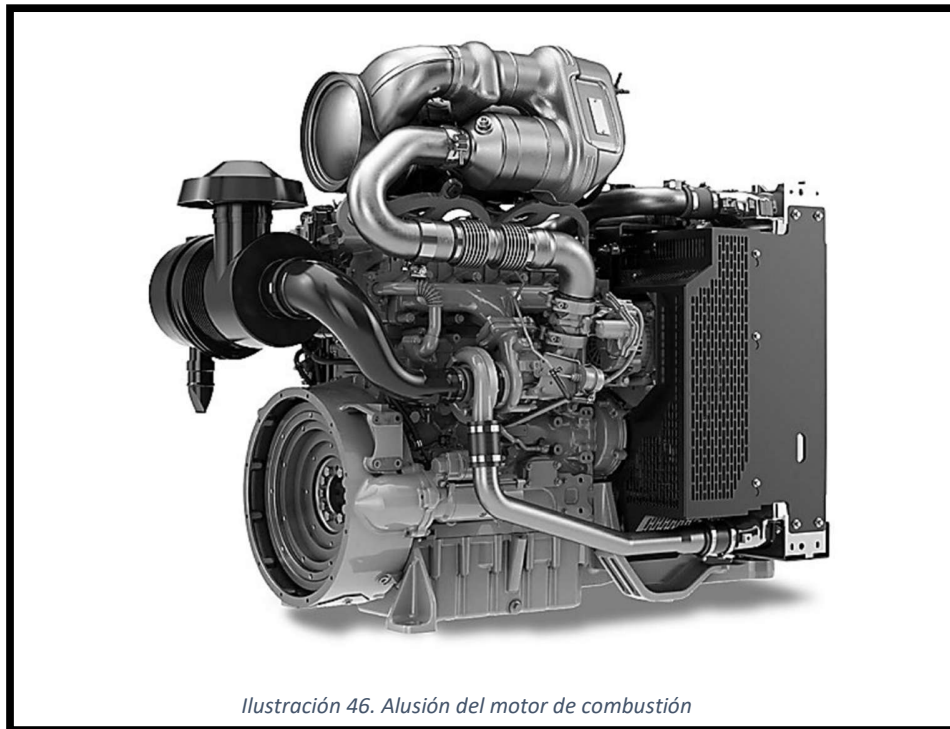


Ilustración 46. Alusión del motor de combustión

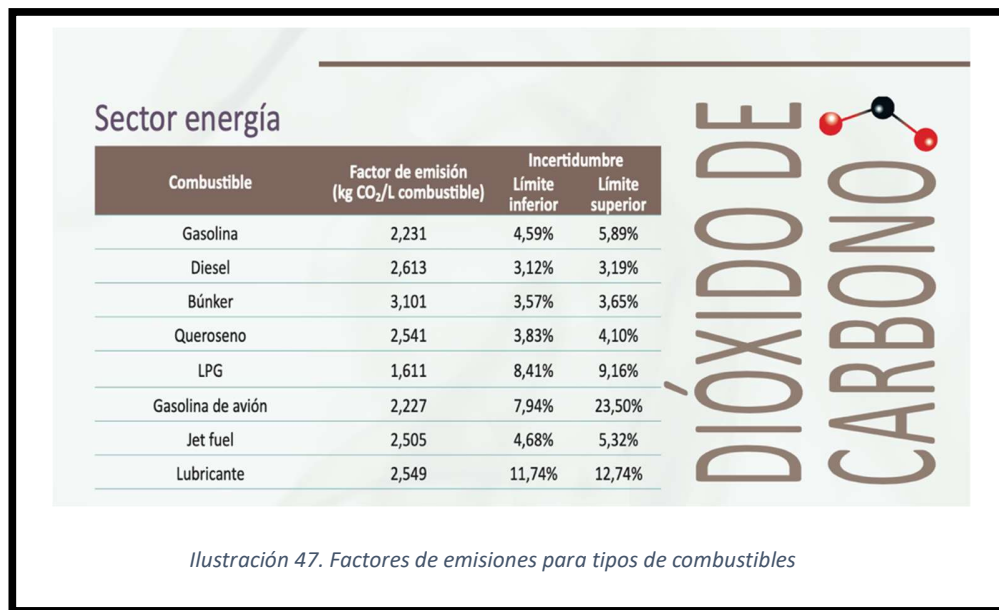
Fuente: elaboración propia, 2025.

Se puede corroborar la ficha técnica en el Anexo A, apartado vii, para ver más detalles del motor.

Criterios de huella de carbono

En un mundo con unos límites de emisiones de carbono cada vez más estrictos, las tecnologías de energía solar representan una de las formas de generación de electricidad más limpias. La energía solar no produce emisiones mientras se genera y los estudios han demostrado claramente que la huella de carbono durante su ciclo de vida es inferior a la de los combustibles fósiles. En consecuencia, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) del ciclo biológico relativas a la energía fotovoltaica se sitúan actualmente entre 25 y 32 g/kWh.

Comparativamente, una central eléctrica de ciclo combinado alimentada por gas emite unos 400 g/kWh, mientras que una central de combustión de carbón con captura y almacenamiento de carbono se sitúa en torno a 200 g/kWh. La energía nuclear emite 25 g/kWh de media en los Estados Unidos; únicamente la energía eólica presenta mejores cifras con tan sólo 11 g/kWh. Por lo que respecta a la tecnología de silicio, hay claras perspectivas de que se reduzca el insumo de energía, y en pocos años podrían darse tasas de retorno energético de un año como consecuencia de la mayor eficacia de las técnicas de crecimiento de silicio. Esto podría tener como resultado un descenso de las emisiones de CO₂ en el ciclo biológico hasta situarse en 15 g/kWh.



Fuente: elaboración propia, 2025.

Los sistemas de generación de electricidad con módulos fotovoltaicos no generan ningún gramo de CO₂ durante la producción de energía eléctrica, únicamente en su proceso de fabricación; esto a diferencia de la generación que utiliza el diésel como combustible, el cual libera 2,61 Kg de CO₂ a la atmósfera por litro de combustible quemado. Esto según la tabla de factores de emisión de gases de efecto invernadero, emitida por el Instituto Meteorológico Nacional.

De manera que, para una aplicación similar a la mostrada en este proyecto se requiere de un motor que tiene un consumo promedio de 25,11 litros por hora. Este, si se utiliza para realizar una comparativa de un sistema fotovoltaico a uno térmico en un día de operación, muestra lo siguiente:

$$\text{CO}_2 \text{ liberado a la atmosfera} = 2,61 \text{ Kg CO}_2 * (24\text{horas} * 25,11 \text{ litros})$$

$$\text{CO}_2 \text{ liberado a la atmósfera en 24 horas de operación} = 1571 \text{ kg de CO}_2 \text{ al día}$$

▪ Selección del tanque de combustible

Antes de seleccionar un tanque y sus características es necesario conocer el consumo de combustible que tiene el motor ya seleccionado en función de la cantidad de carga a la cual será sometido. Estos datos se pueden analizar en la siguiente tabla:

Tabla 16. Datos consumo de combustible del motor de combustión seleccionado

Technical information

Model	Speed	Type of Operation	Engine Power		Typical Generator Output* (Net)		Prime Fuel Consumption			
			Gross	Net			110%	100%	75%	50%
	rpm		kWm (hp)	kWm (hp)	kVA	kWe	g/kWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh
1204J-E44TTAG2	1500	Prime	114	109	120	96	202	202	201	206
		Standby	125	120	132	106				
	1800	Prime	117	110	114	91	204	203	205	216
		Standby	129	122	125	100				

Fuente: Perkins Engines Company Limited. (2025). Ficha técnica: tanque de combustible 1204J-E44TTA/G2 (PNXXXX/25). Perkins Engines Company Limited.

Se tiene un motor con 100 KW disponibles, la carga total a la cual será sometido, despreciando los factores de ampliación, es 38925W; por tanto, se analiza la siguiente ecuación:

$$\text{Porcentaje de carga del motor} = \frac{38.9\text{KW}}{100\text{KW}} * 100$$

$$\text{Porcentaje de carga del motor} = 38.9\%$$

Se utilizarán los valores de consumo de 50 % de la capacidad, correspondiente a 216g/KWh.

Para realizar la conversión de g/KWh a L/h se deben realizar los siguientes cálculos:

$$Q = N * \frac{q}{R}$$

$$Q = 100 * \frac{216}{860}$$

$$Q = 25,11 \text{ L/h}$$

Donde:

Q (en l / h) = Consumo máximo teórico de combustible en gramos por 1 hora de funcionamiento del motor a la potencia máxima;

q (en g / kWh) = consumo específico de combustible para energía N;

N (en kW) = Potencia del motor;

R (kg / m³) = Densidad del combustible. (860 kg / m³)

Se tiene un consumo de 25,11 L/h y se desea tener combustible en el tanque para 30 horas de operación.

$$\text{Capacidad del tanque} = 25,11 \text{ L/h} * 30\text{h}$$

$$\text{Capacidad del tanque} = 753.3 \text{ L}$$

Es requerido un tanque de 753,3 L de volumen para tener una autonomía aproximada de 24 horas de operación a un 50 % de su capacidad.

Luego, para la selección del tanque de combustible se debe cumplir con el decreto No. 42497-MINAE-S, llamado “Reglamento de la autorización y registro de tanques estacionarios para autoconsumo de combustibles”.

El decreto anteriormente mencionado establece que todos los tanques de combustible de 230 litros o superior deben ser registrados ante la DGTCC (Dirección General de Transporte y Comercialización de Combustible).

Con respecto a los generadores de emergencia que tienen en su base un tanque de combustible, la norma que aplica es la NFPA 110, Norma para Sistemas de Energía de Reserva y de Emergencia en el capítulo 7.9. Esto se refiere a los sistemas de alimentación de combustible; específicamente en el capítulo 7.9.1.1 se indica que “Todos los sistemas de tanques de combustible serán instalados y mantenidos de

acuerdo con NFPA 30, NFPA 37, NFPA 54, y NFPA 58". Estas dos últimas normas no aplican a este proyecto, ya que corresponden a sistemas de Gas, NFPA 54 Código Nacional de Gas Combustible.

Por lo anterior, se considera que conforme a la definición del artículo 4 del Decreto Ejecutivo N.º 42497- MINAE-S "Reglamento de la autorización y registro de tanques estacionarios para autoconsumo de combustibles", se tiene que registrar cualquier tanque estacionario que se use para almacenar combustible líquido o gaseoso derivado de hidrocarburos, biocombustibles, hidrógeno o gas natural, destinado al uso como sistema fijo de energía o materia prima en las actividades propias de la persona física o jurídica solicitante, cuyo abastecimiento se hace en el propio lugar donde está instalado, y cuyo volumen exceda los 230 litros de capacidad individual.

De modo que, se utilizará un tanque de combustible subbase de la marca CAT modelo C9 con el código FTDW010 de 803 litros de capacidad máxima y capacidad utilizable de 768 litros, el cual cumple a cabalidad los requerimientos anteriormente mencionados y los lineamientos del decreto N.º 42497- MINAE-S.

Ver ficha técnica en el Anexo A, apartado viii.

▪ **Selección de gabinete del generador**

Se utilizará un gabinete con las mismas dimensiones del tanque de combustible (largo y ancho), el cual será fabricado de aluminio y contará con un recubrimiento de pintura anticorrosiva.

De igual forma, se colocarán cuatro puertas de acceso al interior del moto-generador y una puerta de acceso a los sistemas integrados (rectificador, baterías de litio, controlador de carga, caja de conexiones e inversor).

Dentro de los alcances del proyecto se ha mencionado mitigar la contaminación sónica una vez que el generador encienda. Esta información es muy relativa analizando el comportamiento logarítmico de las ondas del sonido y sumado al hecho de no contar

en físico con el equipo. Sin embargo, se puede elaborar un análisis válido para predecir el comportamiento sónico.

Actualmente, en el mercado los generadores oscilan en rangos de entre 70 dB y 90 dB, siendo este último el peor de los casos y la frecuencia sónica que emite un generador ronda entre los 400 hz y los 20 hz.

Tomando el valor de 90 dB (peor de los casos) y 250 hz de frecuencias sónicas (valor intermedio), para el moto-generador se decide utilizar fibra mineral de la marca CALORCOL de 1" (ver ficha técnica en el Anexo A, apartado ix), que tiene un coeficiente de absorción del sonido de 0.40 para mitigar el impacto sónico (ver imagen 46).

Esta implementación del gabinete del generador procede según artículo 445.10 de la NFPA 70, la cual indica que se debe contar con el sitio adecuado al equipo por instalar en caso de intemperie. Además, debe cumplir con los requisitos de acceso para mantenimiento.

Coeficiente de absorción del sonido						
Espesor en in	Frecuencia (ciclos/seg)					
	125	250	500	1000	2000	4000
1	0.11	0.40	0.70	0.85	0.85	0.95
1 1/2	0.15	0.58	0.85	0.87	0.87	0.95
2	0.23	0.66	0.90	0.93	0.95	0.95

Ilustración 48. Coeficientes de absorción sónica.

Fuente: Calorcol S.A.S. (2016). Ficha técnica: Placa térmica (V.2-2016).

contaminación sónica del moto – generador = 90dB * 0.40

contaminación sónica del moto – generador = 54dB

Se puede observar todas las características de diseño de gabinete en el Anexo D.

- **Dimensionamientos de cableados entre el generador y la OCPD (overcurrent protection devices) del generador**

Selección de conductores para las fases

Se debe definir la ampacidad de los conductores, lo cual, según el artículo 445.13 de la NFPA 70, no debe ser inferior al 115 % del valor de corriente nominal marcado en la placa de características del generador. Si se observa la placa Tabla 16 se tiene un valor de corriente nominal de 250A, por tanto:

$$\text{Ampacidad de conductores} = 250\text{A} * 115\%$$

$$\text{Ampacidad de conductores} = 287,5\text{A}$$

Se utilizará un cableado calibre 3/0 AWG THHN para los conductores portadores de corriente.

Selección de cableados para neutro

Para el cálculo del neutro se utilizará el artículo 220.61 de la NFPA 70, según lo indica el artículo 445.13 de la NFPA 70, aplicando este artículo en la sección 220,61 (B) (2), lo cual permite realizar una reducción de los cableados al 70 % de la carga en el neutro.

$$\text{Carga} = 250\text{A}$$

$$70\% \text{ de la Carga} = 250\text{A} * 70\%$$

$$\text{Ampacidad} = 175 \text{ A}$$

Además, se debe tomar en cuenta el mayor de los valores que muestren las tablas 310.15 (B) (17) o la tabla 250.102 (c)(1). Para este caso el mayor calibre para este conductor puesto a tierra lo brinda la tabla 310.15 (B) (17) con un valor de 1 AWG TC.

4.4 Unidad distribuidora y rectificadora

Dentro del sistema que se está diseñando, debe existir una unidad distribuidora que es la encargada de permitir las múltiples conexiones de las cargas C.D, la transformación de corriente alterna a corriente directa proveniente del moto-generador y una conexión bidireccional entre las baterías de litio. Esta conexión permite mantener cargando las baterías y en ocasiones aprovechar la energía de las baterías, lo cual dependerá de la fase en que se encuentre el sistema de generación híbrido. El dispositivo que integra esta serie de características recibe el nombre de planta de corriente directa.

Así pues, como se ha dimensionado en la sección anterior de cálculo de baterías, el sistema contará con ocho baterías de litio para obtener la autonomía deseada. Para esto es necesario que la planta de corriente directa tenga al menos ocho disyuntores de entrada designados para posición de baterías, y cada uno pueda tener una protección de 125 A, según lo pide la ficha técnica de las baterías en el Anexo A, apartado i.

También, debe tener al menos siete salidas para conectar las cargas de corriente directa y una entrada de corriente alterna, que en este caso será el generador eléctrico.

De modo que, se seleccionará una planta de corriente directa de la marca Vertiv, modelo Netsure, serie 502, con panel de distribución externa de 23", el cual cumple estrictamente con las necesidades mencionadas anteriormente (ver ficha técnica en el Anexo A, apartado x).



Ilustración 49. Alusión de planta rectificadora

Fuente: NetSure 502 Full DC Power System de Vertiv.

- **Dimensionamientos de cableados entre la OCPD (overcurrent protection devices) del generador y la planta rectificadora (Alimentador de la planta rectificadora)**

Selección de conductores para las fases

Como se ha determinado anteriormente, las cargas del grupo son todas continuas. Por tal motivo, según el artículo 230.42 de la NFPA 70, se deben dimensionar al 125 % de las cargas continuas.

$$\text{Cargas continuas} = 38925 \text{ W}$$

$$\text{Cargas continuas} = 38925 \text{ W} * 125\%$$

$$\text{Cargas continuas} = 48656 \text{ W}$$

$$\text{Ampacidad} = \frac{48656 \text{ W}}{240\text{V}} = 202,73\text{A}$$

Según la tabla 310.15 (B) (17) presente en el Anexo (B) apartado (i), se contemplará un cableado calibre 1/0 THHN AWG por fase.

Selección de cableados para neutro

Se puede hacer referencia al artículo 230.42 (A) (1) (excepción) para dimensionar el neutro al 100 % de la carga según lo indica el artículo 445.13 (excepción); sin embargo, se decide aplicar un proceso de reducción del cableado aplicando el artículo 220,61 (B) (2), el cual permite una reducción del 70 % de la carga en el neutro.

$$\text{Carga} = 38925 \text{ W}$$

$$70\% \text{ de la Carga} = 38925 \text{ W} * 70\%$$

$$70\% \text{ de la Carga} = 27247 \text{ W}$$

$$\text{Ampacidad} = \frac{27247 \text{ W}}{240\text{V}}$$

$$\text{Ampacidad} = 113,52 \text{ A}$$

Asimismo, se debe tomar en cuenta el mayor de los valores que se muestren en las tablas 310.15 (B) (17) o la tabla 250.102 (c)(1). Para este caso el mayor calibre para este conductor puesto a tierra lo brinda la tabla 310.15 (B) (17) con un valor de 4 AWG THHN.

OCPD (overcurrent protection devices)

Para la OCPD se utilizará el 125 % de las cargas continuas, según lo indica el artículo 215.3 corresponde a 202 A, como se ha mostrado anteriormente. Además, se debe utilizar un OCPD de 225 A, que es el inmediato superior en conformidad con el artículo 240,6.

Selección del conductor de puesta a tierra

Se debe utilizar según lo indica el artículo 250.30 (A) de la Tabla 250.122 de la NFPA 70, 2014, lo cual se encuentra en el anexo B apartado ii. Se utilizará un cable 4 AWG.

Canalización

Toda la canalización se realizará en canasta expuesta al interior del gabinete del grupo, como se ha mostrado en el Anexo D, apartado ii, la cual será de la marca Legrand modelo cablofil cf 54/100. Con respecto a los cableados en DC se le solicitarían al proveedor de los paneles fotovoltaicos.

Análisis operativo en condiciones reales de radiación solar

Con el objetivo de validar el desempeño energético del sistema híbrido en condiciones reales, se han evaluado dos escenarios geográficos de Costa Rica: Santa Cruz de Guanacaste y Zarcero de Alajuela. Estos puntos fueron seleccionados por presentar contrastes importantes en la radiación solar, representando una zona de alta radiación (Santa Cruz) y una de radiación media (Zarcero).

En Santa Cruz, el sistema requeriría de 12 módulos fotovoltaicos de 665 Wp distribuidos en dos series de seis paneles en paralelo, mientras que en Zarcero se dispondría un arreglo de 14 módulos (dos series de siete paneles en paralelo), con el fin de compensar la menor radiación solar con una mayor superficie de captación. Ambos arreglos presentan una eficiencia sistémica del 75 %.

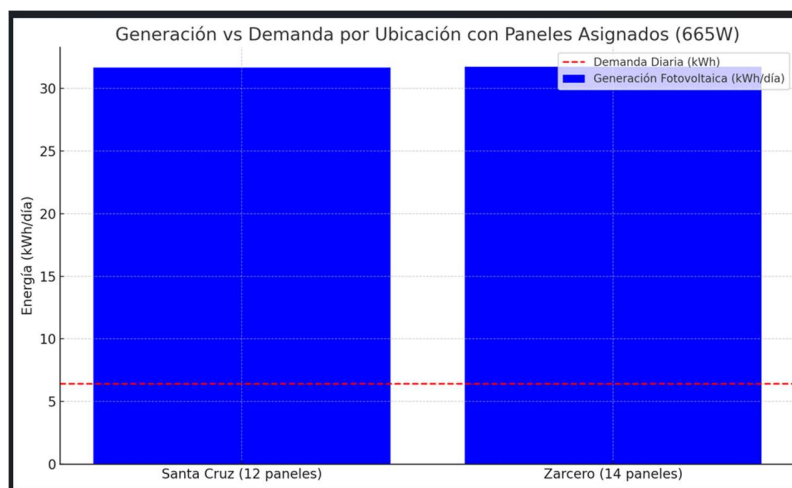


Ilustración 50. Generación fotovoltaica vs demanda

Fuente: elaboración propia, 2025.

La carga diaria estimada del sistema es de 266.76 Ah a 24 V, equivalente a 6.40 kWh/día. El banco de baterías fue dimensionado para brindar una autonomía de 48 horas (dos días) sin aporte solar, resultando en una capacidad útil de almacenamiento de 12.80 kWh.

La generación diaria promedio se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 17. Análisis de paneles vs. horas pico de sol

Ubicación	Paneles instalados	HSP Promedio	Generación Diaria (kWh)
Santa Cruz (Guanacaste)	12 × 665 W	5.29 h/día	31.66 kWh/día
Zarcelero (Alajuela)	14 × 665 W	4.54 h/día	31.70 kWh/día

Fuente: elaboración propia, 2025.

Como se puede observar, ambos sistemas generan aproximadamente cinco veces la energía diaria requerida por la carga, lo cual permite recargar completamente el banco de baterías cada día, siempre que existan condiciones normales de radiación solar. Esto implica que el sistema se comporta como energéticamente autónomo bajo condiciones estándar.

No obstante, se contempló un escenario crítico de hasta tres días consecutivos sin radiación solar efectiva. En tal caso, al finalizar el segundo día, el banco de baterías agotaría su capacidad útil, y se haría necesaria la activación del generador térmico como respaldo energético.

En condiciones en que se presenten lapsos prolongados sin radiación solar efectiva, el sistema híbrido debe operar exclusivamente con el respaldo térmico. El generador alimenta el sistema mediante un rectificador con salida en corriente directa de 48 V y 41.7 A, lo cual entrega una potencia neta de aproximadamente 2.00 kW. Sin embargo, durante el proceso de carga de las baterías, también debe mantenerse alimentada la carga activa del microhub, con una demanda continua de 350.4 W.

Lo anterior reduce la potencia disponible exclusivamente para la recarga del banco de baterías a aproximadamente 1.65 kW. Dado que la energía útil requerida por el banco para restaurar su capacidad es de 12.80 kWh, y el tiempo estimado para una carga completa bajo estas condiciones es de aproximadamente 7.75 horas.

Ahora bien, considerando que el generador posee una autonomía de operación de 24 horas por tanque de combustible, puede completar hasta tres ciclos completos de recarga de baterías en ese lapso. Cada ciclo de carga garantiza 48 horas de operación autónoma del sistema. Por lo tanto, con un solo tanque de combustible el sistema puede mantenerse operativo por un total estimado de 6.2 días consecutivos sin aporte solar alguno, antes de requerir una nueva recarga de combustible para el generador.

Al respecto, es importante resaltar que para lograr estos lapsos de trabajo cada vez que en el escenario donde no haya luz solar el generador arrancará durante las 7.75 horas y posterior a obtener la carga del 90 % en baterías se pasará la carga hacia estas y se enviara el generador a enfriamiento y posterior apagado. Este *set point* será configurado en el panel de control máster DSE 7450.

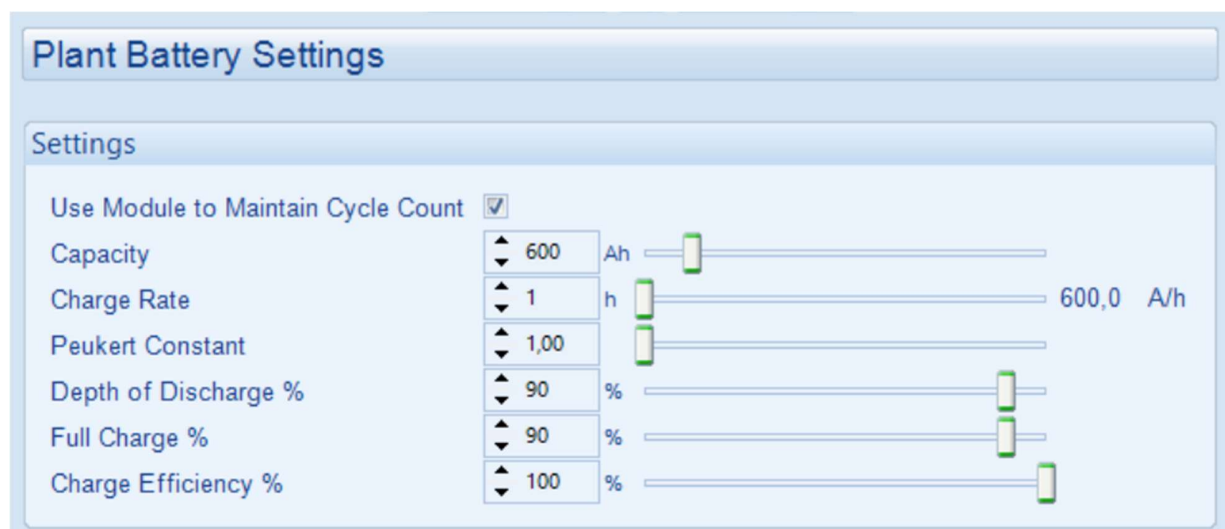


Ilustración 51. Set point del panel de control DSE 7450

Fuente: Elaboración propia DSE Configuration Suite.

CAPÍTULO V

Análisis de retorno de inversión

Análisis de retorno de inversión

Tabla 18. Retorno de inversión para compañía fabricante del sistema

COSTOS DE FABRICACIÓN Y ENSAMBLE SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO.			
Cantidad	Rubro	Costo unitario en dólares	Costo total en dólares
1	Motor	\$20.000,00	\$20.000,00
1	Generador	\$16.000,00	\$16.000,00
12	Modulo fotovoltaico	\$200,00	\$2.400,00
1	Inversor	\$200,00	\$200,00
2	Caja de conexiones	\$800,00	\$1.600,00
1	Panel board	\$500,00	\$500,00
2	Controlador MPPT	\$600,00	\$1.200,00
1	Controlador Deepsea 7450	\$1.200,00	\$1.200,00
1	Planta rectificadora	\$3.500,00	\$3.500,00
1	Gabinete del grupo electrógeno	\$6.000,00	\$6.000,00
8	Baterías	\$2.800,00	\$22.400,00
3	Disyuntores del panel board	\$160,00	\$480,00
16	Disyuntores de planta rectificadora	\$100,00	\$1.600,00
1	Fibra de insonorizado	\$2.000,00	\$2.000,00
1	Tanque de combustible	\$9.000,00	\$9.000,00
1	Servicio de mano de obra para ensamble	\$4.000,00	\$4.000,00
1	Materiales varios para ensamble	\$8.000,00	\$8.000,00
1	Alquiler de taller para ensamble	\$2.000,00	\$2.000,00
1	Subtotal	\$77.060,00	\$102.080,00
1	40% de Utilidad		\$40.832,00
1	Total		\$142.912,00

Nota:

Cuando se indica materiales varios para ensamble se refiere a cableados, canasta, estructuras metálicas para ensamble de paneles solares, tapes, tornillos, terminales para entallar y todo tipo de material menor.

Fuente: elaboración propia, 2025.

Según los datos anteriores, el retorno de inversión por parte de la empresa ensambladora del sistema de generación híbrida, Data Center Consultores, será de inmediato y dejando una utilidad del 40 % de lo invertido, lo cual equivale a 40 832 dólares.

El mantenimiento preventivo, a pesar de que se contempla en el Anexo C, no se toma en cuenta a la hora del retorno de inversión, ya que será una oferta totalmente ajena al proyecto.

CAPÍTULO VI

Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones

Una vez llevados a cabo todos los estudios y dimensionamiento del sistema, se concluye que:

- 1- La autoselección en los modos de operación del controlador máster Deep sea 7450, pasando de un sistema de generación fotovoltaica y almacenamiento con baterías a un sistema de generación térmica una vez que se haya cumplido la autonomía de 48 horas que poseen las baterías.
- 2- Es necesario dos módulos fotovoltaicos adicionales (equivalentes a 1300 W), para mantener la misma operación de un sistema en una zona de baja radiación solar con 4,54 horas sol pico promedio al año con respecto a otra de alta radiación solar con 5,24 horas sol pico promedio al año.
- 3- Bajo la misma operación existe una reducción 1571 kg de CO₂ liberados diariamente al ambiente si se utiliza el sistema de generación híbrida con respecto a un sistema de generación térmica como tal.

6.2 Recomendaciones

- Todas las paredes del grupo electrógeno estarán recubiertas de fibra mineral para aislar el sonido según se especifica en el documento escrito.
- El motor que se debe colocar tiene que ser Tier 4 y de la marca Perkins, modelo 1204J-E44TTAG.
- El generador que se debe colocar tiene que ser marca Stanford modelo UCI 224 F con recubrimiento de bobinado clase H.
- El material del gabinete debe ser de aluminio con pintura antioxidante para evitar corrosión en las instalaciones en ambientes salinos.
- Se recomienda utilizar todos los tornillos en el exterior del gabinete, de acero inoxidable grado 5, para evitar problemas de corrosión, al igual que las bisagras de las puertas.
- La ventana que se colocará en la elevación derecha debe ser preferiblemente de un material polímetro y traslúcido para permitir la correcta visualización del controlador.
- En las cuatro puertas de acceso ubicadas en la elevación frontal y en la posterior se instalará una ventila por cada puerta. La suma del área de las cuatro ventilas debe ser superior al área del radiador para permitir un buen caudal del aire a través del equipo; verificar área del radiador en la ficha técnica del motor.
- Todos los equipos, canalizaciones, cableados protecciones y demás equipos eléctricos serán listados UL, según se ha mostrado en el documento escrito.

Referencias

- Águeda, E. (2010). *Elementos Amovibles*. Madrid: Gráficas Rogar.
- Aribilca, R., & Orbeagoza, C. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica*. Deutscher Entwicklungsdienst.
- Autocasión (2016). *La corrosión del aluminio*. <https://www.autocasion.com/actualidad/reportajes/la-corrosion-del-aluminio>
- Beer, Johnston & Cornwell. (s.f.) *Mecánica vectorial para ingenieros, Dinámica*. Novena edición. McGraw-Hill.
- Cengel, Y. (1996). *Termodinámica*. McGraw-Hill .
- Chapman, S. J. (1987). *Máquinas Eléctricas*. Colombia: McGraw-Hill.
- DieselNet. (2016). *EU: Nonroad Engines*. <https://dieselnet.com/standards/eu/nonroad.php>
- García Bello, D. (2020). *Así funcionan las baterías de litio*. Cuaderno de Cultura Científica. <https://culturacientifica.com/2020/02/20/asi-funcionan-las-baterias-de-litio/>
- Latinclima(2025). *Energía verde e inclusiva: una Centroamérica electrificada*. <https://latinclima.org/energia-verde-e-inclusiva/una-centroamerica-electrificada>
- Mora, J. L. (2024). *Índice cobertura eléctrica nacional 2022*. Grupo ICE. <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/10261169-f251-465d-9b95-0b17c7baa49e/Índice+de+Cobertura+Eléctrica+2019.pdf?MOD=AJPERES&CVID=n1u6RVf>
- Murillo, D. S. (2016). *Estos son los países de Centroamérica con la generación de electricidad 'más sucia'*. El Financiero cr. <https://www.elfinanciero.cr/economia-y-politica/estos-son-los-paises-de-centroamerica-con-la-generacion-de-electricidad-mas-sucia/ZTJN4J7IZBBJ5MGKKDG42VLUHQ/story/>
- ONU CEPEL Subsede México. (2026). *Estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). Datos preliminares a 2015*. https://www.sica.int/documentos/estadisticas-de-produccion-de-electricidad-de-los-paises-del-sistema-de-integracion-centroamericana-sica_1_105856.html
- ONU CEPEL Subsede México. (2002). *Istmo Centroamericano: la regulación de la distribución de energía eléctrica en los países con empresas privadas. Los casos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá*. CEPAL. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/25632-istmo-centroamericano-la-regulacion-la-distribucion-energia-electrica-paises>
- Project Management Institute . (2017). *PMBok*. 6th edition.

Resch, R. (2007). La promesa de la energía solar: Estrategia energética para reducir las emisiones de carbono en el siglo XXI. Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/chronicle/article/la-promesa-de-la-energia-solar-estrategia-energetica-para-reducir-las-emisiones-de-carbono-en-el>

SA, E. (s.f.). ELAN S.A. *Grados de protección y clase de aislación*. Elanelectric. <https://www.elanelectric.cl/wp-content/uploads/2019/04/Grados-IP-y-Clase-de-Aislacion.pdf>

Solar Energy Internacional. (2015). *FOTOVOLTAICA Manual de diseño e instalación*. Colorado : New Society Publishers .

Solorzano, M. A. (2017). *Electrificación: la integración territorial e inclusión social en Centroamérica*. Researchgate. https://www.researchgate.net/publication/324680945_Electrificacion_la_integracion_territorial_e_inclusion_social_en_Centroamerica

TORO COMPANY. (2025). *La norma de Nivel 4 de la Agencia de Protección Medioambiental trata sobre el aire limpio*. <https://www.toro.com/es-es/customer-support/tier-4/what-is-tier-4>

CAPÍTULO VII

ANEXOS

7.1 Anexo A. Fichas técnicas

(i) Fichas técnicas de las baterías de litio

Li-ion Battery



51.2V150Ah

RACK MOUNTED LI-ION BATTERY SPECIFICATION



Part Number	8010512015002
	R-LFP48V150Ah
Cell Type	LFP Prismatic cell 50Ah
Internal Connection	3P16S
Nominal Voltage [V]	51.2
Nominal Capacity [Ah]	150
Total Energy [Wh]	7680
Dimension (W*D*H, mm)	442*500*175
Weight [Kg]	74.6
Max. Charging Current [A]	100
Max. Discharging Current [A]	100
Pulse Discharge Current	120A @1S
Charging Voltage [V]	56~57.6
End of Discharge Voltage [V]	44.8 (Backup Application) /48 (Cycle Application)
Operation Humidity	0~95% RH (No condensing)
Operating Temperature Range	Charge: 0 ~ +50°C; Discharge: -20 ~ +55°C
Cycle Life	>3500
Designed Calendar Life	10 Years
Communication interface	RS232, RS485, CAN
Protection	Over voltage , Low voltage, Over current, Over Temperature, Low Temperature, Short circuit
Parallel Support	Yes, Max. 15 Sets
Series Support	Not support
Optional Parts	MCB; LCD display; Gyroscope Anti-theft; Gyroscope Anti-theft; SNMP module;

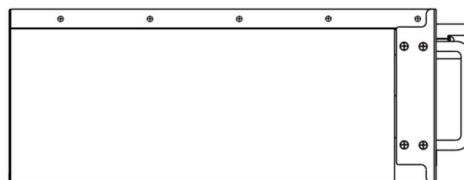
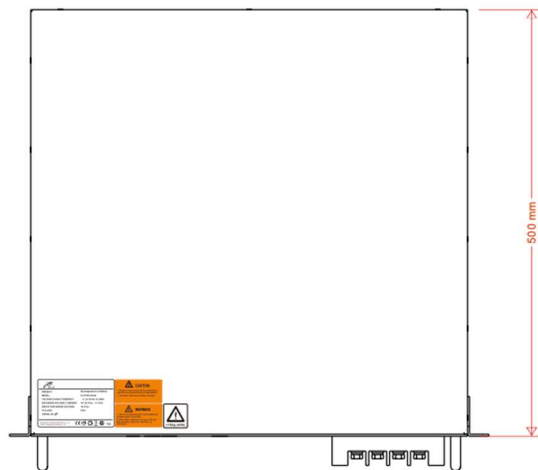
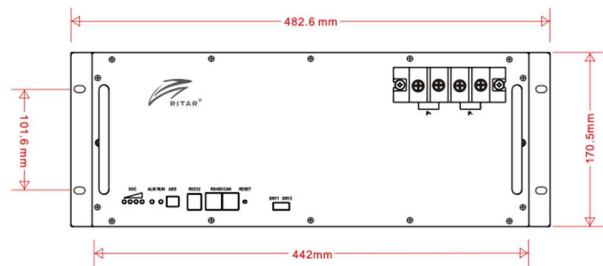
The datasheet is subject to change without prior notification

For more information, contact with: sales@ritarpower.com

Ver V5.0 Publish Date: 2020-12-01

R-LFP48V150Ah Dimension

Part Number: 8010512015002



(ii) Fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos



HiKu7 Mono PERC

640 W ~ 665 W
CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665MS

MORE POWER

-  Module power up to 665 W
Module efficiency up to 21.4 %
-  Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years

Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years

Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / INMETRO
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716
Take-e-way



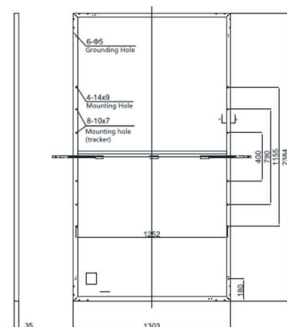
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 52 GW deployed around the world since 2001.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Rear View



Frame Cross Section A-A

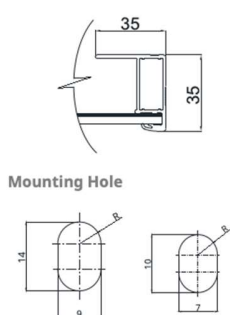


Figure 1 consists of two graphs, A and B, showing the effect of temperature and irradiance on the photoreduction of 2,2,6,6-tetramethylpiperidine-1-oxyl. Both graphs plot the concentration of the radical (V) on the y-axis (0 to 24) against time (t) on the x-axis (0 to 45 minutes).

Graph A (left) shows the effect of temperature (5°C, 25°C, 45°C, 65°C) at a constant irradiance of 1000 W/m². The concentration of the radical decreases over time, with higher temperatures leading to faster reduction. The curves are labeled with their respective temperatures: 5°C (black), 25°C (grey), 45°C (dark grey), and 65°C (orange).

Graph B (right) shows the effect of irradiance (200, 400, 600, 800, 1000 W/m²) at a constant temperature of 25°C. The concentration of the radical decreases over time, with higher irradiances leading to faster reduction. The curves are labeled with their respective irradiances: 200 W/m² (yellow), 400 W/m² (orange), 600 W/m² (grey), 800 W/m² (dark grey), and 1000 W/m² (black).

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)					
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	30 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ +10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	478 W	482 W	486 W	489 W	493 W	497 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.0 V	35.2 V	35.4 V	35.6 V	35.8 V	36.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.66 A	13.70 A	13.73 A	13.75 A	13.78 A	13.81 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V	43.0 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.84 A	14.87 A	14.90 A	14.93 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m²-spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (IsC)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

(iii) Ficha técnica del controlador de carga MPPT



BlueSolar Charge Controllers with screw- or MC4 PV connection MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/85, MPPT 150/100

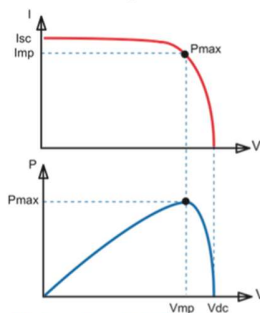
www.victronenergy.com



Solar Charge Controller
MPPT 150/100-Tr



Solar Charge Controller
MPPT 150/100-MC4



Maximum Power Point Tracking

Upper curve:
Output current (I) of a solar panel as function of output voltage (V).
The Maximum Power Point (MPP) is the point Pmax along the curve where the product I x V reaches its peak.

Lower curve:
Output power P = I x V as function of output voltage.
When using a PWM (not MPPT) controller the output voltage of the solar panel will be nearly equal to the voltage of the battery, and will be lower than Vmp.

Ultra-fast Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Especially in case of a clouded sky, when light intensity is changing continuously, an ultra-fast MPPT controller will improve energy harvest by up to 30% compared to PWM charge controllers and by up to 10% compared to slower MPPT controllers.

Advanced Maximum Power Point Detection in case of partial shading conditions

If partial shading occurs, two or more maximum power points may be present on the power-voltage curve. Conventional MPPTs tend to lock to a local MPP, which may not be the optimum MPP. The innovative BlueSolar algorithm will always maximize energy harvest by locking to the optimum MPP.

Outstanding conversion efficiency

No cooling fan. Maximum efficiency exceeds 98%.

Flexible charge algorithm

Fully programmable charge algorithm (see the software page on our website), and eight pre-programmed algorithms, selectable with a rotary switch (see manual for details).

Extensive electronic protection

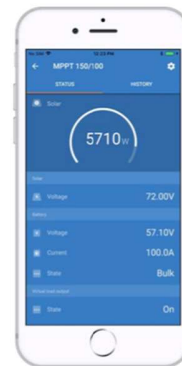
Over-temperature protection and power derating when temperature is high.
PV short circuit and PV reverse polarity protection.
PV reverse current protection.

Internal temperature sensor

Compensates absorption and float charge voltage for temperature.

Real-time data display options

- Color Control GX or other GX devices: see the **Venus** documents on our website.
- **A smartphone or other Bluetooth-enabled device:** VE.Direct Bluetooth Smart dongle needed.



BlueSolar Charge Controller	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V)				
Rated charge current	45A	60A	70A	85A	100A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Max. PV short circuit current 2)	50A	50A	50A	70A	70A
Maximum PV open circuit voltage	150V absolute maximum coldest conditions 145V start-up and operating maximum				
Maximum efficiency	98%				
Self-consumption	10 mA				
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable)				
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable)				
Charge algorithm	multi-stage adaptive				
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protection	Battery reverse polarity (fuse, not user accessible) PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature				
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)				
Humidity	95%, non-condensing				
Data communication port and remote on-off	VE.Direct (see the data communication whitepaper on our website)				
Parallel operation	Yes (not synchronized)				
ENCLOSURE					
Colour	Blue (RAL 5012)				
PV terminals 3)	35 mm² / AWG2 (Tr models) Two sets of MC4 connectors (MC4 models up to 150/70) Three sets of MC4 connectors (MC4 models 150/85 and 150/100)				
Battery terminals	35 mm² / AWG2				
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)				
Weight	3kg			4,5kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 185 x 250 x 95 MC4 models: 215 x 250 x 95			Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
STANDARDS					
Safety	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2				
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power. 1b) PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter minimum PV voltage is Vbat + 1V. 2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller. 3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels. Maximum current per MC4 connector: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)					

(iv) Ficha técnica caja de combinaciones

2 - Characteristics

Characteristics and technical data



Table: Technical Data		PVI-STRINGCOMB
Input		
Rated DC input voltage		250 – 1000 VDC
Max. DC input voltage		1000 VDC
Number of string current measurement channels		10
Max. IDC current for each channel		20 A
Number of string input safety fuses		20 [10 positive + 10 negative] ⁽¹⁾
Max. number of strings that can be connected		20 [two per fuse or measurement channel]
Type of DC input connection		Multicontact MC4 connectors or M20 cable gland
Max. Section of string cables		6 mm ²
Overvoltage protection		YES [with replaceable cartridges]
Output		
Rated DC output voltage		250 – 1000 VDC
Max. DC output voltage		1000 VDC
Max. DC output current		125A@40°C with derating 100A@55°C [plastic box] 150A@40°C with derating 125A@55°C [metal box]
Max. Type of DC output connection [by pole]		No. 2 x M40 cable gland [M10 185 mm ²] ⁽²⁾
Max. Ground wire connection type		No. 1 x M25 cable gland [M8 35 mm ²] ⁽²⁾
Rating of DC disconnect switch		160A@1100V
Signal Input/Output Characteristics		
Communication		RS 485
Overvoltage protection		YES [with replaceable cartridges]
Digital inputs		No.2 [dry contact]
Analogue inputs		No. 4 [0-10v] or No. 3 [0-10v] if PT100 sensor is enabled
PT100 sensor input		No. 1
Supply voltage for external sensors		24VDC@150mA [max]
Disconnect switch auxiliary status monitoring contact		Dry contact [240Vac@6A or 125Vdc@1.1A]
Antitheft alarm auxiliary status monitoring contact		Dry contact [50Vdc@1A max]
Built-in cord-type antitheft device		Connection for the cord-type alarm
Auxiliary DC input for night mode		24VDC@1A [from external source]
Remote SOR triggering current emergency OFF		24-30Vac/dc [instant absorption 50watt<15ms]
Remote OVR minimum voltage emergency OFF		24-30Vac/dc [permanent absorption 1.5watt]
Environmental characteristics		
Dimensions [height x width x depth]		560x760x250mm [plastic box] 650x790x250mm [metal box]
Weight		20kg [plastic box] / 30kg [metal box]
Working temperature		-25...+55°C
Maximum working altitude		1000m.asl
Relative Humidity		from 0 to 100%
Anti-condensation system		Yes
Degree of enviromental protection		IP65

1. See Available Fuses

2. See Cable gland clamping range

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

(v) Ficha técnica del inversor



Inversores Phoenix

250VA – 1200VA 230V y 120V, 50Hz o 60Hz

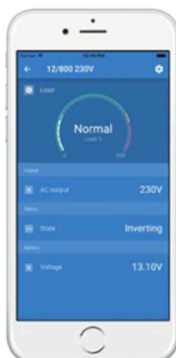
www.victronenergy.com



Phoenix 12/375 VE.Direct



Phoenix 12/375 VE.Direct



Puerto de comunicación VE.Direct

El puerto VE.Direct puede conectarse a:

- Un ordenador (se necesita un cable de interfaz VE.Direct a USB)
- Smartphones Apple y Android, tabletas, mackbooks y demás dispositivos (se necesita una mochila VE.Direct a Bluetooth Smart)

Totalmente configurable:

- Niveles de disparo de la alarma y restablecimiento por tensión baja de la batería.
- Niveles de desconexión y reinicio por tensión baja de la batería.
- Desconexión dinámica: nivel de desconexión dependiente de la carga
- Tensión de salida 210 - 245V
- Frecuencia 50 Hz o 60 Hz
- On/off del modo ECO y sensor de nivel del modo ECO

Seguimiento:

- Tensión y corriente de entrada/salida, % de carga y alarmas

Fiabilidad probada

La topología de puente completo más transformador toroidal ha demostrado su fiabilidad a lo largo de muchos años.

Los inversores están a prueba de cortocircuitos y protegidos contra el sobrecalentamiento, ya sea debido a una sobrecarga o a una temperatura ambiente elevada.

Alta potencia de arranque

Necesaria para arrancar cargas como convertidores para lámparas LED, halógenas o herramientas eléctricas.

Modo ECO

En modo ECO, el inversor se pondrá en espera cuando la carga descienda por debajo de un valor predeterminado (carga mínima: 15W). Una vez en espera, el inversor se activará brevemente (ajustable; por defecto: cada 2,5 segundos). Si la carga excede el nivel predeterminado, el inversor permanecerá encendido.

Interruptor on/off remoto

Se puede conectar un interruptor On/Off remoto a un conector bifásico o entre el positivo de la batería y el contacto de la izquierda del conector bifásico.

Diagnóstico LED

Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Para transferir la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Para nuestros inversores de menor potencia recomendamos nuestro conmutador de transferencia automático Filax. El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción.

Disponible con tres tomas de corriente distintas

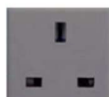
Schuko

UK

AU/NZ

IEC-320
(enchufe macho incluido)

Nema 5-15R



Bornes de tornillo

No se necesitan herramientas especiales para su instalación

Inversor Phoenix	12 voltios 24 voltios 48 voltios	12/250 24/250 48/250	12/375 24/375 48/375	12/500 24/500 48/500	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia cont a 25°C (1)		250VA	375VA	500VA	800VA	1200VA
Potencia cont. a 25°C / 40°C		200 / 175W	300 / 260W	400 / 350W	650 / 560W	1000 / 850W
Pico de potencia		400W	700W	900W	1500W	2200W
Tensión / frecuencia CA de salida (ajustable)		230VCA o 120VCA +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%				
Rango de tensión de entrada		9,2 - 17 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 62,0V				
Desconexión por CC baja (ajustable)		9,3 / 18,6 / 37,2V				
Dinámica (dependiente de la carga)		Desconexión dinámica, ver				
Desconexión por CC baja (totalmente ajustable)		https://www.victronenergy.com/live/ve.direct:phoenix-inverters-dynamic-cutoff				
Reinicio y alarma por CC baja (ajustable)		10,9 / 21,8 / 43,6V				
Detector de batería cargada (ajustable)		14,0 / 28,0 / 56,0V				
Eficacia máx.		87 / 88 / 88%	89 / 89 / 90%	90 / 90 / 91%	90 / 90 / 91%	91 / 91 / 92%
Consumo en vacío		4,2 / 5,2 / 7,9W	5,6 / 6,1 / 8,5W	6 / 6,5 / 9W	6,5 / 7 / 9,5W	7 / 8 / 10W
Consumo en vacío predeterminado en modo ECO (Intervalo de reinicio: 2,5 s, ajustable)		0,8 / 1,3 / 2,5W	0,9 / 1,4 / 2,6W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0
Ajuste de potencia de parada y arranque en modo ECO		Ajustable				
Protección (2)		a - f				
Rango de temperatura de trabajo		-40 to +65°C (refrigerado por ventilador) (reducción de potencia del 1,25% por cada °C por encima de 25°C)				
Humedad (sin condensación)		máx. 95%				
CARCASA						
Material y color		Chasis de acero y carcasa de plástico (azul RAL 5012)				
Conexión de la batería		Bornes de tornillo				
Sección de cable máxima:		10mm² / AWG8	10mm² / AWG8	10mm² / AWG8	25/10/10mm² / AWGA/8/8	35/25/25 mm² / AWG 2/4/4
Tomas de corriente CA estándar		230V: Schuko (CEE 7/4), IEC-320 (enchufe macho incluido) UK (BS 1363), AU/NZ (AS/NZS 3112) 120V: Nema 5-15R				
Tipo de protección		IP 21				
Peso		2,4kg / 5,3lbs	3,0kg / 6,6lbs	3,9kg / 8,5lbs	5,5kg / 12lbs	7,4kg / 16,3lbs
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p, pulgadas)		86 x 165 x 260 3.4 x 6.5 x 10.2	86 x 165 x 260 3.4 x 6.5 x 10.2	86 x 172 x 275 3,4 x 6,8 x 10,8	105 x 216 x 305 4.1 x 8.5 x 12.1 (12V modelo: 105 x 230 x 325)	117 x 232 x 327 4.6 x 9.1 x 12.9 (12V modelo: 117 x 232 x 362)
ACCESORIOS						
On/Off remoto		Sí				
Conmutador de transferencia automático		Filax				
ESTÁNDARES						
Seguridad		EN-IEC 60335-1 / EN-IEC 62109-1				
EMC		EN 55014-1 / EN 55014-2 / IEC 61000-6-1 / IEC 61000-6-2 / IEC 61000-6-3				
Directiva de automoción		ECE R10-4				
1) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 2) Claves de protección: a) cortocircuito de salida b) sobrecarga c) tensión de la batería demasiado alta d) tensión de la batería demasiado baja h) temperatura demasiado alta f) ondulación CC demasiado alta						



Alarma de batería

Indica que la tensión está demasiado alta o demasiado baja por medio de una alarma visual y sonora y de un relé de señalización remota



Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de alta resolución para la medición de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o el tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.



Mochila VE.Direct a Bluetooth Smart (Debe pedirse por separado)

(vi) Ficha técnica del generador eléctrico

UCI224F**STAMFORD®**

WINDING 311

CONTROL SYSTEM	SEPARATELY EXCITED BY P.M.G.		
A.V.R.	MX321	MX341	
VOLTAGE REGULATION	± 0.5 %	± 1.0 %	With 4% ENGINE GOVERNING
SUSTAINED SHORT CIRCUIT	REFER TO SHORT CIRCUIT DECREMENT CURVES (page 7)		

CONTROL SYSTEM	SELF EXCITED		
A.V.R.	SX460	AS440	
VOLTAGE REGULATION	± 1.0 %	± 1.0 %	With 4% ENGINE GOVERNING
SUSTAINED SHORT CIRCUIT	SERIES 4 CONTROL DOES NOT SUSTAIN A SHORT CIRCUIT CURRENT		

INSULATION SYSTEM	CLASS H							
PROTECTION	IP23							
RATED POWER FACTOR	0.8							
STATOR WINDING	DOUBLE LAYER CONCENTRIC							
WINDING PITCH	TWO THIRDS							
WINDING LEADS	12							
STATOR WDG. RESISTANCE	0.065 Ohms PER PHASE AT 22°C SERIES STAR CONNECTED							
ROTOR WDG. RESISTANCE	0.83 Ohms at 22°C							
EXCITER STATOR RESISTANCE	20 Ohms at 22°C							
EXCITER ROTOR RESISTANCE	0.078 Ohms PER PHASE AT 22°C							
R.F.I. SUPPRESSION	BS EN 61000-6-2 & BS EN 61000-6-4,VDE 0875G, VDE 0875N. refer to factory for others							
WAVEFORM DISTORTION	NO LOAD < 1.5% NON-DISTORTING BALANCED LINEAR LOAD < 5.0%							
MAXIMUM OVERSPEED	2250 Rev/Min							
BEARING DRIVE END	BALL. 6312-2RS (ISO)							
BEARING NON-DRIVE END	BALL. 6309-2RS (ISO)							
	1 BEARING				2 BEARING			
WEIGHT COMP. GENERATOR	337 kg				350 kg			
WEIGHT WOUND STATOR	120 kg				120 kg			
WEIGHT WOUND ROTOR	110.69 kg				102.32 kg			
WR² INERTIA	0.6071 kgm²				0.5754 kgm²			
SHIPPING WEIGHTS in a crate	360 kg				371 kg			
PACKING CRATE SIZE	105 x 57 x 96(cm)				105 x 57 x 96(cm)			
	50 Hz				60 Hz			
TELEPHONE INTERFERENCE	THF<2%				TIF<50			
COOLING AIR	0.216 m³/sec 458 cfm				0.281 m³/sec 595 cfm			
VOLTAGE SERIES STAR	380/220	400/231	415/240	440/254	416/240	440/254	460/266	480/277
VOLTAGE PARALLEL STAR	190/110	200/115	208/120	220/127	208/120	220/127	230/133	240/138
VOLTAGE SERIES DELTA	220/110	230/115	240/120	254/127	240/120	254/127	266/133	277/138
kVA BASE RATING FOR REACTANCE VALUES	72.5	72.5	72.5	55	83.8	87.5	87.5	93.8
Xd DIR. AXIS SYNCHRONOUS	2.29	2.07	1.92	1.30	2.52	2.35	2.15	2.12
X'd DIR. AXIS TRANSIENT	0.18	0.16	0.15	0.10	0.21	0.20	0.18	0.18
X" d DIR. AXIS SUBTRANSIENT	0.12	0.11	0.10	0.07	0.14	0.13	0.12	0.12
Xq QUAD. AXIS REACTANCE	1.05	0.95	0.88	0.59	1.16	1.08	0.99	0.98
X"q QUAD. AXIS SUBTRANSIENT	0.16	0.14	0.13	0.09	0.13	0.12	0.11	0.11
Xl LEAKAGE REACTANCE	0.07	0.06	0.06	0.04	0.08	0.07	0.07	0.07
X2 NEGATIVE SEQUENCE	0.14	0.13	0.12	0.08	0.13	0.12	0.11	0.11
X0 ZERO SEQUENCE	0.11	0.10	0.09	0.06	0.10	0.09	0.09	0.08
REACTANCES ARE SATURATED		VALUES ARE PER UNIT AT RATING AND VOLTAGE INDICATED						
T'd TRANSIENT TIME CONST.					0.03 s			
T" d SUB-TRANSTIME CONST.					0.008 s			
T'do O.C. FIELD TIME CONST.					0.75 s			
Ta ARMATURE TIME CONST.					0.0065 s			
SHORT CIRCUIT RATIO					1/Xd			

STAMFORD®

RATINGS

Class - Temp Rise		Cont. F - 105/40°C				Cont. H - 125/40°C				Standby - 150/40°C				Standby - 163/27°C			
50 Hz	Series Star (V)	380	400	415	440	380	400	415	440	380	400	415	440	380	400	415	440
	Parallel Star (V)	190	200	208	220	190	200	208	220	190	200	208	220	190	200	208	220
	Series Delta (V)	220	230	240	254	220	230	240	254	220	230	240	254	220	230	240	254
	kVA	65.0	65.0	65.0	48.7	72.5	72.5	72.5	55.0	77.0	77.0	77.0	58.0	80.0	80.0	80.0	60.5
	kW	52.0	52.0	52.0	39.0	58.0	58.0	58.0	44.0	61.6	61.6	61.6	46.4	64.0	64.0	64.0	48.4
	Efficiency (%)	90.0	90.3	90.4	90.9	89.6	89.9	90.1	90.8	89.4	89.7	89.9	90.8	89.2	89.6	89.8	90.7
	kW Input	57.8	57.6	57.5	42.9	64.7	64.5	64.4	48.5	68.9	68.7	68.5	51.1	71.7	71.4	71.3	53.4

60 Hz	Series Star (V)	416	440	460	480	416	440	460	480	416	440	460	480	416	440	460	480
	Parallel Star (V)	208	220	230	240	208	220	230	240	208	220	230	240	208	220	230	240
	Delta (V)	240	254	266	277	240	254	266	277	240	254	266	277	240	254	266	277
	kVA	75.0	78.1	78.1	82.5	83.8	87.5	87.5	93.8	88.8	92.5	92.5	100.0	91.9	95.0	95.0	102.5
	kW	60.0	62.5	62.5	66.0	67.0	70.0	70.0	75.0	71.0	74.0	74.0	80.0	73.5	76.0	76.0	82.0
	Efficiency (%)	90.5	90.7	90.9	91.0	90.0	90.3	90.6	90.6	89.8	90.1	90.4	90.4	89.6	89.9	90.3	90.3
	kW Input	66.3	68.9	68.7	72.5	74.5	77.5	77.3	82.8	79.1	82.1	81.9	88.5	82.1	84.5	84.2	90.8

(vii) Ficha técnica del motor

PRODUCT SPECIFICATIONS FOR 1204J-E44TTAG

TOTAL POWER RANGE

Gross Mechanical Output	114-129 kWm
Typical Electrical Output	120.0-132 kVA (91.0-100 kWe)
Rated Speed	1500/1800 rpm

50 HZ TYPICAL ELECTRICAL OUTPUT

Prime	120 kVA
Standby	132 kVA

60 HZ TYPICAL ELECTRICAL OUTPUT

Prime	91 kWe
Standby	100 kWe

EMISSION STANDARDS

Emissions	EU Stage V, U.S. EPA Tier 4 Final
------------------	-----------------------------------

GENERAL

Number of Cylinders	4 vertical inline
Bore	105 mm
Stroke	127 mm

Displacement	4.4 l
Compression Ratio	16.5:1
Aspiration	Series turbocharged aftercooled
Combustion System	Direct injection
Rotation from Flywheel End	Anti-clockwise
Cooling System	Liquid
Aftertreatment	DOC+DPF+SCR
Typical Alternator Efficiency	92%
Switchable	Yes

ELECTROPAK DIMENSIONS

Length	1452 mm
Width	869 mm
Height	1345 mm
Dry Weight	692 kg

DISCLAIMER

Note 1	*Final dimensions dependent on selected options
---------------	---

DEFINITIONS

Prime Power	Power available at variable load in lieu of a main power network. Overload of 10% is permitted for one hour in every 12 hours of operation.
Standby Power	Power available at variable load in the event of a main power network failure. No overload is permitted.

1204J-E44TTAG STANDARD EQUIPMENT

AFTERTREATMENT TECHNOLOGY

3 inch flex pipes available with a variety of elbow options for turbocharger connection

DOC - Diesel Oxidation Catalyst

SCR auxiliaries - a range of tanks and heated lines are available

SCR - Selective Catalytic Reduction

AIR INLET SYSTEM

Standard air cleaners

COOLING SYSTEM

Engine mounted radiator with top tank temperature of 112°C

50:50 water glycol mix

CONTROL SYSTEM

Flexible and configurable software features and well supported SAE J1939 CAN bus enables highly integrated machines

Full electronic control system, all connectors and wiring looms waterproof and designed to withstand harsh off-highway environments

FLYWHEELS AND FLYWHEEL HOUSING

Choice of drivetrain interfaces, supplied with SAE2 configuration as standard

FUEL SYSTEM

Electronic high pressure common rail

Standard and heavy duty fuel filtration

OIL SYSTEM

Flat bottomed, isolated, aluminum sump

STANDARD EMISSIONS CONTROL EQUIPMENT

NRS – NO_x Reduction System

(viii) Ficha técnica del tanque de combustible

ATTACHMENTS



Image shown may not reflect actual package.

C9 Integral and Sub-Base Fuel Tanks

US Sourced
Diesel Generator Set
180 – 300 kW 60 Hz

FEATURES

- UL listed for United States (UL 142) and Canada (ULC S601)
- Compliant with NFPA 30, 37 & 110 and CSA C282-09 & B139-09 standards.
- Dual wall
- Lockable fuel fill cap, 4" (101.6mm) NPT
- Low fuel level warning standard, customer configurable warning or shutdown
- Primary tank leak detection switch in containment basin
- Tank design provides capacity for thermal expansion of fuel
- Fuel supply dip tube is positioned so as not to pick up fuel sediment
- Fuel return and supply dip tube is separated by an internal baffle to prevent immediate re-supply of heated return fuel
- Pressure washed with an iron phosphate solution
- Interior tank surfaces coated with a solvent-based thin-film rust preventative
- Heavy gauge steel gussets with internal lifting rings
- Primary and secondary tanks are leak tested at 20.7 kPa (3 psi) minimum
- Compatible with open packages and enclosures
- Gloss black polyester alkyd enamel exterior paint
- Welded steel containment basin (minimum of 110% of primary tank capacity)
- Direct reading fuel gauge with variable electrical output
- Emergency vents on primary and secondary tanks are sized in accordance with NFPA 30

DESCRIPTION – Sub Base

- The sub-base fuel tank mounts below the generator set wide base

DESCRIPTION – Integral

- Integral diesel fuel tank is incorporated into the generator set base frame
- Robust base design includes linear vibration isolators between tank base and engine generator

OPTIONS

- Audio/visual fuel level alarm panel
- 5 gal (18.9 L) spill containment
- Overfill prevention valve

ATTACHMENTS



INTEGRAL & SUB-BASE FUEL TANK BASE CAPACITIES with Fuel Tank Dimensions & Weights

Integral – Width (W) 2014 mm (79.3 in)

Sub-base – Width (W) 2056 mm (81 in)

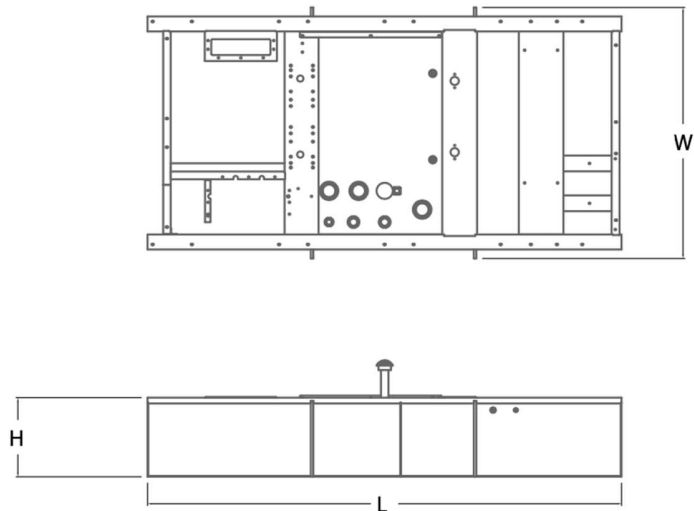
OPEN SET, WEATHER PROTECTIVE ENCLOSURE & SOUND ATTENUATED

Feature Code	Tank Design	Total Capacity		Useable Capacity		TANK ONLY						TANK AND PACKAGE					
						Dry Weight		Length 'L'		Height 'H'		Open PGS Height		WP PGS Height		SA PGS Height	
		Gallon	Litre	Gallon	Litre	kg	lb	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in
FTDW010	Integral	212	803	203	768	891	1964	3810	150.0	636	25.0	2360	92.9	2438	96.0	2492	98.1
FTDW008	sub base	730	2763	660	2498	1468	3236	3810	150.0	635	25.0	2699	106.3	2777	109.3	2831	111.5
FTDW009	sub base	1036	3922	1002	3793	1832	4038	5550	218.5	635	25.0	2699	106.3	2777	109.3	2831	111.5

ESTIMATED RUN TIMES (hours) AT 100% LOAD

Feature Code	Tank Design	Standby Ratings (ekW)			Prime Ratings (ekW)		
		300	250	200	275	225	180
FTDW010	Integral	9	10	13	10	11	15
FTDW008	sub base	29	34	43	31	36	47
FTDW009	sub base	44	52	65	47	55	72

ATTACHMENTS



The heights listed above do not include lumber used during manufacturing and shipping.
Tanks with full electrical stub-up area include removable end channel. Tanks with RH/LH stub-up include stub-up area directly below the circuit breaker or power terminal strips. Dimensions include weather-protective enclosure exhaust system.

Dual wall sub-base tanks are UL listed and constructed in accordance with Underwriters Laboratories Standard UL142 "Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids" and Canada ULC S601 "Shop Fabricated Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids."

Fuel tanks comply with the following United States NFPA Codes:
NFPA 30 – Flammable and Combustible Liquids Code
NFPA 37 – Standard for Installation and Use of Stationary Combustible Engine
NFPA 110 – Standard for Emergency and Standby Power Systems

Fuel tanks comply with the following Canadian Codes:
CSA C282-09 – Emergency Electrical Power Supply for Buildings
CSA B139-09 – Installation Code for Oil-Burning Equipment

www.Cat-ElectricPower.com

© 2014 Caterpillar
All rights reserved.

Materials and specifications are subject to change without notice.
The International System of Units (SI) is used in this publication.

CAT, CATERPILLAR, their respective logos, "Caterpillar Yellow," the "Power Edge" trade dress, as well as corporate and product identity used herein, are trademarks of Caterpillar and may not be used without permission.

(ix) Ficha técnica de fibra mineral



Placa de Lana Mineral de Roca para aislamientos térmicos con servicios de temperatura hasta 650°C y para tratamientos acústicos industriales y comerciales.

Especificaciones Técnicas

Densidad	40 Kg/m³ 60 Kg/m³ 80 Kg/m³ 100 Kg/m³ 144 Kg/m³
Dimensiones	0,61 m x 1,22 m
Espesor	1 in a 4 in con incrementos de ½ in
Temperatura de operación	Hasta 650°C
Conductividad térmica	0,23 BTY.in/ft².hr.°F a > 100°F
Norma	ASTM C-612-00 type IVB
Acabado	Con o sin revestimiento de aluminio

Coefficiente de absorción del sonido

Espesor en in	Frecuencia (ciclos/seg)					
	125	250	500	1000	2000	4000
1	0.11	0.40	0.70	0.85	0.85	0.95
1 1/2	0.15	0.58	0.85	0.87	0.87	0.95
2	0.23	0.66	0.90	0.93	0.95	0.95

Soluciones de aislamiento



Descripción

Bloques aislantes preformados, planos y rígidos de Lana Mineral de Roca aglutinados con resina sintética. Tiene gran resistencia mecánica y no se desmorona cuando está sometido a vibraciones, es de fácil aplicación y uso; puede ser cortado, clavado y pinnado, sin perder sus propiedades térmicas y acústicas.

La Placa Térmica es incombustible, no corrosiva, no despidе ni retiene olores, no es hábitat apto para bacterias ni hongos, es 100 % libre de asbesto, no suelta fibra ni polvos en presencia de corrientes de aire, es de alta densidad e indicada para trabajar en superficies de 650°C, con una densidad nominal de 120 kg/m³ que le concede una excelente resistencia térmica, acústica y mecánica (Consulte Placa Térmica en diferentes densidades).

La resina termoestable que aglutina las fibras minerales resiste temperaturas hasta de 650°C en régimen continuo, pero las fibras minerales resisten temperaturas superiores a los 900 °C.

Aplicaciones

La Placa Térmica es de excepcional desempeño por su alta resistencia y densidad, ampliamente utilizado como aislante térmico y acústico en infinidad de aplicaciones industriales y comerciales.

- Para el aislamiento térmico de hornos, calderas, secadores, tanques, torres, calentadores de agua, estufas, precipitadores, ductos calientes, entre otros, que trabajan con una temperatura máxima de 650 °C.
- La Placa Térmica con barrera de vapor es utilizada para el aislamiento térmico de congeladores, neveras, cuartos fríos, camiones refrigerados, enfriadores, equipos para producir frío, entre otros.
- Para el aislamiento acústico de salas, auditorios, pabellones, restaurantes, salas de máquinas, locales musicales, oficinas, particiones metálicas, cabinas de sonido, silenciadores y la industria en general.
- Una pulgada de espesor puede absorber 15% de incidencia del sonido a 125 ciclos por segundo, (aproximadamente una octava por encima de la nota D0 medio) y absorber un 75% a 2000 ciclos por segundo, (aproximadamente tres escalas por encima de la nota D0 medio).

La Lana Mineral de Roca es el aislante más utilizado en el mundo en el campo industrial y comercial por su excelente desempeño térmico, absorción acústica, resistencia al fuego; además de ser amigable con el medio ambiente.

Ventajas

- Por su densidad poseen un bajo factor K reduciendo drásticamente las pérdidas de calor. 0.25 BTU.in/ft². h. °F a Tm 100 °F
- La Placa Térmica resiste temperaturas de hasta 650 °C en régimen continuo.
- Posee un excelente coeficiente de absorción acústica.
- Alta resistencia mecánica, permanece inalterable en el tiempo manteniendo su estabilidad estructural aún sometida a vibraciones, no se desmorona, no se rompe, ni se escurre.
- Es inmune al ataque de hongos, bacterias, no es hábitat para insectos y roedores, no desprende ni absorbe olores, es 100 % libre de asbesto.
- Es de fácil y rápida aplicación, puede ser cortado y pinnado sin perder sus propiedades térmicas y acústicas.
- Es clasificado como incombustible y no propaga llama ni humos tóxicos.
- Por ser totalmente inorgánico no corroe ni ataca los substratos donde es aplicado.

Espesores de aislamiento recomendados				
T° interior °F	T° superficial °F	Espesor in	Pérdida calor BTU/h.ft ²	Eficiencia %
600	146.80	4	51.19	97.04
550	138.69	4	43.54	96.99
500	143.27	3	47.84	696.00
450	134.79	3	39.95	95.90
400	142.42	2	47.04	93.94
350	131.30	2	36.80	93.88
300	130.12	11/2	35.75	92.03
250	118.60	11/2	25.80	91.81
200	116.33	1	23.92	88.01
150	101.27	1	12.26	87.94

Conductividad térmica	
T° media	(BTU.in/ft ² .h.°F)
100	0.25
150	0.28
200	0.31
250	0.35
300	0.39
350	0.43
400	0.48



Compromiso Ambiental

La Lana Mineral de Roca es un producto amigable con el medio ambiente con su aplicación en todos nuestros sistemas de aislamiento contribuimos eficientemente con el desarrollo ambiental sostenible, disminuyendo drásticamente los consumos de energía y combustibles, por lo tanto, se reduce la emisión de gases y humos, la contaminación del aire, el efecto invernadero y la lluvia ácida; en su manufactura no se utilizan agentes gasificantes de tipo CFC o HCFC.



Acoustical Society of America

The premier international scientific society in acoustics, dedicated to increasing and diffusing the knowledge of acoustics and its practical applications.



Calorcol S.A.S presenta esta ficha técnica de producto como una guía y no se responsabiliza del uso que se le de. Se reserva el derecho de modificar información sin previo aviso. Para mayor información favor consultar departamento técnico.

Oficina principal

Calle 46 N° 71-121
PBX: (574) 274 41 49
Email: info@calorcol.com
Copacabana - Antioquia - Colombia

Centros de distribución

Bogotá: Cra 97 N° 24C - 75 Bg 40 Fontibón PBX (571) 432 19 40

Barranquilla:
Cel. 316 5278492

Cali:
Cel. 316 5278486

Pereira:
Cel. 312 8765703

Bucaramanga:
Cel. 316 2550568

Barrancabermeja:
Cel. 316 7404321

Exportaciones:
exportaciones@calorcol.com

Línea nacional: 316 5272521

www.calorcol.com

(x) Ficha técnica de planta rectificadora

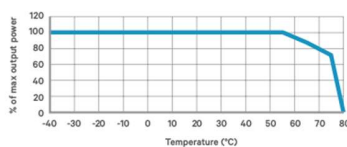
NetSure™ 502 SERIES

System Specifications, NetSure™ 502

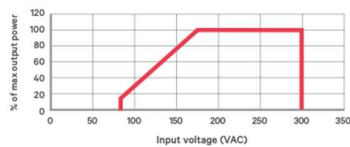
INPUT				
System Voltage, Nominal	120 VAC, 208 VAC, 240 VAC			
Output Capacity	19" integrated up to 80 A 23" integrated up to 120 A 19" rear bulk systems up to 365 A 23" rear bulk systems up to 450 A 19" & 23" top bulk systems up to 400 A 19" & 23" externally mounted distribution panel systems up to 600 A			
Framework Type	Mountable relay rack (can be mounted in enclosures)			
Dimensions, Mounting	Equipment	Height	Width	Depth
	Rear bulk output shelves	2 RU/shelf	19" or 23"	13.6"
	Top bulk output shelves	Up to 6 RU	19" or 23"	12.5"
			19" or 23"	12.5"
			19" or 23"	13.1"
Access	Rear bulk output shelves – Rear for installation, front for operation and maintenance Top bulk output system – Top for installation, front for operation and maintenance Integrated distribution system – Front for installation, operation and maintenance Externally mounted distribution system – Rear, front and top for installation, front for operation and maintenance			
Control	SCU+, ACU+ or NCU controller			
ENVIRONMENTAL				
Temperature Range, Operating	-40 °C to +80 °C (-40 °F to +176 °F) see rectifier specification for any derating			
Storage	-40 °C to +80 °C (-40 °F to +176 °F)			
Humidity	0 to 95%, non-condensing			
Ventilation	Fan-cooled front to rear			
EMI/RFI	Conforms to FCC rules Part 15, Subpart B, Class B and EN55022 Class B, radiated and conducted			
Safety Compliance	UL 60950 Recognized (US & Canada) – Rear bulk distribution system and integrated distribution system UL 1801 Listed (US & Canada) – top bulk and external distribution panel system NEBS Level 3			

eSure™ Rectifier Diagrams (R48-2000e)

Output Power vs. Temperature
at Input Voltage >176VAC



Output Power vs. Input Voltage
at Ambient Temperature <45°C



Rectifier Specifications, R48-2000e

AC INPUT RECTIFIER	
Input Voltage, Nominal	120 VAC, 208 VAC, 240 VAC
Input Voltage, Operating Range	85 VAC to 300 VAC extended range to 300 VAC without damage
Frequency	45 Hz to 65 Hz
Power Factor (PF)	0.99 ≥ to 50% load
Total Harmonic Distortion	<5% from 50% to 100% of rated load
Input Current, Maximum	13 A
Inrush Current	Inrush current does not exceed 150% of the rated input steady state peak value.
Operating Efficiency	96.5%
DC OUTPUT	
Output Voltage, Adjustment Range	-42 VDC to -58 VDC
Constant Power Limiting Operation	2000 W @ -48 VDC See derating chart for voltages less than 176 VDC or temperatures higher than 55 °C.
Output Current	41.7 A @ -48 VDC
Regulation	Steady state output voltage remains within +/-1% for any combination of input voltage and temperature from 5% to 100% load
Voice Band Noise	Does not exceed 38 dBrnC output noise from 20% to 70% load
Wide Band Noise	Does not exceed 250 mv peak-to-peak, or 100 mv rms per Telcordia GR-947-CORE
Psophometric Noise	<2 mV at 20% to 70% of rated load
Protection	High Voltage shutdown fixed and selective capability. Fixed – requires manual restart. Selective – If rectifier detects over voltage it will turn off. After 5 seconds it will restart; if it encounters an over voltage within 5 minutes it will turn off and remain off until reset.
ENVIRONMENTAL	
Temperature	-40 °C to +80 °C (-40 °F to 176 °F)
Altitude	2000 m (6560 ft) at full power
British Thermal Unit (BTU)	326.9 BTU/hour
Ventilation	Front to back with speed-controlled fan (field replaceable)
Audible Noise	The rectifier does not produce sound levels above 50 dB(A), measured 0.6 m in front of the rectifier, at the same horizontal line as the middle of the rectifier at 25 °C
STATUS /ALARM INDICATORS AND MONITORING	
Visual Indicators	Green LED: Normal Operation Yellow LED: Alarm Red LED: Failure Flashing Red LED: Fan Failure
Status Settings	Controller establishes rectifier settings
RECTIFIER PHYSICAL SPECIFICATIONS	
Mounting	Plug in installation
Dimensions (H x W x D)	86 x 84.5 x 272 mm (3.39" x 3.33" x 10.71")
Weight	2.4 kg (5.3 lbs)
Safety Compliance	UL 60950 Recognized (US & Canada)

Additional Information

For additional specification, engineering and installation information, request specification number 582136700 (integrated distribution configuration) or 582136800 (bulk and external distribution configurations) or 1R482000e (eSure rectifier).

For ordering information on the complete system, request SAG582136700 or SAG582136800.

7.2 Anexo B. Tablas del código eléctrico

(i) Tabla de conductores para cableados al aire libre

310.60

ARTÍCULO 310 — CONDUCTORES PARA CABLEADO EN GENERAL

Tabla 310.15(B)(17) (antes Tabla 310.17) Ampacidades permisibles de conductores individuales aislados para tensiones nominales de hasta e incluyendo 2000 volts al aire libre, basadas en una temperatura ambiente de 30°C (86°F)*.

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Ver la Tabla 310.104(A).]						Calibre AWG o kcmil
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
18	—	—	18	—	—	—	—
16	—	—	24	—	—	—	—
14**	25	30	35	—	—	—	—
12**	30	35	40	25	30	35	12**
10**	40	50	55	35	40	45	10**
8	60	70	80	45	55	60	8
6	80	95	105	60	75	85	6
4	105	125	140	80	100	115	4
3	120	145	165	95	115	130	3
2	140	170	190	110	135	150	2
1	165	195	220	130	155	175	1
1/0	195	230	260	150	180	205	1/0
2/0	225	265	300	175	210	235	2/0
3/0	260	310	350	200	240	270	3/0
4/0	300	360	405	235	280	315	4/0
250	340	405	455	265	315	355	250
300	375	445	500	290	350	395	300
350	420	505	570	330	395	445	350
400	455	545	615	355	425	480	400
500	515	620	700	405	485	545	500
600	575	690	780	455	545	615	600
700	630	755	850	500	595	670	700
750	655	785	885	515	620	700	750
800	680	815	920	535	645	725	800
900	730	870	980	580	700	790	900
1000	780	935	1055	625	750	845	1000
1250	890	1065	1200	710	855	965	1250
1500	980	1175	1325	795	950	1070	1500
1750	1070	1280	1445	875	1050	1185	1750
2000	1155	1385	1560	960	1150	1295	2000

*Ver sección 310.15(B)(2) para los factores de corrección de la ampacidad cuando la temperatura ambiente es distinta a 30°C (86°F)

** Ver sección 240.4(D) para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor.

(ii) Tabla de Conductores puestos a tierra

Tabla 250.102(C)(1) Conductor puesto a tierra, puente de unión principal, puente de unión del sistema y puente de unión del lado de la alimentación para sistemas de corriente alterna

Calibre del mayor conductor no puesto a tierra o área equivalente para conductores en paralelo (AWG/kcmil)		Calibre del conductor puesto a tierra o puente de unión* (AWG/kcmil)	
Cobre	Aluminio o aluminio revestido de cobre	Cobre	Aluminio o aluminio revestido de cobre
2 o menor	1/0 o menor	8	6
1 o 1/0	2/0 o 3/0	6	4
2/0 o 3/0	4/0 o 250	4	2
Más de 3/0 hasta 350	Más de 250 hasta 500	2	1/0
Más de 350 hasta 600	Más de 500 hasta 900	1/0	3/0
Más de 600 hasta 1100	Más de 900 hasta 1750	2/0	4/0
Más de 1100	Más de 1750	Ver notas	

(iii) Tabla de calibre mínimo de conductores de puesta a tierra

Tabla 250.122 Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, conducto, etc., sin exceder (Amperes)	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	750
5000	700	1200
6000	800	1200

7.3 Anexo C. Plan de mantenimiento preventivo

<i>Actividades Mensuales o Bimestrales</i>			
	<i>Qué se debe hacer?</i>	<i>Con qué se debe hacer?</i>	<i>Para qué se hace?</i>
#	Actividad	Herramienta requerida	Descripción de la actividad
1	Revisión de alarmas sonoras o desplegadas en el controlador.	Inspección auditiva, visual.	Examinar de manera visual y auditiva en el controlador del equipo que no se presente ninguna alarma, para determinar que el equipo ha trabajado de manera correcta y no ha presentado ninguna eventualidad.
2	Revisión general de gabinete del grupo generador híbrido.	Inspección visual.	Examinar de manera visual el estado del gabinete para determinar que no existan golpes ni daños en la pintura que perjudiquen a través corrosión el equipo.
3	Realizar limpieza general de todo el gabinete insonorizado.	Mangueras, paños, shampoo.	Humedecer el exterior del equipo con la manguera para dejar húmeda la superficie, preparar una mezcla de agua con shampoo, esparcir la mezcla con un paño hasta generar espuma, retirar el exceso de líquido jabonoso del equipo con abundante agua, se seca con ayuda de un paño limpio, se debe abrir por completo el gabinete para secar de manera interna el equipo en caso de filtraciones.
4	Revisar y limpiar las conexiones eléctricas del equipo (panel de control, paneles solares, baterías, inversor, rectificador, puntos de conexión)	Destornilladores, taquímetros, llaves.	Acceder a cada componente eléctrico y revisar los puntos de conexiones, verificar uno a uno que los cables de señal estén bien conectados, estén en buen estado y que no existan falsos contactos, con el fin de evitar que los dispositivos presenten alarmas y ponga en riesgo la operación habitual del grupo.

5	Revisar conexiones del sistema de protecciones de falla del motor. a) Sensor de bajo nivel de refrigerante.	Inspección visual.	El sensor de bajo nivel de refrigerante se ubica en la parte superior del radiador al lado de visor de nivel , las conexiones deben estar en buen estado, sin falsos contactos y limpias para evitar mediciones erróneas o falsas alarmas que perjudiquen la operación regular del equipo.
	Revisar conexiones del sistema de protecciones de falla del motor. b) Sensor de presión de aceite.	Inspección visual.	El sensor de presión de aceite se ubica al lado del filtro de aceite del motor, el mismo no debe presentar fugas, las conexiones deben estar firmes y los cableados en buen estado para evitar mediciones erróneas o falsas alarmas que perjudiquen la operación regular del equipo. (recomendaciones cambio de terminales si se presenta corrosión, por la vibración se encuentren flojas.)
	Revisar conexiones del sistema de protecciones de falla del motor. c) Sensor de alta temperatura.	Inspección visual.	El sensor de alta temperatura se ubica al lado del abanico, el mismo debe estar bien sujeto al block del motor con la contra-rosca fijada al mismo, su cableado debe estar firme y en buen estado para evitar mediciones erróneas o falsas alarmas que perjudiquen la operación regular del equipo.
6	Revisar el nivel de aceite.	Inspección visual / Paño.	Se retira la varilla de medición del carter para limpiarse, una vez limpia se introduce de nuevo con el motor apagado y se retira para verificar cual es el verdadero nivel de aceite en el motor, existen dos marcas en esta varilla (máximo y mínimo), si se encuentra dentro de estas marcas se considera una operación normal, de encontrar el nivel bajo la marca de mínimo se debe hacer la recarga a través del tapón del motor para esa recarga con el aceite respectivo, de encontrar el nivel por sobre la marca máximo se debe retirar el exceso abriendo la llave del carter durante el tiempo necesario para eliminar el exceso verificando constantemente en la varilla de medición. El adecuado nivel de aceite previene el desgaste excesivo por abrasión de los componentes del motor alargando la vida útil del equipo.
7	Revisar el estado del filtro de aceite.	Inspección visual / Paño.	Revisar mediante inspección visual que no existan fugas en el filtro y verificando que el filtro se encuentre ajustado a su base, así se descarta la existencia de fugas para evitar algún daño por falta de lubricación en el equipo.

8	Revisar el nivel de refrigerante.	Inspección visual.	Se debe retirar la tapa del radiador con el cuidado de evitar hacerlo cuando la temperatura del motor sea mayor a 65° C (desde el display) para evitar quemaduras por la alta temperatura, se verifica de manera visual que el nivel de refrigerante sea el adecuado (el coolant debe ser siempre visible), de hacer falta se debe realizar el relleno en el mismo punto de visión, hasta que el líquido alcance la parte superior del tanque de reserva de refrigerante.
9	Verificar el estado de la polea y la faja del abanico.	Inspección visual / Paño.	Se revisa que la faja o las fajas no tengan ninguna clase de desgaste y que sus hilos internos no sean visibles. El abanico no debe presentar ningún tipo de reventadura o golpe, sus aspas deben estar todas y completas, el daño en estas partes del motor pueden generar desbalance en el motor y perjudicar la operación del equipo. (Recomendación: usar Restaurador de fajas)
10	Revisar el estado del radiador del equipo para descartar la existencia de fugas.	Llaves corofijas, paños, aspiradora y desengrasante.	El radiador del motor debe estar limpio para su buen funcionamiento, esto se garantiza por medio de una inspección visual a través de los protectores de las aspas del abanico, de presentar algún tipo de película de grasa o basura en el serpentín se deben retirar las tapas protectoras del abanico y realizar un aspirado del serpentín, si existiera la presencia de grasa se recomienda el uso de una mezcla de agua con desengrasante y luego limpieza con abundante agua, posteriormente se debe dar el secado con un paño limpio y se vuelven a colocar las tapas de protección.
11	Verificar que no existan fugas en el tanque diario de combustible.	Inspección visual / Paño.	Se revisa que en la parte interior del equipo, sobre el tanque de combustible, no existan derrames de combustible diésel por las tapas de mantenimiento del tanque, si existieran derrames, debe de reportarse al cliente que en el llenado no debe realizarse un sobre llenado del mismo y se debe limpiar con paños limpios.
12	Verificar el estado de las mangueras de trasiego de combustible y refrigerante y las tuberías del sistema de inyección para descartar las fugas.	Inspección visual / Paño / Llaves corofijas.	Se verifica de manera manual que las tuberías estén bien sujetas a los puntos de conexión por medio de su respectivas gomas o tuercas, de encontrar una fuga se debe reportar al NOC para el cambio de los mismos.

13	Prueba de estado de baterías (baterías no libres de mantenimiento)	Densímetro, destornilladores, llaves corofijas, multímetro, guantes y lentes de seguridad.	Para dar inicio a una prueba de baterías se debe apagar el cargador de baterías, se libera la batería de su sistema de sujeción, una vez libre se debe abrir cada uno de los tapones del ácido con el cuidado de no apoyarlos en puntos que se puedan corroer, posterior a esto se introduce el densímetro con el cual se obtienen diferentes muestras del ácido y según el nivel graduado en el émbolo interno, determinar la vida útil del mismo (cuanto mas flote el dispositivo mejor está la batería). Seguido se debe colocar de nuevo los tapones y limpiar con ayuda de un paño limpio. Se coloca de nuevo el soporte y se colocan las puntas del multímetro digital con el fin de medir el voltaje de operación de las baterías, se coloca el multímetro en medición de máximo y mínimo y luego de la prueba de arranque, se deben verificar las mediciones de operación.
14	Medir y registrar el voltaje de flotación de las baterías tanto de motor como del sistema fotovoltaico.	Inspección visual / Multímetro digital.	Desde el controlador del equipo se debe desplazar con los botones de derecha o izquierda hasta leer en el display la palabra Motor o Engine, una vez en este punto se debe desplazar con los botones de arriba o abajo hasta tener la lectura que indica Voltaje de baterías o Battery voltaje. Una manera más efectiva para realizar estas mediciones es desde la propia batería como se describe en el punto anterior. Para la medición del estado de las baterías Ion-Litio, utilizar el BMS de monitoreo que posee cada una.
15	Inspeccionar que los amortiguadores de vibración entre el grupo electrógeno y el tanque diario, no presente anomalías.	Inspección visual	Debajo del Motor y el Generador del equipo existen 4 estructuras metálicas con 2 soportes cada una de ellas, este tipo de soportes están compuestos por una tapa metálica que cubre un hule o caucho que cuenta con un amortiguador de vibraciones del motor para evitar que el movimiento del equipo operando se trasmita a la estructura sobre la que se soporta el equipo. Se debe revisar que en estas piezas no existan reventaduras o fisuras en el hule, ya que las mismas con la operación normal del equipo pueden crecer hasta provocar que la reventadura saque al equipo de sus soportes y el mismo deje de operar.
16	Verificar mediante inspección visual y auditiva si el generador presenta ruidos inusuales y vibraciones anormales.	Inspección visual y auditiva.	Para este tipo de inspección se debe conocer el ruido normal de un motor de combustión diésel para descartar daños del mismo. En el caso del generador el mismo no emite mayor ruido por tanto cualquier sonido en el sistema es inusual;
17	Revisar que el sistema de escape no presente fugas de gases.	Inspección visual.	Verificar que en cada unión del escape no se muestren síntomas de fugas durante la operación como exceso de hollín o marcas de alta temperatura en el aislante.

18	Registrar las revoluciones y la frecuencia a las que estabiliza el generador (1800 rpm y 60 Hz)	Inspección visual.	Desde el controlador del equipo desplazarse con los botones de derecha o izquierda hasta leer en el display la palabra Motor o Engine, una vez en este punto se debe desplazar con los botones de arriba o abajo hasta tener la lectura que indica Revoluciones o Velocidad del motor. En este punto la lectura debe ser 1800 rpm (+/- 10 RPM), luego desplazarse a la derecha hasta leer Generador, en este momento bajar hasta leer Frecuencia, la lectura debe ser 60 Hz (=/- .2 Hz).
19	Registrar la presión de aceite.	Inspección visual.	Desde el controlador del equipo se debe desplazar con los botones de derecha o izquierda hasta leer en el display la palabra Motor o Engine, una vez en este punto se debe desplazar con los botones de arriba o abajo hasta tener la lectura que indica OIL pressure o Presión de aceite.
20	Registrar la temperatura del refrigerante.	Inspección visual.	Desde el controlador del equipo se debe desplazar con los botones de derecha o izquierda hasta leer en el display la palabra Motor o Engine, una vez en este punto se debe desplazar con los botones de arriba o abajo hasta tener la lectura que indica Temperatura. Verificar que la temperatura del equipo en reposo no sea mayor a 60°C y del equipo operando no exceda los 92°C.
21	Revisión de soportería del sistema fotovoltaico.	Inspección visual.	Revisar detalladamente la estructura que soporta los módulos fotovoltaicos, con el fin de detectar cualquier fatiga en los perfiles de soporte de la estructura.

<i>Actividades Cuatrimestrales</i>			
#	Actividad	Herramienta requerida	Descripción de la actividad
1	Análisis de vibración.	Analizador de vibraciones.	Verificar el estado de los rodamientos del motor y el generador.
	Limpieza de módulos fotovoltaicos	Agua, jabón, cepillo	Se debe realizar una limpieza de cada módulo con la menor cantidad de jabón posible y con agua tibia preferiblemente, la intención es ocasionar el menor daño posible a los paneles solares.
2	Análisis termográfico al grupo	Cámara termográfica.	Realizar tomas termográficas de cada uno de los acoples móviles tanto de motor como de generador, también se debe analizar las conexiones eléctricas de todo el sistema (módulos solares, rectificador, inversor, conexiones de las baterías) es de suma importancia realizar comparaciones cada cuatro meses con el fin de analizar la tendencia de cambios en las mediciones.

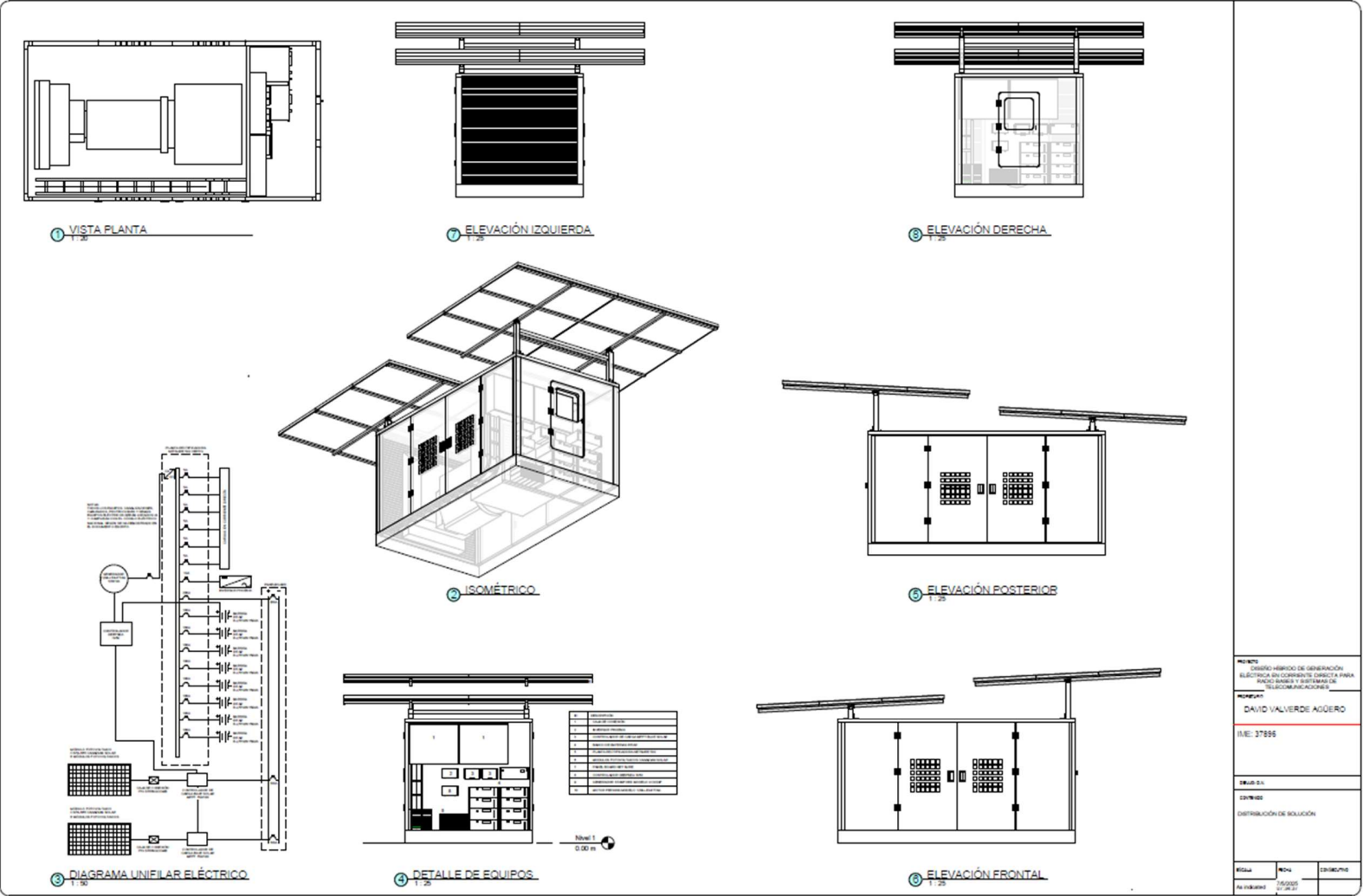
<i>Actividades Semestrales</i>			
#	Actividad	Herramienta requerida	Descripción de la actividad
3	Tomar una muestra de aceite para análisis de laboratorio.	Envase de muestreo / paño.	Tomar muestra de aceite de motor dentro del equipo previo al cambio del mismo con el fin de analizar el desgaste a través de un análisis de laboratorio y conteo de partículas dentro del mismo.
4	Reemplazar el filtro del aceite y reemplazar aceite de motor.	Recipiente de captación de aceite, paño, faja tipo cinta o de cadena.	Esta labor es una recomendación primordial dentro del mantenimiento de un motor , realizar semestralmente esta tarea evita un desgaste excesivo en el equipo y sus elementos de roce, esta tarea con el correcto seguimiento a los análisis de aceite permiten alargar la vida útil del motor y maximizar su rendimiento.

Actividades Anuales			
#	Actividad	Herramienta requerida	Descripción de la actividad
1	Limpieza de tanque de combustible.	Equipo para recirculado de combustible.	Para eliminar agua e impurezas que se acumulan en el combustible, además de alargar la vida útil de algunos elementos del generador es un método con el que se busca que la pureza del combustible sea la adecuada para mejorar el rendimiento del equipo. Con esto logrado, se garantiza que los equipos conectados al equipo no sufran posibles fluctuaciones causadas por una mala alimentación de combustible al motor.
2	Cambio de baterías de arranque del motor	Llaves corofijas, amperímetro.	Importancia: Con esta labor se garantiza que el equipo tendrá siempre un adecuado voltaje de baterías necesario para el arranque del equipo, lo que asegura una disponibilidad adecuada cada vez que el cliente requiera su equipo.
3	Cambiar el refrigerante del radiador.	Recipiente de captación de refrigerante, paños.	Esta labor es una recomendación primordial , evita un desgaste excesivo en el equipo y sus elementos de roce, buscando maximizar su rendimiento. Evitando un sobrecalentamiento en el equipo.
4	Sustituir el filtro de combustible.	Recipiente de captación de diésel, paño, faja tipo cinta o de cadena.	Esta actividad evita que partículas contaminantes lleguen al sistema principal de inyección.
5	Remplazar el filtro de aire.	Llaves tipo corofija.	El buen estado del filtro de aire es de vital importancia para el funcionamiento del motor, evita que partículas contaminantes puedan ingresar a las cavidades del motor.
6	Revisar y limpiar el sistema eléctrico de potencia del generador.	Paño, implementos de limpieza.	Verificar que en las conexiones del cableado de potencia, no se muestre estado de calentamiento o bajo apriete.

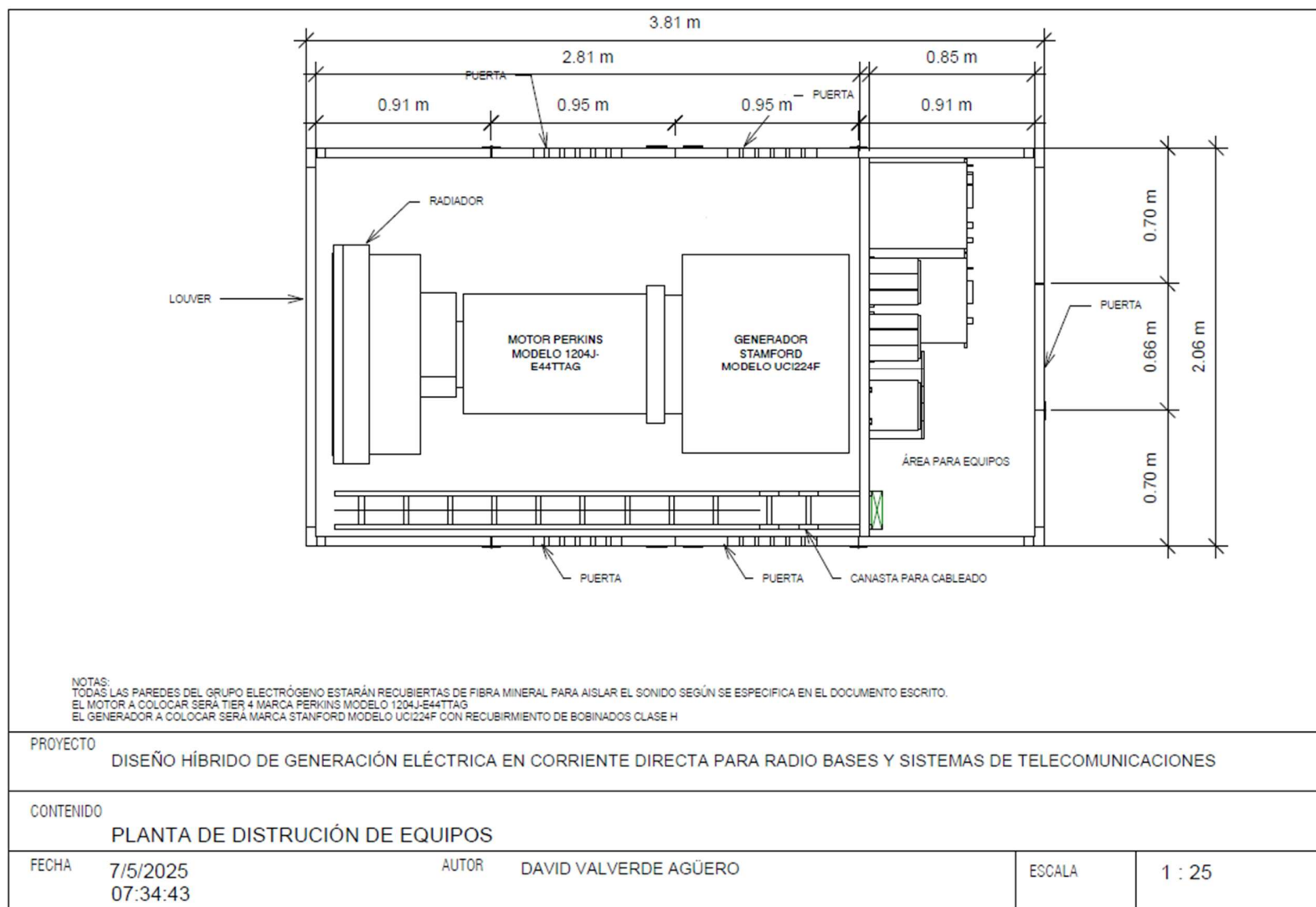
7	Ajuste de las terminales de las conexiones eléctricas del cableado de potencia del generador.	Torquímetro, cubos, cubos allen.	Mediante la verificación de valores de torques indicados para las terminales, se realiza el ajuste con la herramienta que indica el punto exacto de su torque.
8	Mantenimiento anual del inversor.	Herramienta variada	Analizar el estado general del inversor, resocar las terminales de conexión, realizar limpieza del dispositivo.
9	Mantenimiento anual del rectificador.	Herramienta variada	Analizar el estado general del rectificador, resocar las terminales de conexión, realizar limpieza del dispositivo.
10	Mantenimiento de controladores de carga	Herramienta variada	Analizar el estado general de los controladores de carga , resocar las terminales de conexión, realizar limpieza de los dispositivos.

<i>Actividades cada 8 años.</i>			
#	Actividad	Herramienta requerida	Descripción de la actividad
1	Reemplazo de baterías sistema FV.	Herramienta variada	Se debe realizar el reemplazo de todas las baterías de Ion-litio según recomendaciones del fabricante.

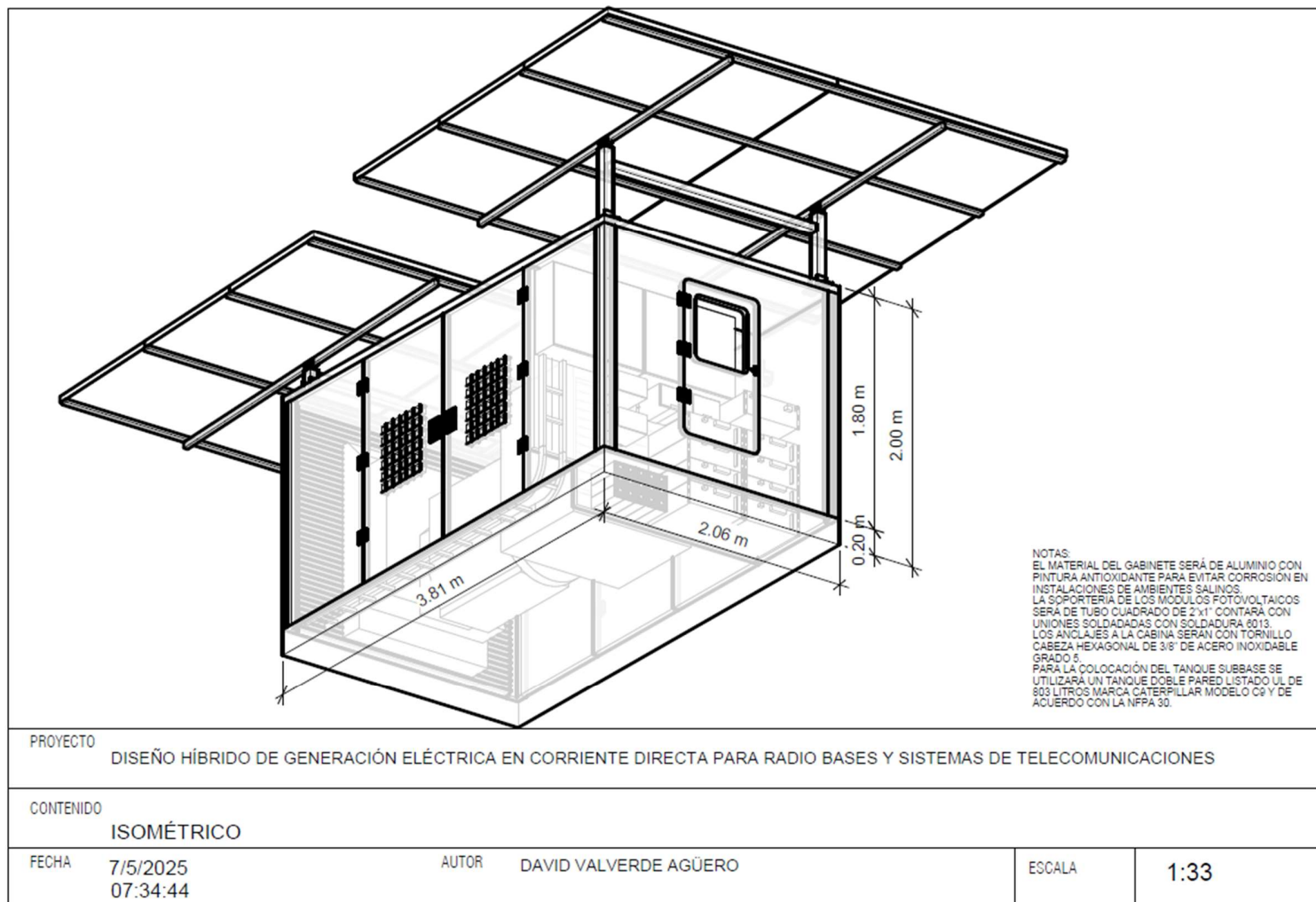
7.4 Anexo D. Planos constructivos y diagrama unifilar (i) Distribución de solución



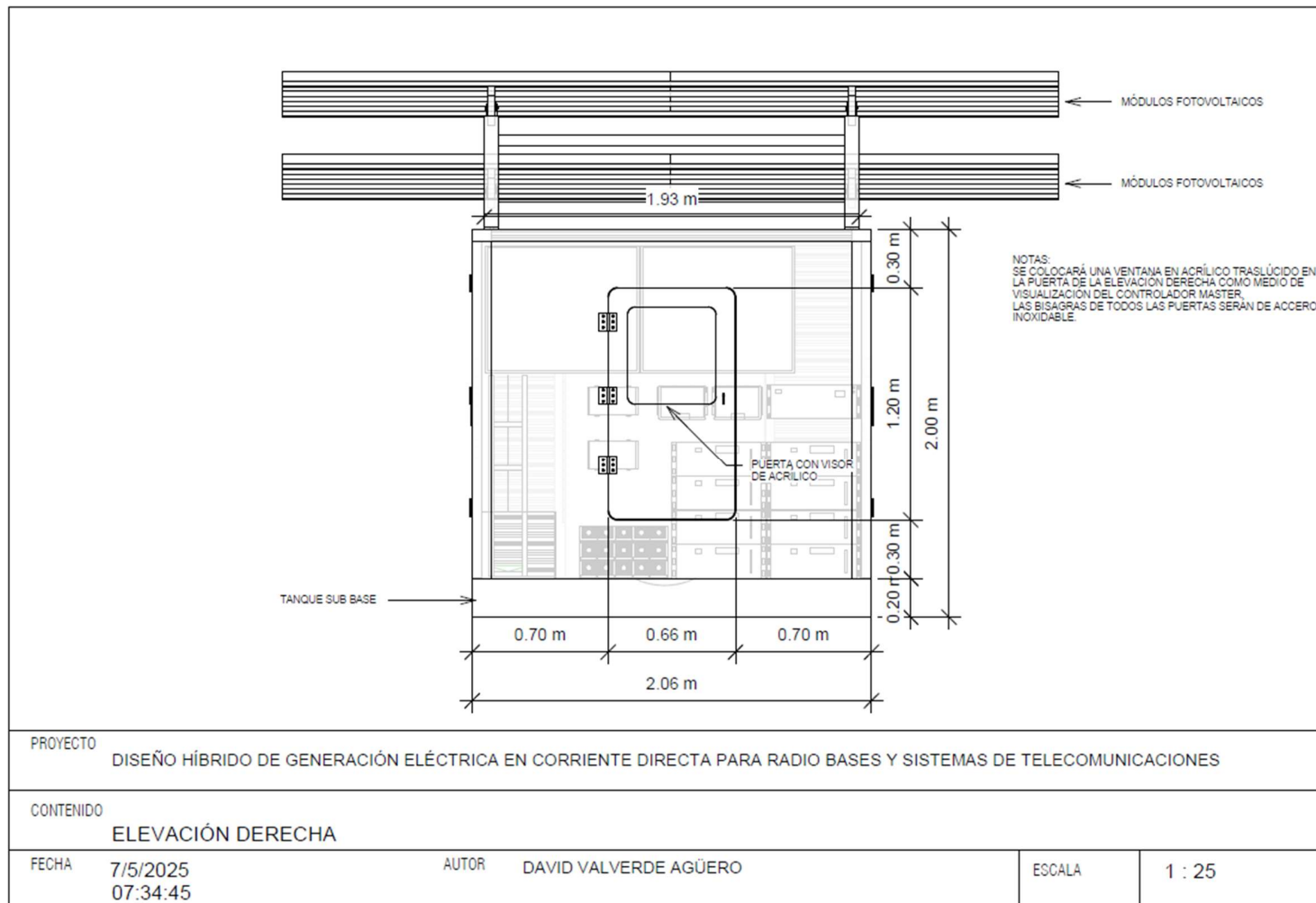
(ii) Plata de distribución de equipos



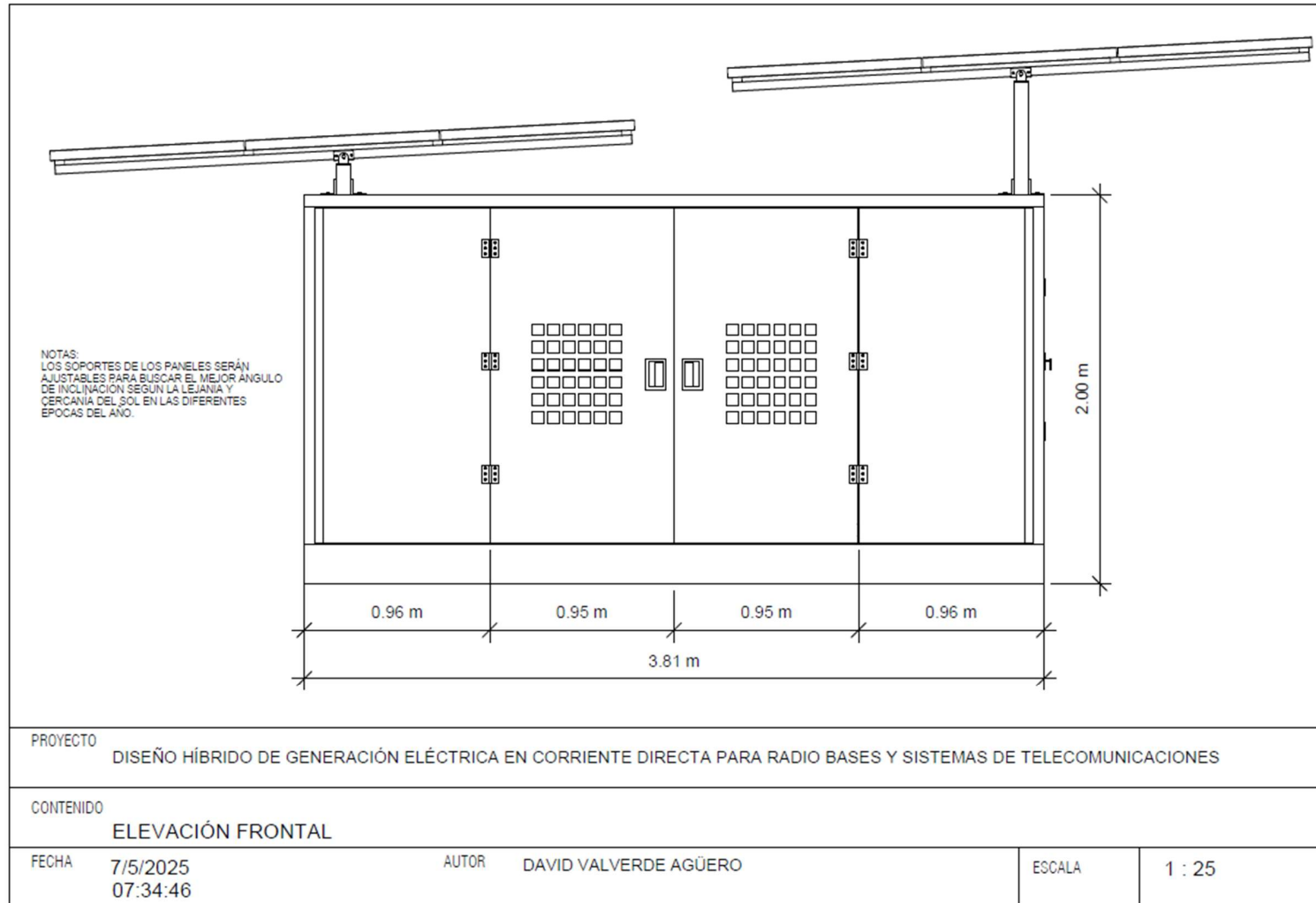
(iii) Isométrico



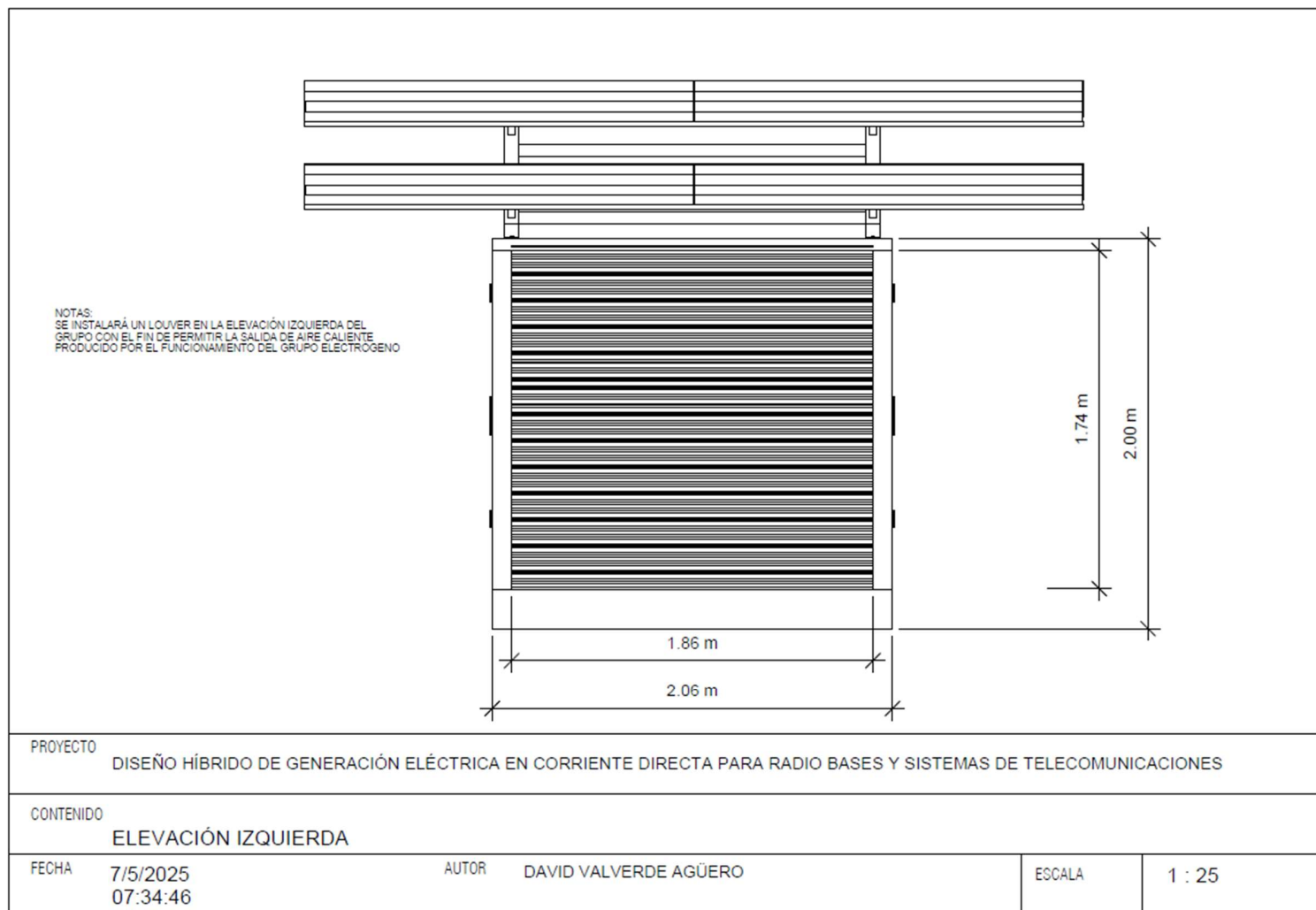
(iv) Elevación derecha



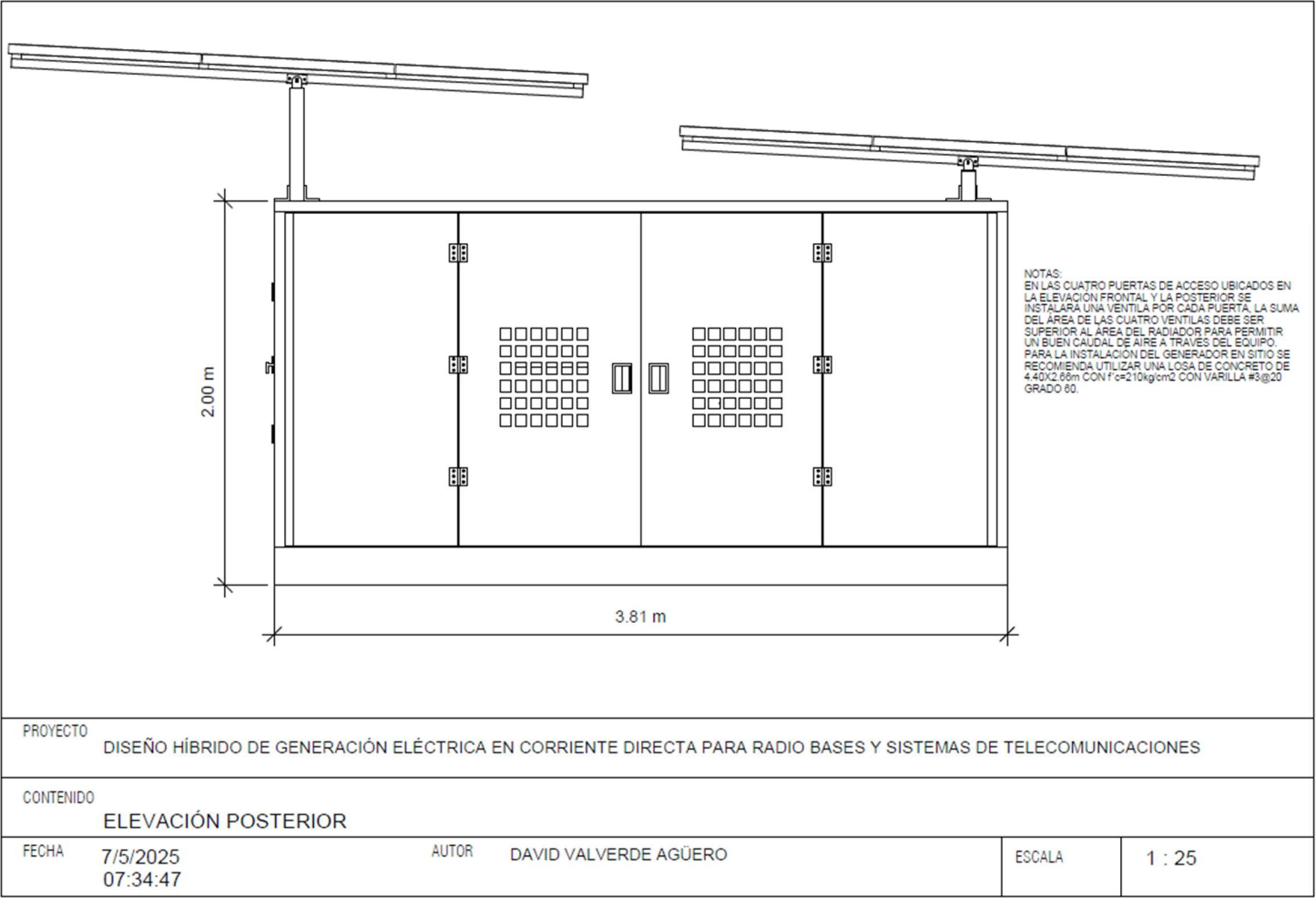
(v) Elevación frontal



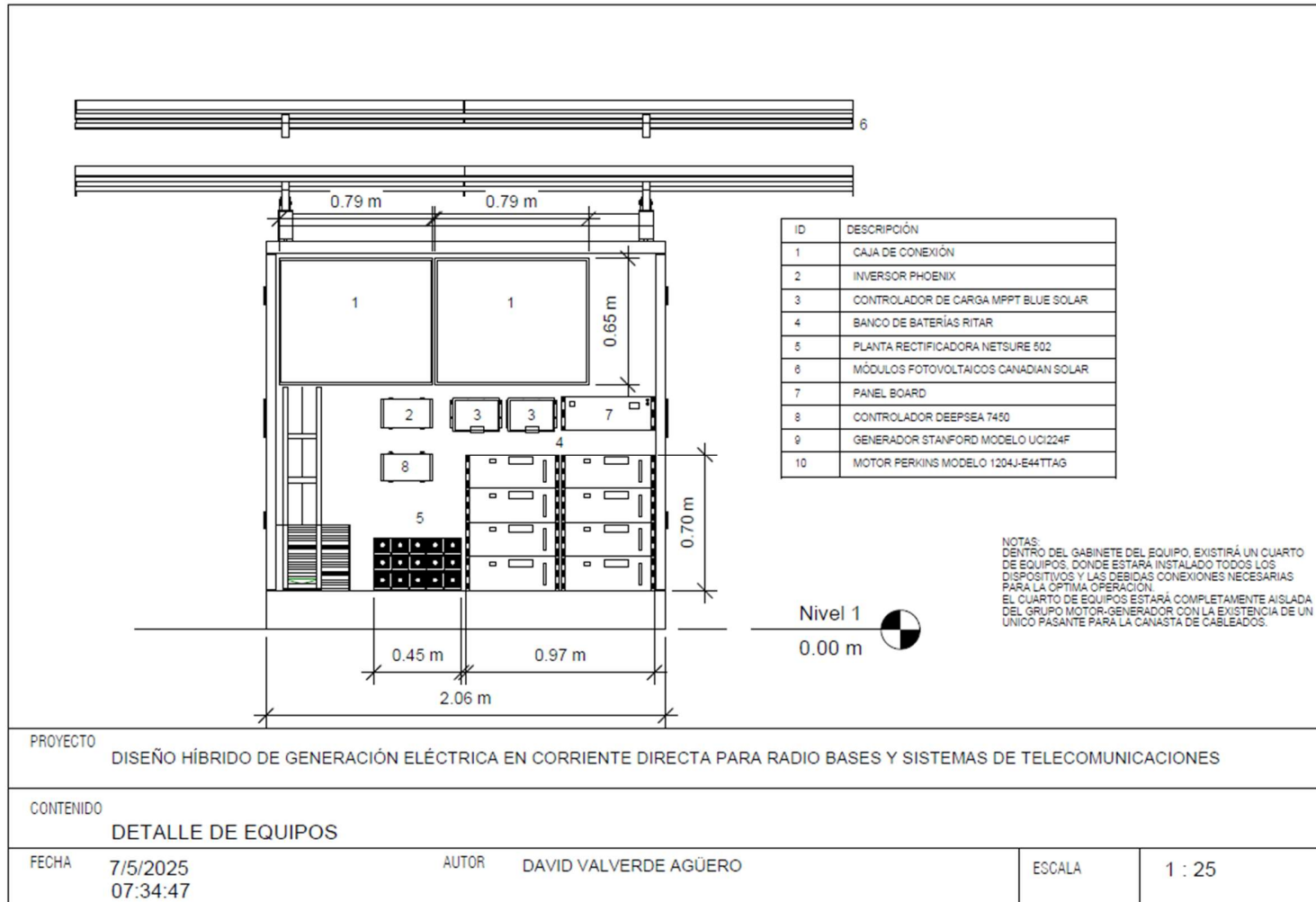
(vi) Elevación izquierda



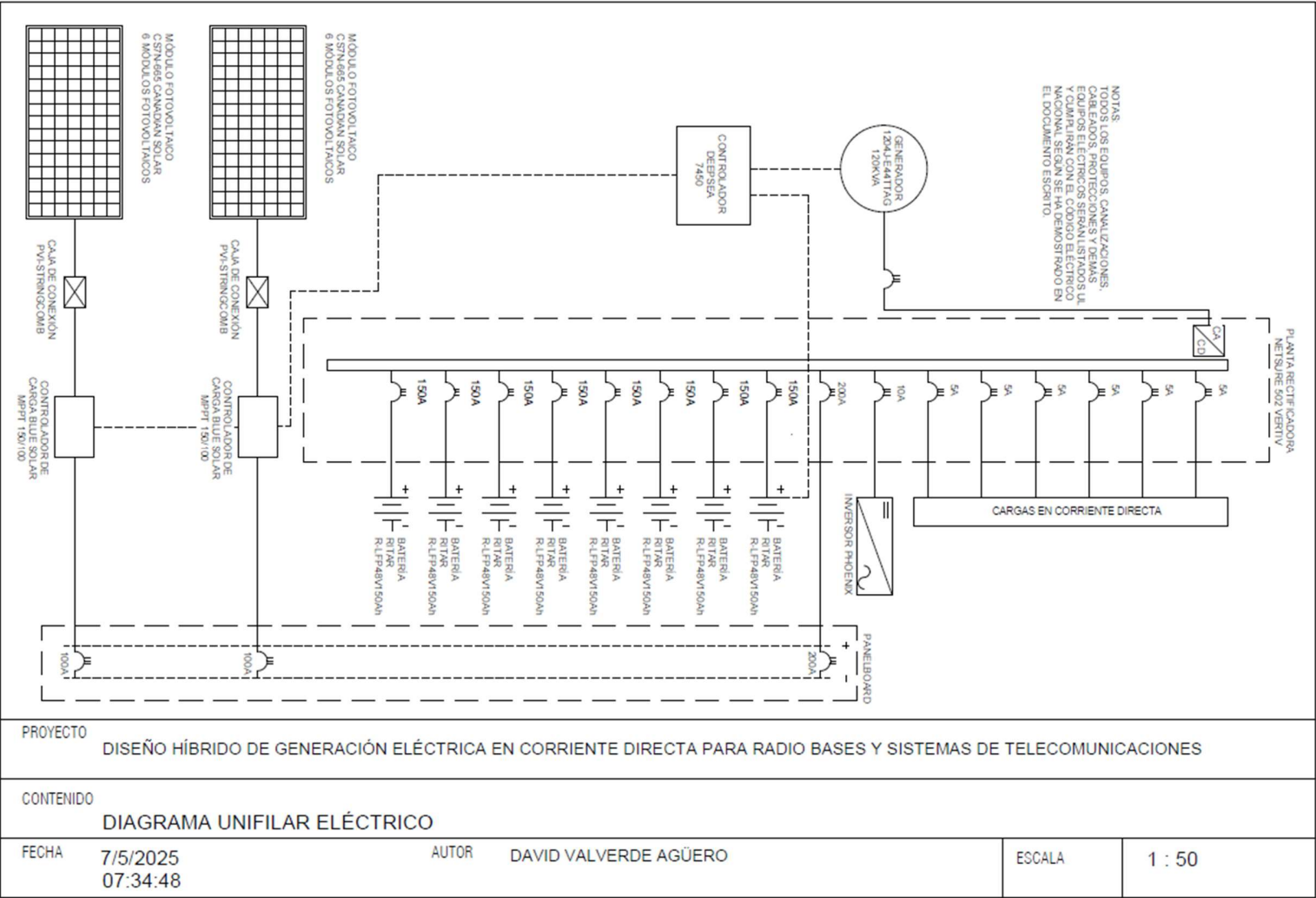
(vii) Elevación posterior



(viii) Detalle de equipos



(ix) Diagrama unifilar



DISEÑO HÍBRIDO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CORRIENTE DIRECTA PARA RADIO BASES Y SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES



PROYECTO		
DISEÑO HÍBRIDO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CORRIENTE DIRECTA PARA RADIO BASES Y SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES		
AUTOR		
DAVID VALVERDE AGÜERO		
RUE: 37896		
DISEÑO EN		
CONTENIDO		
PORTADA		
ESCALA	FECHA	DESCRIPCIÓN
	15/05/2024	

