

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

Propuesta de diseño de un sistema fotovoltaico con almacenamiento, gestión y generación de energía que satisfagan las nuevas necesidades para la empresa Seléctrica SRL

TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO INDUSTRIAL CON EL GRADO ACADÉMICO DE LICENCIATURA

**ÁREA DE CONOCIMIENTO:
Área Eléctrica**

**REALIZADO POR:
José Armando Romero Traña**

Cartago, I SEMESTRE 2025



Carrera evaluada y acreditada por:

Agencia de Acreditación de programas de Ingeniería y de Arquitect

DATOS PERSONALES

Nombre completo: José Armando Romero Traña
Número de cédula: 155821963808
Número de carné: 2018086111
Número de teléfono: +506 62197685
Correos electrónicos: Arman_2309@hotmail.com / Kishou_A@estudiantec.cr
Dirección exacta de domicilio: KFC Paseo Colón 500 metros norte, costado Este de “Super La Trinidad”, San José, Costa Rica.

INFORMACIÓN DEL PROYECTO

Título: Propuesta de diseño de un sistema fotovoltaico con almacenamiento, gestión y generación de energía que satisfagan las nuevas necesidades para la empresa Seléctrica SRL

Asesor Industrial: Ing. Luis Carlos Salas Platero
Profesor guía: Ing. Gonzalo Mora Jiménez
Lector: Ing. Luis Carlos Muñoz Chacón
Jurado: Ing. Gustavo Gómez Ramírez

DATOS DE LA EMPRESA

Nombre: Seléctrica SRL
Actividad Principal: Sistemas de electricidad y verificaciones en Costa Rica para industria, comercio y hogar
Dirección: Frente a Terminal de buses del Caribe, sobre Ruta 32, Guápiles, Limón, Costa Rica
Contacto: info@selectrica.net
Teléfono: (+506) 2710-4787

Responsable de proyecto

Nombre: Luis Carlos Salas Platero
Posición: Gerente de Energías Limpias
Contacto: luis@selectrica.net

Esta obra está bajo una licencia [Creative Commons “Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional”](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



CARTA DE ACEPTACIÓN DE LA EMPRESA



Guápiles, 11 de octubre del 2024

Señor Ing. Sebastián Mata Ortega
Coordinador de Trabajo Final de Graduación
Escuela de Ingeniería Electromecánica

Estimado Señor:

Respetuosamente le saludo y a la vez le comunico la aceptación de Seléctrica SRL para que el estudiante José Armando Romero Traña, número de Cédula 155821963808 y carné 20180861111, realice su proyecto de graduación para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería en Mantenimiento Industrial y que lleva como nombre Rediseño de sistema fotovoltaico para el almacenamiento, gestión y generación de energía que satisfagan las nuevas necesidades para la empresa Seléctrica SRL.

La propuesta del proyecto del estudiante José Armando Romero Traña busca analizar las necesidades energética de la empresa para rediseñar el sistema fotovoltaico con el fin de integrar almacenamiento y modelo de gestión (Cero Inyección, Peak Shaving, etc) con el fin de obtener ventajas de autoconsumo y como medida de respaldo ante cortes de electricidad. Este proyecto está orientado a conocer la viabilidad económica del nuevo sistema considerando el costo inicial, el retorno de inversión, y el impacto en la autosuficiencia de la empresa.

Es por eso Seléctrica SRL y mi persona Luis Carlos Salas otorga la aprobación para que el estudiante José Armando Romero Traña realice su proyecto de graduación en la empresa.

Este puede realizarse sin necesidad de confidencialidad; se solicita y agradece una vez finalizado, remitir una copia del documento final a esta dirección.

LUIS CARLOS SALAS PLATERO (FIRMA)
Firmado digitalmente por LUIS CARLOS SALAS PLATERO (FIRMA)
Fecha: 2024.10.11 13:28:30 -06'00'

Luis Carlos Salas Platero
Gerente de Energías Limpias

LUIS MANUEL SOLIS CALVO (FIRMA)
Firmado digitalmente por LUIS MANUEL SOLIS CALVO (FIRMA)
Fecha: 2024.10.11 14:56:48 -06'00'

Luis Manuel Solís Calvo
Representante Legal



DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi familia, por estar presentes a lo largo de este proceso académico. Su apoyo, tanto en lo personal como en lo práctico, fue un pilar fundamental para continuar con firmeza cada etapa de esta formación. Agradezco especialmente su comprensión frente a las exigencias del proyecto y su confianza en mis capacidades.

También dedico este trabajo a los amigos que me acompañaron durante la universidad. Más allá de las clases y los trabajos en grupo, fueron parte de un entorno que hizo posible enfrentar los retos académicos con mayor motivación. Las conversaciones, el intercambio de ideas y el compañerismo cotidiano marcaron positivamente esta experiencia.

A todos, gracias por ser parte del camino que me permitió llegar a esta meta.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento al ingeniero Luis Carlos Salas Platero, quien, desde su experiencia en el campo fotovoltaico, brindó valiosos aportes técnicos y prácticos que enriquecieron significativamente el desarrollo de este proyecto. Su disposición, claridad y orientación fueron fundamentales para alinear el trabajo con las necesidades reales de la industria.

Agradezco profundamente al ingeniero Gonzalo Mora Jiménez, por su acompañamiento constante, su guía académica y su paciencia durante todo el proceso. Su compromiso, retroalimentación oportuna y conocimientos fueron clave para mantener el rumbo del proyecto con un enfoque riguroso y coherente.

De igual forma, extiendo mi agradecimiento al ingeniero Luis Carlos Muñoz Chacón, por su dedicación al revisar el documento final, así como por sus observaciones críticas que contribuyeron a mejorar la calidad y claridad del trabajo presentado.

A todos ustedes, mi reconocimiento y gratitud por el apoyo brindado en esta etapa tan importante de mi formación profesional.

RESUMEN

A lo largo del desarrollo del presente proyecto, se ha logrado diseñar un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías de ion-litio, con el fin de mitigar los efectos negativos de los cortes eléctricos provenientes de la red de distribución convencional, garantizando así la continuidad operativa de la empresa en sus actividades productivas, conforme al objetivo general planteado.

En primera instancia, se realizó un análisis detallado del consumo energético diario, determinando un promedio de 142 kWh/día, y se identificaron los patrones de uso mediante datos reales de operación. Esto permitió un dimensionamiento preciso tanto del sistema de generación solar como del banco de baterías, cumpliendo con el primer objetivo específico.

Posteriormente, se evaluaron los equipos existentes en la instalación, entre ellos inversores y módulos solares, considerando sus especificaciones técnicas, eficiencia, y estado actual. Se definió su grado de reutilización con base en criterios de compatibilidad con nuevos componentes y en términos de costo-beneficio, alcanzando el segundo objetivo específico.

Con esta información, se procedió al diseño técnico integral del sistema, incorporando módulos fotovoltaicos, inversores híbridos y un banco de baterías electroquímicas de 48 V. El sistema fue configurado para permitir tanto el autoconsumo como la operación aislada ante fallas de red, garantizando una transición fluida y segura del suministro eléctrico, lo cual responde directamente al tercer objetivo específico.

Finalmente, se desarrolló un análisis de viabilidad económica, considerando la inversión inicial, el potencial ahorro en consumo eléctrico mensual, la reducción de pérdidas por interrupciones del servicio, y el tiempo estimado de recuperación de la inversión. Este análisis confirmó la sostenibilidad financiera del proyecto y su impacto positivo en la autonomía energética de la empresa, cumpliendo así con el cuarto objetivo específico.

En conjunto, estos resultados validan la pertinencia técnica y económica del sistema propuesto, demostrando que se han alcanzado satisfactoriamente todos los objetivos del proyecto.

Palabras Clave: Autoconsumo, Almacenamiento energético, Energía fotovoltaica, Continuidad operativa, Baterías de ion-litio, Viabilidad económica.

ABSTRACT

Throughout the development of this project, a photovoltaic system with energy storage using lithium-ion batteries was successfully designed to mitigate the negative impacts of power outages from the conventional distribution grid, thereby ensuring the uninterrupted operation of the company's productive activities, in line with the general objective.

First, a detailed analysis of the daily energy consumption, averaging 142 kWh/day, was conducted. Consumption patterns were identified using real operational data, allowing for an accurate sizing of both the solar generation system and the battery bank, fulfilling the first specific objective.

Subsequently, the existing system components, such as inverters and solar panels, were technically assessed, taking into account their specifications, efficiency, and current condition. Their potential for reuse was determined based on compatibility criteria and cost-benefit considerations, thus achieving the second specific objective.

With this foundation, a comprehensive technical design was developed, integrating photovoltaic modules, hybrid inverters, and a 48 V lithium battery bank. The system was configured to support both self-consumption and off-grid operation during grid failures, ensuring a safe and seamless transition of power supply, which addresses the third specific objective.

Finally, an economic feasibility analysis was carried out, considering the initial investment, potential savings on monthly electricity bills, reduction in losses due to service interruptions, and the estimated return on investment period. The analysis confirmed the

financial sustainability of the project and its positive impact on the company's energy autonomy, thereby fulfilling the fourth specific objective.

Overall, these results validate the technical and economic viability of the proposed system, demonstrating that all project objectives have been successfully met.

Keywords: Self-consumption, Energy storage, Photovoltaic energy, Operational continuity, Lithium-ion batteries, Economic feasibility

Índice de Contenido

1	CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1	Reseña de la Empresa	2
1.2	Antecedentes.....	3
1.2.1	Antecedentes Teóricos	3
1.2.2	Antecedentes Experimentales.....	4
1.3	Planteamiento Del Problema	5
1.4	ESTABLECIMIENTO DE OBJETIVOS.....	9
1.4.1	Objetivo General.....	9
1.4.2	Objetivos Específicos	10
1.5	JUSTIFICACIÓN.....	10
1.6	ALCANCE	12
1.7	VIABILIDAD.....	14
1.8	ADMINISTRACIÓN DE RIESGO	15
1.9	METODOLOGÍA.....	16
2	CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	20
2.1	Panorama del mercado solar global.....	20
2.2	Panorama del mercado solar en Latinoamérica	21
2.3	Panorama del mercado solar en Costa Rica.....	23
2.4	Principios físicos y eléctricos	32
2.4.1	Energía Solar	32
2.4.2	Energía Fotovoltaica.....	32
2.4.3	Radiación solar	32
2.4.4	Ángulos solares	34
2.4.5	Transformación de radiación solar a energía eléctrica	37
2.4.6	Funcionamiento de las celdas solares.....	40
2.5	Elementos Fundamentales	42
2.5.1	Sistemas fotovoltaicos	42
2.5.2	Panel solar/fotovoltaico	43
2.5.3	Regulador de carga	45

2.5.4	Acumuladores (baterías).....	47
2.5.5	Cableado	49
2.5.6	Protecciones.....	50
2.5.7	Sistema de monitoreo	52
2.5.8	Inversor Solar	54
2.6	Tecnologías	56
2.6.1	AC-Coupling	56
2.6.2	Frequency shifting	57
3	CAPÍTULO III. OBJETIVO ESPECÍFICO 1: EVALUAR LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS Y LOS PATRONES DE CONSUMO DE LOS USUARIOS FINALES, PARA EL DIMENSIONAMIENTO ADECUADO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y GENERACIÓN FOTOVOLTAICO, UTILIZANDO EXTRAÍDOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y ANÁLISIS DE LOS MISMOS.....	59
3.1	Necesidades del sistema	59
3.2	Sistema Actual	60
3.3	Producción de energía	61
3.4	Demanda del sistema	64
4	CAPÍTULO IV. OBJETIVO ESPECÍFICO 2: DETERMINAR LAS CUALIDADES, CAPACIDADES TÉCNICAS Y ELÉCTRICAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ACTUAL, PARA LA VALORACIÓN DE LA REUTILIZACIÓN EN EL NUEVO SISTEMA, MEDIANTE UN ENFOQUE DE COMPATIBILIDADES Y VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA	70
4.1	Paneles	70
4.2	Inversores	71
4.3	Nuevos Equipos.....	71
5	CAPÍTULO V. OBJETIVO ESPECÍFICO 3: DISEÑAR UNA SOLUCIÓN TÉCNICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO, PARA QUE SUMINISTRE CONTINUIDAD ENERGÉTICA EN LA EMPRESA, DURANTE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y AUTOCONSUMO, INTEGRANDO UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS DE LA EMPRESA	73
5.1	Recurso solar del sitio	73
5.2	Estimación de potencia requerida a la salida de inversores.....	75
5.3	Inversores	76

5.4	Estimación del rendimiento del sistema	78
5.5	Estimación de energía real requerida.....	79
5.6	Energía del campo fotovoltaico para cada inversor.....	79
5.7	Número de Paneles	80
5.8	Arreglo de paneles	82
5.9	Cálculo de la Capacidad de Almacenamiento Requerida.....	87
5.9	Protecciones.....	90
5.10	Planteamiento de Conexión de sistema	91
6	CAPÍTULO VI. SIMULACIÓN.....	95
6.1	HelioScope	95
6.2	ETAP	101
6.2.1	Potencias Promedio	110
6.2.2	Potencia Máxima Pico.....	122
7	CAPÍTULO VII. OBJETIVO ESPECÍFICO 4: ANALIZAR LA VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA, PARA LA VALIDACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA Y EL BENEFICIO ECONÓMICO, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE COSTO INICIAL, RETORNO DE INVERSIÓN, E IMPACTO EN EL AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN LA EMPRESA	148
7.1	Depreciación de Equipos y eficiencia	148
7.2	Planificación de futura implementación.....	154
8	CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	158
8.1	Conclusiones.....	158
8.2	Recomendaciones	159
9	CAPÍTULO IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	161
10	CAPÍTULO X. ANEXOS	164
10.1	Cálculos	164
10.1.1	Factor de corrección por temperatura a Voltaje.....	164
10.1.2	Máxima y Mínima cantidad de paneles en serie según MPPT.....	166
10.1.3	Máxima cantidad de cadenas según MPPT	168
10.2	Datos meteorológicos	171
11	CAPÍTULO XI. APÉNDICE.....	175
11.1	Fichas Técnicas.....	175

Índice de Figuras

Figura 1.9.1 Diagrama de la metodología	19
Figura 2.2.1 Capacidad instalada para generación eléctrica ALC por subregiones.....	23
Figura 2.3.1 Energía generada por los generadores distribuidos, por mes y año, 2017-2020	25
Figura 2.3.2 Distribución porcentual de la energía generada por abonados productores por año según tipo de tarifa, 2017-2020.....	27
Figura 2.3.3 Cantidad de energía depositada y retirada de la red por mes y año, 2017-2020	29
Figura 2.3.4 Porcentaje de energía generada como parte del consumo natural por año según categoría tarifaria, 2017-2020	30
Figura 2.3.5 Ubicación geográfica y energía producida por los generadores distribuidos agregada por distrito según empresa distribuidora, diciembre 2020	31
Figura 2.4.1 Distribución de Radiación Solar	33
Figura 2.4.2 Ángulos Solares Respecto a una Superficie Plana.....	36
Figura 2.4.3 Funcionamiento de Celda Fotovoltaica.....	38
Figura 2.4.4 Diagrama General de Conexión de Equipos Fotovoltaicos a Sistema Eléctrico	39
Figura 2.4.5 Diagrama General de Funcionamiento de Celdas Fotovoltaicas	41
Figura 2.5.1 Sistema Fotovoltaico Híbrido	42
Figura 2.5.2 Paneles Fotovoltaicos	44
Figura 2.5.3 Controlador de Carga.....	46
Figura 2.5.4 Batería Litio BYD	48
Figura 2.5.5 Cable Fotovoltaico.....	49
Figura 2.5.6 Protecciones de Sistemas Fotovoltaicos	51
Figura 2.5.7 Sistema de Monitoreo.....	53
Figura 2.5.8 Inversor Solar Fronius	55
Figura 3.3.1 Producción Anual de Inversores	62
Figura 3.3.2 Producción Mensual en 2024 de Inversores	63
Figura 3.3.3 Producción Diaria en 2024 de Inversores	64
Figura 3.4.1 Facturación de Consumo 2024.....	65
Figura 3.4.2 Medición de Potencia Máxima	66
Figura 3.4.3 Medición de Potencia Media	67
Figura 3.4.4 Consumo Energético Promedio Seccionado	68
Figura 3.4.5 Centro de Cargas Principal	69
Figura 3.4.6 Centro Cargas Principal Renombrado	70
Figura 5.10.1 Conexión de Sistema Fotovoltaico en Paralelo Actual	92
Figura 5.10.2 Propuesta de Conexión de Nuevo Sistema Fotovoltaico	93

Figura 6.1.1 <i>Localización de proyecto</i>	95
Figura 6.1.2 <i>Distribución de arreglos fotovoltaicos</i>	96
Figura 6.1.3 <i>Distribución de arreglos en Inversores</i>	97
Figura 6.1.4 <i>Pérdidas del sistema fotovoltaico</i>	98
Figura 6.1.5 <i>Producción mensual de energía eléctrica</i>	99
Figura 6.1.6 <i>Pérdidas por sombras</i>	101
Figura 6.2.1 <i>Potencia Aparente Máxima Promedio Por Circuito</i>	110
Figura 6.2.2 <i>Temperatura Ambiente e Irradiancia Estimada</i>	111
Figura 6.2.3 <i>Circuito de RED para la simulación en ETAP</i>	113
Figura 6.2.4 <i>Circuito Fotovoltaico para la simulación en ETAP</i>	114
Figura 6.2.5 <i>Circuito de Cargas para la simulación en ETAP</i>	115
Figura 6.2.6 <i>Comportamiento de Generación y Consumo máximo</i>	116
Figura 6.2.7 <i>Comportamiento de Generación y Consumo medio</i>	118
Figura 6.2.8 <i>Comportamiento de intercambio de energía con la Red</i>	119
Figura 6.2.9 <i>Fluctuación de Tensión</i>	121
Figura 6.2.10 <i>Temperatura Ambiente e Irradiancia Estimada (Este)</i>	123
Figura 6.2.11 <i>Sistema Fotovoltaico Equivalente</i>	124
Figura 6.2.12 <i>Conexión a red eléctrica</i>	125
Figura 6.2.13 <i>Cargas de Seléctrica SRL</i>	126
Figura 6.2.14 <i>Comportamiento de generación, consumo máxima demanda</i>	127
Figura 6.2.15 <i>Tensión de Cargas</i>	128
Figura 6.2.16 <i>Tensión Acometida</i>	129
Figura 6.2.17 <i>Tensión Inversor</i>	129
Figura 6.2.18 <i>Caída de tensión en cables L1</i>	130
Figura 6.2.19 <i>Caída de tensión en cables L2</i>	131
Figura 6.2.20 <i>Tensión en Terminal L1</i>	131
Figura 6.2.21 <i>Tensión en Terminal L2</i>	132
Figura 6.2.22 <i>Comportamiento de Corriente L1</i>	133
Figura 6.2.23 <i>Comportamiento de Corriente L2</i>	133
Figura 6.2.24 <i>Comportamiento de Corrientes Totales</i>	134
Figura 6.2.25 <i>Comportamiento de Corriente de Inversor</i>	134
Figura 6.2.26 <i>Comportamiento de Corriente de la RED</i>	135
Figura 6.2.27 <i>Comportamiento de Transformador</i>	136
Figura 6.2.28 <i>Comportamiento de Energía en RED</i>	137
Figura 6.2.29 <i>Conexión a Red Eléctrica en Alta Demanda</i>	138
Figura 6.2.30 <i>Sistema Fotovoltaico Equivalente en Baja Producción</i>	139
Figura 6.2.31 <i>Cargas de Seléctrica SRL Alta Demanda</i>	140
Figura 6.2.32 <i>Red eléctrica en alta inyección</i>	142
Figura 6.2.33 <i>Sistema Fotovoltaico a alta producción</i>	143
Figura 6.2.34 <i>Cargas de Seléctrica SRL baja demanda</i>	144
Figura 6.2.35 <i>Red Eléctrica en Alta Inyección con Nuevo Transformador</i>	145

Figura 6.2.36	<i>Sistema Fotovoltaico en Alta Producción</i>	146
Figura 6.2.37	<i>Cargas de Seléctrica SRL Baja Demanda</i>	147
Figura 7.1.1	Relación de comportamiento de Eficiencia vs. depreciación de los paneles	148
Figura 10.2.1	<i>Datos de localizacion en PVsyst</i>	171
Figura 10.2.2	<i>Base de datos meteorológicos de NREL</i>	172
Figura 10.2.3	<i>Base de datos meteorológicos de NASA</i>	172
Figura 10.2.4	<i>Base de datos meteorológicos de PVGIS</i>	173
Figura 10.2.5	<i>Base de datos meteorológicos de Meteonorm</i>	173
Figura 10.2.6	<i>Pérdidas por Orientación</i>	174
Figura 11.1.1	<i>Ficha técnica Ja Solar 320 Wp</i>	175
Figura 11.1.2	<i>Ficha técnica Ja Solar 545 Wp</i>	176
Figura 11.1.3	<i>Ficha técnica Ja Solar 605 Wp</i>	177
Figura 11.1.4	<i>Ficha técnica Quattro 48/10000/140-100/100 120 V</i>	178
Figura 11.1.5	<i>Ficha técnica Fronius Primo UL 7.6-1 kVA y 10.0-1 kVA</i>	179
Figura 11.1.6	<i>Ficha técnica B-Box Premium LVS</i>	182

Índice de Tablas

Tabla 1.3.1 <i>Desviación entre debiera y realidad</i>	7
Tabla 1.9.1. <i>Metodología por emplear en el desarrollo del proyecto</i>	16
Tabla 2.3.1 <i>Cantidad de generadores distribuidos por año según empresa distribuidora, 2017-2020</i>	24
Tabla 2.3.2 <i>Cantidad total de energía generada por año y distribución porcentual según empresa y provincia, 2017-2020</i>	26
Tabla 3.2.1 <i>Subsistema Fotovoltaico Fronius</i>	60
Tabla 3.2.2 <i>Subsistema Fotovoltaico Enphase</i>	60
Tabla 3.2.3 <i>Subsistema Fotovoltaico Hoymiles</i>	61
Tabla 5.1.1 <i>Datos Meteorológicos de Bases Nacionales e Internacionales</i>	73
Tabla 5.3.1 <i>Energía Diaria Suministrada por los Inversores</i>	77
Tabla 5.3.2 <i>Energía Diaria Real Suministrada por los Inversores</i>	78
Tabla 5.4.1 <i>Pérdidas del Sistema Eléctrico</i>	79
Tabla 5.8.1 <i>Valores estándar a condición ideal y corregidas de paneles 605 Wp</i>	82
Tabla 5.8.2 <i>Valores estándar a condición ideal y corregidas de paneles 545 Wp</i>	83
Tabla 5.8.3 <i>Valores estándar a condición ideal y corregidas de paneles 320 Wp</i>	83
Tabla 5.8.4 <i>Capacidades Eléctricas de MPPT Fronius UL 7.6 kVA</i>	84
Tabla 5.8.5 <i>Capacidades Eléctricas de MPPT Fronius UL 10.0 kVA</i>	84
Tabla 5.8.6 <i>Distribución mínima y máxima de paneles solares en Fronius UL 7.6 kVA</i>	85
Tabla 5.8.7 <i>Distribución mínima y máxima de paneles solares en Fronius UL 10.0 kVA</i> ...	85
Tabla 5.8.8 <i>Arreglo máximo de paneles solares para Fronius UL 7.6 kVA</i>	86
Tabla 5.8.9 <i>Arreglo máximo de paneles solares para Fronius UL 10.0 kVA</i>	87
Tabla 5.9.1 <i>Protecciones y Cables de Paneles</i>	91
Tabla 5.9.2 <i>Protecciones y Cables de Inversores</i>	91
Tabla 5.9.3 <i>Protecciones y Cables de Cargador/Inversor</i>	91
Tabla 6.2.1 <i>Distribución de potencia media medida por Emporia</i>	103
Tabla 6.2.2 <i>Potencias medias de fase y línea dividida</i>	104
Tabla 6.2.3 <i>Reporte de Promedio de Potencia Media (Fluke®)</i>	105
Tabla 6.2.4 <i>Reporte de Promedio de Potencia Máxima (Fluke®)</i>	106
Tabla 6.2.5 <i>Factores de Distribución Real</i>	107
Tabla 6.2.6 <i>Potencia pico máxima por fase (FLUKE®)</i>	108
Tabla 6.2.7 <i>Potencia pico máxima total (FLUKE®)</i>	109
Tabla 6.2.8 <i>Estado de Protección a Carga Máxima</i>	135
Tabla 7.1.1 <i>Generación Fotovoltaica Teórica</i>	149
Tabla 7.1.2 <i>Estudio económico detallado de generación para el primer año</i>	150
Tabla 7.1.3 <i>Precios de Rubros de Generación Distribuida</i>	150
Tabla 7.1.4 <i>Proyección de generación fotovoltaica teórica para 20 años</i>	151
Tabla 7.1.5 <i>Estudio económico detallado de generación con proyección de 20 años</i>	151

Tabla 7.1.6 <i>Precio de equipos y gastos de instalación y trámites</i>	152
Tabla 7.1.7 <i>Tiempo de retorno de inversión</i>	153
Tabla 7.1.8 <i>Resultado de TIR, VAN y COLOA</i>	154
Tabla 7.2.1 <i>Fases del Proyecto y Actividades</i>	155
Tabla 7.2.2 <i>Gestión de Riesgos</i>	156
Tabla 7.2.3 <i>Cronograma General (Resumen)</i>	157

1 CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como propósito el rediseño del sistema fotovoltaico existente en la empresa Seléctrica SRL, con el fin de integrar un esquema híbrido que combine la generación solar, el almacenamiento en baterías y el respaldo de la red eléctrica convencional. Este enfoque busca asegurar un suministro energético continuo para las cargas críticas de la empresa, especialmente en situaciones donde la red de distribución no se encuentre disponible.

Actualmente, la empresa opera un sistema fotovoltaico conectado a un medidor bidireccional, el cual permite la inyección de excedentes a la red conforme a la Ley N.º 10086 (2019) de “Promoción y regulación de los recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”. No obstante, debido a la creciente necesidad de mejorar la gestión energética, este proyecto propone transformar dicho sistema en una configuración híbrida que priorice el autoconsumo, utilizando la red eléctrica de manera complementaria y el almacenamiento como respaldo.

La relevancia de este rediseño se fundamenta en la necesidad de contar con una solución energética más resiliente, sostenible y orientada al autoconsumo y respaldo. La empresa ha experimentado un aumento en su demanda energética interna, lo cual hace necesario aumentar la capacidad de generación, e incorporar sistemas de almacenamiento y controlar de forma más inteligente el flujo energético entre los diferentes elementos y fuentes disponibles: paneles solares, baterías y red eléctrica.

La metodología del proyecto incluye la evaluación técnica del sistema actual, un estudio de los inversores existentes y disponibles en el mercado, y el análisis de diferentes tecnologías de almacenamiento energético. Inicialmente se contempla la reutilización de los inversores instalados, que provienen de distintos fabricantes, pero también se considera su reemplazo por equipos más compatibles, que permitan una gestión energética eficiente y una transición fluida entre las fuentes.

El objetivo principal del trabajo es diseñar un sistema híbrido capaz de alimentar las cargas internas utilizando prioritariamente la energía solar generada y la red, y que recurra al almacenamiento solo cuando las condiciones lo requieran; ese caso principalmente sería cuando exista un corte eléctrico. Este sistema también deberá ser escalable para futuras ampliaciones, garantizando su adaptabilidad ante variaciones en el consumo energético de la empresa.

Entre las limitaciones identificadas, destacan la posible incompatibilidad entre los inversores existentes, la ausencia de un diagrama unifilar actualizado, y la necesidad de caracterizar con precisión el perfil de consumo de la empresa. Estos aspectos deben ser abordados en las etapas iniciales del proyecto, para un buen diseño.

Desde una perspectiva ambiental, el proyecto refuerza el compromiso de la empresa con el uso de fuentes limpias de energía, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles. Al fomentar el autoconsumo y optimizar el almacenamiento de energía solar, el sistema híbrido propuesto se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en particular el ODS 7 (energía asequible y no contaminante) y el ODS 13 (acción por el clima).

1.1 Reseña de la Empresa

Con más de 35 años de experiencia, la empresa ha logrado una cobertura nacional en Costa Rica e incluso en el extranjero, lo que la ha posicionado como líder en el mercado. Su equipo de ingenieros eléctricos, altamente capacitados y certificados, permite ofrecer soluciones innovadoras y adaptadas a las necesidades de los clientes.

La empresa ofrece un enfoque integral, que abarca desde el diseño y la consultoría hasta la construcción y el mantenimiento de redes eléctricas, siendo ideal para cualquier tipo de requerimiento, ya sea residencial, comercial, industrial, explosivo u otros. Además, elabora informes preventivos y correctivos basados en evaluaciones eléctricas.

Diseña, instala y brinda mantenimiento a sistemas fotovoltaicos On Grid, Off Grid, híbridos, microrredes y sistemas de respaldo, ideales para empresas, industrias y comunidades que buscan implementar soluciones energéticas sostenibles y eficientes.

Asimismo, realiza estudios de factibilidad económica y técnica detallados, ofrece asesoramiento especializado y lleva a cabo auditorías externas para sistemas ya instalados, con el fin de garantizar la máxima eficiencia y rentabilidad de los proyectos.

El servicio de verificación eléctrica es realizado por ingenieros certificados CAPDEE o UVIE, y está dirigido a empresas, industrias, instituciones, o cualquier cliente que necesite inspeccionar o verificar su sistema, para asegurar que cumpla con los requisitos necesarios para sus operaciones comerciales e industriales.

Finalmente, la empresa también diseña y construye estructuras para pasos de fauna elevados, asegurando el cruce seguro de animales sobre carreteras, ríos y otros obstáculos, protegiendo tanto la vida silvestre como la infraestructura eléctrica. En este ámbito, colabora con entidades gubernamentales, empresas constructoras, desarrolladores inmobiliarios y organizaciones ambientales

1.2 Antecedentes

En el rediseño del sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía, es fundamental revisar antecedentes teóricos y experimentales que aporten conocimientos y ejemplos de implementación en diferentes contextos. Estos antecedentes proporcionan una base sólida para la viabilidad del proyecto, y permiten identificar las mejores prácticas que han sido utilizadas en otros proyectos similares, tanto a nivel local como internacional.

1.2.1 Antecedentes Teóricos

El crecimiento en el uso de energías renovables ha impulsado el desarrollo de tecnologías de almacenamiento energético, que permiten mejorar la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2020), la implementación de sistemas de almacenamiento es clave para aprovechar al máximo la energía generada por fuentes intermitentes, como los paneles solares, y minimizar el impacto de los cortes eléctricos o algún otro imprevisto en el suministro de la red convencional. El almacenamiento de energía, en particular mediante baterías de ion-litio, ha mostrado ser una solución eficiente y económicamente viable para este propósito (IRENA, 2020).

Otro concepto teórico relevante para este proyecto es el de "autoconsumo sin inyección a la red".

El autoconsumo, el cual ha sido promovido por legislaciones en varios países, incluidos los lineamientos en la Ley 10086 de Costa Rica (2019). Esta legislación busca regular los recursos energéticos distribuidos provenientes de fuentes renovables, permitiendo a los usuarios almacenar la energía generada y usarla sin sobrecargar el sistema eléctrico nacional (Ley 10086, 2019). A nivel internacional, la normativa de la Unión Europea sobre sistemas fotovoltaicos de autoconsumo (Directiva 2018/2001) también establece la importancia de integrar almacenamiento para reducir el impacto de eventualidades (Cortes Eléctricos) en las redes de distribución (Directiva 2018/2001, 2018).

En cuanto a la interconexión de inversores de diferentes fabricantes, investigaciones previas han resaltado la importancia de asegurar la compatibilidad técnica entre los dispositivos. Según estudios de IEEE (2018), los inversores deben cumplir con estándares de interconexión, como el estándar IEEE 1547, que regula la integración de recursos energéticos distribuidos en sistemas eléctricos, garantizando un desempeño seguro y confiable (IEEE, 2018).

1.2.2 Antecedentes Experimentales

Un ejemplo destacado es el proyecto "Tesla Powerpack" implementado en Australia, donde un sistema de almacenamiento con baterías masivas se integró en una granja solar, para garantizar que el 100% de la energía generada fuera utilizada in situ, sin inyección a la red. El uso de baterías de gran capacidad permitió estabilizar la red local y cubrir picos de demanda sin recurrir a fuentes de energía externas. Este estudio demostró que la inversión inicial en almacenamiento energético se recuperó rápidamente gracias a los ahorros generados (Tesla, 2018).

Aunque el ejemplo anterior se refiere a la autonomía por medio del almacenamiento eléctrico químico (baterías), un buen diseño para autoconsumo con la integración de baterías

permitiría el funcionamiento de una empresa por unas horas a carga reducida o carga completa, dependiendo del perfil de cada empresa, mientras se restablece el sistema eléctrico.

Desde la instalación del sistema solar fotovoltaico en la lechería del Campus Tecnológico Local San Carlos, del Instituto Tecnológico de Costa Rica (ITCR-SSC), desde mayo de 2015 y hasta octubre de 2018, se ha generado un total de 8296,86 kWh, con una media anual de 2428,35 kWh. Esta producción eléctrica ha supuesto un ahorro económico de $\$1\,717\,442$ desde mayo de 2015 (aproximadamente $\$500\,000$ anuales), junto con un ahorro en la factura eléctrica inicial de un 28%. Con este ahorro anual, la recuperación de la inversión inicial ($\$3\,630\,000$) se establecería en 7,2 años, lo cual es un tiempo de recuperación corto para una instalación de estas características (Guzmán-Hernández et al., 2020).

La incorporación de sistemas fotovoltaicos presenta una clara reducción en el consumo de electricidad proveniente del distribuidor de red convencional del usuario. Sin embargo, esto presenta un retorno de inversión a largo plazo, por lo cual el diseño debe contemplar futuras necesidades.

1.3 Planteamiento Del Problema

La empresa cuenta con un sistema de generación fotovoltaica, cuya capacidad inicial fue de 15,4 kVA, y se amplió posteriormente en 10,8 kVA. No obstante, el crecimiento de la demanda energética de la empresa y las frecuentes desconexiones de la red de distribución eléctrica convencional han generado importantes inconvenientes operativos. Actualmente, el sistema carece de algún mecanismo que permita operar sin la presencia de la red eléctrica o almacenamiento de energía, lo que imposibilita a la empresa continuar sus actividades durante los cortes eléctricos, afectando significativamente su productividad y exponiendo sus operaciones a riesgos derivados de la falta de un suministro energético confiable.

Este proyecto propone rediseñar el sistema fotovoltaico, para incorporar un mecanismo que permita la generación fotovoltaica mientras la red eléctrica no está disponible, un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías electroquímicas y la

expansión de la generación de potencia fotovoltaica. Dicho sistema permitirá almacenar la energía generada por los paneles solares y utilizarla durante los cortes de la red eléctrica; en este caso pasaría a modo isla durante el corte eléctrico, luego regresaría al modo conectado a red, asegurando así una fuente constante y confiable de energía.

Se considera fundamental reutilizar componentes del sistema existente para integrarlos en el nuevo diseño, siempre que sean compatibles y cumplan con los requerimientos técnicos. Asimismo, será necesario realizar un análisis de las cargas críticas que deben mantenerse operativas, estableciendo los requerimientos de potencia y autonomía necesarios para garantizar el suministro energético en caso de cortes prolongados. Este dimensionamiento también contemplará la capacidad actual del sistema, la compatibilidad de los componentes y la viabilidad económica de la solución propuesta.

El sistema fotovoltaico actual presenta vulnerabilidades significativas, ya que, la generación fotovoltaica, al depender exclusivamente de la red eléctrica convencional para su funcionamiento, la potencia generada por los paneles solares se pierde durante los cortes, al no contar con algún mecanismo que permita operar sin la presencia de la red eléctrica, que permita aprovechar dicha energía de manera interna. Esto supone no solo un desaprovechamiento energético, sino también una pérdida de oportunidades económicas a largo plazo, dado el impacto negativo que las interrupciones eléctricas tienen en la productividad y operatividad de la empresa.

El proyecto también evaluará las limitaciones de infraestructura existentes, como la capacidad máxima de 25 kVA del transformador que conecta la red eléctrica convencional con la empresa, lo que podría requerir una expansión adicional de su capacidad ante el incremento de la potencia fotovoltaica inyectada en la red. Como alternativa preliminar, se plantea el reemplazo de los inversores actuales no compatibles entre ellos para trabajar fuera de red, compatibles con baterías electroquímicas y equipo (inversor/cargador) que haga funcionar fuera de red el sistema fotovoltaico. Esta sustitución podría facilitar la integración y operación del sistema, mejorando su uniformidad, funcionalidad, flexibilidad y escalabilidad.

El objetivo de este proyecto es fortalecer la resiliencia de la empresa frente a interrupciones eléctricas mediante la implementación de una solución sostenible que maximice el aprovechamiento de los recursos fotovoltaicos existentes. Esto permitirá contar con una fuente de energía confiable, reduciendo los riesgos operativos y promoviendo un autoconsumo energético más flexible.

Tabla 1.3.1 *Desviación entre debiera y realidad*

		Dato suministrado	Referencias bibliográficas
Debería	Sistema fotovoltaico de al menos 25 kVA con almacenamiento de energía mediante baterías electroquímicas, diseñado para permitir la continuidad energética de la empresa durante 4-6 horas, y gestionar la energía generada fuera de red en casos de corte eléctrico, asegurando la operación y manteniendo la productividad.	La empresa requiere incorporar este tipo de baterías, debido a que el litio es uno de los metales más ligeros con mayores densidades de energía (110-160 Wh/kg o 300-400 kWh/m ³). Por otra parte, al ser un sistema fotovoltaico, es el único tipo de almacenamiento de energía práctico, que se pueda incorporar a una empresa de espacio reducido, puesto que no es una planta industrial, por lo que hay mayor variedad y disponibilidad en el mercado para la capacidad que se pueda necesitar. Además, este tipo de baterías tiene largos ciclos de vida, aproximadamente de 4500 ciclos. Sin embargo, el coste de	Castro Martínez et al. (2019).

		este tipo de baterías es elevado, con un coste de inversión de aproximadamente 530 €/kWh y un coste de operación y mantenimiento a 3 €/kWh.	
--	--	---	--

Desviación (Problema)	<p>En caso de corte eléctrico por la red de distribución convencional, el sistema fotovoltaico detiene la generación eléctrica, esto por normativa de los inversores inteligentes, y al no tener baterías electroquímicas, como almacenamiento de energía eléctrica, la empresa se queda sin acceso a la electricidad. Por otra parte, pierde la posibilidad de gestionar la energía generada. En la empresa se reportan al menos seis cortes de electricidad al mes de más de tres horas y otros cortes de menos de una hora; debido a ello, la empresa queda inoperativa durante los cortes, retrasando los objetivos productivos; por otro lado, a causa de las variables climatológicas, la red de distribución convencional ve comprometida la generación por la que se generan estos cortes, también los trabajos de obra pública en la ruta 32, y se prevé que cuando lleguen cerca de la zona de la empresa, los cortes aumenten, debido a la reubicación del tendido eléctrico.</p>
-----------------------	--

	Dato suministrado (lugar)	Referencias
		Lugar de estudio

Realidad	Sistemas fotovoltaicos, el primero de 15,4 kVA y el segundo de 10,8 kVA, con intercambio bidireccional de energía eléctrica con la red de distribución convencional; no se gestiona la energía generada ni se almacena.	Para el 2022, la empresa mensualmente tuvo un consumo del distribuidor de electricidad con un promedio de 1029 kWh; para el 2023 es de 2548 kWh; y para el 2024 es de 1650 kWh, Por otra parte, los sistemas fotovoltaicos generaron mensualmente, en el 2023, 2437 kWh; y en el 2024 se generaron 2034 kWh. Sin embargo, como se puede notar, tanto en generación del sistema fotovoltaico como en consumo de la red de distribución convencional, ha bajado del 2023 al 2024, esto es debido a que pueda suceder que se generen discrepancias en los periodos de medición con los medidos por el ICE, y en la facturación solo se reporta el consumo a la red, mas no el consumo total del edificio.	Seléctrica SRL (2024).
----------	---	--	------------------------

Fuente: Elaboración propia.

1.4 ESTABLECIMIENTO DE OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Diseñar un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías electroquímicas como medio de mitigación ante cortes eléctricos por la red de distribución convencional, de manera que la empresa no sea perjudicada en sus actividades productivas.

1.4.2 Objetivos Específicos

1. Evaluar las necesidades energéticas y los patrones de consumo de los usuarios finales, para el dimensionamiento adecuado del sistema de almacenamiento y generación fotovoltaico, utilizando datos extraídos del sistema eléctrico y análisis de los mismos.
2. Determinar las cualidades, capacidades técnicas y eléctricas de los componentes del sistema actual, para la valoración de la reutilización en el nuevo sistema, mediante un enfoque de compatibilidades y viabilidad técnico-económica.
3. Diseñar una solución técnica de un sistema fotovoltaico, para que suministre continuidad energética en la empresa, durante interrupciones del servicio eléctrico y autoconsumo, integrando un sistema de almacenamiento de baterías electroquímicas, mediante el análisis de las necesidades energéticas de la empresa.
4. Analizar la viabilidad técnico-económica, para la validación de la sostenibilidad financiera y el beneficio económico, mediante el análisis de costo inicial, retorno de inversión, e impacto en el autoconsumo eléctrico en la empresa.

1.5 JUSTIFICACIÓN

El rediseño del sistema fotovoltaico propuesto servirá como una solución integral para maximizar la flexibilidad energética y la sostenibilidad de la empresa, permitiendo el almacenamiento de energía generada por los paneles solares, y disminuyendo la necesidad de consumir energía eléctrica de la red de distribución convencional. Esta iniciativa no solo responde a una necesidad concreta de la empresa, que ha experimentado un aumento en su consumo energético, sino que también se alinea con la legislación vigente en materia de energía renovable, en particular la Ley 10086 (2019), que promueve el uso eficiente de los recursos energéticos distribuidos.

Los sistemas fotovoltaicos son sistemas de generación de energía eléctrica, que pueden variar en su tamaño y aplicaciones, diseñados para atender pequeñas demandas de

energía hasta grandes generadores en parques solares. Como parte de la creciente explotación de energías renovables o limpias, la utilización de herramientas computacionales que faciliten los procesos de diseño es de gran utilidad (Vega Carranza et al., 2019).

Los principales beneficiarios de este proyecto serán la empresa, el entorno social y ambiental en el que opera. Para la empresa, los beneficios incluyen una reducción significativa en los costos energéticos, debido a que aumenta su capacidad de autoconsumo, aprovechando en pleno la energía solar generada y disminuyendo la compra de energía a la red de distribución convencional.

Además, el proyecto contribuirá a mejorar su perfil de sostenibilidad ambiental, cumpliendo con los objetivos de desarrollo sostenible, como el ODS 7, que promueve el acceso a una energía limpia y asequible. Por otro lado, la implementación de tecnologías limpias y la disminución de la dependencia de fuentes no renovables tiene un impacto ambiental positivo, reduciendo las emisiones de carbono asociadas a la generación de electricidad.

Hoy día los sistemas de generación renovables no convencionales a pequeña escala empiezan a tomar fuerza dentro de los sistemas eléctricos de potencia. La generación para autoconsumo puede beneficiar las pequeñas y medianas empresas, a fin de volverlas más competitivas y atractivas hacia los clientes (Bolaños-Jiménez & Gómez-Ramírez, 2023).

Este proyecto tendrá un uso valioso para la empresa y potencialmente para otras empresas que busquen implementar sistemas fotovoltaicos para el autoconsumo y sistemas flexibles, donde la interacción de diferentes fuentes de energía sea posible y brinde autonomía por cortos periodos de tiempos, en caso de apagones o alguna condición específica.

A pesar de los beneficios de las energías renovables, estas presentan desafíos importantes que superar. Entre ellas se encuentra su variabilidad, pues la generación de energía depende de la ubicación geográfica y, desde luego, de las condiciones meteorológicas asociadas a estas. En el caso de la producción de energía solar, esta depende de condiciones como la temperatura, la velocidad y la dirección del viento, la radiación, el posicionamiento de los módulos, la nubosidad, entre otras; de tal forma, la producción varía entre un día y

otro, por lo que habrá días y meses de mayor o menor producción. Para la alimentación continua de las cargas eléctricas es requerido un flujo constante de potencia que se ajuste a la demanda. Por esta razón, si se quiere algún tipo de independencia de la red, es fundamental la implementación de tecnologías de almacenamiento, para aprovechar al máximo la generación solar y así satisfacer la carga y no inyectar energía FV en el sistema eléctrico nacional (Vega-Garita et al., 2023).

Sin embargo, para el desarrollo de estos sistemas se tienen que contemplar diversas variables; es por lo que su diseño debe ser meticuloso, en especial cuando se quieren para respaldar procesos que vienen a ser los activos de una empresa.

Por esta razón, si se quiere algún tipo de independencia de la red, es fundamental la implementación de tecnologías de almacenamiento para aprovechar al máximo la generación solar y, así, satisfacer la carga y no inyectar energía FV en el sistema eléctrico nacional (Vega-Garita et al., 2023).

En este caso, la carencia principal detectada es la falta un mecanismo que permita seguir generando energía al sistema fotovoltaico cuando la red eléctrica no esté disponible, el almacenamiento de energía y mayor capacidad de generación, adecuándose a la demanda actual y futura, así como de un esquema que permita la estabilidad del sistema.

1.6 ALCANCE

El alcance de este anteproyecto es descriptivo y explicativo, pues su objetivo principal es rediseñar un sistema fotovoltaico existente para expandir la generación de potencia fotovoltaica, permitir el almacenamiento de energía generada según convenga; en este caso, ante el corte de luz a la red de distribución convencional y, dado sea el caso, el sistema fotovoltaico no se desconecte.

La naturaleza descriptiva del estudio radica en la evaluación del sistema actual, incluyendo la identificación de las características técnicas de los inversores y la cuantificación del consumo energético presente. En este sentido, el trabajo se centrará en la

recopilación y análisis de datos sobre la capacidad de generación, almacenamiento y autoconsumo de energía en la empresa.

Por otro lado, el carácter explicativo del proyecto surge al investigar las relaciones entre los distintos componentes del sistema, como la interconexión de inversores de diferentes fabricantes y su impacto en la eficiencia global del sistema fotovoltaico. Se buscará no solo describir las variables involucradas, como la capacidad de los inversores y la demanda energética, sino también explicar las causas de los problemas actuales, como la desconexión del sistema fotovoltaico al no estar disponible la red eléctrica.

El propósito del estudio es proponer una solución tecnológica que responda a los retos actuales, basándose en el análisis del sistema y su aplicación mediante nuevas estrategias de almacenamiento y gestión de la energía. Además, la investigación incluirá una revisión de la normativa legal vigente, para asegurar que el nuevo sistema cumpla con los requisitos regulatorios.

El diseño del estudio incluirá procedimientos como la evaluación de la viabilidad técnica de reutilización de los inversores, el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento acorde con la demanda energética actual o capacidad necesaria, y la actualización del diagrama unifilar del sistema fotovoltaico. Además, se analizarán los costos y beneficios financieros del proyecto, lo que también aporta un componente descriptivo al alcance de la investigación.

Finalmente, el estado del conocimiento previo sobre el diseño de sistemas fotovoltaicos, mediante la integración de almacenamiento de energía, ha sido documentado en estudios previos, lo que proporciona un marco teórico sólido para desarrollar soluciones innovadoras en este contexto específico. El alcance de este proyecto permitirá la implementación de un sistema más flexible y sostenible, proporcionando información valiosa para futuras investigaciones en el ámbito de las energías renovables y la flexibilidad energética.

1.7 VIABILIDAD

La viabilidad del presente proyecto de rediseño del sistema fotovoltaico de la empresa se valida en la disponibilidad de recursos técnicos, financieros y humanos necesarios para su ejecución. En primer lugar, la empresa cuenta con los recursos financieros para la adquisición de nuevos inversores y baterías, lo que asegura que la inversión inicial para el rediseño del sistema sea cubierta sin inconvenientes. Además, los equipos fotovoltaicos (paneles e inversores) ya instalados proporcionan una base sólida sobre la cual se pueden realizar las modificaciones, reduciendo la necesidad de inversiones mayores en infraestructura.

Desde el punto de vista técnico, el proyecto tiene acceso a profesionales capacitados en el área de ingeniería eléctrica y de construcción, así como en la instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, lo que garantiza que el equipo humano cuenta con las competencias necesarias para llevar a cabo el rediseño del sistema. Adicionalmente, el conocimiento técnico sobre la interconexión de inversores, el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento, y el cumplimiento de la normativa vigente, permiten asegurar que el equipo de trabajo tiene la capacidad para abordar los desafíos tecnológicos que el proyecto presenta.

En cuanto a los recursos materiales, la empresa dispone de los paneles solares ya instalados, los cuales seguirán en operación durante el rediseño, y se cuenta con la infraestructura eléctrica necesaria para implementar las modificaciones propuestas. Además, se tiene la posibilidad de obtener equipos de almacenamiento de energía y fotovoltaico, que serán fundamentales para alcanzar los objetivos de autoconsumo planteados.

Respecto al factor tiempo, el cronograma del proyecto ha sido planificado de manera que las modificaciones al sistema fotovoltaico se puedan realizar sin afectar las operaciones diarias de la empresa. El equipo técnico también cuenta con la flexibilidad para dedicar tiempo a la ejecución del proyecto, garantizando su implementación en los plazos establecidos.

1.8 ADMINISTRACIÓN DE RIESGO

La administración de riesgos en el desarrollo del rediseño del sistema fotovoltaico implica identificar y mitigar las limitaciones que podrían comprometer su éxito. Estas limitaciones incluyen aspectos relacionados con el recurso humano, financiero y la confidencialidad, y deben ser gestionadas de manera efectiva, para asegurar que los objetivos del proyecto se cumplan dentro de los plazos y el presupuesto establecidos.

Una de las posibles limitaciones, desde el punto de vista del recurso humano, es la disponibilidad de personal técnico especializado en la interconexión de inversores en la implementación de sistemas de almacenamiento de energía. Aunque la empresa cuenta con ingenieros capacitados en energía fotovoltaica y construcción, existe el riesgo de que se necesiten conocimientos específicos o experiencia avanzada en la tecnología de los nuevos inversores, o baterías que se utilicen.

Para mitigar este riesgo, la empresa prevé la contratación de consultores externos, o la capacitación del equipo interno a través de programas de formación técnica especializados. Esta estrategia se documenta respaldada en la identificación de proveedores de servicios de capacitación o instituciones de formación en energías renovables, lo que permitirá al personal actualizar sus conocimientos y habilidades antes de la fase de implementación.

El recurso financiero podría representar una limitante si el presupuesto asignado no cubre los costos adicionales que pudieran surgir, tales como la necesidad de adquirir una mayor cantidad de inversores o baterías, o si los costos de instalación exceden las estimaciones iniciales. Aunque la empresa cuenta con una capacidad financiera adecuada para la realización del proyecto, se ha identificado el riesgo de que el presupuesto se vea afectado por fluctuaciones en los precios del mercado de equipos, o la necesidad de adquirir tecnología adicional que no estaba prevista inicialmente.

Para reducir este riesgo, se hará una evaluación financiera que incluya márgenes de seguridad en el presupuesto, y se firmarán contratos a precio fijo con proveedores de equipos y servicios, lo que limitará el impacto de fluctuaciones en el mercado. Esta planificación se basa en la información documentada sobre precios actuales de equipos fotovoltaicos y

baterías, así como en cotizaciones obtenidas de proveedores confiables. Además, se llevará un control riguroso del cronograma y los recursos a través de software de gestión de proyectos, lo que permitirá detectar y resolver posibles obstáculos en tiempo real.

1.9 METODOLOGÍA

La metodología propuesta para este proyecto se estructura en torno a los cuatro objetivos específicos previamente establecidos, cada uno con actividades claras, fuentes de información, análisis de datos y resultados esperados. Esta metodología será flexible y podrá ser modificada en función del progreso del desarrollo del Trabajo Final de Graduación. Además, cada actividad contará con un indicador de logro, que permitirá evaluar el cumplimiento de los objetivos.

Tabla 1.9.1. Metodología por emplear en el desarrollo del proyecto

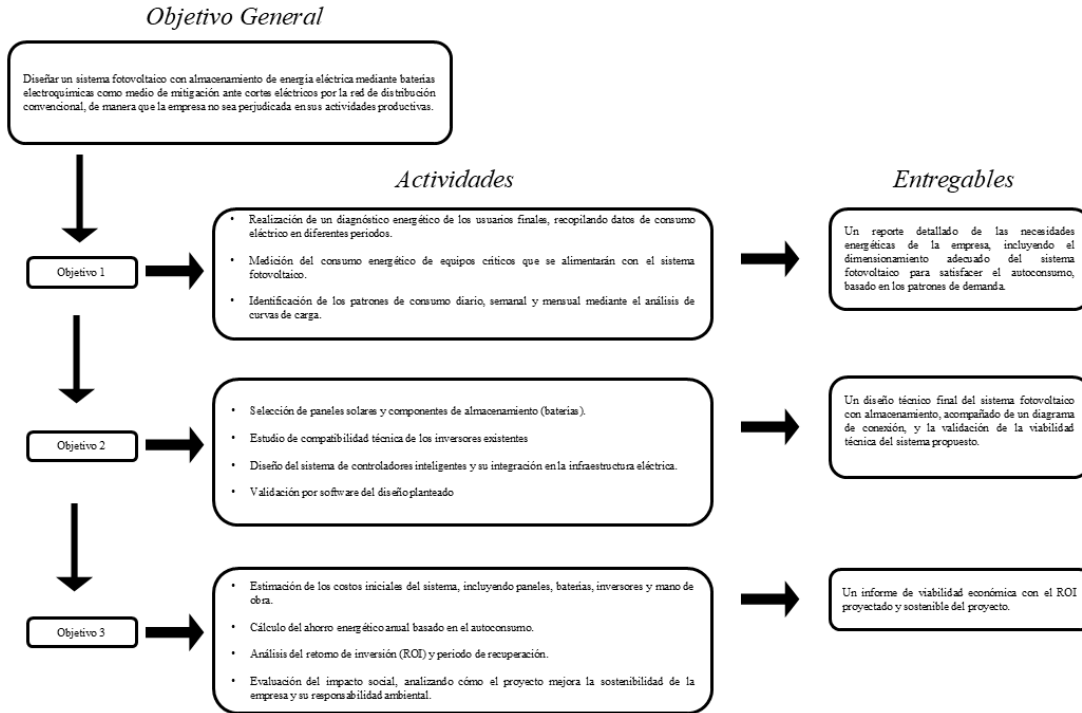
Objetivo específico planteado	Actividad por realizar	Fuente de información	Análisis de datos con criterios estadísticos	Resultados esperados (Indicador de logro)
Objetivo específico 1: Evaluar las necesidades energéticas y los patrones de consumo de los usuarios finales, para el dimensionamiento adecuado del sistema de almacenamiento y generación fotovoltaico, utilizando datos	Realización de un diagnóstico energético de los usuarios finales, recopilando datos de consumo eléctrico en diferentes periodos. Medición del consumo energético de equipos críticos que se alimentarán con el sistema fotovoltaico. Identificación de los patrones de consumo diario, semanal y mensual, mediante el análisis de curvas de carga.	Historial de facturación eléctrica de la empresa. Medidores de consumo energético en tiempo real. Auditoría energética interna.	Análisis estadístico de la demanda energética, determinando el pico de consumo, la variación de demanda en diferentes periodos, y las posibles oportunidades para optimizar el consumo.	Un reporte detallado de las necesidades energéticas de la empresa, incluyendo el dimensionamiento adecuado del sistema fotovoltaico, para satisfacer el autoconsumo, basado en los patrones de demanda. Indicador: Informe de las estimaciones de consumo.

<p>extraídos del sistema eléctrico y análisis de los mismos.</p>				
<p>Objetivo específico 2: Determinar las capacidades técnicas de los componentes del sistema actual, para la valoración de la reutilización en el nuevo sistema, mediante un enfoque de compatibilidades y viabilidad económica. determinar las cualidades, capacidades técnicas y eléctricas de los componentes del sistema actual, para la valoración de la reutilización en el nuevo sistema, mediante un enfoque de compatibilidades y viabilidad técnico-económica.</p>	<p>Realizar un inventario detallado de los componentes actuales del sistema.</p> <p>Determinar las especificaciones técnicas de cada componente (voltaje, corriente, capacidad, potencia, entre otras).</p> <p>Comparar las especificaciones de los componentes actuales con los requisitos del sistema rediseñado.</p> <p>Analizar costos asociados a la reutilización, modificación o reemplazo de cada componente.</p> <p>Aplicar análisis costo-beneficio para determinar la viabilidad económica.</p>	<p>Manuales técnicos de los componentes.</p> <p>Normas técnicas aplicables (NFPA, IEC, entre otras).</p> <p>Bases de datos de fabricantes y proveedores.</p> <p>Documentación previa del sistema.</p>	<p>Análisis estadístico descriptivo de las especificaciones técnicas para identificar componentes con mayor compatibilidad.</p> <p>Modelos de costo-beneficio para determinar componentes reutilizables.</p>	<p>Reporte de componentes reutilizables determinados como técnicamente compatibles y económicamente viables.</p> <p>Indicador: Informe.</p>
<p>Objetivo específico 3: Diseñar una solución técnica de un sistema fotovoltaico, para que suministre continuidad</p>	<p>Selección de paneles solares y componentes de almacenamiento (baterías).</p>	<p>Especificaciones técnicas de paneles solares, baterías y controladores.</p> <p>Manuales de los inversores actuales y análisis de compatibilidad.</p>	<p>Evaluación técnica de la capacidad de integración de los componentes mediante simulaciones y análisis de eficiencia.</p>	<p>Un diseño técnico final del sistema fotovoltaico con almacenamiento, acompañado de un diagrama conexión, y la validación de la viabilidad</p>

<p>energética en la empresa, durante interrupciones del servicio eléctrico y autoconsumo, integrando un sistema de almacenamiento de baterías electroquímicas, mediante el análisis de las necesidades energéticas de la empresa.</p>	<p>Estudio de compatibilidad técnica de los inversores existentes.</p> <p>Diseño del sistema de controladores inteligentes y su integración en la infraestructura eléctrica.</p> <p>Validación por software del diseño planteado</p>	<p>Normativa local y estándares internacionales aplicables (NFPA, IEEE).</p>		<p>técnica del sistema propuesto.</p> <p>Indicador: Diseño con compatibilidad de todos los componentes.</p>
<p>Objetivo específico 4: Analizar la viabilidad técnico-económica, para la validación de la sostenibilidad financiera y el beneficio económico, mediante el análisis de costo inicial, retorno de inversión, e impacto en el autoconsumo eléctrico en la empresa.</p>	<p>Estimación de los costos iniciales del sistema, incluyendo paneles, baterías, inversores y mano de obra.</p> <p>Cálculo del ahorro energético anual basado en el autoconsumo.</p> <p>Análisis del retorno de inversión (ROI) y periodo de recuperación.</p> <p>Evaluación del impacto social, analizando cómo el proyecto mejora la sostenibilidad de la empresa y su responsabilidad ambiental.</p>	<p>Cotizaciones de equipos y servicios.</p> <p>Datos de consumo energético proyectados (de objetivo 1).</p> <p>Modelos financieros de retorno de inversión.</p> <p>Normas de sostenibilidad y responsabilidad social empresarial (ISO 26000).</p>	<p>Análisis financiero utilizando proyecciones de ahorro energético y costos operativos.</p> <p>Estimación del impacto social utilizando indicadores cualitativos y cuantitativos de sostenibilidad.</p>	<p>Un informe de viabilidad económica con el ROI proyectado y sostenible del proyecto.</p> <p>Indicador: informe de ROI anual de la inversión realizada.</p>

Fuente: Elaboración propia.

Figura 1.9.1 Diagrama de la metodología



Fuente: Elaboración propia.

2 CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 Panorama del mercado solar global

El mercado solar ha atravesado una evolución significativa en las últimas décadas. De acuerdo con Zhuge (2018), su desarrollo puede dividirse en cinco etapas históricas:

1. 1954–1973: inicio del desarrollo con la fabricación de la primera célula solar eficiente por parte de Bell Labs, alcanzando un 6% de conversión fotoeléctrica.
2. 1973–1980: La primera crisis petrolera impulsó a los gobiernos a financiar tecnologías de energía solar. En este período surgieron iniciativas como el “Plan Sunshine” en Japón, y el aumento de fondos en EE. UU. para investigación.
3. 1980–1992: a pesar de la caída en los precios del petróleo, los productos solares mantenían costos elevados y baja eficiencia, lo que provocó una reducción en el apoyo estatal.
4. 1992–2000: las preocupaciones ambientales llevaron a acuerdos internacionales como la Declaración de Río y la Agenda 21. Se reactivaron políticas y programas de apoyo a las energías limpias, incluyendo el “Programa de techos solares del millón” en EE. UU. y récords en eficiencia solar logrados en Australia.
5. 2000–presente: a partir de 2000, el crecimiento del sector solar fue explosivo, impulsado por el aumento del precio del petróleo, los subsidios globales y los desastres nucleares como Chernóbil y Fukushima. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), "la producción anual mundial de células solares aumentó más de 6 veces en los últimos 10 años, con un crecimiento anual promedio del 50 por ciento" (Zhuge, 2018).

Además, "la capacidad instalada anual mundial de producción solar fotovoltaica aumentó de 6629 MW en 2008 a 45,6 GW en 2014" (Zhuge, 2018). Las proyecciones indican que la energía solar podría representar "más del 10 por ciento de la demanda energética mundial para 2030" (Zhuge, 2018) y "el 60 por ciento del suministro eléctrico total para fines del siglo XXI" (Zhuge, 2018).

El uso de energía solar surge como una respuesta urgente a dos de los mayores desafíos globales del siglo XXI: la crisis energética y la contaminación ambiental. Como señala el texto, "los combustibles fósiles (...) son recursos naturales no renovables (...) su suministro es limitado y su explotación e incineración causan graves problemas ambientales" (Zhuge, 2018).

Entre los impactos ambientales negativos de los combustibles fósiles, se destacan:

- Emisión de gases contaminantes: la quema de carbón y gas libera dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono (CO₂), principales causantes de la lluvia ácida y el efecto invernadero. De hecho, "alrededor del 90 por ciento de las emisiones antropogénicas de CO₂ son generadas por el consumo de energía fósil" (Zhuge, 2018).
- Cambio climático: "Desde 1860, la temperatura media mundial ha aumentado 0,8 °C" (Zhuge, 2018), como consecuencia directa del incremento en la concentración de gases de efecto invernadero.
- Daños ecológicos y humanos: la minería de carbón puede provocar hundimientos de tierra, contaminación de aguas subterráneas y pérdida de hábitats, lo que afecta tanto al ambiente como a comunidades humanas.

Frente a esto, la energía solar se presenta como una alternativa limpia, segura e inagotable, libre de emisiones contaminantes y con disponibilidad geográfica universal. Por estas razones, el texto concluye que "se espera con ansias una energía verde alternativa que los resuelva" (Zhuge, 2018), refiriéndose a los problemas de energía y medio ambiente, y la solar es una de las principales candidatas para ello.

2.2 Panorama del mercado solar en Latinoamérica

Cuando no existe calidad en la provisión del servicio eléctrico, el simple acceso ya no es suficiente. Una parte importante de las protestas sociales que se han registrado en la región, durante la última década, apunta hacia la insatisfacción generalizada por la calidad y el costo de los servicios básicos. Por ejemplo, en el caso del servicio eléctrico, no basta con tener acceso y estar conectados a la red eléctrica, si el servicio presenta problemas constantes

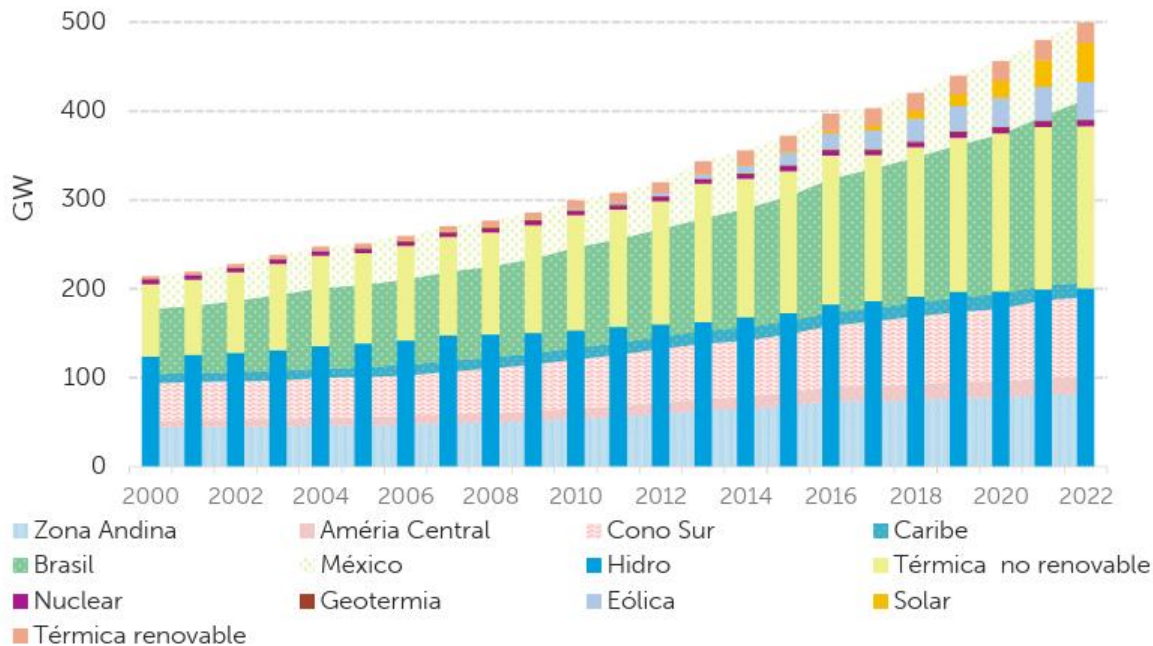
asociados a interrupciones y apagones constantes y/o a variaciones de voltaje recurrentes (Alarcon Rodriguez et al., 2024).

En América Latina, la discusión sobre el acceso a la energía ha evolucionado más allá de la simple conexión a la red eléctrica. Actualmente, la calidad en la provisión del servicio energético se ha convertido en un elemento crítico para evaluar la verdadera cobertura y equidad en el suministro. De acuerdo con Alarcón Rodríguez et al. (2024), una parte importante de las protestas sociales en la región, durante la última década, ha estado motivada por la insatisfacción con la calidad y el costo de los servicios básicos, siendo el sistema eléctrico uno de los más señalados.

Desde un enfoque técnico, la sola existencia de infraestructura de red no garantiza una provisión adecuada de energía si esta se ve afectada por interrupciones frecuentes, apagones prolongados, o variaciones de voltaje que comprometen la estabilidad de los sistemas eléctricos domésticos e industriales. Este fenómeno evidencia una brecha entre el acceso nominal y el acceso efectivo a un servicio energético confiable, seguro y continuo.

En este contexto, la energía solar fotovoltaica se posiciona como una alternativa estratégica para diversificar la matriz energética y mejorar la resiliencia del sistema eléctrico. La descentralización que ofrece esta fuente renovable permite implementar soluciones autónomas o semiautónomas, como sistemas aislados o híbridos con almacenamiento, en comunidades afectadas por deficiencias en la red convencional. Además, su implementación contribuye a la reducción de costos a largo plazo, la mitigación de impactos ambientales y el fortalecimiento del derecho al acceso universal a la energía bajo condiciones dignas y sostenibles.

Figura 2.2.1 Capacidad instalada para generación eléctrica ALC por subregiones



Fuente: OLADE, Panorama energético de América Latina y el Caribe (2024).

Sin embargo, para que la energía solar sea una verdadera solución a los problemas de calidad del servicio, es necesario superar barreras técnicas, regulatorias y económicas que aún persisten en varios países de la región. Esto incluye la mejora en los mecanismos de financiamiento, la capacitación técnica local, y el establecimiento de políticas públicas que promuevan el autoconsumo, la generación distribuida y la gestión inteligente de la demanda.

2.3 Panorama del mercado solar en Costa Rica

En Costa Rica, la generación distribuida basada en energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento sostenido en los últimos años, impulsada por el interés ciudadano, empresarial e institucional por acceder a fuentes limpias de energía, mejorar la resiliencia energética y reducir los costos asociados al consumo eléctrico. Este modelo de generación permite a los usuarios producir energía eléctrica a pequeña escala, principalmente a partir de sistemas fotovoltaicos instalados en techos residenciales, comercios o industrias, para su autoconsumo y, en algunos casos, con posibilidad de inyectar excedentes a la red.

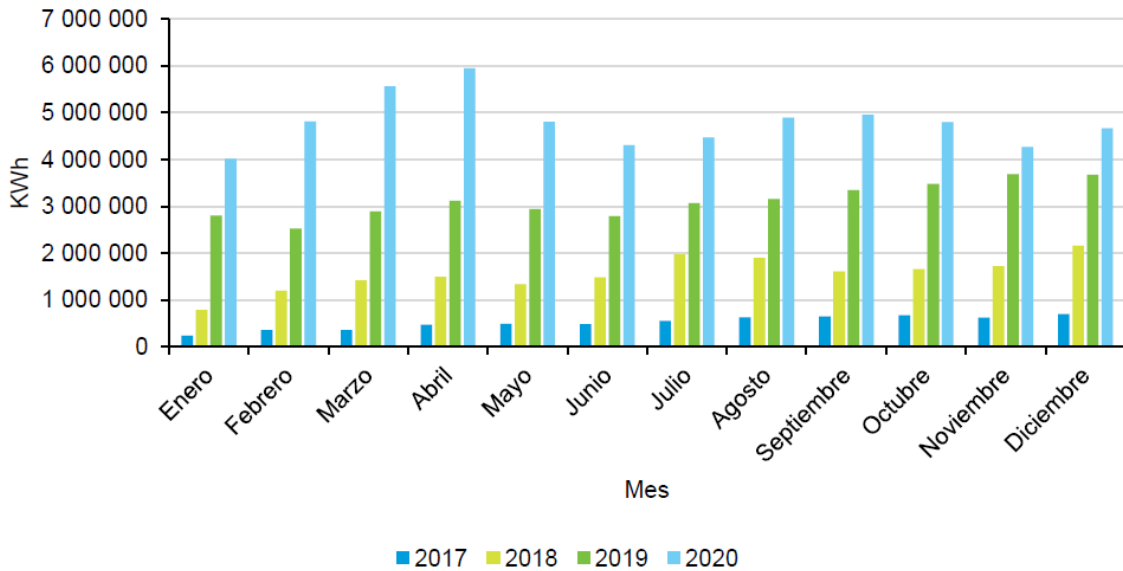
Tabla 2.3.1 Cantidad de generadores distribuidos por año según empresa distribuidora, 2017-2020

Empresa	2017	2018	2019	2020
CNFL	307	476	684	902
Coopealfaroruiz	0	4	5	7
CoopEGuanacaste	49	105	146	204
Coopesca	15	36	57	68
Coopesantos	9	24	33	41
ESPH	45	69	109	127
ICE	248	462	693	851
JASEC	1	7	24	34
Total	674	1183	1751	2234

Fuente: ARESEP, con base en los datos aportados por las empresas reguladas (2021).

Lo anterior ha permitido un aumento relativamente rápido en tan solo cuatro años, pese a que el desarrollo de la generación distribuida no ha estado exento de desafíos. Uno de los principales obstáculos ha sido la incertidumbre regulatoria y las limitaciones en la capacidad de recepción de energía en ciertas áreas de la red de distribución, particularmente en zonas rurales o con infraestructura eléctrica débil. A esto se suman restricciones en los niveles de capacidad instalada permitidos para autoconsumo, así como la ausencia de un mercado consolidado para la venta de excedentes, lo cual limita el aprovechamiento pleno de la inversión en tecnología solar.

Figura 2.3.1 Energía generada por los generadores distribuidos, por mes y año, 2017-2020



Fuente: ARESEP, con base en los datos aportados por las empresas reguladas (2024).

El país cuenta con un marco regulatorio, que habilita la generación distribuida a través de normativas emitidas por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Uno de los principales instrumentos ha sido el Reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, que permite la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red bajo esquemas de medición neta (“net metering”) o compensación de energía. Este mecanismo ha facilitado que miles de usuarios opten por instalar paneles solares como forma de reducir su dependencia de la red centralizada, y mitigar el impacto de las tarifas eléctricas.

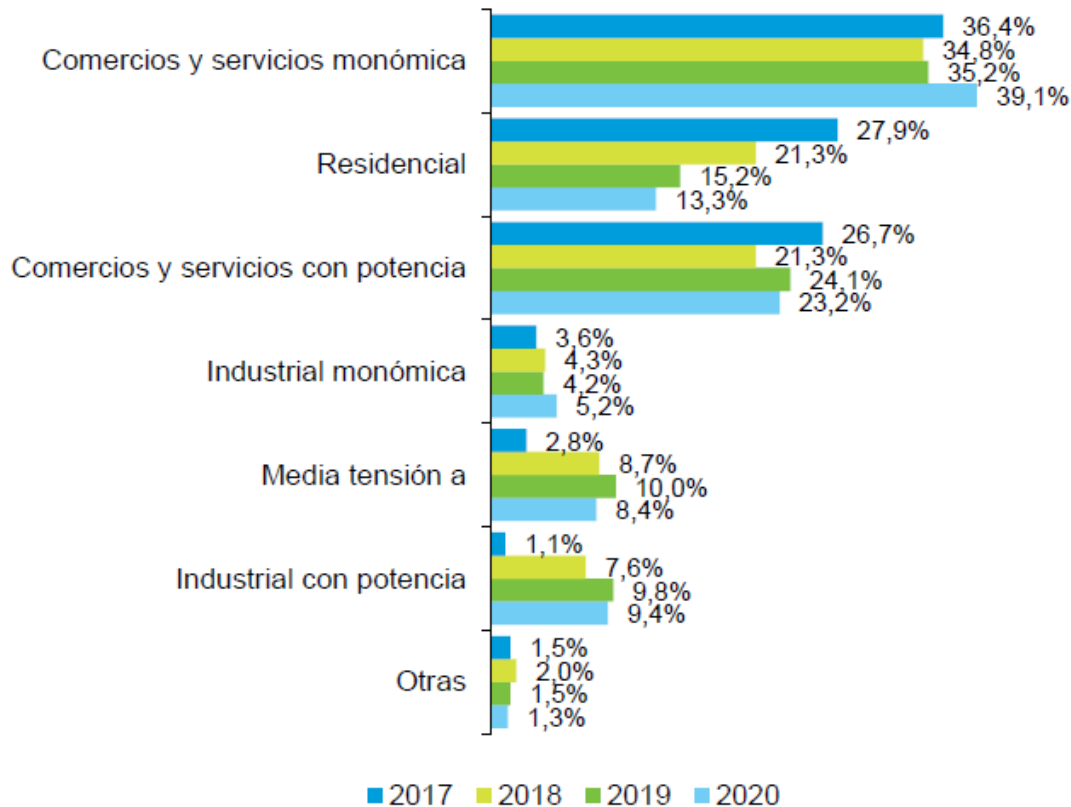
Tabla 2.3.2 Cantidad total de energía generada por año y distribución porcentual según empresa y provincia, 2017-2020

Característica	2017	2018	2019	2020
Total (kWh)	6.255.092	18.738.744	37.469.104	57.483.769
<i>Empresa distribuidora</i>				
CNFL	47,6	41,5	39,6	43,1
Coopealfaroruiz	0,0	0,2	0,1	0,3
Coopeguanacaste	5,8	8,1	7,1	5,5
Coopesca	3,4	4,0	4,3	5,2
Coopesantos	0,9	4,5	2,6	1,8
ESPH	2,1	2,7	6,3	8,4
ICE	40,1	38,5	38,2	32,4
JASEC	0,1	0,5	1,8	3,3
<i>Provincia</i>				
San José	41,0	36,0	34,1	36,9
Alajuela	29,3	25,1	23,5	19,3
Cartago	2,1	3,6	6,7	5,2
Heredia	8,9	9,2	11,9	15,6
Guanacaste	8,9	12,0	10,4	9,9
Puntarenas	9,0	7,8	7,0	6,0
Limón	0,7	6,3	6,3	7,1

Fuente: ARESEP, con base en los datos aportados por las empresas reguladas (2024).

Las principales empresas distribuidoras con mayor capacidad de generación distribuida son la CNFL (Compañía Nacional de Fuerza y Luz) y el ICE (Instituto Costarricense de Electricidad), donde la generación se encuentra ubicada principalmente en las provincias centrales de San José y Alajuela, esto especialmente porque las principales industrias y la mayoría de población se encuentran concentradas en estas localidades.

Figura 2.3.2 Distribución porcentual de la energía generada por abonados productores por año según tipo de tarifa, 2017-2020



Fuente: ARESEP, con base en los datos aportados por las empresas reguladas (2024).

En Costa Rica, la generación distribuida mediante energía solar fotovoltaica ha sido adoptada por diversos sectores productivos y sociales, cada uno con motivaciones particulares y características técnicas adaptadas a sus necesidades energéticas. Este modelo ha permitido que actores de distintas escalas se conviertan en prosumidores, usuarios que no solo consumen energía, sino que también la generan, contribuyendo así a la diversificación de la matriz energética nacional y a una mayor descentralización del sistema eléctrico.

El sector residencial ha sido uno de los principales impulsores de la generación distribuida. Muchos hogares han optado por instalar sistemas fotovoltaicos en sus techos, principalmente con el objetivo de reducir sus facturas eléctricas y aumentar su autonomía

energética. Estos sistemas suelen ser de pequeña escala, conectados a la red mediante esquemas de medición neta que permiten compensar la energía consumida con la producida.

El sector comercial, que incluye tiendas, oficinas, supermercados y pequeños negocios, también ha adoptado con rapidez esta tecnología. La posibilidad de reducir los costos operativos diarios, especialmente durante las horas de mayor demanda, ha sido un incentivo clave. Estos sistemas suelen ser de capacidad media, diseñados para optimizar el autoconsumo diurno sin depender de almacenamiento energético.

Por su parte, el sector industrial, especialmente en la manufactura y agroindustria, ha encontrado en la generación distribuida una herramienta para aumentar su competitividad. En estos casos, los sistemas solares suelen ser de mayor capacidad, con estudios de interconexión más complejos y, en algunos casos, combinados con sistemas de almacenamiento, para mejorar la gestión de la demanda energética y garantizar la continuidad operativa.

El sector público, incluyendo instituciones estatales, escuelas, hospitales y municipalidades, ha implementado sistemas solares como parte de políticas de eficiencia energética y sostenibilidad institucional. Además de los beneficios económicos, estas instalaciones buscan establecer un ejemplo en la transición energética, apoyados en esquemas de financiamiento público o cooperación internacional.

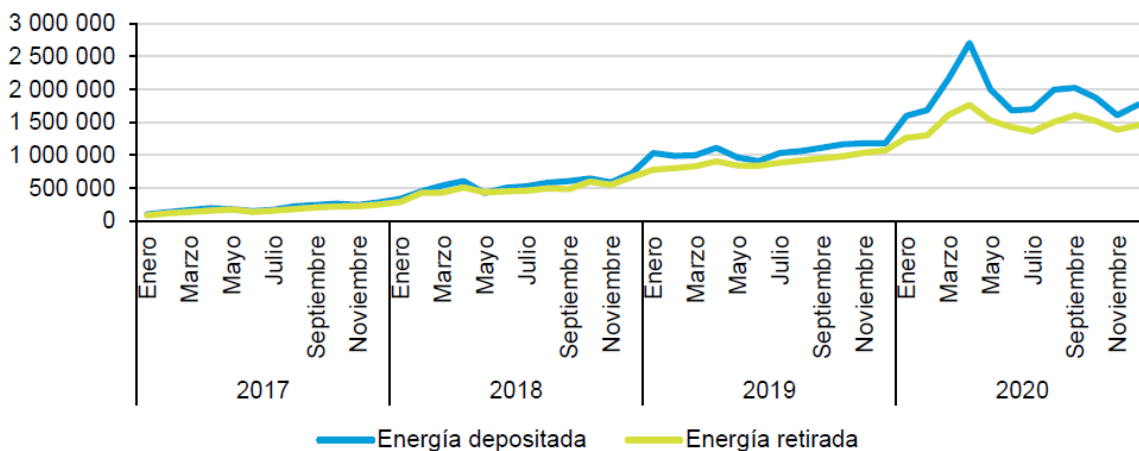
En zonas rurales y agrícolas, la generación distribuida ha sido una solución eficaz para enfrentar la limitada calidad del suministro eléctrico convencional. Fincas, cooperativas y acueductos rurales (ASADAS) han instalado sistemas fotovoltaicos para abastecer operaciones básicas como bombeo de agua, refrigeración de productos y servicios comunitarios. Estos sistemas, en ocasiones híbridos con otras fuentes como el diésel, han fortalecido la resiliencia energética local.

El sector turístico, particularmente en regiones costeras y áreas protegidas, ha encontrado en la energía solar una opción coherente con sus principios de sostenibilidad. Hoteles, eco-lodges y centros de ecoturismo utilizan sistemas fotovoltaicos, a veces con

almacenamiento, no solo para reducir sus costos, sino también como parte de su estrategia de valor ambiental frente a sus clientes.

Estos sectores han demostrado que la generación distribuida en Costa Rica no solo es técnicamente viable, sino que también representa una herramienta clave para avanzar hacia una matriz energética más democrática, resiliente y sostenible. Sin embargo, su expansión a mayor escala aún depende del fortalecimiento del marco regulatorio, de la mejora en la infraestructura de distribución, y del acceso a mecanismos de financiamiento adecuados.

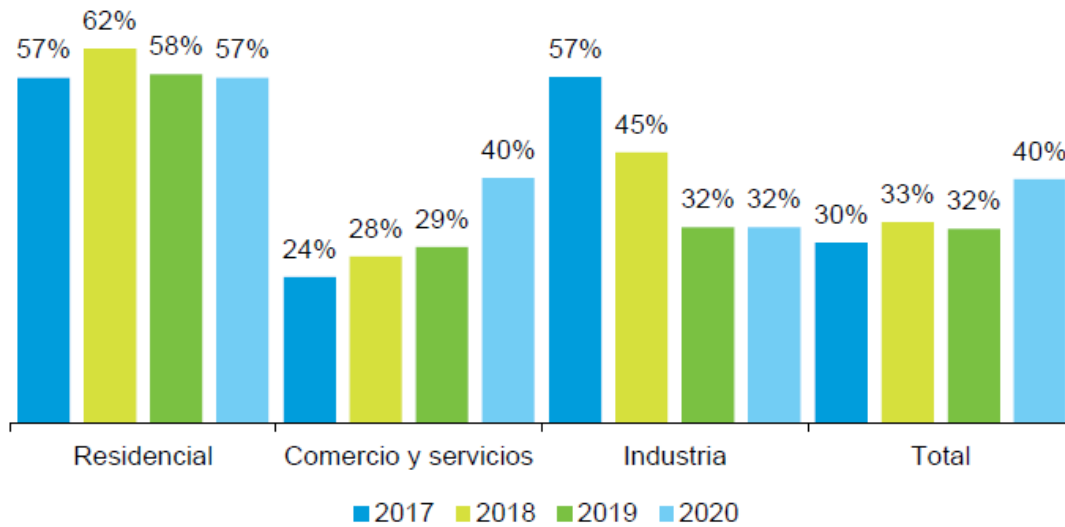
Figura 2.3.3 Cantidad de energía depositada y retirada de la red por mes y año, 2017-2020



Fuente: ARESEP, con base en los datos aportados por las empresas reguladas (2024).

La adopción de la generación distribuida fue aumentada, también lo hace el intercambio de la energía con lo depositado y lo retirado, lo que da a entender que los sistemas fotovoltaicos son diseñados para no sobregenerar energía, debido a que puede ser contraproducente para el interesado, pues llegaría a suponer una pérdida en la inversión y en el beneficio neto.

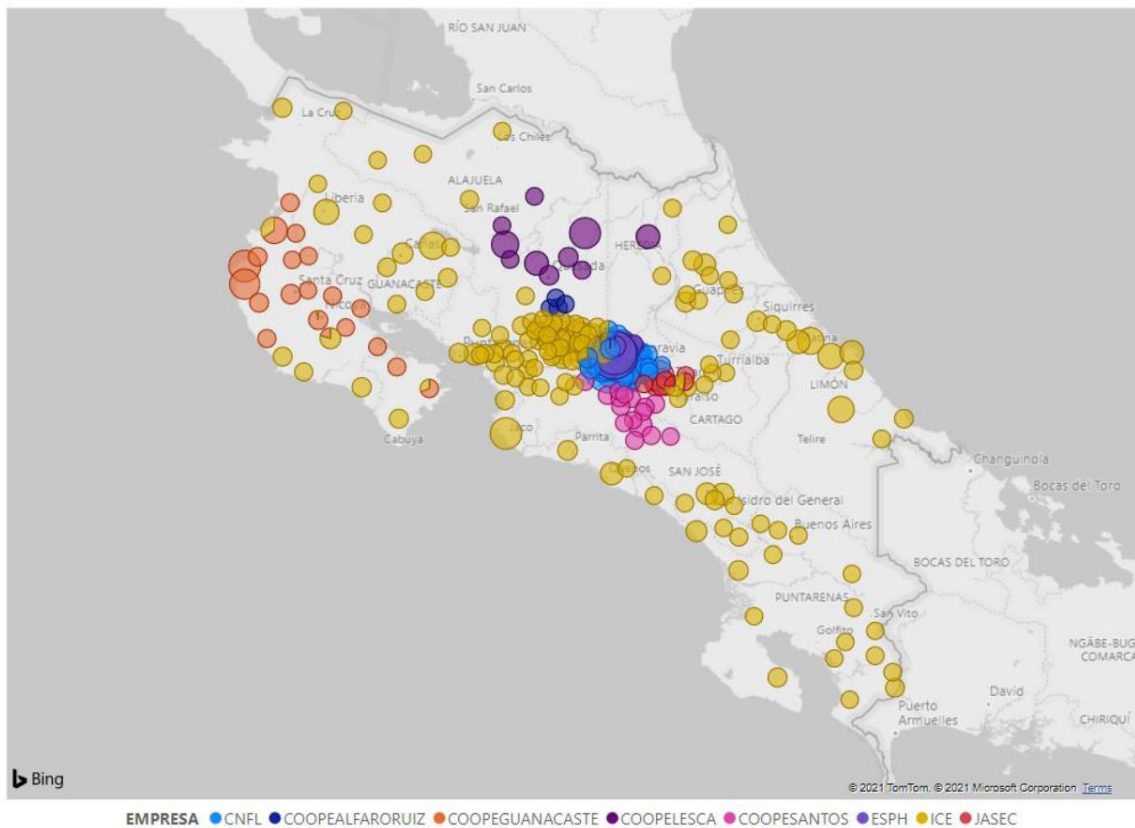
Figura 2.3.4 *Porcentaje de energía generada como parte del consumo natural por año según categoría tarifaria, 2017-2020*



Fuente: ARESEP, con base en los datos aportados por las empresas reguladas (2024).

El consumo natural, el cual representa toda la energía consumida por el generador distribuido, independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía. Al tener en cuenta esto, se puede definir que los sectores residenciales y de comercio y servicio son los que más usan la energía generada para el autoconsumo, la cual equivale a su ciclo productivo más fuerte. Sin embargo, en el sector industrial se puede notar la disminución de aporte en el autoconsumo, pues mayormente se puede deber a que los sistemas fotovoltaicos de mayor capacidad necesitan gran cantidad de espacio y mantenimiento, por lo que lo volvería inviable a largo plazo si no se planifica bien, o porque el consumo aumentó, lo cual es normal en el sector industrial.

Figura 2.3.5 *Ubicación geográfica y energía producida por los generadores distribuidos agregada por distrito según empresa distribuidora, diciembre 2020*



Fuente: ARESEP, con base en los datos aportados por las empresas reguladas (2024).

2.4 Principios físicos y eléctricos

2.4.1 Energía Solar

La energía solar es una forma de energía renovable que utiliza tecnologías para convertir la luz del sol en otras formas de energía, como calor y electricidad, ya sea de modo directo o indirecto. Según el texto, "la energía solar es limpia, gratuita y segura. Es una fuente de energía inagotable, sin límites geográficos" (Zhuge, 2018).

Esta fuente energética ha cobrado un papel importante en la vida moderna, impulsando desde aviones hasta sistemas de calefacción y generación eléctrica, sin necesidad de combustibles fósiles. El texto resalta que "la energía solar se ha convertido en parte de nuestra vida cotidiana en todo el mundo", integrándose progresivamente a distintos sectores productivos y domésticos.

2.4.2 Energía Fotovoltaica

La energía fotovoltaica es definida por Zhuge (2018) como "el proceso de convertir la luz solar aprovechable en electricidad utilizable para el consumo". Esta transformación se realiza a través de dispositivos llamados células solares, los cuales aprovechan el efecto fotovoltaico para producir corriente eléctrica directamente a partir de la luz.

Existen diferentes tipos de células solares, como las de silicio cristalino, silicio amorfo, películas delgadas, CIGS (cobre-indio-galio-selenio), CdTe (telururo de cadmio) y arseniuro de galio. Sin embargo, "el silicio cristalino es el más utilizado, con la mayor eficiencia de conversión energética" (Zhuge, 2018), debido a su balance entre disponibilidad, costo y desempeño.

2.4.3 Radiación solar

La radiación solar es la fuente primaria de energía para los sistemas fotovoltaicos. Este fenómeno físico se refiere a la emisión de energía por parte del Sol, que viaja a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas, principalmente como luz visible, ultravioleta e infrarroja. La cantidad de radiación solar que llega a la superficie terrestre

depende de varios factores, como la posición del Sol, las condiciones atmosféricas y la hora del día. Es fundamental comprender la radiación solar, ya que esta energía es la que se convierte en electricidad en los sistemas fotovoltaicos mediante el efecto fotovoltaico.

La radiación solar global se puede descomponer en diferentes componentes: la radiación directa, que es la luz que llega directamente del Sol sin ser dispersada por la atmósfera; la radiación difusa, que es la luz dispersada por las partículas en la atmósfera; y la radiación reflejada, que es la que rebota en la superficie terrestre o en otras superficies. La eficiencia de los sistemas fotovoltaicos depende en gran medida de la radiación directa disponible, pero también aprovechan la radiación difusa en días nublados.

Figura 2.4.1 *Distribución de Radiación Solar*



Fuente: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/angulo-de-incidencia-e-irradiacion-solar-claves-para-generar-electricidad>

A nivel eléctrico, la radiación solar se convierte en corriente continua (CC) gracias al efecto fotovoltaico, que ocurre cuando los fotones de la luz solar impactan sobre los

materiales semiconductores de los paneles solares, como el silicio. Este impacto libera electrones de sus átomos, generando una corriente eléctrica. La cantidad de energía que puede ser convertida en electricidad depende directamente de la intensidad de la radiación solar, que a su vez está influenciada por factores como la latitud, la inclinación del panel y la orientación hacia el Sol.

El rendimiento de un sistema fotovoltaico está estrechamente relacionado con la cantidad de radiación solar que incide sobre los paneles. En regiones cercanas al ecuador, donde la radiación solar es más intensa y constante durante todo el año, los sistemas fotovoltaicos tienden a tener un rendimiento más alto. Además, la orientación e inclinación de los paneles solares debe ser cuidadosamente calculada para maximizar la captura de la radiación solar, especialmente en latitudes más altas, donde la radiación varía significativamente según la estación.

La radiación solar es el principio físico que permite la generación de energía en los sistemas fotovoltaicos, y su eficiencia depende de la intensidad de la radiación, del tipo de panel utilizado y del diseño del sistema. Comprender estos principios es fundamental para dimensionar y optimizar adecuadamente una instalación fotovoltaica, maximizando así la captación y conversión de la energía solar en electricidad.

2.4.4 Ángulos solares

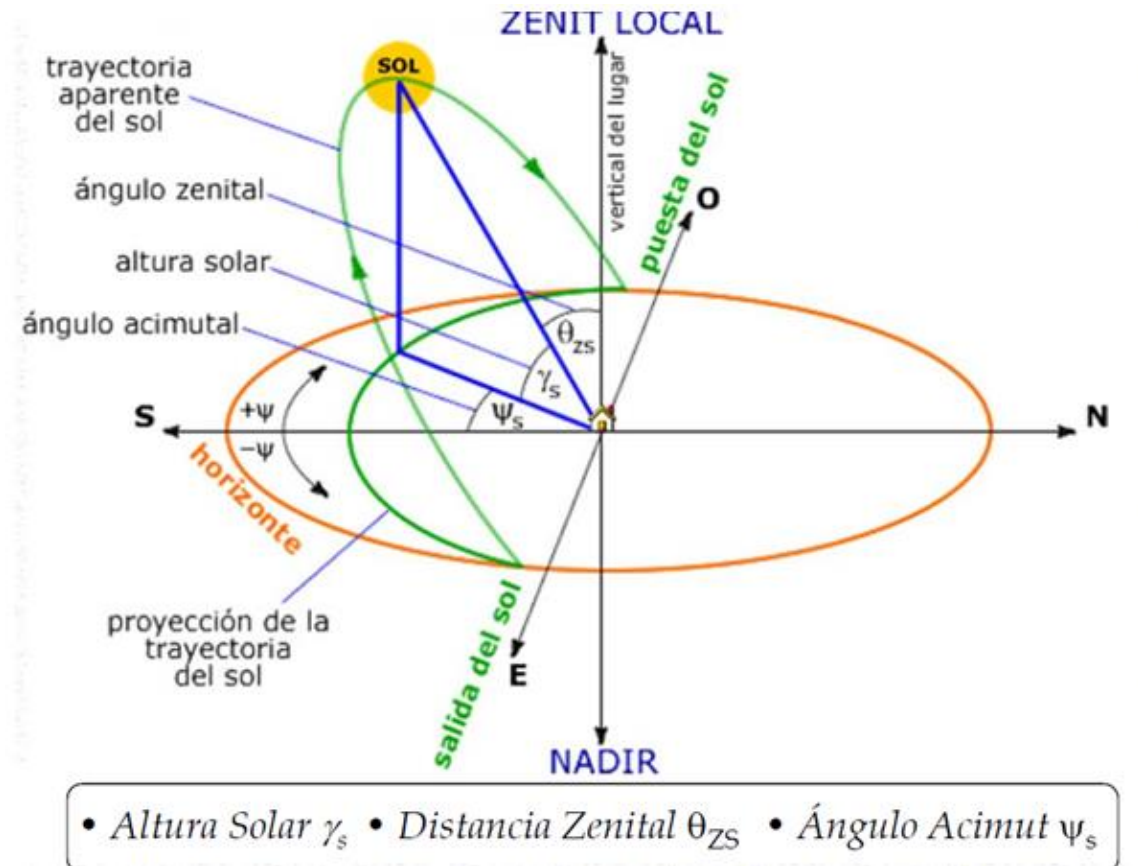
El estudio de los ángulos solares es crucial para optimizar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, ya que la cantidad de energía solar que un panel puede captar está directamente influenciada por su orientación y ángulo de inclinación respecto al Sol. Los ángulos solares son determinados por la posición del Sol en el cielo, que varía durante el día y a lo largo de las estaciones del año, debido al movimiento de la Tierra alrededor del Sol. Estos ángulos afectan significativamente la radiación solar que llega a los paneles fotovoltaicos y, por lo tanto, su capacidad para generar electricidad.

El ángulo de incidencia es el ángulo formado entre los rayos solares y la superficie del panel. Este ángulo es crítico, ya que cuanto más perpendicular sea la incidencia de los

rayos solares sobre la superficie del panel, mayor será la cantidad de radiación solar que pueda ser captada. Si el ángulo de incidencia es demasiado grande, la luz solar se dispersa sobre una mayor área, lo que reduce la cantidad de energía que llega al panel y, en consecuencia, disminuye su eficiencia.

Además, el ángulo de inclinación de los paneles solares, que se refiere al ángulo entre la superficie del panel y el suelo, influye en la eficiencia de captura de la radiación solar. Los paneles solares deben ser instalados en un ángulo óptimo que maximice la captura de radiación durante todo el año. Este ángulo óptimo depende de la latitud geográfica de la ubicación del sistema y de las estaciones del año. En general, el ángulo de inclinación óptimo puede calcularse como el ángulo de latitud más o menos 15 grados, ajustándose según la temporada: más inclinado en invierno para captar más radiación solar, y menos inclinado en verano para evitar la sobreexposición y maximizar la captación de energía.

Figura 2.4.2 Ángulos Solares Respecto a una Superficie Plana



Fuente: <http://kilowatio.net/coordenadas-solares.html>

Por otro lado, la orientación de los paneles también es un factor importante. En el hemisferio norte, los paneles solares deben orientarse hacia el sur para recibir la mayor cantidad de radiación posible, mientras que, en el hemisferio sur, la orientación debe ser hacia el norte. Sin embargo, en ciertas configuraciones, como los sistemas solares de seguimiento, los paneles pueden ajustarse automáticamente para seguir la trayectoria del Sol a lo largo del día, optimizando la captación de radiación.

El uso de seguidores solares (sistemas de seguimiento de un solo eje o doble eje) puede mejorar significativamente la eficiencia, al permitir que los paneles sigan la posición del Sol, ajustando el ángulo de inclinación y orientación en tiempo real. Estos sistemas

aumentan la captación de radiación solar, al mantener los paneles siempre orientados de manera óptima respecto al Sol.

Los ángulos solares son factores determinantes en el diseño y el rendimiento de un sistema fotovoltaico. Un ajuste adecuado en la inclinación y orientación de los paneles solares, basado en la ubicación geográfica y las condiciones climáticas, puede mejorar significativamente la eficiencia de la captura de radiación solar, maximizando así la generación de energía. La implementación de sistemas de seguimiento solar puede aún más optimizar este proceso, haciendo que los paneles fotovoltaicos sean más efectivos a lo largo del día y las estaciones.

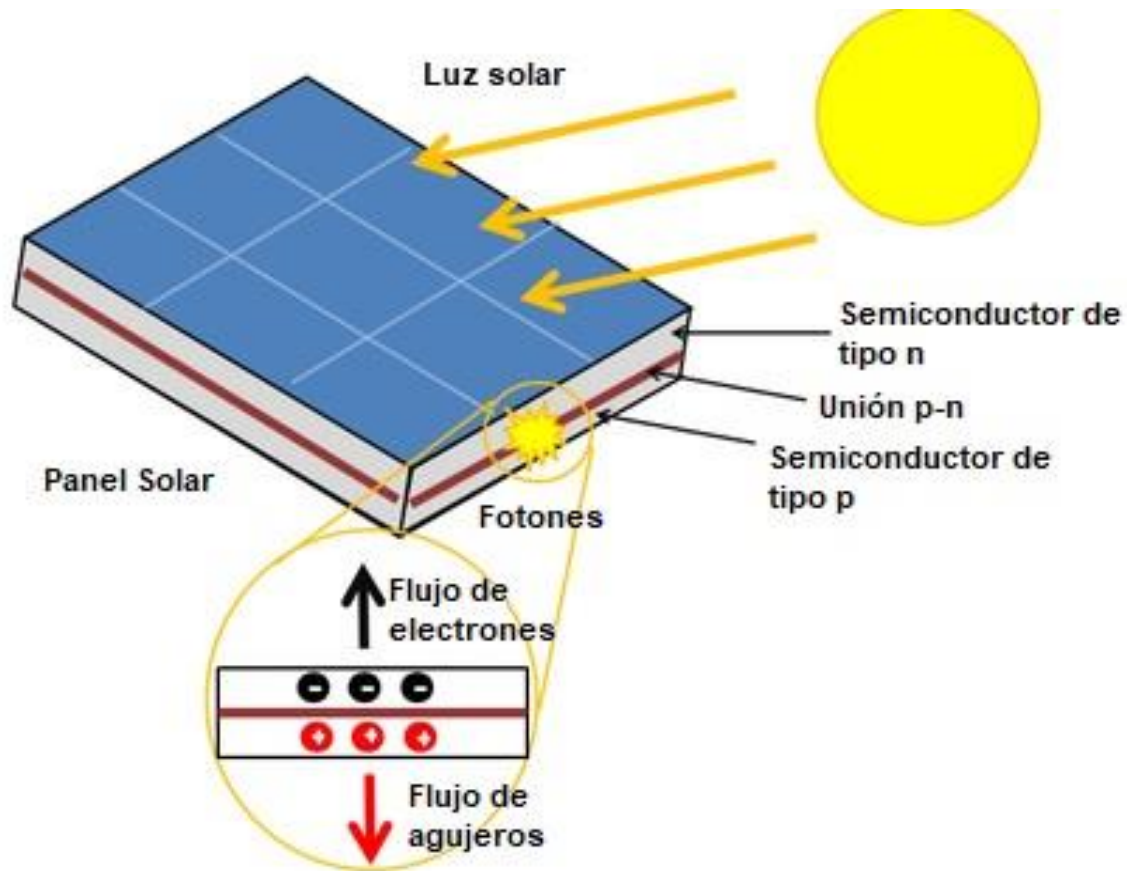
2.4.5 Transformación de radiación solar a energía eléctrica

La transformación de la radiación solar a energía eléctrica es el proceso fundamental que permite a los sistemas fotovoltaicos generar electricidad a partir de la energía solar. Este proceso se basa en el principio físico conocido como efecto fotovoltaico, un fenómeno que ocurre en los materiales semiconductores, como el silicio, cuando son expuestos a la radiación solar. A través de este proceso, los fotones de la luz solar liberan electrones dentro de los semiconductores, generando una corriente eléctrica.

Cuando la radiación solar incide sobre un panel fotovoltaico, los fotones de la luz solar transportan energía. Cuando un fotón impacta sobre el material semiconductor del panel, si tiene suficiente energía, puede liberar un electrón del átomo al que está unido, lo que provoca el movimiento de ese electrón. Este movimiento genera una corriente de electrones, creando así una corriente eléctrica en el material semiconductor.

Para que este proceso sea eficaz, los paneles fotovoltaicos están diseñados con una estructura que permite la separación de cargas eléctricas. Los paneles están formados por dos capas de material semiconductor: una capa de silicio tipo p (positiva) y una capa de silicio tipo n (negativa). La unión de estas dos capas crea un campo eléctrico interno, que permite que los electrones liberados por los fotones sean dirigidos hacia un circuito externo, lo que genera una corriente eléctrica en forma de corriente continua (CC).

Figura 2.4.3 Funcionamiento de Celda Fotovoltaica



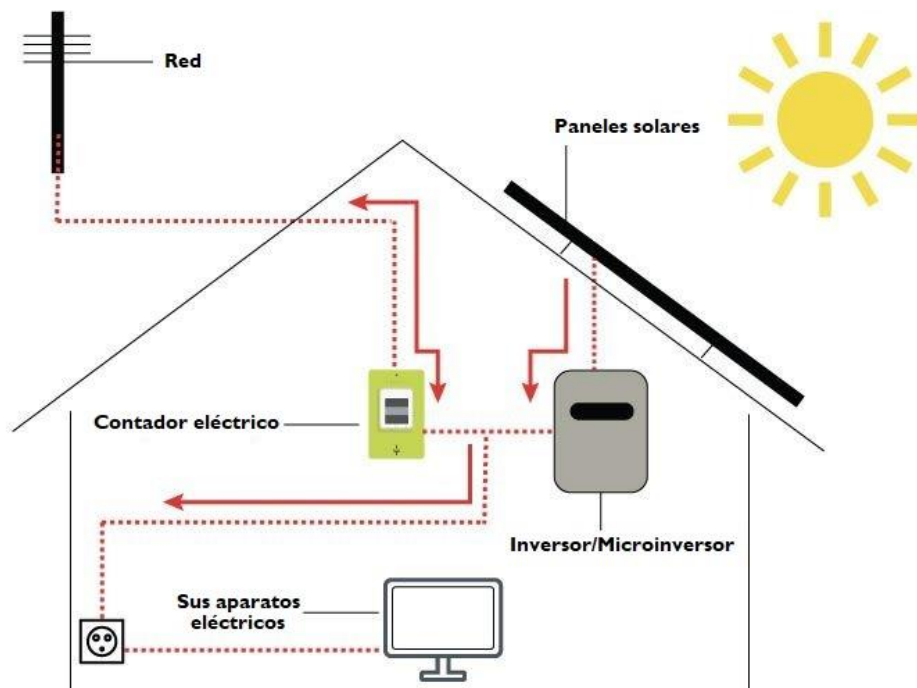
Fuente: <https://www.mikitsolar.es/blog/como-se-convierte-la-energia-solar-en-electricidad-n226>

Sin embargo, para que esta corriente continua pueda ser utilizada por los dispositivos eléctricos, generalmente se necesita un inversor para convertirla en corriente alterna (CA), que es el tipo de corriente estándar en la mayoría de las redes eléctricas y aparatos electrónicos. Los inversores se encargan de realizar esta conversión, asegurando que la energía generada por los paneles solares sea adecuada para su uso en viviendas, industrias, o incluso su inyección a la red eléctrica.

La cantidad de energía que un sistema fotovoltaico puede generar depende directamente de la intensidad de la radiación solar, que varía según la ubicación geográfica,

la época del año, la hora del día y las condiciones climáticas. A mayor radiación solar disponible, mayor será la energía convertida en electricidad. Por ello, el rendimiento de un sistema fotovoltaico está estrechamente ligado a la capacidad de los paneles para captar y convertir esa radiación en energía eléctrica, optimizando factores como la orientación, inclinación y el uso de seguidores solares para maximizar la exposición al Sol.

Figura 2.4.4 Diagrama General de Conexión de Equipos Fotovoltaicos a Sistema Eléctrico



Fuente: <https://www.mikitsolar.es/blog/como-se-convierte-la-energia-solar-en-electricidad-n226>

La transformación de la radiación solar en energía eléctrica se basa en el efecto fotovoltaico, un proceso físico que convierte la energía luminosa en energía eléctrica aprovechable. Este proceso es la base de la tecnología solar fotovoltaica, que permite la generación de electricidad limpia y renovable, siendo una alternativa sostenible a las fuentes tradicionales de energía.

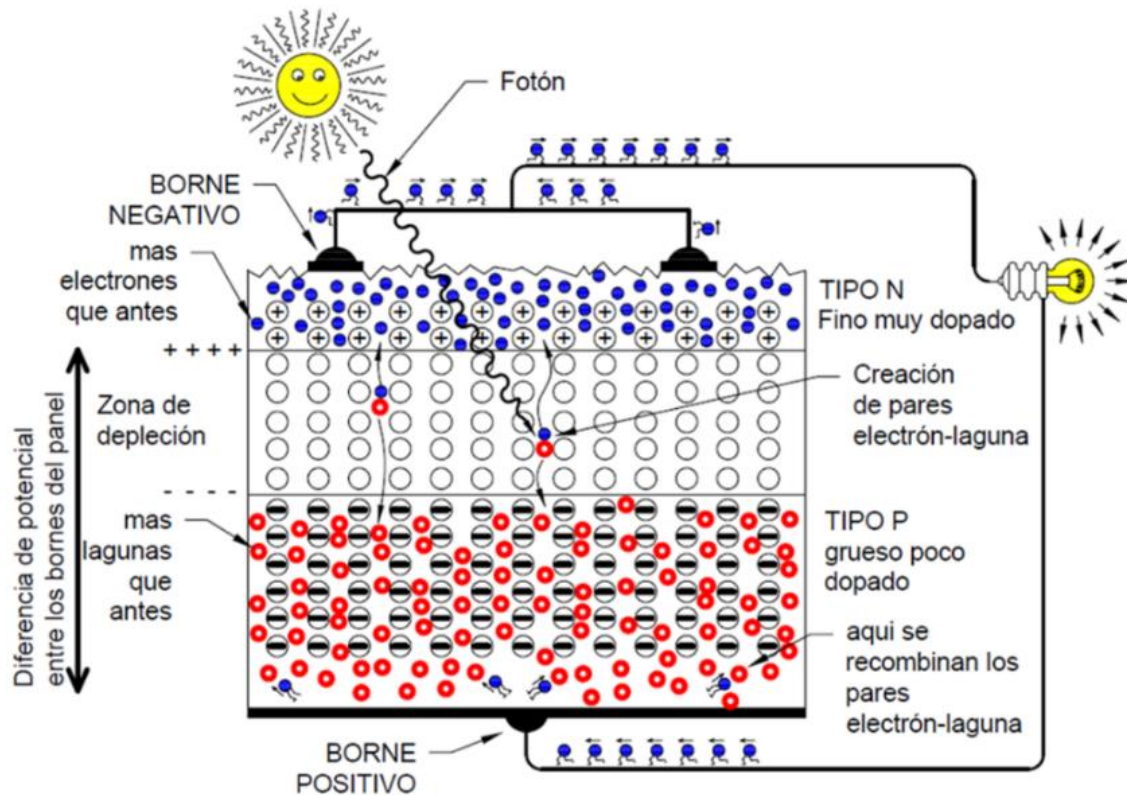
2.4.6 Funcionamiento de las celdas solares

Las celdas solares, también conocidas como celdas fotovoltaicas, son los componentes básicos de un sistema fotovoltaico, responsables de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Este proceso ocurre a través del efecto fotovoltaico, un fenómeno físico que permite que los fotones de la luz solar liberen electrones en un material semiconductor, generando una corriente eléctrica. El funcionamiento de las celdas solares depende de la capacidad de estos materiales semiconductores, generalmente silicio, para absorber la radiación solar y convertirla en electricidad.

Una celda solar está compuesta por dos capas de material semiconductor: una capa de silicio tipo p (positiva) y una capa de silicio tipo n (negativa). La interfaz entre estas dos capas forma una unión p-n, que crea un campo eléctrico. Este campo eléctrico es esencial porque dirige los electrones liberados por los fotones hacia un circuito exterior, lo que genera una corriente eléctrica. Los electrones son liberados de los átomos de silicio cuando los fotones de la luz solar impactan la celda solar y transfieren su energía a los electrones en el material.

El proceso comienza cuando los fotones de la luz solar inciden sobre la superficie de la celda solar. Si un fotón tiene suficiente energía, puede golpear un átomo del material semiconductor y liberar un electrón de su órbita. Este electrón, que ahora tiene suficiente energía para moverse, es dirigido por el campo eléctrico creado en la unión p-n hacia el lado negativo de la celda, mientras que las cargas positivas se mueven hacia el lado positivo de la celda. El movimiento de estos electrones genera una corriente de electrones, es decir, electricidad.

Figura 2.4.5 Diagrama General de Funcionamiento de Celdas Fotovoltaicas



Fuente: <https://portalsolar.com.ar/enciclopedia/energia-solar/como-funcionan-las-celdas-fotovoltaicas-optoelectronica-para-salita-de-4/>

Sin embargo, la energía generada por una sola celda solar es muy pequeña, por lo que las celdas se agrupan en módulos solares. Los módulos solares, a su vez, se combinan en paneles solares para generar cantidades mayores de electricidad. Los paneles solares están diseñados para ser eficientes y captar la mayor cantidad posible de radiación solar, y su desempeño depende de varios factores, como el ángulo de inclinación, la orientación respecto al Sol y las condiciones climáticas.

La electricidad generada por las celdas solares es corriente continua (CC), que generalmente necesita ser convertida en corriente alterna (CA) mediante un inversor, para que sea utilizada por los dispositivos eléctricos comunes o para ser inyectada a la red eléctrica.

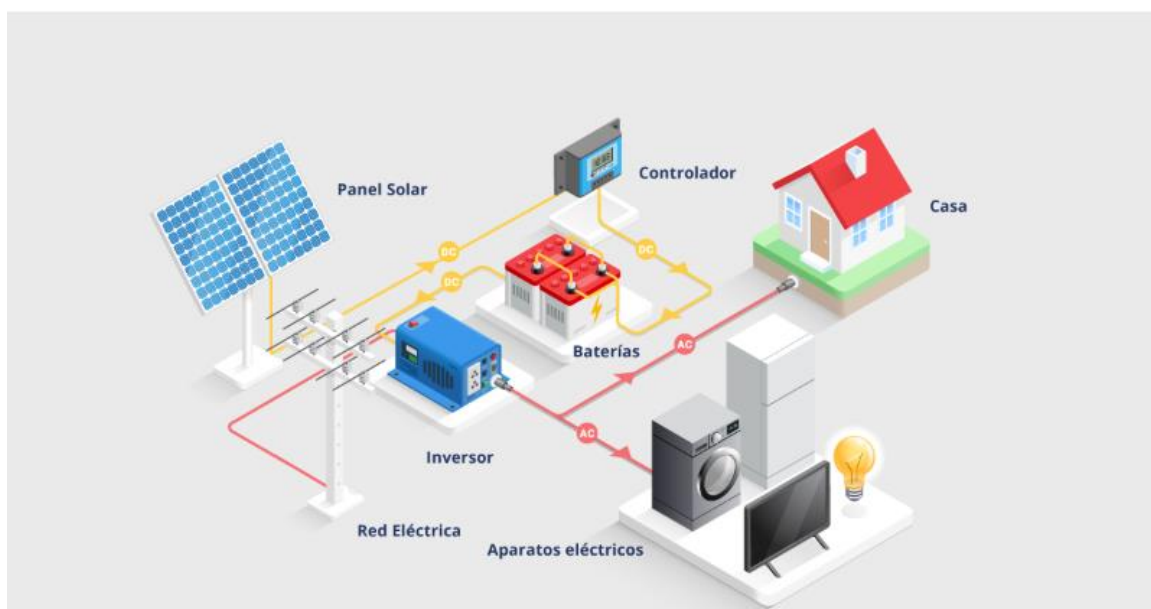
Las celdas solares funcionan al aprovechar el efecto fotovoltaico para convertir la energía de la luz solar en electricidad. A través de la interacción de la radiación solar con el material semiconductor, los fotones liberan electrones que, al moverse, generan una corriente eléctrica. Este proceso es fundamental para los sistemas fotovoltaicos, que ofrecen una fuente de energía limpia, renovable y sostenible.

2.5 Elementos Fundamentales

2.5.1 Sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es una solución tecnológica diseñada para transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica utilizable. Esta conversión se logra a través de paneles solares que aprovechan el efecto fotovoltaico, un fenómeno físico por el cual ciertos materiales, como el silicio, generan corriente eléctrica al ser expuestos a la radiación solar. Los sistemas fotovoltaicos se han convertido en una alternativa cada vez más relevante frente a las fuentes tradicionales de generación eléctrica, especialmente en contextos donde se busca reducir la dependencia de combustibles fósiles y promover el uso de energías limpias.

Figura 2.5.1 *Sistema Fotovoltaico Híbrido*



Fuente: <https://blog.hipowercr.com/que-es-y-como-funciona-un-sistema-hibrido-de-energia-solar>

La estructura básica de un sistema fotovoltaico incluye los módulos solares, un inversor que transforma la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC), y opcionalmente, un sistema de almacenamiento mediante baterías. Además, se incorporan dispositivos de monitoreo y protección para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente. Existen diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos, entre ellos los conectados a red (on-grid), los aislados (off-grid) y los híbridos, cada uno adaptado a distintas necesidades de consumo y disponibilidad de red eléctrica.

En términos funcionales, estos sistemas permiten tanto el autoconsumo como la posibilidad de almacenar energía para momentos en que la radiación solar no está disponible, como en las noches o días nublados. Su implementación no solo contribuye a la sostenibilidad ambiental, sino que también ofrece ventajas económicas a mediano y largo plazo, especialmente cuando se optimiza su dimensionamiento y se considera la integración con otras fuentes de energía.

2.5.2 Panel solar/fotovoltaico

Un panel solar fotovoltaico es el componente esencial de un sistema de generación solar, ya que permite transformar la energía luminosa del sol en electricidad utilizable. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico, un proceso mediante el cual los fotones de la luz solar generan un flujo de electrones al interactuar con materiales semiconductores. Esta conversión ocurre dentro de pequeñas celdas fotovoltaicas que, agrupadas y protegidas dentro del panel, conforman una unidad capaz de producir energía de forma limpia, silenciosa y sostenible. Los avances en esta tecnología han permitido su aplicación en una amplia variedad de entornos, desde instalaciones residenciales hasta plantas solares a gran escala, contribuyendo a la diversificación de las fuentes energéticas y a la reducción del impacto ambiental.

Figura 2.5.2 *Paneles Fotovoltaicos*



Fuente: <https://alusinsolar.com/tipos-estructuras-paneles-solares/>

Componentes de un panel solar fotovoltaico

- **Celdas fotovoltaicas:** pequeñas unidades que convierten la luz en electricidad. Un panel contiene muchas celdas conectadas en serie/paralelo.
- **Cubierta de vidrio:** protege las celdas del ambiente (lluvia, polvo, granizo).
- **Capa encapsulante:** sella y aísla las celdas, garantizando durabilidad.
- **Marco de aluminio:** proporciona rigidez estructural.
- **Caja de conexiones:** donde se conectan los cables que llevan la corriente hacia el resto del sistema.

Tipos principales

1. **Monocristalinos:** mayor eficiencia y durabilidad, color negro uniforme.
2. **Policristalinos:** menor costo, color azul moteado, ligeramente menos eficientes.
3. **De capa delgada:** más livianos y flexibles, pero con menor rendimiento.

2.5.3 Regulador de carga

El regulador de carga es un componente esencial en los sistemas fotovoltaicos que incorporan almacenamiento mediante baterías. Su función principal es controlar el flujo de energía entre los paneles solares, las baterías y, en algunos casos, los consumidores eléctricos. Este dispositivo protege las baterías de dos condiciones críticas: la sobrecarga, que ocurre cuando reciben más energía de la que pueden almacenar, y la descarga profunda, que sucede cuando se agotan por debajo de un nivel seguro, reduciendo su vida útil.

Existen diferentes tipos de reguladores, siendo los más comunes los PWM (modulación por ancho de pulso) y los MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia). Los PWM son más económicos y adecuados para sistemas pequeños, mientras que los MPPT ofrecen una mayor eficiencia, ya que ajustan continuamente la tensión de entrada para extraer la máxima energía posible de los paneles solares, especialmente útil en sistemas de mayor tamaño o en condiciones de radiación variables.

Figura 2.5.3 Controlador de Carga



Fuente: <https://solarbex.com/comprar/regulador-carga-mppt-250-100-victron-smartsolar-con-display/>

La integración adecuada del regulador de carga en el sistema garantiza un funcionamiento seguro, eficiente y prolongado de las baterías, optimizando el aprovechamiento de la energía solar. Su presencia es indispensable en entornos aislados de la red eléctrica, donde la autonomía energética depende del correcto manejo de la energía acumulada.

2.5.4 Acumuladores (baterías)

Los acumuladores eléctricos, comúnmente conocidos como baterías, son dispositivos destinados a almacenar la energía generada por los paneles solares para su uso en momentos en que la radiación solar no está disponible, como durante la noche o en días nublados. En los sistemas fotovoltaicos aislados o híbridos, las baterías cumplen un rol fundamental al asegurar la continuidad del suministro eléctrico, convirtiéndose en un elemento clave para garantizar la autonomía energética del usuario.

Las baterías utilizadas en sistemas solares pueden clasificarse en varios tipos, entre los que destacan las de plomo-ácido (selladas o abiertas), las de gel, y las más modernas de ion de litio. Las primeras son más económicas y ampliamente utilizadas en instalaciones de bajo presupuesto, aunque requieren mantenimiento y tienen una vida útil más limitada. En cambio, las baterías de litio ofrecen mayor densidad energética, ciclos de carga más prolongados, y una gestión más eficiente, aunque a un costo inicial más elevado.

Figura 2.5.4 *Batería Litio BYD*



Fuente: <https://ecofener.com/baterias-de-litio-para-sistemas-solares/1783-bateria-solar-de-litio-byd-b-box-premium-lvs-80-de-48v-y-8kwh.html>

La correcta selección y dimensionamiento del banco de baterías depende de diversos factores, como el perfil de consumo energético, la cantidad de días de autonomía requeridos, y las condiciones ambientales del lugar de instalación. Además, su funcionamiento debe estar estrechamente regulado por un controlador de carga, que previene la sobrecarga o la descarga profunda, factores que pueden deteriorar considerablemente su rendimiento.

En conjunto, los acumuladores permiten que el sistema fotovoltaico no solo funcione como fuente de energía renovable, sino que también se convierta en una solución de respaldo

energético, especialmente valiosa en contextos donde la red eléctrica es inestable o inexistente.

2.5.5 Cableado

El cableado es un elemento fundamental en cualquier sistema fotovoltaico, ya que se encarga de transportar la energía eléctrica desde los paneles solares hasta los distintos componentes del sistema, como el regulador de carga, el inversor, las baterías y finalmente los consumos. Aunque muchas veces se le presta menos atención que a otros elementos visibles, un cableado adecuado es determinante para garantizar la seguridad, eficiencia y durabilidad de la instalación.

En términos técnicos, el cableado debe estar dimensionado en función de la tensión, la corriente y la distancia de cada tramo del sistema. Un cable con sección insuficiente puede provocar pérdidas energéticas significativas, sobrecalentamientos e incluso riesgos de incendio. Por ello, la correcta selección del tipo de conductor, normalmente de cobre estañado para instalaciones solares, así como de su sección transversal y aislamiento térmico y UV, es clave para una operación segura, especialmente en ambientes exteriores o expuestos a condiciones climáticas adversas.

Figura 2.5.5 *Cable Fotovoltaico*



Fuente: <https://bricoelige.com/blog/cable-solar-instalacion-fotovoltaica/>

Además, el cableado en sistemas fotovoltaicos se clasifica comúnmente en dos grandes secciones: corriente continua (DC) y corriente alterna (AC). El primero conecta los paneles con el regulador de carga y/o inversor, y requiere cables con protección especial ante altas temperaturas y radiación solar. El segundo se utiliza desde la salida del inversor hacia los dispositivos de consumo o el sistema eléctrico interno de la edificación, y puede regirse por normativas similares a las instalaciones eléctricas convencionales, aunque también exige protecciones adecuadas.

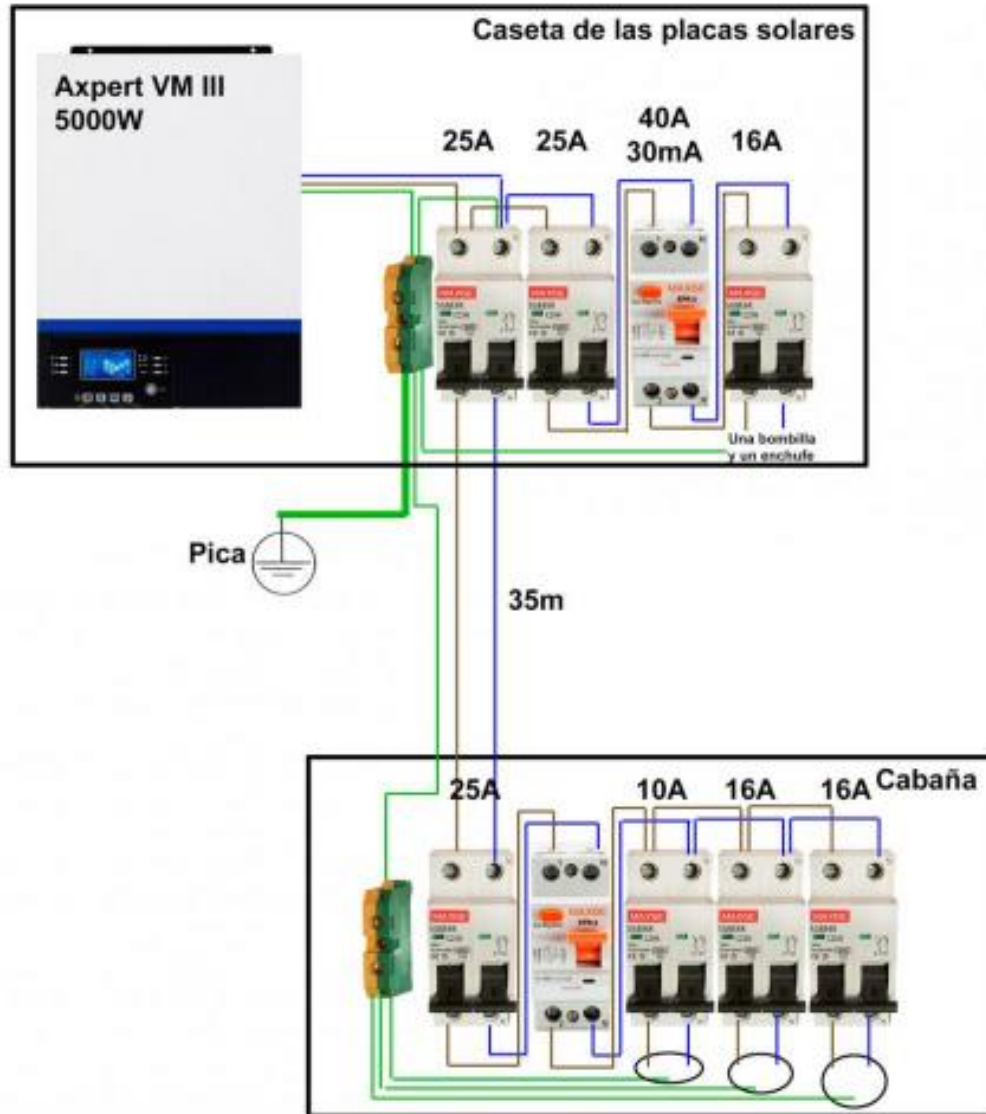
El diseño y ejecución del cableado no solo afecta la eficiencia energética del sistema, sino que también representa un aspecto clave en cuanto a la seguridad eléctrica y las normativas aplicables. Un cableado mal dimensionado o instalado puede comprometer toda la operación del sistema, mientras que una instalación bien diseñada asegura un funcionamiento confiable y eficiente durante toda la vida útil del proyecto fotovoltaico.

2.5.6 Protecciones

Las protecciones eléctricas en un sistema fotovoltaico desempeñan un papel esencial en la seguridad, confiabilidad y durabilidad de la instalación. Estos dispositivos están diseñados para prevenir daños a los equipos, evitar riesgos eléctricos para las personas, y garantizar el cumplimiento de las normativas técnicas vigentes. En un entorno donde se manejan corrientes continuas (DC) y alternas (AC), así como variaciones en la radiación solar, las protecciones adquieren una importancia crítica.

Entre los elementos más comunes se encuentran los fusibles, los interruptores termomagnéticos, los interruptores diferenciales, y los protectores contra sobretensiones (SPD). En el lado de corriente continua (DC), que conecta los paneles con el regulador o inversor, se utilizan fusibles o disyuntores especiales que soportan altas tensiones y corrientes constantes. Estos elementos actúan al detectar cortocircuitos o sobrecorrientes, evitando así daños en los paneles o incendios por sobrecalentamiento del cableado.

Figura 2.5.6 Protecciones de Sistemas Fotovoltaicos



Fuente: <https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-aislados-la-red/45701-calculo-protecciones.html>

En el lado de corriente alterna (AC), se incorporan protecciones similares a las de una instalación eléctrica convencional, como interruptores automáticos, diferenciales y protecciones contra sobretensión transitoria (por ejemplo, causadas por rayos o fluctuaciones

en la red eléctrica). Estas protecciones resguardan al inversor, a los consumos conectados, y a las personas que interactúan con el sistema.

Adicionalmente, muchos sistemas incluyen **seccionadores** para permitir el aislamiento seguro de partes del sistema durante tareas de mantenimiento, y **sistemas de puesta a tierra**, fundamentales para disipar corrientes de falla y evitar descargas eléctricas. La correcta elección e instalación de estos dispositivos debe responder al dimensionamiento del sistema, las características técnicas de los componentes y el entorno físico donde se ubica la instalación.

Por consiguiente, un sistema fotovoltaico sin protecciones adecuadas no solo compromete su integridad técnica, sino que representa un peligro potencial para los usuarios y las instalaciones. Por tanto, la implementación de protecciones correctamente dimensionadas y ubicadas es un requisito indispensable para cualquier proyecto solar seguro y conforme a las normativas nacionales e internacionales.

2.5.7 Sistema de monitoreo

El sistema de monitoreo en una instalación fotovoltaica cumple la función de supervisar, en tiempo real, el rendimiento del sistema y registrar datos relevantes para el análisis técnico y operativo. A medida que los sistemas solares se vuelven más complejos y críticos para el abastecimiento energético, contar con herramientas que permitan visualizar, registrar y diagnosticar su comportamiento se ha vuelto indispensable para garantizar la eficiencia, la confiabilidad y la toma de decisiones informadas.

Estos sistemas permiten al usuario o al operador técnico verificar la producción de energía, el estado de los inversores, el nivel de carga de las baterías, la tensión en los distintos puntos del sistema y detectar posibles anomalías como fallos de conexión, disminución del rendimiento por sombreado, suciedad o fallas técnicas. Los datos recolectados pueden visualizarse a través de interfaces locales (pantallas en el propio inversor o controlador), o bien en plataformas remotas accesibles desde aplicaciones móviles o portales web, gracias al uso de tecnologías como WiFi, Ethernet, GSM o LoRa.

Figura 2.5.7 Sistema de Monitoreo



Fuente: <https://enertik.com/cl/tienda/inversores/inversores-cargadores/accesorios-para-inversores-cargadores/sistema-de-monitoreo-con-pantalla-integrada-victron-ekrano-gx/>

El monitoreo es especialmente valioso en instalaciones de mayor escala o en proyectos donde se requiere evaluar el retorno de inversión (ROI), ya que permite detectar pérdidas de energía antes de que se traduzcan en pérdidas económicas. Además, algunos sistemas de monitoreo permiten establecer alarmas automáticas ante desviaciones de los parámetros normales, facilitando un mantenimiento predictivo en lugar de correctivo, lo que contribuye a prolongar la vida útil de los componentes.

En proyectos con baterías, el monitoreo también es crucial para evitar descargas profundas o sobrecargas, optimizando los ciclos de carga y descarga. Por su parte, en sistemas conectados a red, permite comparar la energía consumida, generada e inyectada, facilitando el análisis energético integral.

El sistema de monitoreo se convierte en una herramienta estratégica que no solo mejora el rendimiento técnico del sistema fotovoltaico, sino que también agrega valor económico y operativo, brindando al usuario una visión completa y en tiempo real del comportamiento energético de su instalación.

2.5.8 Inversor Solar

Un inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función principal es convertir la corriente continua (DC), proveniente de fuentes como paneles solares fotovoltaicos o bancos de baterías, en corriente alterna (AC), que es el tipo de electricidad utilizada comúnmente en la mayoría de los equipos eléctricos y sistemas de distribución comercial e industrial. Esta conversión es esencial para la integración de sistemas de generación distribuida con la red eléctrica convencional, o para el abastecimiento de cargas internas en instalaciones aisladas.

En el contexto de los sistemas fotovoltaicos, el inversor no solo transforma la energía eléctrica, sino que también cumple funciones adicionales clave, como el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), para optimizar la captación energética de los módulos solares, la sincronización con la red eléctrica, la protección contra sobrecargas y fallos eléctricos, así como la gestión del flujo energético en sistemas híbridos con baterías o generadores auxiliares.

Figura 2.5.8 *Inversor Solar Fronius*



Fuente: <https://heliplast.cl/product/inversor-monofasico-fronius-primos-3-0-1-full/>

Existen diversos tipos de inversores según su aplicación y configuración, entre ellos los inversores centrales, los inversores string, los microinversores, y los inversores híbridos, estos últimos diseñados para gestionar simultáneamente la energía proveniente de paneles solares, bancos de baterías y la red pública. La selección del tipo de inversor adecuado depende de factores como la potencia requerida, el diseño del sistema, el grado de autonomía deseado y las condiciones de operación del sitio.

Además de su función principal de conversión, los inversores modernos cumplen otras tareas críticas dentro del sistema, como el monitoreo del rendimiento, la gestión de la energía y la protección contra fallos eléctricos. En sistemas conectados a la red (on-grid), permiten sincronizar la electricidad generada con la red pública, facilitando la inyección de

excedentes. En sistemas aislados (off-grid) o híbridos, los inversores también gestionan la interacción entre los paneles solares, las baterías y los consumos, garantizando un suministro estable.

Existen varios tipos de inversores según su aplicación y diseño. Los inversores de onda senoidal pura ofrecen una salida de alta calidad, adecuada para equipos sensibles, mientras que los inversores de onda modificada tienen un costo menor, pero pueden generar interferencias o dañar algunos dispositivos. También se distinguen entre inversores centrales, microinversores (uno por panel) e inversores híbridos, que combinan funciones de gestión de carga, batería y conexión a red en un solo dispositivo.

El inversor actúa como el "cerebro" del sistema fotovoltaico, asegurando que la energía solar pueda aprovecharse de forma eficiente, segura y adaptable a las necesidades del usuario. Su correcta selección, configuración y ubicación resultan determinantes para el rendimiento general del sistema.

2.6 Tecnologías

2.6.1 AC-Coupling

El término AC-coupling, o acoplamiento en corriente alterna, hace referencia a una arquitectura de interconexión en sistemas fotovoltaicos con almacenamiento energético, en la cual los distintos componentes, tales como los módulos solares, los inversores y las baterías, están conectados entre sí a través de un bus de corriente alterna (AC). A diferencia de los sistemas con acoplamiento en corriente continua (DC-coupling), en los que la generación y el almacenamiento comparten un mismo enlace en DC antes de la conversión, el AC-coupling implica la utilización de múltiples inversores, cada uno con funciones específicas.

En un sistema típico de AC-coupling, los paneles solares están conectados a un inversor fotovoltaico convencional, cuya función principal es convertir la energía en corriente continua generada por los módulos en corriente alterna, para su uso inmediato o inyección a la red eléctrica. Paralelamente, un segundo dispositivo denominado inversor-

cargador o inversor de baterías se encarga de gestionar el sistema de almacenamiento. Este equipo convierte la energía alterna disponible en corriente continua para cargar las baterías, y realiza el proceso inverso cuando se requiere suministrar energía desde el banco de baterías a las cargas de la instalación.

El enfoque AC-coupling presenta varias ventajas técnicas y operativas. Entre ellas destaca su flexibilidad para la expansión modular, lo que permite añadir un sistema de almacenamiento a una instalación fotovoltaica preexistente, sin necesidad de modificar el inversor solar ya instalado. Además, resulta una solución eficaz para aplicaciones donde se busca garantizar continuidad eléctrica durante cortes de energía, ya que permite la implementación de sistemas de respaldo con una integración relativamente sencilla.

No obstante, es importante considerar que este tipo de configuración conlleva mayores conversiones energéticas, lo que puede generar ligeras pérdidas de eficiencia en comparación con sistemas DC-coupling. Asimismo, requiere una sincronización precisa entre los inversores para asegurar una operación estable y segura, especialmente en modos de funcionamiento fuera de la red (off-grid).

El AC-coupling representa una estrategia robusta y adaptable para la integración de almacenamiento energético en sistemas fotovoltaicos, particularmente adecuada en contextos donde se desea incrementar la autonomía energética o reutilizar equipamiento existente, todo ello manteniendo la compatibilidad con la red eléctrica convencional.

2.6.2 Frequency shifting

El frequency shifting es un método de control utilizado, principalmente, en sistemas con acoplamiento en corriente alterna (AC-coupling), para gestionar el flujo de energía entre los inversores solares y el sistema de almacenamiento. En estos sistemas, durante condiciones de operación fuera de la red (island mode), el inversor-cargador, responsable del banco de baterías, asume el control del bus AC y actúa como fuente de referencia para la frecuencia de operación.

Cuando las baterías están próximas a alcanzar su estado de carga máximo, y no es posible almacenar más energía, el inversor de baterías comienza a modificar ligeramente la frecuencia de la señal AC (por ejemplo, aumentándola de 60 Hz a 60.5 Hz). Este cambio es interpretado por los inversores solares como una señal de reducción de potencia, pues muchos inversores fotovoltaicos están programados para disminuir su salida cuando detectan una desviación de la frecuencia nominal, como mecanismo de protección del sistema.

De esta manera, el frequency shifting permite una coordinación pasiva entre inversores sin necesidad de comunicación directa por cable entre ellos. Esta estrategia es altamente útil en sistemas híbridos, ya que evita la sobrecarga de las baterías, garantiza la estabilidad de la red interna aislada y permite operar de forma segura y autónoma cuando la red pública está fuera de servicio.

3 CAPÍTULO III. OBJETIVO ESPECÍFICO 1: EVALUAR LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS Y LOS PATRONES DE CONSUMO DE LOS USUARIOS FINALES, PARA EL DIMENSIONAMIENTO ADECUADO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y GENERACIÓN FOTOVOLTAICO, UTILIZANDO EXTRAÍDOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y ANÁLISIS DE LOS MISMOS

3.1 Necesidades del sistema

Se requiere un sistema que funcione principalmente durante la desconexión de la red eléctrica, permitiendo el autoconsumo de la energía fotovoltaica y el aprovechamiento de la energía previamente almacenada en baterías de litio mediante generación solar, de forma que las funciones de la empresa no se vean interrumpidas.

Además, cuando la energía solar sea suficiente para cubrir la demanda energética de la empresa, el sistema debe recargar las baterías. En caso de que la producción solar disminuya, la energía almacenada debe liberarse para su consumo.

Asimismo, cuando la red eléctrica esté disponible, la producción solar exceda la demanda de la empresa y las baterías se encuentren completamente cargadas, el excedente de energía debe poder inyectarse a la red.

Este funcionamiento solo puede lograrse mediante un sistema fotovoltaico conectado a la red en modo microrred con sistema de almacenamiento de energía (ESS). Uno de los fabricantes que ofrece soluciones compatibles con estos requerimientos es Victron Energy ®, cuyos cargadores/inversores permiten gestionar los distintos componentes del sistema, tanto en condiciones conectadas como desconectadas de la red, y con integración de baterías.

Victron Energy ®, además, trabaja en conjunto con otras marcas para garantizar mayor compatibilidad y versatilidad en sus sistemas, siendo Fronius uno de sus principales aliados. Los inversores Fronius son ampliamente reconocidos por su capacidad de integración eficiente con equipos Victron Energy ®, permitiendo así un funcionamiento coordinado y fiable.

Por otro lado, se contempla el uso de baterías de litio de la marca BYD ®, reconocida por su amplia presencia en el mercado fotovoltaico. Estas baterías ofrecen características atractivas en relación con su precio, y cuentan con compatibilidad comprobada con los sistemas Victron Energy ®.

En conclusión, para el desarrollo de este proyecto se emplearán principalmente equipos de las marcas Victron Energy ®, Fronius ® y BYD ®, los cuales garantizan un sistema robusto, versátil y adaptado a las necesidades de operación continua, tanto dentro como fuera de la red eléctrica convencional.

3.2 Sistema Actual

El sistema fotovoltaico actual de la empresa se divide en tres subsistemas:

Tabla 3.2.1 *Subsistema Fotovoltaico Fronius*

Subsistema 1		
Componente	Cantidad	Potencia
FRONIUS PRIMO 7.6-2-240V	1	7,6 kW
Ja Solar JAP6(K)-72 320Wp 4BB.	24 (12/String)	7,68 kW

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.2.2 *Subsistema Fotovoltaico Enphase*

Subsistema 2		
Componente	Cantidad	Especificaciones
ENPHASE 240V, IQ6PLUS-72-2-US	24	7,8 kW
Ja Solar JAP6(K)-72 320Wp 4BB.	24 (12/String)	7,68 kW

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.2.3 *Subsistema Fotovoltaico Hoymiles*

Subsistema 3		
Componente	Cantidad	Especificaciones
Hoymiles HMS-1800-4T	6	10,8 kW
Ja Solar JAM72S30-545/MR (1000V)	24 (4/micro)	13,08 kW

Fuente: Elaboración propia.

De los subsistemas existentes, tanto el Subsistema 1 como el Subsistema 2 se encuentran en operación desde diciembre de 2018 hasta la fecha. Ambos presentan una relación de potencia fotovoltaica de 1:1 (AC:DC).

El Subsistema 1 está compuesto por un único inversor al que se conectan dos cadenas de 12 paneles en serie, cada uno con una potencia de 320 W.

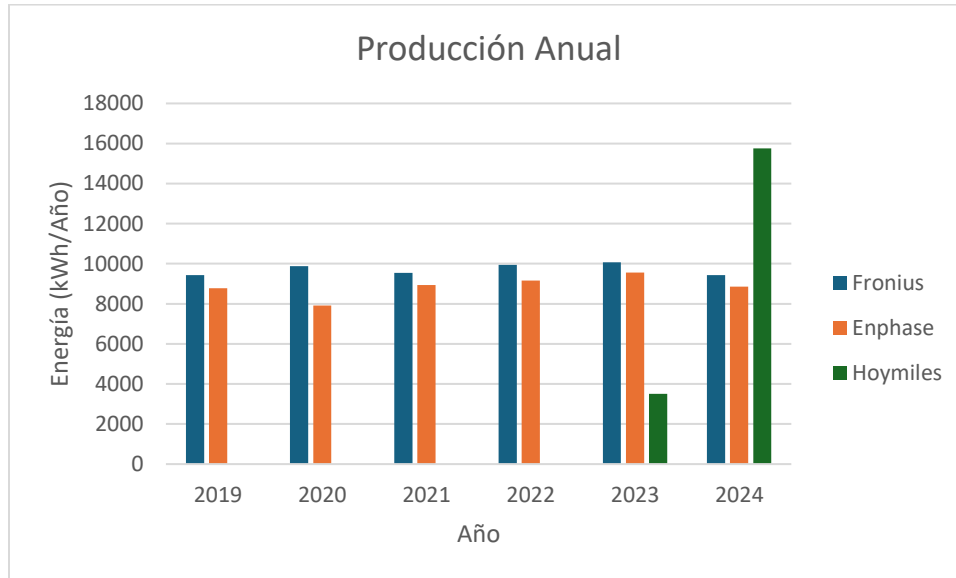
El Subsistema 2, por su parte, está conformado por 24 microinversores, cada uno conectado individualmente a un panel fotovoltaico de 320 W.

En cuanto al Subsistema 3, es el más reciente y se encuentra en operación desde agosto de 2023. Está compuesto por seis microinversores, cada uno de los cuales gestiona cuatro paneles de 545 W, conectados a entradas MPPT individuales.

3.3 Producción de energía

Como se muestra en la figura, la producción anual de los inversores no presenta variaciones significativas en los sistemas Fronius ® y Enphase ®, lo que indica un comportamiento estable a lo largo del tiempo. En el caso del sistema Hoymiles ®, al ser el más reciente, únicamente se dispone de un registro completo correspondiente al año 2024.

Figura 3.3.1 *Producción Anual de Inversores*

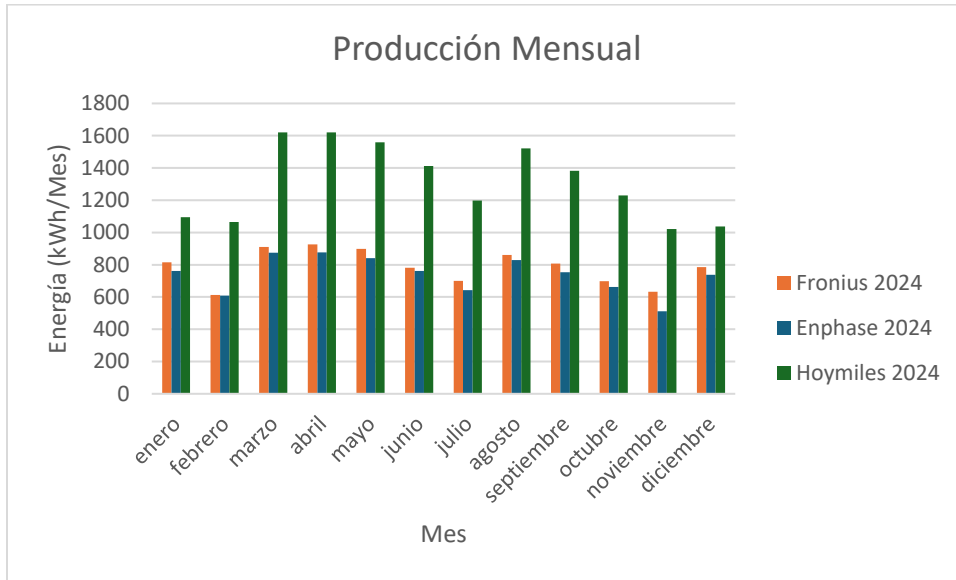


Fuente: Elaboración propia.

Las mediciones mensuales son fundamentales, ya que permiten analizar en detalle el comportamiento del sistema fotovoltaico a lo largo del año. A través de ellas, es posible identificar los meses en los que se obtiene una mayor generación de energía, en función de la variabilidad climática del sitio, así como detectar posibles problemas de rendimiento en los subsistemas.

En este caso particular, se observa que las variaciones en la producción presentan un patrón recurrente entre los subsistemas. Los meses de marzo y abril muestran los picos más altos de generación, seguidos por agosto. Por el contrario, los meses de febrero, julio y noviembre registran los niveles más bajos de producción. Este comportamiento sugiere un patrón ondulatorio anual, con alternancia de máximos y mínimos en la generación de energía fotovoltaica.

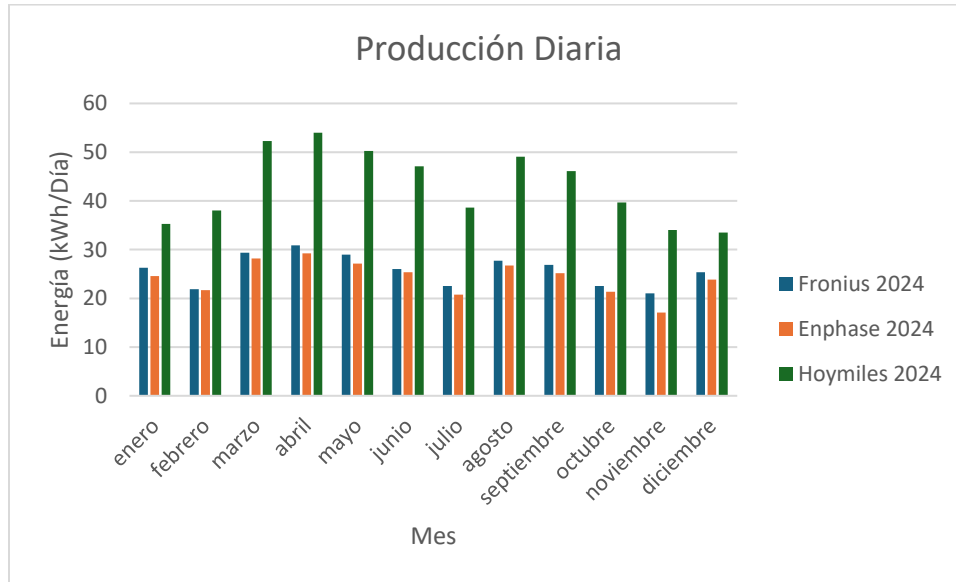
Figura 3.3.2 Producción Mensual en 2024 de Inversores



Fuente: Elaboración propia.

El análisis de la producción diaria permite evaluar cuánta energía es aprovechada por el sistema fotovoltaico en operación, al compararla con la demanda diaria de la empresa. Esta comparación facilita la cuantificación de la energía no aprovechada, lo que a su vez permite identificar oportunidades de mejora en la gestión del consumo o en la configuración del sistema.

Figura 3.3.3 Producción Diaria en 2024 de Inversores

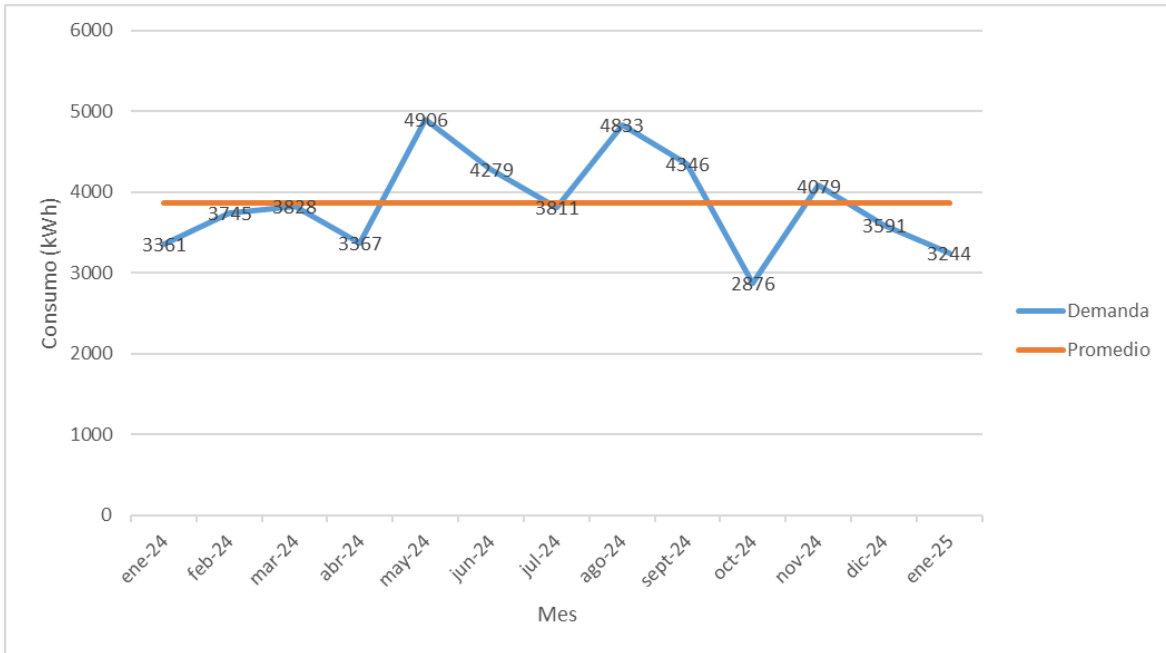


Fuente: Elaboración propia.

3.4 Demanda del sistema

Para el dimensionamiento del nuevo sistema fotovoltaico, se realiza un reconocimiento de las necesidades energéticas de la empresa. De forma preliminar, se toma como referencia la energía registrada en las facturas eléctricas, la cual proporciona un perfil general del consumo del edificio. Esta información no solo permite establecer una estimación inicial del requerimiento energético, sino que también ayuda a identificar tendencias en los perfiles de carga, lo cual es útil para proyectar el comportamiento de la demanda en los próximos años.

Figura 3.4.1 Facturación de Consumo 2024



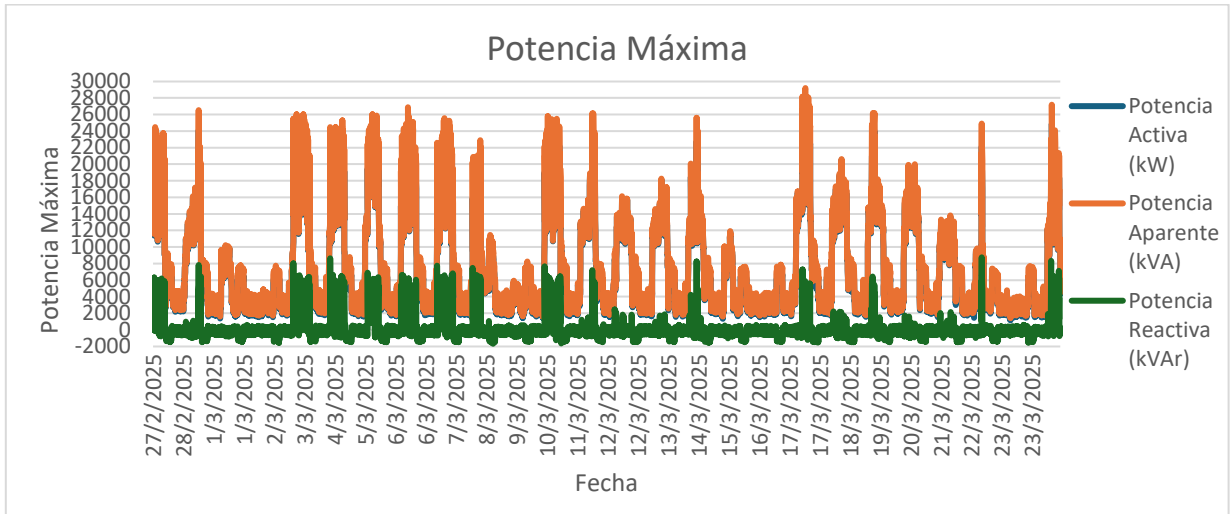
Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, mediante el uso de instrumentos de medición de energía, como el analizador FLUKE ® 430- II Series, es posible obtener un análisis más detallado de la demanda eléctrica, identificando los consumos específicos y los picos durante las horas de mayor carga.

La potencia máxima medida por el equipo se basa en las dos líneas de 120 V (fases A y B) correspondientes a un sistema monofásico de 240 V con fase dividida (split-phase). Esta información será considerada en el análisis del sistema, especialmente para identificar puntos críticos de consumo.

Las mediciones se realizaron durante el período comprendido entre el 27 de febrero y el 24 de marzo de 2025.

Figura 3.4.2 Medición de Potencia Máxima

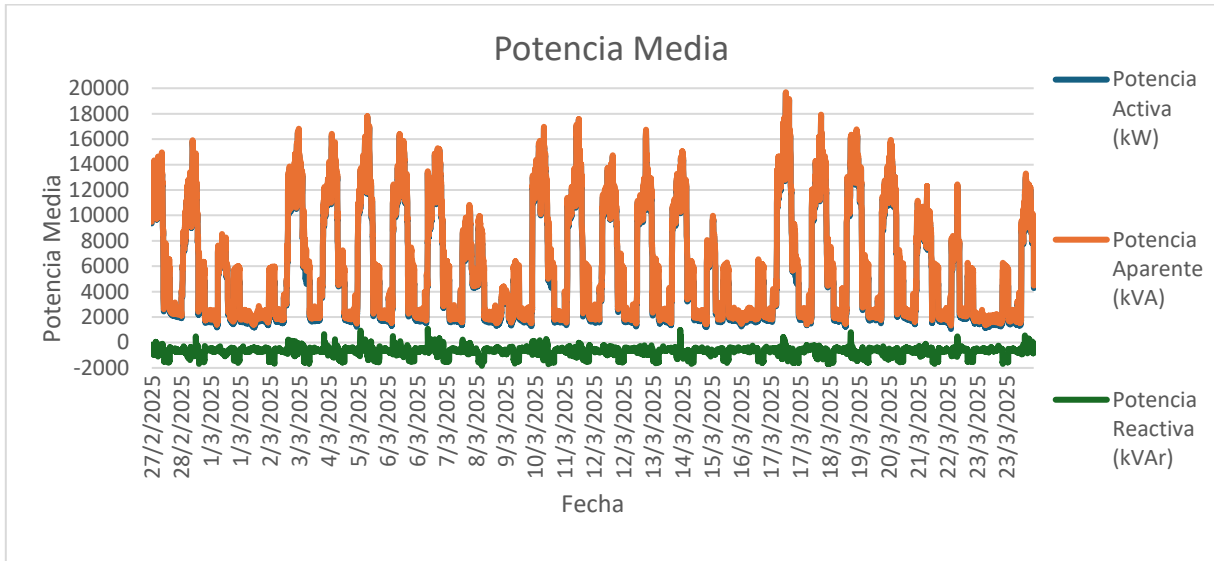


Fuente: Elaboración propia.

La potencia media representa el nivel de operación más frecuente del sistema a lo largo del día, por lo que se utilizará como base para dimensionar la energía diaria requerida, especialmente en lo que respecta al sistema de almacenamiento en baterías.

Por otro lado, la potencia máxima reviste especial importancia, ya que permite evaluar si el sistema fotovoltaico y sus componentes, particularmente el inversor y el banco de baterías, están dimensionados para soportar los picos de demanda sin comprometer la continuidad del suministro.

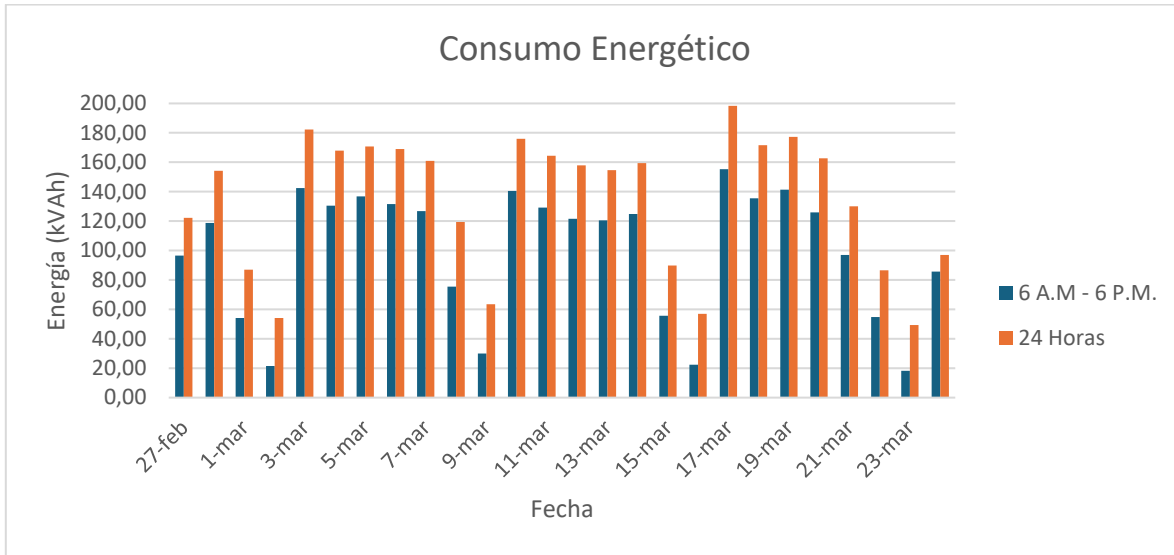
Figura 3.4.3 Medición de Potencia Media



Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, segmentar la demanda según el horario laboral, en este caso de 6:00 a.m. a 6:00 p.m., permite determinar la proporción de energía diaria requerida durante el período de mayor actividad. Se ha identificado que, de lunes a viernes, aproximadamente el 80% del consumo diario ocurre dentro de esta franja horaria. Por esta razón, el sistema fotovoltaico será dimensionado para cubrir, como mínimo, este valor promedio de demanda energética durante las horas laborales.

Figura 3.4.4 Consumo Energético Promedio Seccionado



Fuente: Elaboración propia.

Con base en los valores obtenidos de la gráfica de consumo energético, Figura 3.4.4, se llega a la siguiente conclusión:

- El consumo energético promedio de lunes a viernes para las 24 horas es de 166,12 kVAh.
- El consumo promedio en la franja horaria de 6:00 a.m. a 6:00 p.m. durante lunes a viernes es de 129,97 kVAh.
- Al considerar el consumo de sábados y domingos como un solo día, el consumo promedio de lunes a viernes para las 24 horas se ajusta a 163,23 kVAh, mientras que para la franja de 6:00 a.m. a 6:00 p.m. es de 120,54 kVAh.

Por lo tanto, se toma como consumo de referencia la media entre el consumo diario promedio de 24 horas (163,23 kVAh) y el consumo en la franja de 6:00 a.m. a 6:00 p.m. (120,54 kVAh), con el objetivo de dimensionar el sistema por encima de la energía necesaria durante las horas operativas de la empresa, pero sin llegar a cubrir el consumo total diario, para evitar una posible sobreproducción.

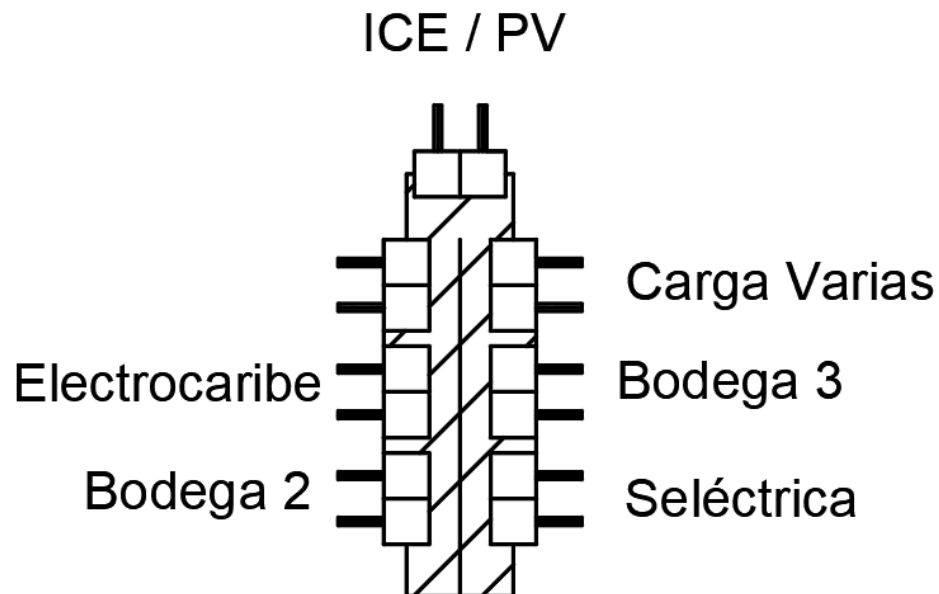
La sobreproducción no es deseable, ya que la venta de excedentes no es un objetivo del proyecto y puede no ser económicamente rentable, debido a que el precio al que se compra la energía excedente suele ser inferior al costo de producción. Este aspecto se aborda en detalle en el estudio económico.

El consumo promedio diario de referencia queda entonces calculado como:

$$E_T = 142 \text{ kVAh/día}$$

Este valor será utilizado para el dimensionamiento energético del sistema, teniendo en cuenta que para la producción solar kVAh es equivalente a kWh. Las cargas del edificio están segmentadas de la siguiente manera:

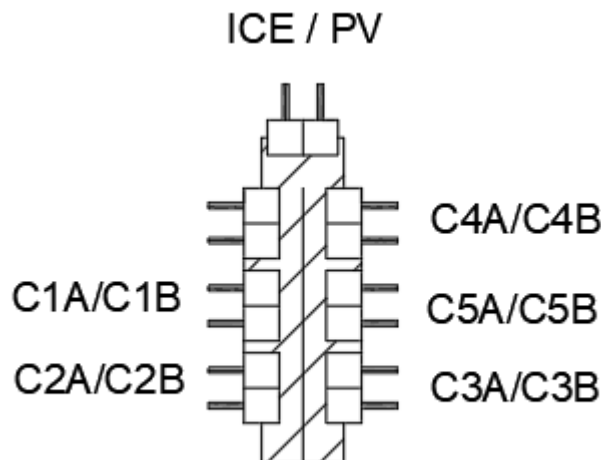
Figura 3.4.5 *Centro de Cargas Principal*



Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, para simplificar la representación de las cargas pasaran a reasignarse según el orden en el que se midieron.

Figura 3.4.6 *Centro Cargas Principal Renombrado*



Fuente: Elaboración propia

4 CAPÍTULO IV. OBJETIVO ESPECÍFICO 2: DETERMINAR LAS CUALIDADES, CAPACIDADES TÉCNICAS Y ELÉCTRICAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ACTUAL, PARA LA VALORACIÓN DE LA REUTILIZACIÓN EN EL NUEVO SISTEMA, MEDIANTE UN ENFOQUE DE COMPATIBILIDADES Y VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA

4.1 Paneles

Los paneles en este caso se conservarán en su mayoría, debido a que no presentan alguna tecnología especial que los haga incompatibles. Sin embargo, se deben detallar sus características, puesto que hay dos tecnologías presentes, los policristalinos y los monocristalinos, en la ficha técnica.

De manera preliminar no se puede saber si los paneles están comprometidos, en cuanto a la eficiencia, pero por la medición de la producción que se había reportado se puede ver que, pese a tener casi siete años, mantiene una producción constante, por lo que se asume que no están comprometidos en cuanto a la producción.

4.2 Inversores

De los inversores presentes en el sistema fotovoltaico, el único que puede ser usado es el Fronius Primo UL 7.6 kVA, puesto que es el único que tiene la tecnología frequency shifting con el que puede hacer AC-Coupling, y tiene amplio rango en su MTTP, según ficha técnica.

4.3 Nuevos Equipos

Inversor /Cargador

La marca Victron Energy® es una de las más usadas para realizar diseños de sistemas fotovoltaicos, presentando una gran flexibilidad en los diseños gracias al soporte calidad e innovación de la marca. En este caso, el equipo de interés es el Quattro de 10 kVA a 120 V para 60 Hz; esta es la mayor potencia utilizada para sistemas de 120 V. No obstante, este elemento es el encargado de gestionar la energía del sistema fotovoltaico, por el cual se puede operar sin la presencia de la red eléctrica, sirviendo como generador de señal senoidal para los inversores fotovoltaicos.

También sirve como cargador e inversor para las baterías, por lo que mantiene comunicación por el sistema BSM, cuyo propósito es mantener la batería óptima para su funcionamiento.

En este caso Victron Energy® trabaja muy de cerca con la marca Fronius®, por lo que ofrecen compatibilidad entre sus equipos. Por otra parte, las baterías de la marca BYD® forman parte de sus dispositivos compatibles.

Para el caso de la capacidad de energía gestionada, Victron Energy® acepta una potencia instalada en inversores de 1:1, es decir, un conjunto de dos Quattro de 10kVA lo máximo que acepta es una potencia de los inversores fotovoltaicos de 20 kVA, esto solo para la modalidad de AC-Coupling.

Cada módulo puede tomar hasta 6,72 kWh del banco de baterías, puesto que la corriente máxima es de 140 A para baterías de 48 V

Cada módulo puede entregar a las cargas hasta 16,32 kVA, la salida potencia de los módulos trabaja a 136 A para un voltaje de 120 V, en cuanto a la entrada puede permitir hasta 12 kVA trabajando a 100 A para un voltaje de 120 V

Inversores

La marca Fronius entra dentro de los inversores compatible por Victron Energy®, por lo que los inversores nuevos serán de esta marca, teniendo en cuenta que Fronius Primo UL es de los modelos compatibles entre las marcas con sus equipos y, a su vez, el inversor actual es un Fronius Primo UL 7.6 kVA, se conservará dicho inversor y los nuevos serán de la misma línea de modelo.

Baterías

Las baterías BYD® tienen gran prestigio dentro del almacenamiento para sistemas fotovoltaicos, por lo cual Victron Energy® los tiene dentro de las marcas compatibles, puesto que son muy usadas por su calidad y confiabilidad. Las baterías por usar serán de esta marca, donde es de especial interés el modelo Battery Box Premium LVS de 51,2 V nominales con potencia de 4 kWh en paquetes de cuatro baterías o menores, puesto que con la configuración en paralelo se adquiere más autonomía, pero solo es permitida hasta las cuatro baterías con una autonomía de 16 kWh.

Las baterías de cuatro módulos trabajan hasta una corriente de 250 A para 51,2 teniendo una capacidad de 12,8 kWh, la primera hora a máxima descarga, que representa el 75% de su capacidad

5 CAPÍTULO V. OBJETIVO ESPECÍFICO 3: DISEÑAR UNA SOLUCIÓN TÉCNICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO, PARA QUE SUMINISTRE CONTINUIDAD ENERGÉTICA EN LA EMPRESA, DURANTE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y AUTOCONSUMO, INTEGRANDO UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS DE LA EMPRESA

Para el dimensionamiento de este sistema se utilizan las ecuaciones propuestas por Bolaños-Jiménez & Gómez-Ramírez en “Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para pequeñas industrias”, particularmente porque son ecuaciones que se acercan a la metodología común para el dimensionamiento fotovoltaico. Sin embargo, el criterio de diseño será importante, puesto que cada sistema tiene un objetivo diferente.

5.1 Recurso solar del sitio

Para determinar el recurso solar, en este caso la irradiación, se consultaron las bases meteorológicas en el Software PVSyst ®, para la ubicación de la empresa. Dichas coordenadas están dadas en formato de latitud y longitud, siendo la siguiente para este caso:

Latitud: 10.202069 Longitud: -83.788366 Orientación: 96° SN

Tabla 5.1.1 *Datos Meteorológicos de Bases Nacionales e Internacionales*

Mes (kWh/m ² /día)	NREL	NASA	PVGIS	Meteonorm	IMN
Enero	4,13	4,05	5,2	4,74	3,9
Febrero	4,8	4,58	5,2	5,25	4,17
Marzo	5,16	5,03	5,86	5,63	4,44
Abril	4,98	4,99	5,69	5,4	4,44
Mayo	5,08	4,23	4,3	5,47	4,44
Junio	4,69	3,92	4,02	5,05	3,9
Julio	4,46	3,67	4,06	4,44	3,9
Agosto	4,75	3,81	4,91	4,88	4,17
Septiembre	5,16	4,38	4,65	5,03	4,17
Octubre	4,46	3,88	3,45	4,97	3,9
Noviembre	3,7	3,61	3,3	4,47	3,6

Diciembre	3,9	3,7	4,61	4,49	3,6
Promedio Mes	4,61	4,15	4,60	4,99	4,05
Perdida (3,1%)	4,43	3,99	4,42	4,79	3,89
Promedio global	4,31				

Fuente: Elaboración propia.

Para este caso, primeramente, se recurrió a la consulta de la irradiación solar al IMN (Instituto Meteorológico Nacional). No obstante, este estudio se había publicado en 1987 y, por el cambio climático que ha pasado el mundo, podría suponer la existencia de variaciones en estos valores, por lo que se recurrió a la consulta de bases meteorológicas externas, los cuales no presentan variaciones tan grandes; de esto se toman los promedios de cada mes para cada base de datos, estos datos están reportados en la posición óptima, ángulo expresado por la ecuación de ángulo óptimo y orientados al sur.

Sin embargo, la instalación estará orientada hacia el Este y con una inclinación de 15°, es por eso por lo que se usa el valor de pérdida por orientación reportada por PVSyst®, el cual es de 3,1%. Después de asumir esa pérdida, se calcula el promedio mensual de todas las bases, dando así:

$$Irradiancia\ Solar = 4,3\ kWh/m^2/día$$

Este valor se toma como la irradiación solar diaria en promedio cada mes del año y es con el que se va a dimensionar el sistema fotovoltaico en el apartado de generación energética solar, según Bolaños-Jiménez & Gómez-Ramírez (2023):

$$HSP = \frac{G_{dm} \left[\frac{Wh}{m^2/día} \right]}{1000 [W/m^2]} \quad (1)$$

Para obtener las Horas Solar Pico (HSP), lo cual se obtiene dividiendo entre 1000 W/m² la irradiación solar.

$$HSP = \frac{4,3\ kWh/m^2/día}{1000\ W/m^2}$$

$$HSP = 4,3 \frac{h}{día}$$

5.2 Estimación de potencia requerida a la salida de inversores

Para dimensionar la potencia de salida de los inversores fotovoltaicos, se parte del consumo energético diario de la instalación, el cual ha sido estimado en 142 kWh/día. Este valor representa la energía que debe ser suministrada por el sistema fotovoltaico durante un día típico de operación.

La radiación solar disponible se representa mediante el valor de Horas Sol Pico (HSP), que para la localidad en estudio es de 4,3 HSP. Este parámetro indica el número de horas equivalentes al día durante las cuales la irradiancia solar alcanza un valor estándar de 1000 W/m², y permite relacionar la energía diaria con la potencia que debe instalarse.

La potencia necesaria en corriente continua (DC) que deben generar los paneles solares puede determinarse utilizando la siguiente fórmula, según Bolaños-Jiménez & Gómez-Ramírez (2023):

$$P_t = \frac{E_T [kWh/día]}{HSP [h/día]} \quad (2)$$

$$P_t = \frac{142 [kWh/día]}{4,3 [h/día]}$$

$$P_t = 33 \text{ kW}$$

Este valor representa la potencia mínima que deben entregar los módulos fotovoltaicos para cubrir el consumo diario estimado bajo condiciones ideales.

Dado que los inversores son los encargados de transformar esta potencia desde corriente continua (DC) a corriente alterna (AC), se requiere que su potencia de salida combinada sea al menos igual a la potencia generada por los paneles, considerando además un margen adicional para cubrir pérdidas del sistema (como eficiencia del inversor, temperatura, suciedad, etc.).

Por tanto, se seleccionan inversores cuya potencia de salida total sea igual o ligeramente superior a 33 kW, permitiendo así una operación adecuada del sistema en condiciones reales.

5.3 Inversores

Los inversores por usar son de la marca Fronius, dos del modelo Fronius Primo UL 10.0-1 208-240 y dos modelos Fronius UL Primo 7.6-1 208-240; uno de este último es un sistema ya instalado.

Por otra parte, la potencia de salida combinada de los inversores anteriormente mencionados es de 35,2 kW.

Para distribuir equitativamente el consumo energético de la instalación entre los inversores disponibles, se toma como base la potencia nominal de cada equipo y la radiación solar disponible representada por las Horas Sol Pico (HSP), que en este caso es de 4,3 h/día.

La energía que puede suministrar cada inversor por día, bajo condiciones ideales, se calcula mediante la ecuación donde se cambia la variable por encontrar, y queda como la ecuación:

$$E_T[kWh/día] = P_t \cdot HSP[h/día] \quad (3)$$

Primo UL 10.0-1

$$10 \text{ kW} = \frac{E_T[kWh/día]}{4,3 \text{ h/día}}$$

$$10 \text{ kW} \cdot 4,3 \text{ h/día} = E_T[kWh/día]$$

$$E_{T \text{ Primo } 10.0} = 43 \text{ kWh/día}$$

Primo UL 7.6.0-1

$$7,6 \text{ kW} = \frac{E_T[kWh/día]}{4,3 \text{ h/día}}$$

$$7,6 \text{ kW} \cdot 4,3 \text{ h/día} = E_T [\text{kWh/día}]$$

$$E_{T \text{ Primo } 7.6} = 32,7 \text{ kWh/día}$$

Entonces, los inversores de 10 kW en el día suministrarán 43 kWh y los inversores de 7,6 suministrarán 32,7 kWh, teniendo un total de potencia de salida en inversores de 35,2 kWh, y la energía suministrada por todos los inversores es de 151,4 kWh/día.

Tabla 5.3.1 *Energía Diaria Suministrada por los Inversores*

Inversor	Potencia (kW)	Energía diaria Ideal (kWh)
Fronius UL 10.0 -1 / 208-240	10	43
Fronius UL 10.0 -1 / 208-240	10	43
Fronius UL 7.6 -1 / 208-240	7,6	32,7
Fronius UL 7.6 -1 / 208-240	7,6	32,7
Total	35,2	151,4

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, se tiene que aplicar un factor de corrección a la energía que suministra por los inversores, puesto que debe estar basada en una potencia total de 33 kW para un HSP de 4,3 h/día.

$$\text{Factor de Corrección} = \frac{\text{Energía diaria Real}}{\text{Energía diaria Ideal}} \quad (4)$$

$$\text{Factor de Corrección} = \frac{142 \text{ kWh/día}}{151,4 \text{ kWh/día}}$$

$$\text{Factor de Corrección} = 0,94$$

Ahora, al aplicar este factor, la potencia que cada inversor suministra es la verdadera.

Tabla 5.3.2 *Energía Diaria Real Suministrada por los Inversores*

Inversor	Potencia (kW)	Energía diaria Ideal (kWh)	Energía real asignada (kWh)
Fronius UL 10.0 -1 / 208-240	10	43	40,42
Fronius UL 10.0 -1 / 208-240	10	43	40,42
Fronius UL 7.6 -1 / 208-240	7,6	32,7	30,7
Fronius UL 7.6 -1 / 208-240	7,6	32,7	30,7
Total	35,2	151,4	142,24

Fuente: Elaboración propia.

Cada inversor asumirá una fracción del consumo diario total de 142 kWh/día, proporcional a su capacidad de generación basada en las HSP. Esto garantiza una distribución de carga coherente con la potencia instalada, asegurando un uso eficiente de los equipos sin sobrecarga.

5.4 Estimación del rendimiento del sistema

Al obtener la demanda diaria del sistema eléctrico interno y la potencia de salida del inversor, se estima el rendimiento del sistema fotovoltaico, para calcular la potencia pico instalada del sistema fotovoltaico, la cual será la potencia que generen los paneles solares, de manera que al pasar por todo el sistema (cables, combinadores, protecciones, inversores, entre otros) en la salida del inversor se obtenga la potencia requerida, según Bolaños-Jiménez & Gómez-Ramírez (2023).

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) * \left(1 - \frac{k_a * N}{P_d}\right) \quad (5)$$

Las pérdidas para tener en cuenta son las siguientes, en la ecuación los porcentajes son unitarios, y en la siguiente tabla se expresan en porcentaje:

Tabla 5.4.1 Pérdidas del Sistema Eléctrico

kb: coeficiente de pérdidas debidas al rendimiento del acumulador.	2%
kc: coeficiente de pérdidas del inversor.	4%
kv: coeficiente de pérdidas varias.	19%
Ka: coeficiente de autodescarga diaria de las baterías.	0,10%
N: días de autonomía de la instalación.	25%
Pd: profundidad de descarga ≤ 100%.	80%
R	75%

Fuente: Elaboración propia.

$$R = (1 - 0,02 - 0,04 - 0,019) * \left(1 - \frac{0,001 * 0,25}{0,8}\right)$$

$$R = 0,75$$

5.5 Estimación de energía real requerida

Se calcula la energía requerida real diaria; esta es la energía del campo fotovoltaico, puesto que esta energía es la que tiene que vencer las pérdidas para llegar a la salida del inversor según la especificación máxima, de acuerdo con lo manifestado por Bolaños-Jiménez & Gómez-Ramírez (2023):

$$E_{real} = \frac{E_T [kWh/día]}{R} \tag{6}$$

$$E_{real} = \frac{142 \text{ kWh/día}}{0,75}$$

$$E_{real} = 189,4 \text{ kWh/día}$$

5.6 Energía del campo fotovoltaico para cada inversor

Ahora, puesto que cada inversor necesita generar la energía necesaria para dar su potencia de salida máxima, se calcula para cada inversor la energía requerida real diaria, donde la energía E_T es la energía que suministra cada inversor:

Primo UL 10.0-1

$$E_{Primo\ 10.0} = \frac{40,42\ kWh/día}{0,75}$$

$$E_{Primo\ 10.0} = 54\ kWh/día$$

Primo UL 7.6.0-1

$$E_{Primo\ 7.6} = \frac{30,7\ kWh/día}{0,75}$$

$$E_{Primo\ 7.6} = 41\ kWh/día$$

El total de las energías es la suma de todos los campos fotovoltaicos de los inversores, y este debe ser un aproximado de E_{real} , en:

$$E_{FV\ Inversores} = E_{Primo\ 10.0} \cdot 2 + E_{Primo\ 7.6} \cdot 2$$

$$E_{FV\ Inversores} = 54\ kWh/día \cdot 2 + 41\ kWh/día \cdot 2$$

$$E_{FV\ Inversores} = 190\ kWh/día$$

En este caso se aproximan a la potencia, por lo que todo está dentro de lo permisible:

$$E_{real} \cong E_{FV\ Inversores}$$

$$189,4\ kWh/día \cong 190\ kWh/día$$

5.7 Número de Paneles

Luego, se procede a estimar la cantidad de paneles solares necesarios (N_p), siendo W_p la potencia del panel elegido, HPS la hora solar pico y E la máxima energía que el campo fotovoltaico debe generar, según Bolaños-Jiménez & Gómez-Ramírez (2023):

$$N_p = \frac{E}{W_p \cdot HPS} \quad (7)$$

Para paneles de 605 W_p en Primo UL 10.0

$$N_p = \frac{54\ kWh/día}{0,9 \cdot 0,605\ kW \cdot 4,3\ h/día}$$

$$N_p = 23$$

$$\text{Potencia Paneles} = 23 \text{ paneles} \cdot 0,605 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia en Paneles} = 14 \text{ kW}$$

Para paneles de 545 Wp en Primo UL 10.0

$$N_p = \frac{54 \text{ kWh/día}}{0,9 \cdot 0,545 \text{ kW} \cdot 4,3 \text{ h/día}}$$

$$N_p = 25 \text{ paneles}$$

$$\text{Potencia Paneles} = 25 \text{ paneles} \cdot 0,545 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia en Paneles} = 13,625 \text{ kW}$$

Para paneles de 320 Wp en Primo UL 7.6

$$N_p = \frac{41 \text{ kWh/día}}{0,9 \cdot 0,320 \text{ kW} \cdot 4,3 \text{ h/día}}$$

$$N_p = 33 \text{ paneles}$$

$$\text{Potencia Paneles} = 33 \text{ paneles} \cdot 0,320 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia en Paneles} = 10,56 \text{ kW}$$

Para paneles de 605 Wp en Primo UL 7.6

$$N_p = \frac{41 \text{ kWh/día}}{0,9 \cdot 0,605 \text{ kW} \cdot 4,3 \text{ h/día}}$$

$$N_p = 17 \text{ paneles}$$

$$\text{Potencia Paneles} = 17 \text{ paneles} \cdot 0,605 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia en Paneles} = 10,29 \text{ kW}$$

Potencia total calculada en paneles

$$Potencia\ Campo\ FV_{Total} = Paneles_{605\ w} + Paneles_{545\ w} + Paneles_{320\ w} \quad (8)$$

$$Potencia\ Campo\ FV_{Total} = 14\ kW + 10,29\ kW + 13,6\ kW + 10,56\ kW$$

$$Potencia\ Campo\ FV_{Total} = 48,45\ kW$$

5.8 Arreglo de paneles

Para garantizar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico y su integración con los inversores seleccionados (dos de 10 kW y dos de 7,6 kW), es necesario tener en cuenta una serie de consideraciones técnicas durante el diseño del arreglo de paneles solares.

En primer lugar, es fundamental asegurar la compatibilidad eléctrica entre los paneles solares y los inversores, particularmente en lo que respecta al rango de voltaje de entrada permitido por los seguidores de máxima potencia (MPPT) de los inversores. El número de paneles conectados en serie debe dimensionarse de manera que el voltaje total del string no supere el voltaje máximo de entrada del inversor y, al mismo tiempo, se mantenga por encima del voltaje mínimo necesario para su arranque, incluso en condiciones de alta temperatura, donde el voltaje de los paneles tiende a disminuir.

Tabla 5.8.1 *Valores estándar a condición ideal y corregidas de paneles 605 Wp*

Panel solar (JAM78S30 - 605/MR/1000)		
Parámetro	Estándar	Corregido
Voc (V)	53,61	54,84
Vpmp (V)	45,53	39,47
Isc (A)	14,08	14,32
Ipmp (A)	13,29	
Potencia (W)	605	
Vmáx (V)	1000	
TkVoc (%)	-0,275	
TKPmp (%)	-0,35	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.8.2 *Valores estándar a condición ideal y corregidas de paneles 545 Wp*

Panel solar (JAM72S30 - 545 /MR/1000)		
Parámetro	Estándar	Corregido
Voc (V)	49,75	50,89
Vpmp (V)	41,8	36,24
Isc (A)	13,93	14,17
Ipmp (A)	13,04	
Potencia (W)	545	
Vmáx (V)	1000	
Tk Voc (%)	-0,275	
TK Pmp (%)	-0,35	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.8.3 *Valores estándar a condición ideal y corregidas de paneles 320 Wp*

Panel solar (JAP6(K) -72/320 / 4BB F40-35)		
Parámetro	Estándar	Corregido
Voc (V)	46,12	47,19
Vpmp (V)	37,28	32,32
Isc (A)	9,09	9,27
Ipmp (A)	8,58	
Potencia (W)	320	
Vmáx (V)	1000	
Tk Voc (%)	-0,33	
TK Pmp (%)	-0,41	

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, es importante considerar la corriente de entrada máxima permitida por los MPPT. Al conectar múltiples strings en paralelo, la corriente total no debe superar este valor, para evitar daños en el equipo o pérdidas de eficiencia.

Tabla 5.8.4 *Capacidades Eléctricas de MPPT Fronius UL 7.6 kVA*

Fronius UL 7.6-1 208/240			
MPPT mín. (V)	250		
MPPT máx. (V)	800		
MPPT 1		MPPT 2	
I máx. (A)	18	I máx. (A)	18
Isc máx. (A)	27	Isc máx. (A)	27

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.8.5 *Capacidades Eléctricas de MPPT Fronius UL 10.0 kVA*

Fronius UL 10.0-1 208/240			
MPPT mín. (V)	220		
MPPT máx. (V)	800		
MPPT 1		MPPT 2	
I máx. (A)	33	I máx. (A)	18
Isc máx. (A)	49,5	Isc máx. (A)	27

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la potencia del arreglo, se recomienda que cada inversor tenga conectado un conjunto de paneles cuya potencia pico total sea igual o ligeramente superior a la potencia nominal del propio inversor. En términos prácticos, esto significa que los inversores de 10 kW deberían conectarse a arreglos de entre 10 y 13 kWp, mientras que los de 7,6 kW deberían asociarse a arreglos entre 7,6 y 9,5 kWp, manteniendo una relación DC/AC (entre la potencia de paneles y la potencia del inversor) no mayor a 1,3, salvo que las especificaciones del equipo lo permitan. En este caso, Fronius permite dimensionar con una relación DC/AC de 1,5 en sus inversores.

Tabla 5.8.6 Distribución mínima y máxima de paneles solares en Fronius UL 7.6 kVA

Fronius UL 7.6-1 208/240			
Panel Solar (JAP6(K) -72/320 / 4BB F40-35)			
MPPT 1		MPPT 2	
Paneles Mín.	8	Paneles Mín.	8
Paneles Máx.	17	Paneles Máx.	17
Cadenas Máx.	2	Cadenas Máx.	2
Panel Solar (JAM78S30 - 605/MR/1000)			
MPPT 1		MPPT 2	
Paneles Mín.	6	Paneles Mín.	6
Paneles Máx.	14	Paneles Máx.	14
Cadenas Máx.	1	Cadenas Máx.	1

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.8.7 Distribución mínima y máxima de paneles solares en Fronius UL 10.0 kVA

Fronius UL 10.0-1 208/240			
Panel Solar (JAM72S30 - 545 /MR/1000)			
MPPT 1		MPPT 2	
Paneles Min	6	Paneles Min	6
Paneles Max	15	Panles Max	15
Cadenas Max	2	Cadenas Max	1
Panel Solar (JAM78S30 - 605/MR/1000)			
MPPT 1		MPPT 2	
Paneles Min	6	Paneles Min	6
Paneles Max	14	Paneles Max	14
Cadenas Max	2	Cadenas Max	1

Fuente: Elaboración propia.

Otro aspecto clave en el diseño es la consideración de las condiciones ambientales y del sitio de instalación. La orientación e inclinación de los paneles debe optimizarse según la latitud del lugar, para maximizar la captación solar. Asimismo, es indispensable evitar sombras sobre los paneles, porque incluso un sombreado parcial puede afectar significativamente el rendimiento del sistema. En caso de que existan zonas con riesgo de sombras, se recomienda considerar el uso de optimizadores de potencia o microinversores.

También se deben evitar combinaciones de paneles con diferentes potencias o características eléctricas dentro del mismo string, ya que esto puede generar desbalances y pérdidas de energía. La homogeneidad de los módulos en cada circuito contribuye a un desempeño estable y predecible.

Tabla 5.8.8 Arreglo máximo de paneles solares para Fronius UL 7.6 kVA

Fronius UL 7.6-1 208/240			
Panel Solar (JAP6(K) -72/320 / 4BB F40-35)			
MPPT 1		MPPT 2	
Paneles	17	Paneles	16
Cadenas	1	Cadenas	1
Potencia MPPT 1 (kWp)	5,44	Potencia MPPT 2 (kWp)	5,12
Potencia Total (kWp)	10,56		
Panel Solar (JAM78S30 - 605/MR/1000)			
MPPT 1		MPPT 2	
Paneles	9	Paneles Min	8
Cadenas	1	Cadenas	1
Potencia MPPT 1 (kWp)	5,45	Potencia MPPT 2 (kWp)	4,84
Potencia Total (kWp)	10,29		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.8.9 Arreglo máximo de paneles solares para Fronius UL 10.0 kVA

Fronius UL 10.0-1 208/240			
Panel Solar (JAM72S30 - 545 /MR/1000)			
MPPT 1		MPPT 2	
Paneles	12	Paneles	12
Cadenas	1	Cadenas	1
Potencia MPPT 1 (kWp)	6,54	Potencia MPPT 2 (kWp)	6,54
Potencia Total (kWp)	13,08		
Panel Solar (JAM78S30 - 605/MR/1000)			
MPPT 1		MPPT 2	
Paneles	12	Paneles Min	11
Cadenas	1	Cadenas	1
Potencia MPPT 1 (kWp)	7,26	Potencia MPPT 2 (kWp)	6,66
Potencia Total (kWp)	13,92		

Fuente: Elaboración propia.

Desde el punto de vista de la seguridad y el mantenimiento, el sistema debe contar con protecciones adecuadas en corriente continua y alterna, incluyendo fusibles, seccionadores, supresores de sobretensión y otros elementos exigidos por las normativas aplicables. Además, el diseño debe permitir un acceso seguro para las tareas de inspección, limpieza y mantenimiento de los módulos.

Por último, es recomendable incorporar un sistema de monitoreo que permita supervisar el rendimiento del sistema en tiempo real. Esta herramienta resulta útil para detectar posibles fallas, analizar el comportamiento de cada inversor y validar la producción energética esperada del sistema.

Estas consideraciones son esenciales para lograr un sistema fotovoltaico confiable, seguro y capaz de satisfacer las necesidades energéticas previstas en el proyecto.

5.9 Cálculo de la Capacidad de Almacenamiento Requerida

Con el objetivo de garantizar la continuidad operativa de la instalación durante cortes de red o periodos sin generación fotovoltaica, si así lo desea en un futuro, se propone la

incorporación de un sistema de almacenamiento con baterías de ion-litio. En particular, se contempla el uso de baterías modulares BYD de 48 V, conocidas por su eficiencia, escalabilidad y compatibilidad con aplicaciones de autoconsumo y respaldo energético.

El punto de partida para el cálculo del banco de baterías es el consumo promedio diario de la instalación, que se ha estimado en 142 kWh/día. Se desea que el sistema de baterías sea capaz de suministrar energía durante seis horas continuas, lo que implica dimensionar la capacidad necesaria para ese período específico.

Para determinar la energía que debe ser almacenada en las baterías, se asume que el consumo se distribuye de forma relativamente constante durante el día. Bajo esa premisa, se estima el consumo horario promedio.

El parámetro de la batería Ah/día se calcula de la siguiente manera, según Bolaños-Jiménez & Gómez-Ramírez (2023):

$$C = \frac{E[kWh/día] * N[días]}{V_b[V] * P_d[\%]} [Ah] \quad (9)$$

Donde:

E : energía real requerida.

N : número de días de autonomía.

V_b : tensión del banco de baterías.

P_d : profundidad de descarga.

Las baterías de ion-litio suelen permitir una profundidad de descarga (DoD) elevada, generalmente del 90% o incluso más, para asegurar una vida útil prolongada y evitar una descarga excesiva.

Los módulos de baterías BYD de 48 V se ofrecen generalmente en unidades de 2,56 kWh, 3,5 kWh o 4 kWh por módulo, dependiendo del modelo (por ejemplo, BYD Battery-Box LVL o LVS).

La cantidad exacta de módulos dependerá del modelo disponible, la compatibilidad con el inversor o sistema híbrido, y las recomendaciones del fabricante para el armado de bancos (como número máximo de módulos en paralelo o en rack).

$$C = \frac{142 \text{ kWh/día} * 0,5 \text{ días}}{51,2 \text{ V} * 0,8}$$

$$C = 1733,4 \text{ Ah}$$

Seguidamente, se calcula la cantidad de unidades requeridas, según Bolaños-Jiménez & Gómez-Ramírez (2023):

$$N_0 \text{ Baterías} = \frac{C[\text{Ah}]}{C_{\text{batería}}[\text{Ah}]} \quad (10)$$

$$N_0 \text{ Baterías} = \frac{1733,4 \text{ Ah}}{65 \text{ Ah}}$$

$$N_0 \text{ Baterías} = 27 \text{ baterías}$$

Por lo tanto, la potencia de dicho banco des de 89,85 kWh, sin embargo, se decidió usar BYD Battery-Box LVS, por lo tanto, el banco de baterías debe ser capaz de almacenar al menos 96 kWh a una profundidad de descarga (DoD) de 80%, resultando en una autonomía de 72 kWh.

Es esencial que los inversores instalados (o el sistema de gestión de energía) sean compatibles con baterías BYD, ya sea mediante protocolos de comunicación (CAN, RS485) o controladores externos (BMS). Muchos inversores híbridos, como los de Growatt, Victron, GoodWe o SMA, tienen integración directa con estas baterías.

Las baterías de 48 V se conectan en paralelo para aumentar la capacidad total (kWh), mientras que el voltaje se mantiene constante. Se debe verificar que la corriente máxima de carga/descarga del conjunto no supere los límites del inversor ni de las propias baterías.

Los bancos de baterías deben instalarse en un lugar seco, bien ventilado y protegido de temperaturas extremas. Aunque las baterías de litio generan menos calor que otras tecnologías, es recomendable prever espacio suficiente para facilitar el acceso, mantenimiento y expansión futura.

Se deben incluir interruptores de desconexión, fusibles y dispositivos de protección contra sobretensiones, tanto en corriente continua como alterna. Además, el banco debe estar conectado a tierra, según la normativa.

Las baterías BYD de ion-litio ofrecen una larga vida útil (más de 6000 ciclos al 90% DoD), pero es importante mantener una gestión térmica adecuada, y evitar cargas o descargas extremas que puedan reducir su rendimiento a largo plazo.

Un banco modular permite incrementar la capacidad de almacenamiento en el futuro si las necesidades energéticas crecen. Es recomendable dejar espacio físico y eléctrico previsto para dicha expansión.

5.9 Protecciones

Para el cálculo de las protecciones y los cables que usarán los equipos se utiliza los criterios establecidos por el NEC, artículo 690 que establece los criterios de diseño en las instalaciones fotovoltaicas, o por las especificaciones mínimas establecidas por el fabricante.

Tabla 5.9.1 Protecciones y Cables de Paneles

Elementos	Protección(A)	Cable (AWG)
Panel Solar (JAP6(K) -72/320 / 4BB F40-35)	15	16
Panel Solar (JAM72S30 - 545 /MR/1000)	25	14
Panel Solar (JAM78S30 - 605/MR/1000)	25	14

Tabla 5.9.2 Protecciones y Cables de Inversores

Elementos	Protección (A)	Cable (AWG)
Fronius UL 10.0-1 208/240	60	6
Fronius UL 7.6-1 208/240	40	8
Combinador	250	2/0

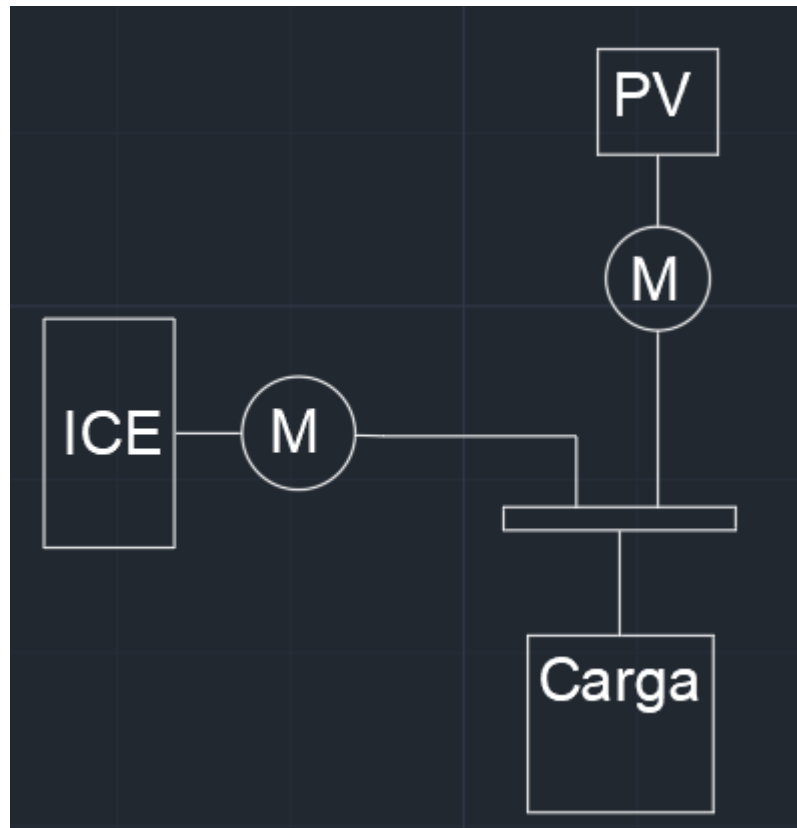
Tabla 5.9.3 Protecciones y Cables de Cargador/Inversor

Elementos	Protección (A)	Cable (AWG)
Victron Quattro 48/10000/140-100/100 120 V		
Salida AC	136	1/0
Entrada AC	100	2
Baterías	400	95 mm ² *

5.10 Planteamiento de Conexión de sistema

El sistema actual es un sistema fotovoltaico conectado en paralelo a la red eléctrica es una configuración en la que los paneles solares, a través de un inversor, se integran directamente al sistema eléctrico convencional del edificio o instalación. En este tipo de conexión, tanto la energía solar generada como la energía proveniente de la red eléctrica están disponibles al mismo tiempo para alimentar las cargas. Esto significa que, si hay suficiente radiación solar, el sistema fotovoltaico puede abastecer parcial o totalmente la demanda eléctrica del lugar, reduciendo así el consumo desde la red pública.

Figura 5.10.1 *Conexión de Sistema Fotovoltaico en Paralelo Actual*



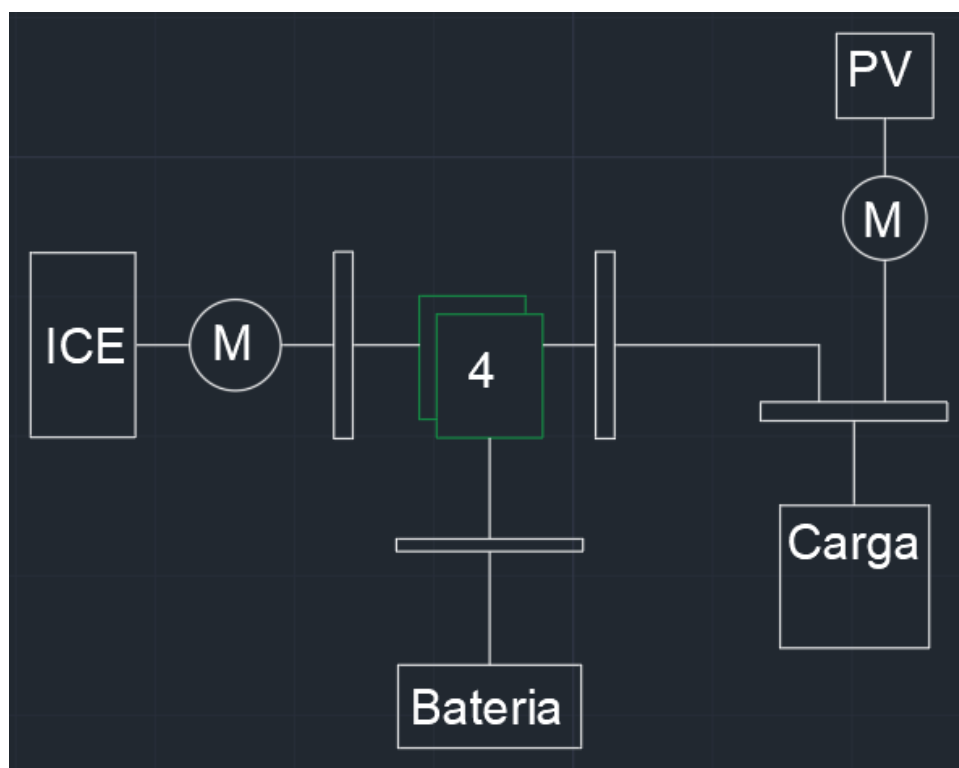
Fuente: Elaboración propia mediante AutoCAD ®.

Cuando la energía solar generada es menor a la demanda, el faltante se supe automáticamente con electricidad de la red. Por el contrario, si se produce más energía de la que se consume en ese momento, ese excedente puede exportarse a la red, siempre y cuando el sistema y las normativas lo permitan. En algunos casos, especialmente cuando no se desea o no se permite la exportación de energía, se instala un sistema de control que impide la inyección de excedentes, limitando así la producción a lo que se necesita para el autoconsumo.

Una característica fundamental de estos sistemas es que el inversor debe estar sincronizado con los parámetros de frecuencia y voltaje de la red, ya que está diseñado para

trabajar en conjunto con ella. Además, por razones de seguridad, debe contar con un sistema anti-isla, el cual permite que el inversor se apague automáticamente si detecta que la red eléctrica ha sido desconectada, evitando así que el sistema fotovoltaico energice accidentalmente las líneas eléctricas durante una falla o mantenimiento.

Figura 5.10.2 *Propuesta de Conexión de Nuevo Sistema Fotovoltaico*



Fuente: Elaboración propia mediante AutoCAD ®.

El AC coupling, o acoplamiento en corriente alterna, es una forma de diseñar sistemas fotovoltaicos que incorporan almacenamiento en baterías, en la que todos los componentes principales del sistema, paneles solares, inversores y baterías, se conectan y comunican a través del sistema de corriente alterna (AC). En otras palabras, la energía generada por los paneles solares pasa primero por un inversor que la convierte en corriente alterna, y desde ahí se distribuye tanto a las cargas como al inversor cargador que gestiona la batería.

A diferencia del acoplamiento en corriente continua (DC coupling), donde las baterías están conectadas directamente al bus de corriente continua antes del inversor, en el AC coupling la interacción entre la generación solar y el almacenamiento se da después de la conversión a corriente alterna. Esto significa que tanto el inversor fotovoltaico como el inversor cargador de baterías están conectados al mismo sistema de distribución en AC, como si fueran dos fuentes paralelas de energía que pueden trabajar juntas para abastecer una vivienda o una instalación.

Este tipo de configuración permite aprovechar sistemas fotovoltaicos ya instalados que no fueron diseñados originalmente con baterías, ya que no requiere modificar la parte de corriente continua. También permite mayor flexibilidad en el uso de equipos de diferentes fabricantes. Sin embargo, debido a que la energía debe convertirse varias veces (de DC a AC para el inversor solar, y de nuevo de AC a DC para cargar las baterías), puede haber una pérdida de eficiencia en comparación con otras configuraciones más directas.

6 CAPÍTULO VI. SIMULACIÓN

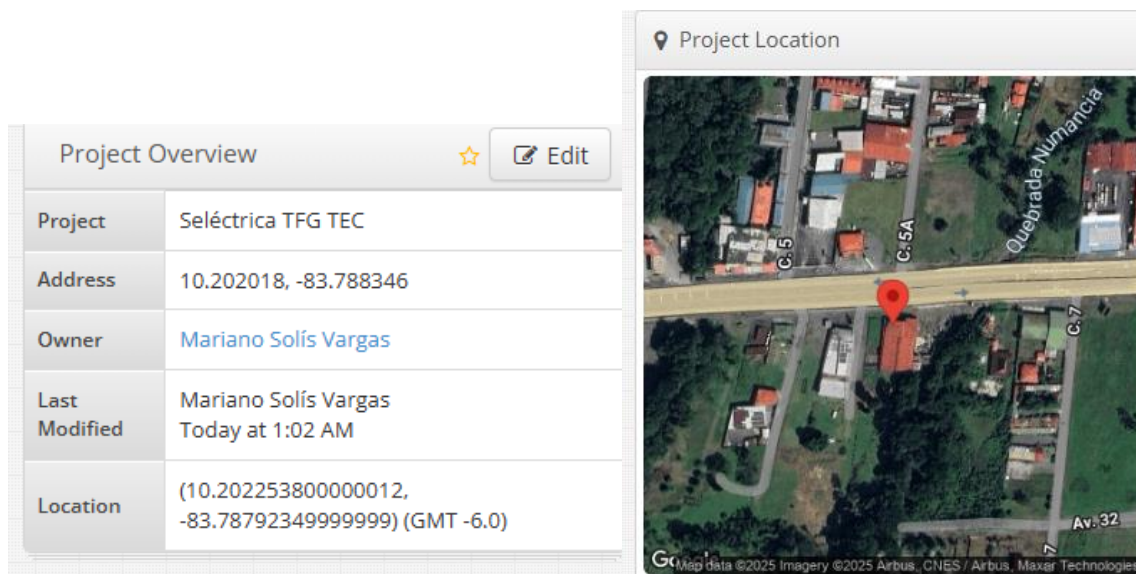
La simulación se correrá en dos softwares, HelioScope® y ETAP®; el primero simula la generación de potencia solar a lo largo del año mediante base de datos meteorológicas, así como de la instalación de paneles, cables, combinadores e inversores, las cuales modela por medio de la extensa base de modelos de inversores y paneles solares. Este software es geolocalizado; por lo tanto, la ubicación de latitud y longitud es un dato fundamental.

Por otra parte, ETAP es una plataforma de software utilizada para el diseño, análisis, operación y automatización de sistemas eléctricos. Este software permite modelar y simular sistemas eléctricos, optimizar su funcionamiento y realizar análisis detallados de diferentes escenarios, ello para verificar que el nuevo sistema fotovoltaico satisfaga lo propuesto por el proyecto.

6.1 HelioScope

Se comienza con los parámetros de geolocalización.

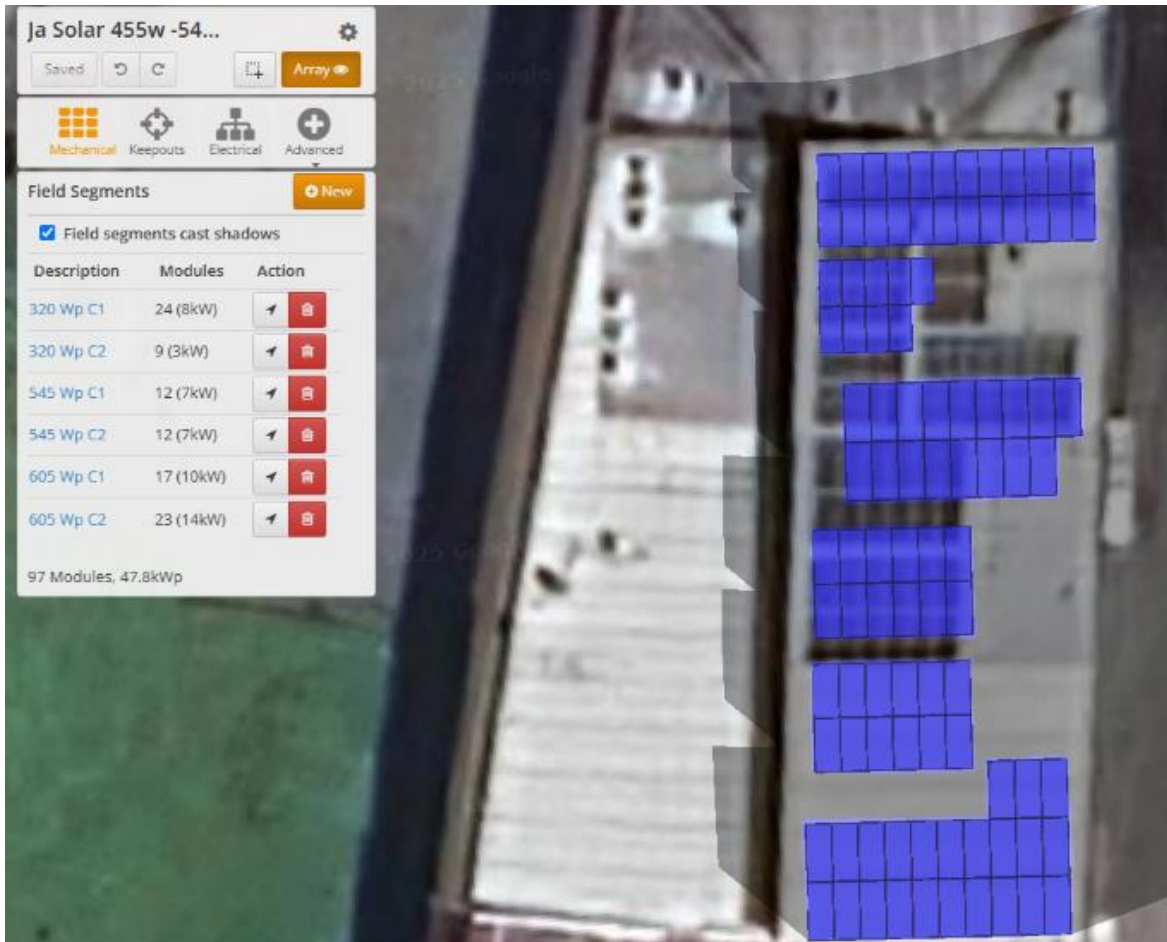
Figura 6.1.1 Localización de proyecto



Fuente: Simulación en HelioScope ®

Se procede a colocar el arreglo de paneles; según lo que anteriormente se había propuesto para cada inversor, con la orientación establecida, se segmentan algunos arreglos, para adecuarse a las dimensiones del techo y para evitar las sombras entre ellos.

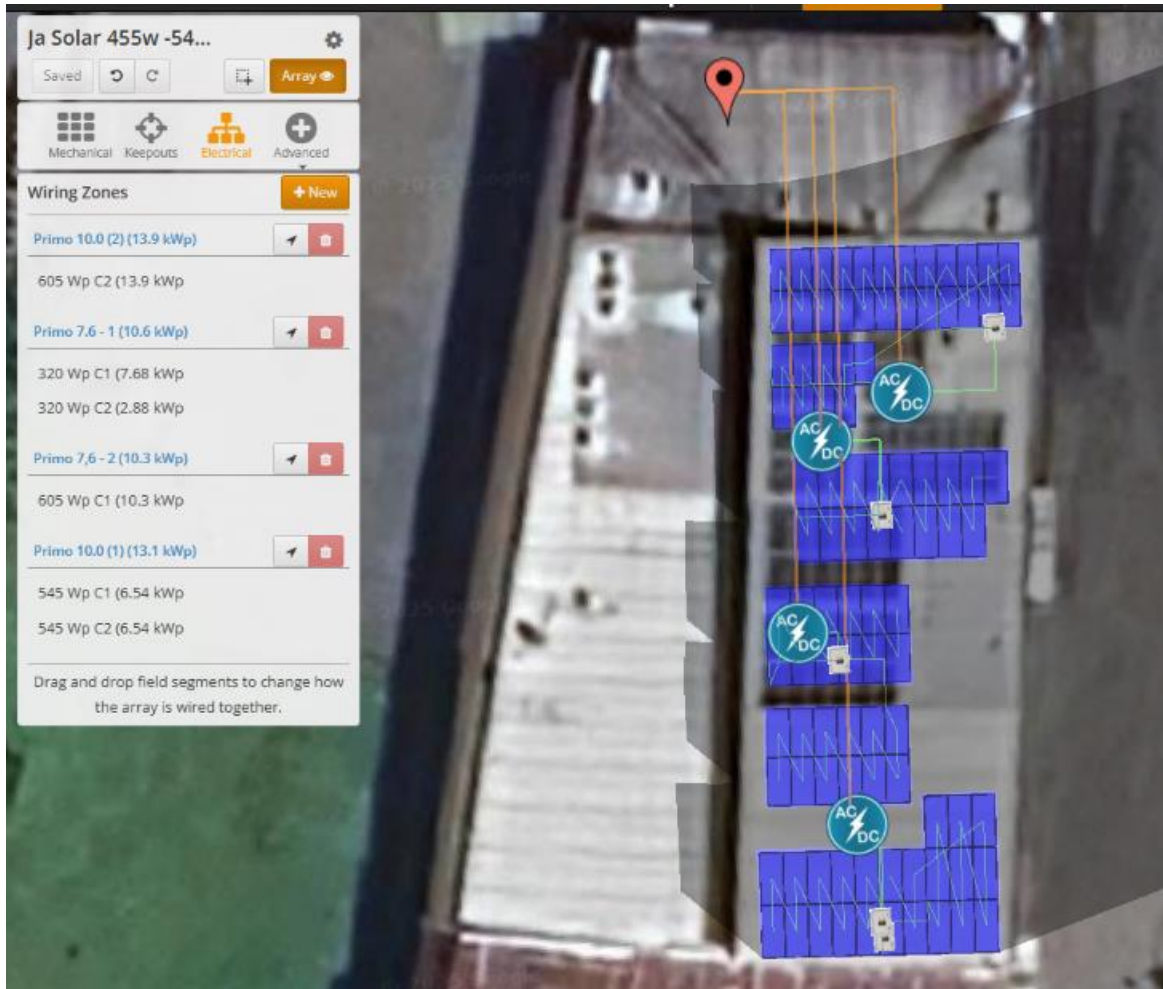
Figura 6.1.2 *Distribución de arreglos fotovoltaicos*



Fuente: Simulación en HelioScope ®

Una vez puestos los paneles, se hizo la configuración de inversores, los cuales agrupan los diferentes arreglos. Para llegar a la potencia de salida de cada inversor, en este apartado se realizaron las configuraciones máximas por MPPT de cada inversor, de manera que no excedieran los voltajes y corrientes por cada MPPT.

Figura 6.1.3 Distribución de arreglos en Inversores

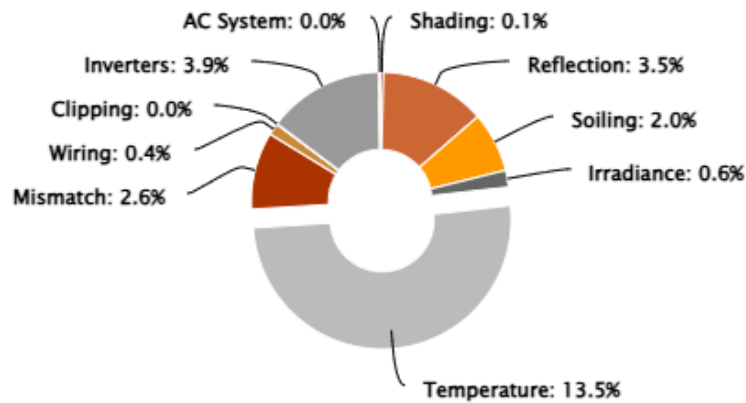


Fuente: Simulación en HelioScope ®

Una vez establecidas las posiciones de los arreglos fotovoltaicos, la simulación desplegó las pérdidas del sistema, las cuales son muy aproximadas a las que se tomaron en consideración al establecer el rendimiento del sistema.

Figura 6.1.4 *Pérdidas del sistema fotovoltaico*

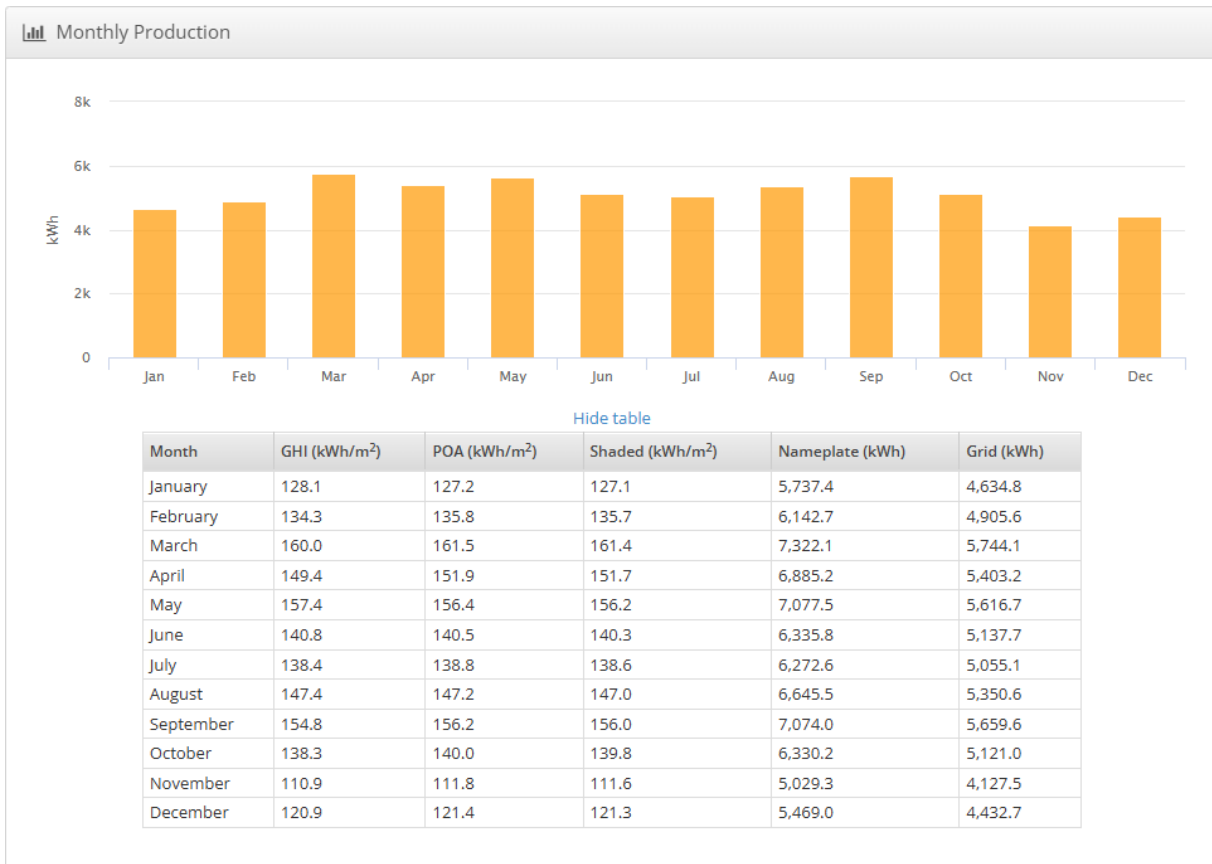
Sources of System Loss



Fuente: Simulación en HelioScope ®

Por otra parte, se despliegan las pérdidas del sistema as cuales serán tomadas en cuenta para el cálculo de la producción mensual, dentro de ellas se encuentran las perdidas por sombras, las cuales se presentan cuando algún objeto interfiere entre las celdas fotovoltaicas y la irradiación solar, la más común e impredecible puede ser debido a las sombras causadas por nubes, también se valora las perdidas por suciedad las cuales no deben menospreciarse pues pueden llegar a bloquear parcialmente o totalmente las celdas provocando reducción en la generación, dañando los paneles o en su extremo provocando un incendio.

Figura 6.1.5 Producción mensual de energía eléctrica



Fuente: Simulación en HelioScope ®

El gráfico y la tabla muestran la producción mensual de un sistema fotovoltaico a lo largo del año. Se observa que la generación de energía varía según las condiciones de irradiación solar disponibles en cada mes. En general, el sistema tiene un desempeño estable, con una producción mensual que oscila entre aproximadamente 4,100 y 5,700 kilovatios-hora (kWh).

Durante los meses de marzo, mayo y septiembre se registra el mayor rendimiento. En marzo, por ejemplo, la irradiación global horizontal (GHI) alcanza los 160 kWh/m², lo que coincide con la mayor producción del sistema, alcanzando los 5,744.1 kWh inyectados a la red. Esto indica una excelente captación solar y un buen aprovechamiento de la radiación disponible. El sistema parece responder bien en condiciones de alta irradiación.

En contraste, los meses de noviembre y diciembre presentan la menor generación de energía. En noviembre, la irradiancia disminuye notablemente (solo 110.9 kWh/m²), lo cual se refleja en la producción más baja del año, con 4,127.5 kWh. Diciembre mejora ligeramente, pero sigue estando entre los meses de menor generación. Estos datos sugieren una clara dependencia del sistema con respecto al recurso solar, como es de esperar en sistemas fotovoltaicos.

Al comparar la producción teórica del sistema (Nameplate) con la energía realmente entregada a la red (Grid), se puede deducir una eficiencia promedio realista. Por ejemplo, en marzo, de una generación teórica de 7,322.1 kWh se entregaron efectivamente 5,744.1 kWh, lo que representa una eficiencia general del orden del 78.5 %. Esta relación es aceptable y refleja pérdidas normales por temperatura, sombreado, rendimiento del inversor, suciedad en los paneles u otros factores típicos de la operación.

Por último, el software analiza las sombras producidas en los módulos y sus pérdidas asociadas en cada arreglo en el periodo anual, en este caso no se ve afecta por alguna sombra por la proyección del sol a lo largo del año.

Figura 6.1.6 Pérdidas por sombras



Fuente: Simulación en HelioScope ®

También, se desglosan detalladamente las pérdidas por sombras en cada arreglo fotovoltaico, así como el acceso solar en cada mes.

6.2 ETAP

En caso de ETAP® se simulan la red eléctrica, el sistema fotovoltaico y las cargas. Sin embargo, lastimosamente la batería no podrá ser simulada por el programa, puesto que la licencia del Laboratorio ETAP® del Instituto Tecnológico de Costa Rica, no posee el módulo de simulación de flujo en el tiempo, entre otros, por lo que se toma la decisión de simular el sistema de punto por punto para un total de 24 horas, teniendo suma importancia la franja de 6 a.m. a 6 p.m.; es por lo que de la batería se estimará la potencia que deberá aportar, en caso de falta de potencia y no esté descargada, y absorber en caso de que sobre potencia y no esté cargada.

En el caso de las cargas, se tienen que segmentar las potencias que cada carga absorbe; es por eso por lo que se usan las distribuciones de potencias activas medidas por el instrumento Emporia, puesto que estas se encuentran en desbalance y el FLUKE® mide múltiples potencias L1-N, L2-N y L1-L2.

Las mediciones realizadas por el Emporia son cada 15 minutos y se hicieron durante una semana, del 27 de marzo al 3 de abril. Para el caso de 10 breaks, con una distribución de 5 breaks para L1 y 5 breaks para L2, dichas potencias equivalen a potencia activa media.

Por lo tanto, como el Emporia solo realizó las mediciones durante una semana y el FLUKE® durante al menos tres semanas, este último tiene un promedio en potencia activa media mayor, debido a la cantidad de datos que se promedió, para llegar a seccionar las potencias activa medias y máximas para las 24 horas de un día.

Entonces, las potencias del Emporia se promediaron, los lunes a viernes desde las 00:00 a.m. hasta las 23:59 p.m., pasando de mediciones de cada 15 minutos a cada hora

Tabla 6.2.1 Distribución de potencia media medida por Emporia

Hora	Breaks Potencia Media Diaria (kW)									
	1A	1B	2A	2B	3A	3B	4A	4B	5A	5B
00:00:00	0,1352	0,0078	0,1445	0,3034	0,6412	0,0792	0,3020	0,0223	0,0000	0,0000
01:00:00	0,1353	0,0077	0,1386	0,3275	0,6437	0,0614	0,3001	0,0223	0,0000	0,0000
02:00:00	0,1354	0,0077	0,1230	0,3018	0,6456	0,0525	0,2995	0,0223	0,0000	0,0000
03:00:00	0,1352	0,0077	0,1117	0,2966	0,6391	0,0601	0,2975	0,0224	0,0000	0,0000
04:00:00	0,1360	0,0078	0,3538	0,4724	0,6295	0,0397	0,2986	0,0223	0,0000	0,0000
05:00:00	0,0950	0,0080	0,6577	0,6723	0,6069	0,0391	0,2965	0,0214	0,0000	0,0000
06:00:00	0,0228	0,0273	1,0454	0,7219	0,8634	0,2410	0,2872	0,0212	0,0056	0,0113
07:00:00	0,2021	0,1954	1,8017	1,6562	1,7170	0,7128	1,3908	0,0666	0,1637	0,3260
08:00:00	0,2083	0,2088	1,8469	1,4901	1,9980	0,7851	1,5920	0,1169	0,1839	0,3693
09:00:00	0,2411	0,2314	1,8951	1,5785	2,0174	0,8444	1,5795	0,1123	0,1982	0,3977
10:00:00	0,3077	0,2936	1,9673	1,7471	2,2773	1,0089	1,6565	0,1185	0,2329	0,4676
11:00:00	0,3133	0,2995	2,1492	1,9065	2,4011	1,1037	1,6811	0,1182	0,2364	0,4748
12:00:00	0,2458	0,2087	3,0434	1,6169	1,7684	0,7663	1,5464	0,1125	0,2102	0,4200
13:00:00	0,2374	0,1994	3,1085	1,6392	2,5542	1,4856	1,5515	0,1111	0,1854	0,3695
14:00:00	0,3407	0,3210	2,4647	2,0101	2,3991	1,1182	1,6047	0,1101	0,2292	0,4561
15:00:00	0,3144	0,3162	2,1890	2,0046	2,3493	1,0073	1,6638	0,1092	0,1977	0,3922
16:00:00	0,2881	0,3347	2,1757	1,9065	2,1574	0,8317	1,6808	0,1116	0,1703	0,3381
17:00:00	0,1246	0,1621	1,3514	1,3219	0,8773	0,1676	1,0783	0,1084	0,0870	0,1724
18:00:00	0,1309	0,0106	0,4067	0,5622	0,6825	0,1137	1,4374	1,2772	0,0000	0,0000
19:00:00	0,1338	0,0079	0,2481	0,4154	0,6879	0,1041	1,3608	1,2671	0,0000	0,0000
20:00:00	0,1341	0,0079	0,1758	0,3222	0,6713	0,1045	1,2878	1,2698	0,0000	0,0000
21:00:00	0,1343	0,0079	0,1378	0,3136	0,6667	0,1024	1,2621	1,2435	0,0000	0,0000
22:00:00	0,1343	0,0080	0,1368	0,3495	0,6611	0,0965	0,3044	0,0224	0,0000	0,0000
23:00:00	0,1347	0,0079	0,1557	0,2785	0,6564	0,0815	0,2976	0,0225	0,0000	0,0000

Fuente: Elaboración propia.

Se unifican las potencias de L1-N, L2-N y L1-L2, para hacer el cálculo del factor de corrección de crecimiento; esto es necesario para saber cuál es la distribución real de las mediciones realizadas por el FLUKE®.

Tabla 6.2.2 Potencias medias de fase y línea dividida

Hora	Potencia Media Activa Emporia (kW)		
	L1(A)	L2(B)	Fase (L1-L2)
00:00:00	0,9432	0,6925	1,6357
01:00:00	0,9399	0,6967	1,6366
02:00:00	0,9264	0,6614	1,5878
03:00:00	0,9083	0,6618	1,5701
04:00:00	1,1415	0,8185	1,9600
05:00:00	1,3810	1,0159	2,3969
06:00:00	1,9641	1,2830	3,2471
07:00:00	4,1134	4,1188	8,2322
08:00:00	4,5393	4,2598	8,7991
09:00:00	4,6635	4,4320	9,0955
10:00:00	5,1384	4,9389	10,0773
11:00:00	5,4565	5,2272	10,6837
12:00:00	5,5902	4,3484	9,9386
13:00:00	6,3806	5,0611	11,4417
14:00:00	5,7708	5,2832	11,0540
15:00:00	5,3540	5,1896	10,5436
16:00:00	5,0709	4,9241	9,9950
17:00:00	2,6343	2,8169	5,4511
18:00:00	2,4973	2,1239	4,6212
19:00:00	2,3369	1,8882	4,2251
20:00:00	2,2510	1,7223	3,9733
21:00:00	2,1823	1,6860	3,8682
22:00:00	0,9545	0,7584	1,7129
23:00:00	0,9693	0,6655	1,6348
Total	74,1074	65,2742	139,3817
Porcentaje	53%	47%	100%

Fuente: Elaboración propia.

Para obtener la distribución real de las potencias se toma la distribución de la potencia media del Emporia®, pues es el único que media las cargas por separado, sin embargo, como se puede observar en la potencia activa, tanto en el FLUKE® como en el Emporia® representan tanto el 53% de la línea A y 47% en la línea B, por lo que se toma la distribución de la potencia media, como verdadera y a partir de este punto.

Tabla 6.2.3 Reporte de Promedio de Potencia Media (Fluke®)

Promedio de Potencia Media							
Hora	Activa A (kW)	Activa B (kW)	Reactiva A (kVAr)	Reactiva B (kVAr)	Aparente A (kVA)	Aparente B (kVA)	Aparente Total (kVA)
00:00:00	1,1406	0,8062	-0,4486	-0,1272	1,23	0,82	2,04
01:00:00	1,1414	0,8002	-0,4532	-0,1288	1,23	0,81	2,04
02:00:00	1,1257	0,7821	-0,4481	-0,1350	1,21	0,79	2,01
03:00:00	1,1213	0,7839	-0,4413	-0,1355	1,21	0,80	2,00
04:00:00	1,2786	0,9356	-0,4600	-0,1476	1,36	0,95	2,31
05:00:00	1,4477	1,1057	-0,4435	-0,1821	1,51	1,12	2,63
06:00:00	2,0524	1,4327	-0,4191	-0,1849	2,09	1,44	3,54
07:00:00	5,2156	5,1919	-0,4162	-0,0646	5,23	5,19	10,42
08:00:00	5,5146	5,2448	-0,4001	-0,0641	5,53	5,25	10,77
09:00:00	5,7642	5,6085	-0,4601	-0,1020	5,78	5,61	11,39
10:00:00	6,0658	5,9728	-0,5509	-0,1786	6,09	5,98	12,07
11:00:00	6,4540	6,2877	-0,5250	-0,1977	6,48	6,29	12,77
12:00:00	6,7418	5,4557	-0,2346	-0,2310	6,75	5,46	12,21
13:00:00	7,7812	6,3554	-0,3883	-0,3301	7,79	6,36	14,15
14:00:00	6,7776	6,4778	-0,5659	-0,3054	6,80	6,48	13,29
15:00:00	6,3089	6,2774	-0,4782	-0,1600	6,33	6,28	12,61
16:00:00	5,8704	5,8359	-0,4362	-0,1051	5,89	5,84	11,72
17:00:00	3,0297	3,1446	-0,4713	-0,1798	3,07	3,15	6,22
18:00:00	3,0302	2,4487	-0,8601	-0,5521	3,15	2,51	5,66
19:00:00	2,8863	2,2835	-0,8563	-0,5489	3,01	2,35	5,36
20:00:00	2,7275	2,0144	-0,8631	-0,5748	2,86	2,09	4,96
21:00:00	2,5498	1,9079	-0,8522	-0,5500	2,69	1,99	4,67
22:00:00	1,1503	0,8111	-0,4258	-0,1129	1,23	0,82	2,05
23:00:00	1,1601	0,7777	-0,4334	-0,1434	1,24	0,79	2,03
Subtotal	88,3356	78,7422	-12,3316	-5,4416	89,74	79,17	
Total	167,0777		-17,7732		168,9061		168,91
Porcentaje	53%	47%	69%	31%	53%	47%	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.2.4 Reporte de Promedio de Potencia Máxima (Fluke®)

Promedio de Potencia Máxima							
Hora	Activa A (kW)	Activa B (kW)	Reactiva A (kVAr)	Reactiva B (kVAr)	Aparente A (kVA)	Aparente B (kVA)	Aparente Total (kVA)
00:00:00	1,2563	1,9909	-0,4186	0,4458	1,32	2,04	3,36
01:00:00	1,2647	2,0116	-0,4167	0,4593	1,33	2,06	3,39
02:00:00	1,2758	1,9526	-0,4111	0,4479	1,34	2,00	3,34
03:00:00	1,2888	1,9059	-0,4001	0,4123	1,35	1,95	3,30
04:00:00	1,4094	2,1207	-0,4303	0,4347	1,47	2,16	3,64
05:00:00	1,7318	2,2581	-0,3332	0,3871	1,76	2,29	4,05
06:00:00	2,5325	2,8101	-0,2797	0,4115	2,55	2,84	5,39
07:00:00	6,4404	6,8656	0,2807	0,8260	6,45	6,92	13,36
08:00:00	7,0794	7,0987	0,4786	0,9396	7,10	7,16	14,26
09:00:00	7,5992	7,6878	0,6377	1,0868	7,63	7,76	15,39
10:00:00	7,8438	8,0816	0,5314	1,1292	7,86	8,16	16,02
11:00:00	8,3667	8,4057	0,6603	1,1112	8,39	8,48	16,87
12:00:00	8,2161	7,0721	0,6203	0,7228	8,24	7,11	15,35
13:00:00	8,9611	7,7115	0,1977	0,3667	8,96	7,72	16,68
14:00:00	7,8738	7,9345	-0,0237	0,4872	7,87	7,95	15,82
15:00:00	8,2600	8,4369	0,8158	1,2783	8,30	8,53	16,83
16:00:00	7,5573	7,7922	0,5907	1,0857	7,58	7,87	15,45
17:00:00	3,8916	4,6512	0,0620	0,6775	3,89	4,70	8,59
18:00:00	3,2061	3,5273	-0,8219	-0,0489	3,31	3,53	6,84
19:00:00	3,0739	3,4195	-0,8129	-0,0094	3,18	3,42	6,60
20:00:00	2,8779	3,1581	-0,8245	-0,0270	2,99	3,16	6,15
21:00:00	2,7694	3,0777	-0,8194	0,0068	2,89	3,08	5,97
22:00:00	1,2927	1,9799	-0,3873	0,4714	1,35	2,04	3,38
23:00:00	1,3237	1,9256	-0,3926	0,4222	1,38	1,97	3,35
Subtotal	107,3921	113,8758	11,6471	13,6955	108,50	114,90	223,40
Total	221,2679		25,3426		223,4043		
Porcentaje	49%	51%	46%	54%	49%	51%	

Fuente: Elaboración propia.

Las potencias promedio ayuda a determinar el comportamiento del sistema a cargas moderadas y no tan extremas, por lo que se puede medir el impacto de la producción, sobre todo en la de baja demanda contra una excedencia exportación de energía a la red eléctrica.

Para obtener la distribución de potencia se toman los datos de cada carga y se dividen entre el total de la fase a la que pertenece, de esta manera se obtiene la equivalencia de todas las cargas y seguidamente su sumatoria para llegar al 100% de la fase.

Tabla 6.2.5 Factores de Distribución Real

Distribución Proporcional de Potencia												
Hora	C1A	C1B	C2A	C2B	C3A	C3B	C4A	C4B	C5A	C5B	Total A	Total B
00:00:00	0,14	0,01	0,15	0,44	0,68	0,11	0,02	0,44	0,00	0,00	1,00	1,00
01:00:00	0,14	0,01	0,15	0,47	0,68	0,09	0,02	0,43	0,00	0,00	1,00	1,00
02:00:00	0,15	0,01	0,13	0,46	0,70	0,08	0,02	0,45	0,00	0,00	1,00	1,00
03:00:00	0,15	0,01	0,12	0,45	0,70	0,09	0,02	0,45	0,00	0,00	1,00	1,00
04:00:00	0,12	0,01	0,31	0,58	0,55	0,05	0,02	0,36	0,00	0,00	1,00	1,00
05:00:00	0,07	0,01	0,48	0,66	0,44	0,04	0,02	0,29	0,00	0,00	1,00	1,00
06:00:00	0,01	0,02	0,53	0,56	0,44	0,19	0,01	0,22	0,01	0,00	1,00	1,00
07:00:00	0,05	0,05	0,44	0,40	0,42	0,17	0,02	0,34	0,08	0,04	1,00	1,00
08:00:00	0,05	0,05	0,41	0,35	0,44	0,18	0,03	0,37	0,08	0,04	1,00	1,00
09:00:00	0,05	0,05	0,41	0,36	0,43	0,19	0,02	0,36	0,09	0,04	1,00	1,00
10:00:00	0,06	0,06	0,38	0,35	0,44	0,20	0,02	0,34	0,09	0,05	1,00	1,00
11:00:00	0,06	0,06	0,39	0,36	0,44	0,21	0,02	0,32	0,09	0,05	1,00	1,00
12:00:00	0,04	0,05	0,54	0,37	0,32	0,18	0,02	0,36	0,08	0,05	1,00	1,00
13:00:00	0,04	0,04	0,49	0,32	0,40	0,29	0,02	0,31	0,06	0,04	1,00	1,00
14:00:00	0,06	0,06	0,43	0,38	0,42	0,21	0,02	0,30	0,08	0,04	1,00	1,00
15:00:00	0,06	0,06	0,41	0,39	0,44	0,19	0,02	0,32	0,07	0,04	1,00	1,00
16:00:00	0,06	0,07	0,43	0,39	0,43	0,17	0,02	0,34	0,07	0,03	1,00	1,00
17:00:00	0,05	0,06	0,51	0,47	0,33	0,06	0,04	0,38	0,07	0,03	1,00	1,00
18:00:00	0,05	0,00	0,16	0,26	0,27	0,05	0,51	0,68	0,00	0,00	1,00	1,00
19:00:00	0,06	0,00	0,11	0,22	0,29	0,06	0,54	0,72	0,00	0,00	1,00	1,00
20:00:00	0,06	0,00	0,08	0,19	0,30	0,06	0,56	0,75	0,00	0,00	1,00	1,00
21:00:00	0,06	0,00	0,06	0,19	0,31	0,06	0,57	0,75	0,00	0,00	1,00	1,00
22:00:00	0,14	0,01	0,14	0,46	0,69	0,13	0,02	0,40	0,00	0,00	1,00	1,00
23:00:00	0,14	0,01	0,16	0,42	0,68	0,12	0,02	0,45	0,00	0,00	1,00	1,00

Fuente: Elaboración propia

Estos factores se pueden aplicar directamente a las potencias analizadas tanto para las potencias promedio como para las potencias pico que son de especial interés debido a que se puede analizar el comportamiento del sistema en casos críticos

Potencia pico máxima por fase (FLUKE®)

Tabla 6.2.6 Potencia pico máxima por fase (FLUKE®)

Potencia Pico Máxima						
Hora	Fase A			Fase B		
	Activa (kW)	Reactiva (kVAr)	Aparente (kVA)	Activa (kW)	Reactiva (kVAr)	Aparente (kVA)
00:00:00	1,24	-0,43	1,31	2,98	0,75	3,07
01:00:00	3,16	-0,04	3,16	1,14	-0,09	1,14
02:00:00	2,91	-0,05	2,91	2,34	0,69	2,44
03:00:00	1,07	-0,42	1,15	2,95	0,68	3,03
04:00:00	2,64	-0,49	2,69	3,02	0,74	3,11
05:00:00	3,68	-0,08	3,68	2,96	0,67	3,03
06:00:00	5,79	-0,38	5,80	5,35	0,41	5,37
07:00:00	11,01	3,75	11,63	11,3	4,27	12,08
08:00:00	10,79	2,9	11,17	10,77	3,36	11,28
09:00:00	11,88	2,81	12,21	11,74	3,1	12,14
10:00:00	10,59	3,08	11,03	10,18	3,39	10,73
11:00:00	13,12	3,25	13,52	12,71	4,06	13,34
12:00:00	13,87	2,96	14,18	12,56	2,92	12,89
13:00:00	14,97	2,59	15,19	12,48	2,75	12,78
14:00:00	12,05	2,82	12,38	11,72	2,83	12,06
15:00:00	13,06	2,6	13,32	13,27	2,7	13,54
16:00:00	12,88	2,7	13,16	12,25	2,94	12,60
17:00:00	9,27	3,06	9,76	9,39	3,29	9,95
18:00:00	5,09	-0,82	5,16	5,52	0,21	5,52
19:00:00	4,23	-0,88	4,32	5,49	0,2	5,49
20:00:00	3,74	-0,77	3,82	3,97	0,26	3,98
21:00:00	3,41	-0,83	3,51	3,94	0,17	3,94
22:00:00	2,56	-0,12	2,56	2,67	0,59	2,73
23:00:00	2,9	-0,04	2,90	2,61	0,44	2,65

Fuente: Elaboración propia

Las potencias pico a analizar son las de la franja 6:00 a.m. a 6:00 p.m. debido a es que es la única donde el sistema tiene acceso a la luz solar, para comenzar la generación.

Tabla 6.2.7 Potencia pico máxima total (FLUKE®)

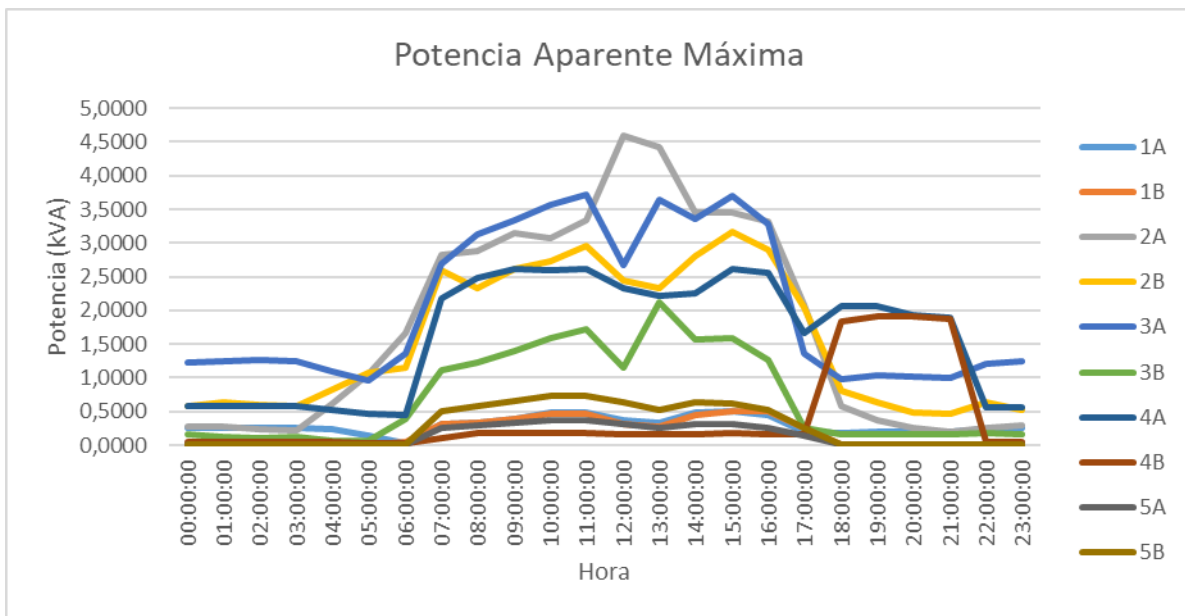
Potencia Pico Maxima				
Hora	Fase A-B			F.P
	Total Activa (kW)	Total Reactiva (kVar)	Total Aparente (kVA)	
00:00:00	4,22	0,32	4,23	0,997
01:00:00	4,30	-0,13	4,30	1,000
02:00:00	5,25	0,64	5,29	0,993
03:00:00	4,02	0,26	4,03	0,998
04:00:00	5,66	0,25	5,67	0,999
05:00:00	6,64	0,59	6,67	0,996
06:00:00	11,14	0,03	11,14	1,000
07:00:00	22,31	8,02	23,71	0,941
08:00:00	21,56	6,26	22,45	0,960
09:00:00	23,62	5,91	24,35	0,970
10:00:00	20,77	6,47	21,75	0,955
11:00:00	25,83	7,31	26,84	0,962
12:00:00	26,43	5,88	27,08	0,976
13:00:00	27,45	5,34	27,96	0,982
14:00:00	23,77	5,65	24,43	0,973
15:00:00	26,33	5,30	26,86	0,980
16:00:00	25,13	5,64	25,76	0,976
17:00:00	18,66	6,35	19,71	0,947
18:00:00	10,61	-0,61	10,63	0,998
19:00:00	9,72	-0,68	9,74	0,998
20:00:00	7,71	-0,51	7,73	0,998
21:00:00	7,35	-0,66	7,38	0,996
22:00:00	5,23	0,47	5,25	0,996
23:00:00	5,51	0,40	5,52	0,997

Fuente: Elaboración propia

6.2.1 Potencias Promedio

Aplicando estos factores, se llegan a obtener potencias activas y reactivas, tanto para las medias como para las máximas en este caso interesan las potencias activas y reactivas máximas para un día promedio.

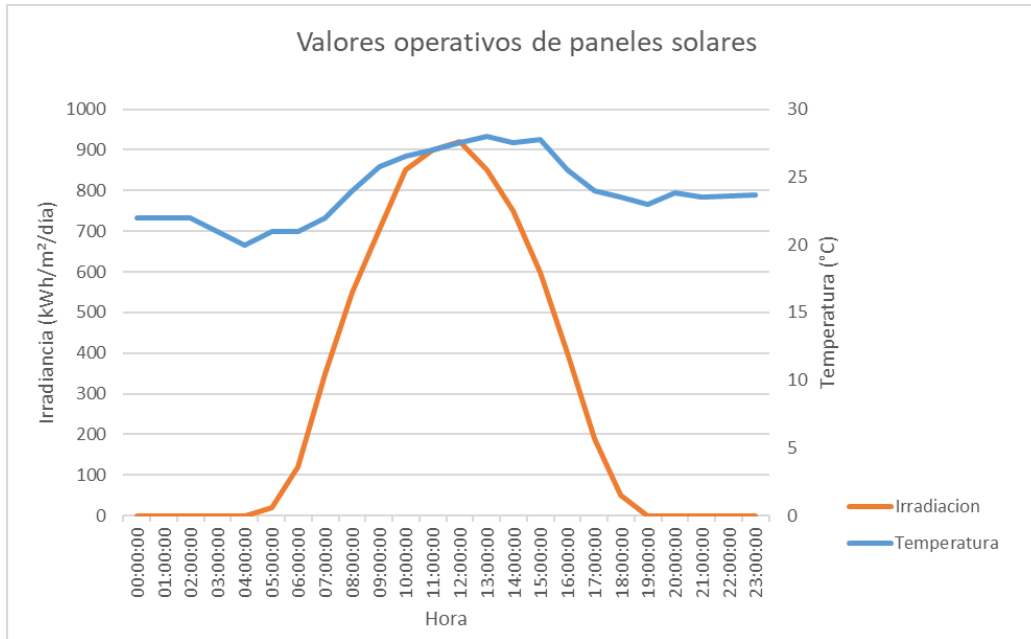
Figura 6.2.1 Potencia Aparente Máxima Promedio Por Circuito



Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, una vez obtenidas las potencias medias y máximas, se necesitan los valores de la temperatura a la que van a trabajar los paneles. En este caso se trabajará con temperaturas e irradiación de un día promedio. En este caso la irradiación tendrá una distribución estándar, ósea la máxima irradiación a las 12:00 p.m.

Figura 6.2.2 *Temperatura Ambiente e Irradiancia Estimada*



Fuente: Elaboración propia.

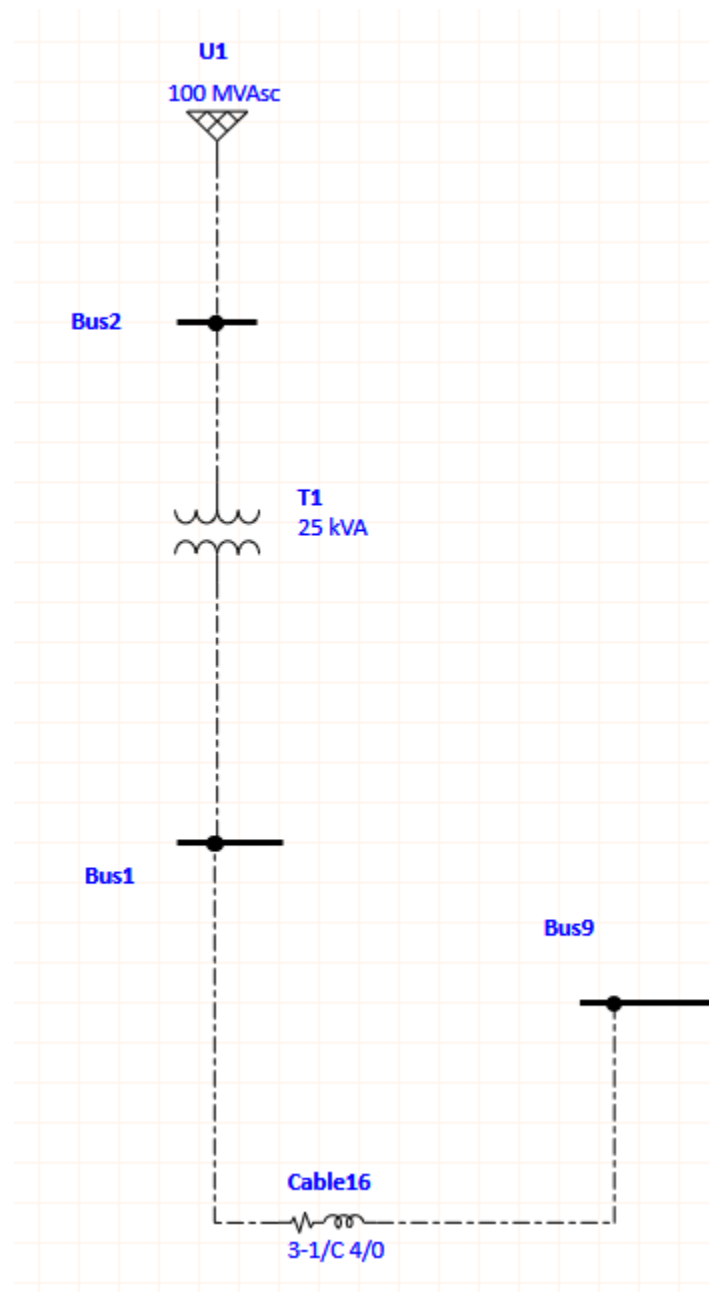
La gráfica titulada "Valores operativos de paneles solares" presenta el comportamiento horario de la irradiancia solar y la temperatura ambiente a lo largo de un día típico. En ella se observa que la irradiancia permanece en cero durante las horas nocturnas, desde la medianoche hasta aproximadamente las seis de la mañana, momento en que inicia un aumento progresivo conforme avanza la mañana. Este incremento continúa hasta alcanzar su punto máximo alrededor del mediodía, cuando el sol está en su punto más alto. A partir de este momento, la irradiancia comienza a descender de forma simétrica hasta llegar nuevamente a cero cerca de las seis de la tarde, reflejando claramente el ciclo solar diario.

Por otro lado, la temperatura muestra un comportamiento distinto. Durante las primeras horas de la madrugada, se mantiene relativamente estable, con ligeras disminuciones que podrían atribuirse al enfriamiento nocturno. Con la salida del sol, la temperatura comienza a incrementarse, alcanzando su valor máximo entre el mediodía y las dos de la tarde, en torno a los 29 °C. Posteriormente, desciende gradualmente conforme se aproxima la noche, estabilizándose nuevamente en valores cercanos a los 24 °C.

Este comportamiento combinado evidencia la estrecha relación entre la radiación solar y la temperatura ambiente, aunque con un ligero desfase térmico. Mientras que la irradiancia depende directamente de la posición del sol, la temperatura responde con cierto retraso debido a la inercia térmica del ambiente. Este fenómeno es relevante en el contexto del diseño de sistemas fotovoltaicos, ya que, si bien una mayor irradiancia favorece la generación de energía, las temperaturas elevadas pueden reducir la eficiencia de los paneles solares. Por tanto, ambos factores deben considerarse de forma conjunta al dimensionar y optimizar estos sistemas.

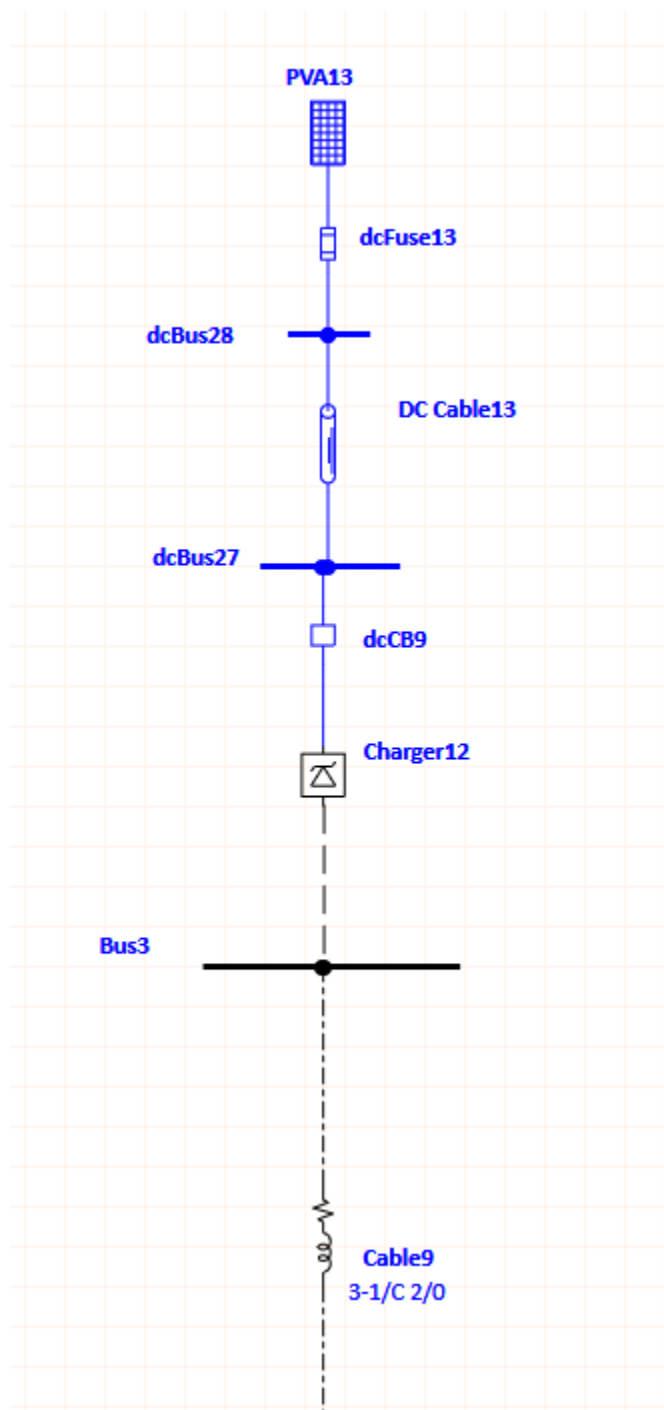
Una vez obtenidos los datos con los cuales se va a realizar la simulación estática desbalanceada punto a punto, se configuran los módulos en el siguiente circuito:

Figura 6.2.3 Circuito de RED para la simulación en ETAP



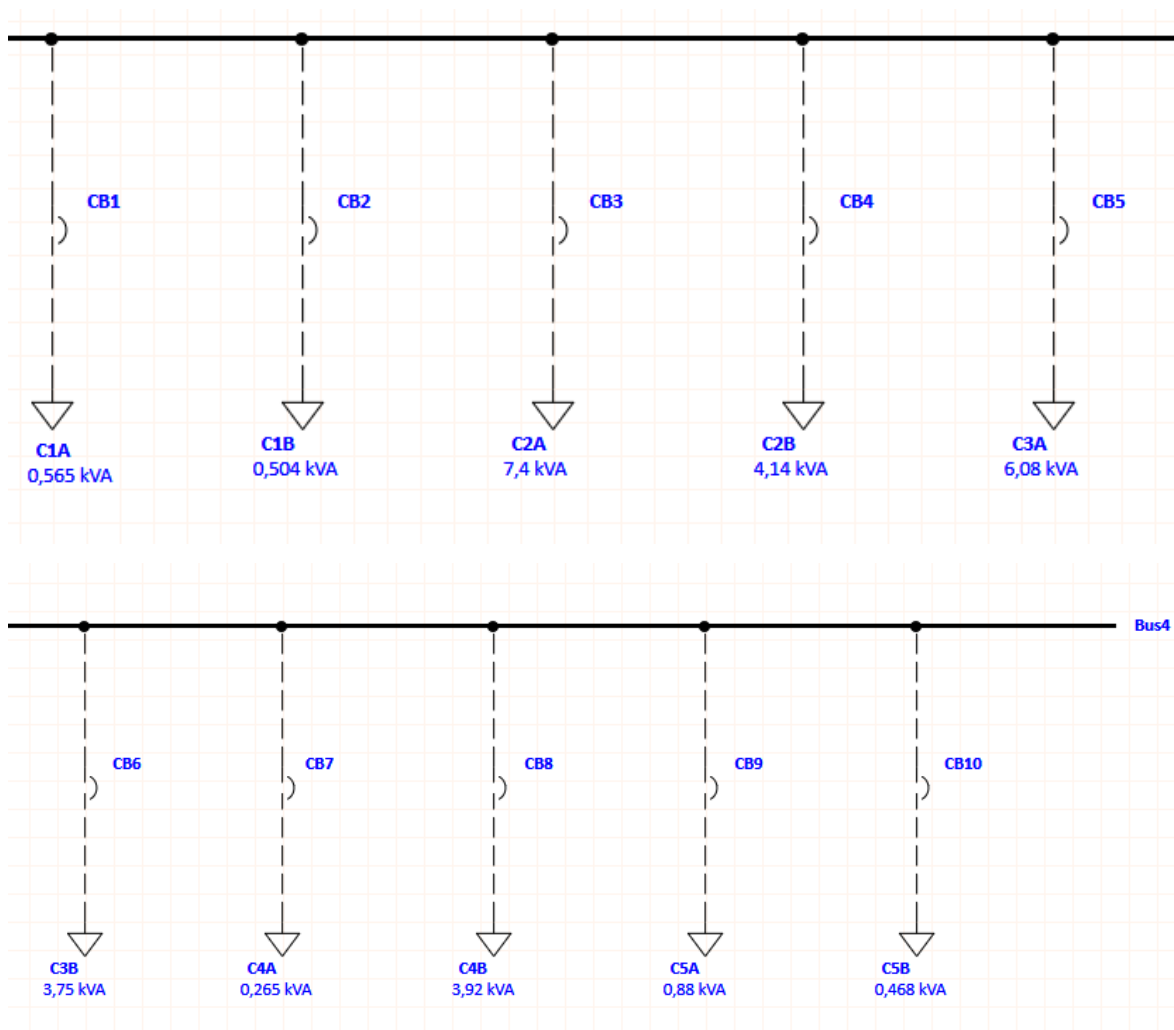
Fuente: Simulación en ETAP®.

Figura 6.2.4 Circuito Fotovoltaico para la simulación en ETAP



Fuente: Simulación en ETAP®.

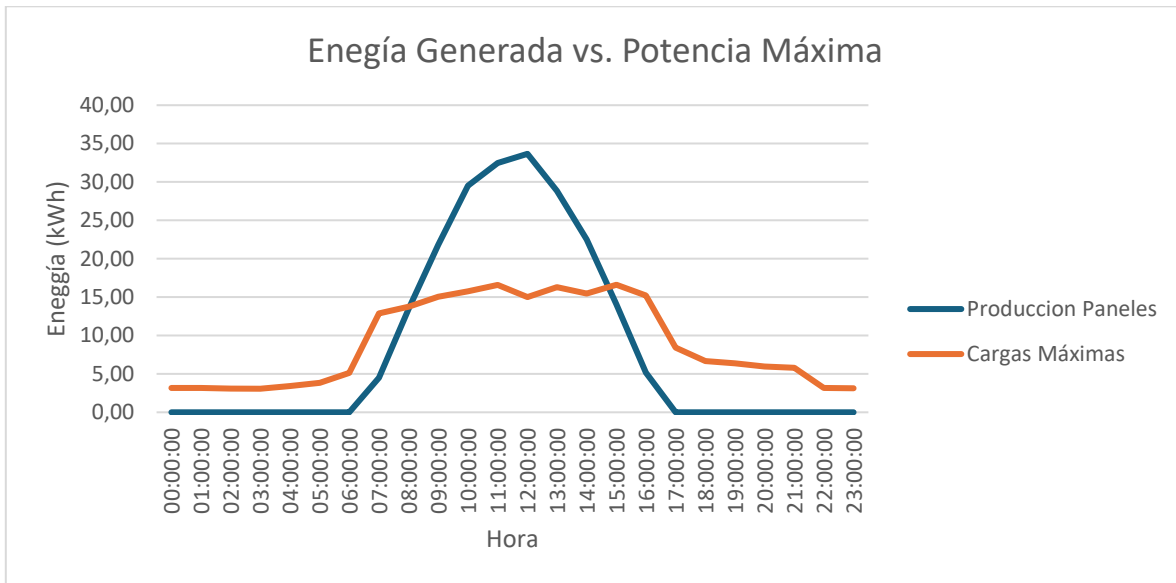
Figura 6.2.5 Circuito de Cargas para la simulación en ETAP



Fuente: Simulación en ETAP®.

Se obtienen los siguientes resultados de generación fotovoltaica y consumo de red o inyección a la red:

Figura 6.2.6 Comportamiento de Generación y Consumo máximo



Fuente: Elaboración propia.

La gráfica titulada "Energía generada vs. potencia máxima" compara, a lo largo del día, la producción de energía de los paneles solares con el comportamiento de las cargas eléctricas máximas conectadas al sistema. Ambas variables están expresadas en kilovatios-hora (kWh) y se representan en función de la hora.

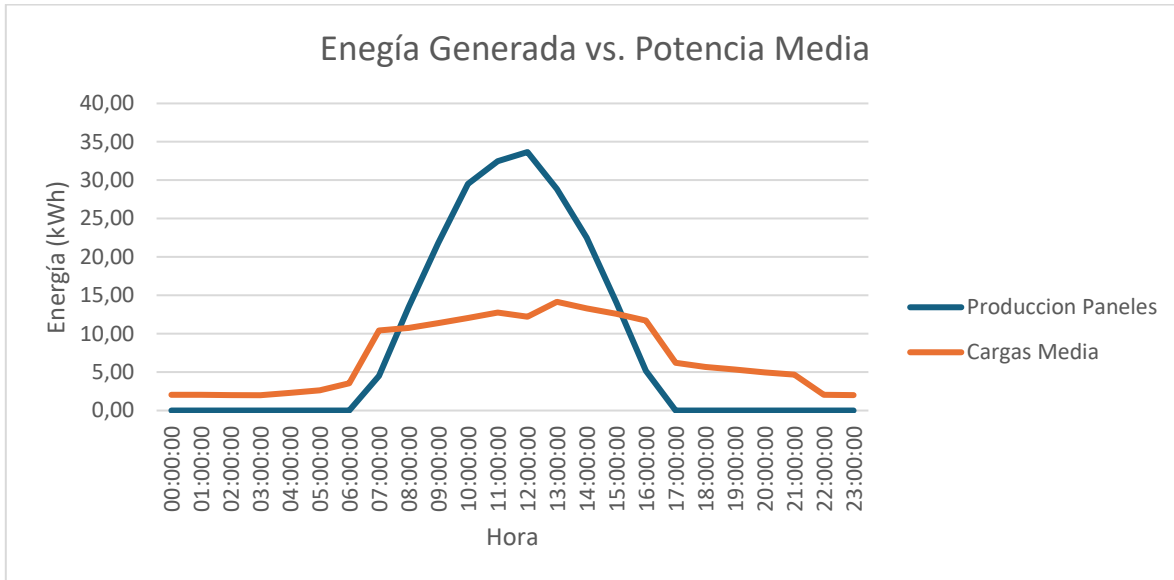
Durante la madrugada y las primeras horas de la mañana, entre la medianoche y las seis, la energía generada por los paneles es nula, mientras que el consumo por cargas se mantiene en niveles bajos pero constantes, alrededor de los 4 a 5 kWh. A partir de las 06:00, las cargas aumentan notablemente, alcanzando un umbral de aproximadamente 15 kWh y manteniéndose relativamente constantes hasta cerca de las 15:00.

La producción de los paneles solares, por su parte, comienza a partir de las 07:00, y experimenta un ascenso rápido que culmina cerca de las 13:00, alcanzando un máximo de aproximadamente 35 kWh. A partir de esta hora, la producción disminuye progresivamente hasta llegar nuevamente a cero hacia las 18:00.

Se evidencia, entonces, una clara desincronización entre la producción y el consumo energético. Mientras la generación solar alcanza su punto máximo a mediodía, el consumo mantiene una demanda relativamente constante durante un período más amplio del día, extendiéndose incluso más allá del horario de generación. Esto genera dos escenarios críticos: por un lado, un excedente de generación durante las horas pico solares, que no es aprovechado en su totalidad si no se cuenta con un sistema de almacenamiento; y por otro, una demanda insatisfecha en horas no solares, que requiere abastecimiento desde la red, o mediante almacenamiento.

Este análisis resalta la importancia de incorporar sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, que permitan captar el excedente generado durante el día para cubrir la demanda durante los periodos de baja o nula producción. También refuerza la necesidad de implementar estrategias de gestión de carga, que ajusten el consumo a los periodos de mayor disponibilidad energética.

Figura 6.2.7 Comportamiento de Generación y Consumo medio



Fuente: Elaboración propia.

La gráfica titulada "Energía generada vs. potencia media" muestra la comparación entre la energía producida por los paneles solares y la demanda energética media (cargas medias) a lo largo de un día completo. Ambas variables están expresadas en kilovatios-hora (kWh) y se grafican por hora.

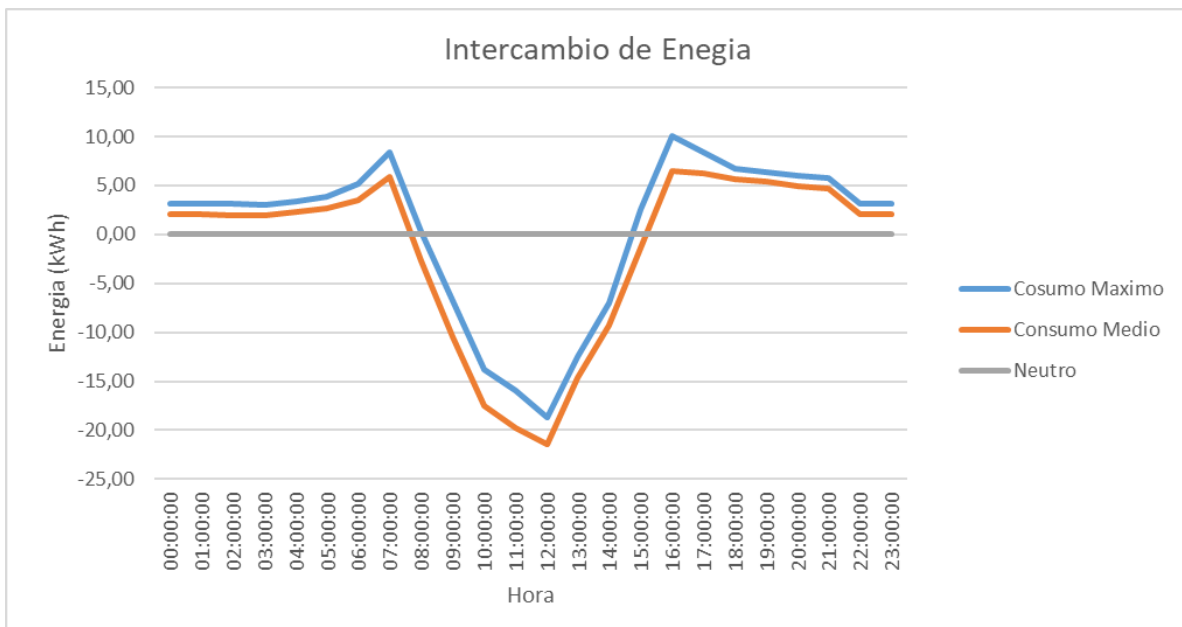
Durante las horas nocturnas, desde las 00:00 hasta las 06:00, la producción de energía solar es nula, mientras que el consumo se mantiene constante alrededor de los 3 a 4 kWh, reflejando una demanda baja pero continua. A partir de las 07:00, las cargas comienzan a incrementarse, alcanzando un valor medio de aproximadamente 12 a 14 kWh entre las 09:00 y las 14:00.

La producción solar inicia también hacia las 07:00, aumentando de manera pronunciada y alcanzando su pico máximo entre las 12:00 y 13:00, con una generación cercana a los 35 kWh. Después de esta hora, la producción disminuye paulatinamente hasta desaparecer por completo alrededor de las 18:00.

Al comparar ambas curvas se puede observar que, durante el periodo de máxima irradiancia solar (de 10:00 a 14:00), la energía generada por los paneles supera ampliamente a la demanda media, lo que indica una producción excedente. En cambio, en los extremos del día (mañana temprano y al anochecer), la demanda no puede ser satisfecha con energía solar, y se requeriría consumo de red o respaldo mediante almacenamiento.

Este comportamiento reafirma la utilidad de un sistema de almacenamiento energético, ya que permitiría captar el excedente diurno y utilizarlo para cubrir las cargas en horarios donde no hay producción solar. Además, la comparación con cargas medias, a diferencia de las cargas máximas, permite dimensionar el sistema de forma más realista y adaptada al perfil de consumo diario promedio, lo cual puede resultar en diseños más económicos y técnicamente viables.

Figura 6.2.8 *Comportamiento de intercambio de energía con la Red*



Fuente: Elaboración propia.

La gráfica titulada "Intercambio de energía" muestra el comportamiento de este intercambio de energía, donde, a pesar de que a las 5:00 aún no hay sol, se comienza a realizar consumo en la empresa. A partir de ahí, hasta las 7:00, cuando la generación de los paneles

comienza a proveer energía a la red, la inyección de la red deja suceder y entonces los excesos de los paneles comienzan a inyectarse a la red; es hasta las 11 o 12 del mediodía que llega al punto de máxima inyección a la red.

Sin embargo, no es hasta las 16:00 que la red empieza a entregar potencia, pues la irradiancia del sol está descendiendo y no puede generar la suficiente potencia.

Es por esto por lo que el uso de baterías permitiría almacenar parte de la potencia vertida a la red, siempre y cuando no esté totalmente cargada; aun así, el fin de este sistema no es la cero inyección de energía.

6.2.1.1 Análisis de Tensión

El análisis de tensión de voltaje en las cargas de un edificio es un estudio fundamental dentro del campo de la ingeniería eléctrica y la gestión de instalaciones. Su propósito principal es verificar las cargas conectadas a la red eléctrica del edificio, es decir, que los diferentes equipos y dispositivos que consumen energía estén recibiendo un voltaje adecuado y dentro de los rangos establecidos por las normas técnicas. Este análisis permite identificar si existen caídas, fluctuaciones o irregularidades en el suministro eléctrico que puedan afectar el rendimiento, la vida útil, o la seguridad de los aparatos conectados.

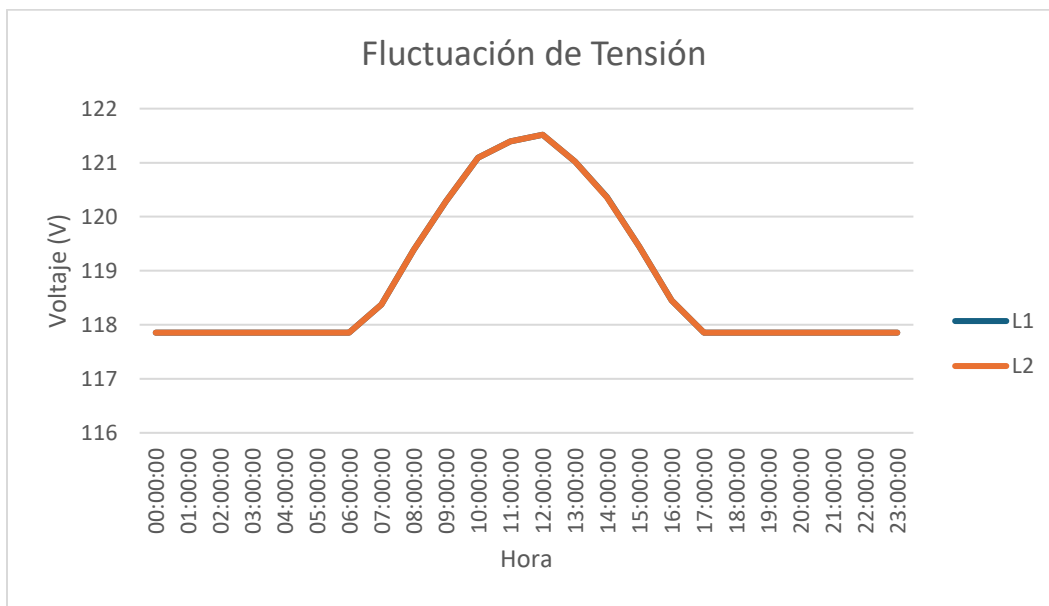
Para llevar a cabo este análisis, se realiza una inspección detallada en los diferentes puntos del sistema eléctrico del edificio. Esto incluye el tablero general de distribución, los subtableros, y puntos críticos como tomacorrientes o terminales donde operan equipos sensibles o de alta demanda. En estos puntos se efectúan mediciones del voltaje eléctrico bajo distintas condiciones de operación, por ejemplo: en momentos de alto consumo, durante la noche, o cuando ciertos equipos están en funcionamiento. El objetivo es observar cómo varía el voltaje a lo largo del tiempo y en distintas partes del sistema.

Las herramientas utilizadas para este análisis incluyen multímetros digitales para mediciones básicas, analizadores de calidad de energía para estudios más detallados, y registradores de datos que permiten observar el comportamiento del voltaje durante periodos

prolongados. Estas mediciones se comparan con los valores establecidos por normativas locales o internacionales, como la IEEE 519 o los reglamentos técnicos nacionales.

El análisis de tensión no solo permite detectar problemas como caídas excesivas de voltaje o desequilibrios entre fases, sino que también es útil para diagnosticar sobrecargas, problemas de cableado, conexiones defectuosas o la necesidad de redistribuir cargas. En muchos casos, los resultados del estudio permiten hacer recomendaciones técnicas que van desde la mejora del cableado hasta la instalación de equipos como reguladores de voltaje, transformadores o sistemas de respaldo.

Figura 6.2.9 *Fluctuación de Tensión*



Fuente: Elaboración propia.

La gráfica titulada "Fluctuación de tensión" presenta la variación del voltaje en dos líneas (L1 y L2) a lo largo de un periodo de 24 horas. Se observa que durante las horas nocturnas y de madrugada, específicamente entre la medianoche y las 6:00 a.m., el voltaje se mantiene estable en aproximadamente 118 V. A partir de las 7:00 a.m., comienza un incremento progresivo que alcanza su punto máximo alrededor de las 12:00 del mediodía, con un valor cercano a los 121.5 V.

Después del mediodía, el voltaje inicia un descenso gradual hasta las 17:00 horas, momento en el cual retorna a su nivel inicial de aproximadamente 118 V, permaneciendo estable nuevamente durante el resto de la tarde y la noche.

Cabe destacar que ambas líneas (L1 y L2) muestran un comportamiento prácticamente idéntico, lo cual indica que el sistema está bien balanceado en términos de distribución de carga entre fases, al menos durante el periodo analizado.

Esta variación de tensión se encuentra dentro de un rango razonable para sistemas residenciales o comerciales, considerando que la mayoría de las normas permiten fluctuaciones de $\pm 5\%$ respecto al valor nominal ($120\text{ V} \pm 6\text{ V}$). No obstante, el hecho de que el voltaje sea más alto durante el día podría estar relacionado con una baja demanda general en la red local, o con la presencia de generación distribuida (por ejemplo, paneles solares) que contribuye al aumento del nivel de voltaje.

Este tipo de análisis permite identificar tendencias y comportamientos de la red eléctrica interna del edificio, facilitando la toma de decisiones respecto al ajuste de transformadores, la necesidad de reguladores de voltaje o la redistribución de cargas críticas, especialmente si se planea integrar equipos sensibles o automatización.

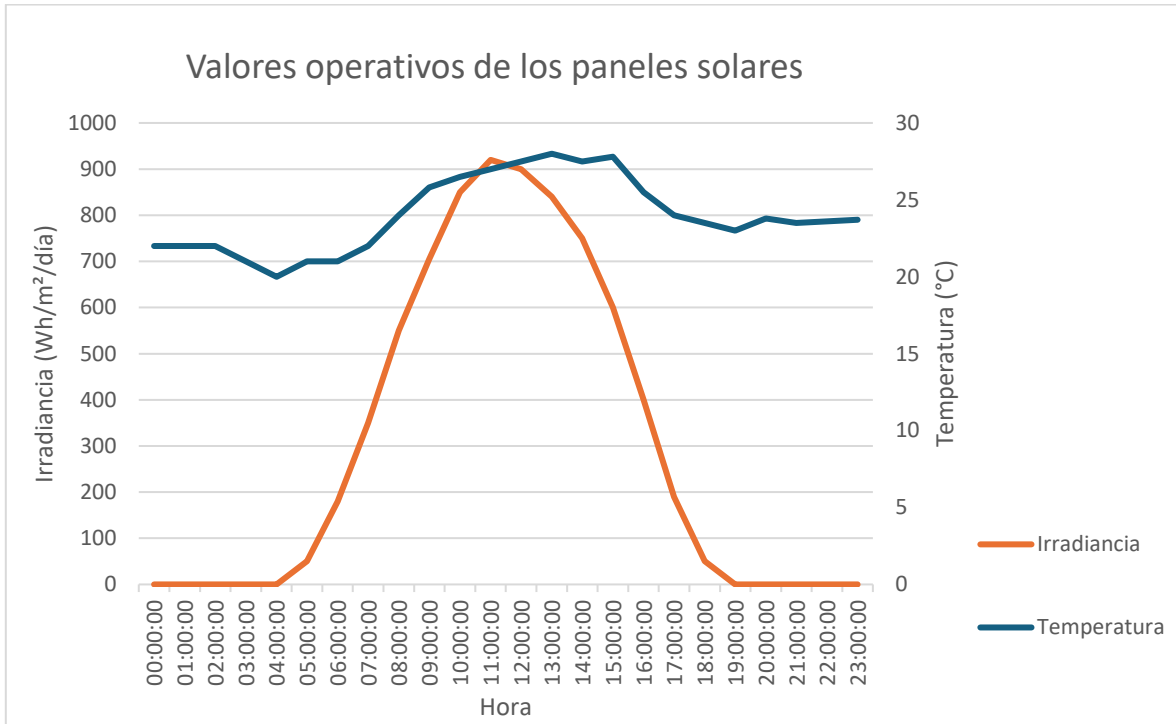
6.2.2 Potencia Máxima Pico

6.2.2.1 Caso Crítico 1: alta demanda con generación estándar

En este caso se analiza el comportamiento del sistema con las cargas de potencia pico máxima de cada hora, a estas cargas la alimenta un sistema fotovoltaico de una capacidad máxima de 35 kVA y la red eléctrica.

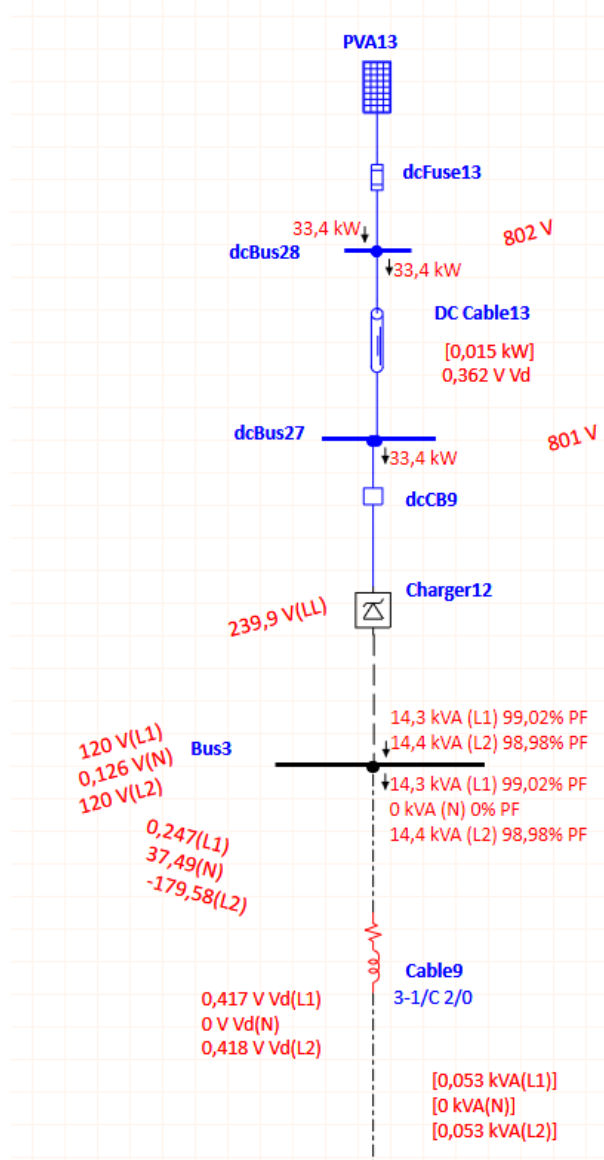
En este caso se toma una irradiación con un punto máximo entorno a las 11:00 a.m. puesto que el sistema está orientado al este y estos sistemas alcanzan su punto máximo de producción antes del mediodía, y por la tarde su generación va decayendo.

Figura 6.2.10 *Temperatura Ambiente e Irradiancia Estimada (Este)*



Fuente: Elaboración Propia.

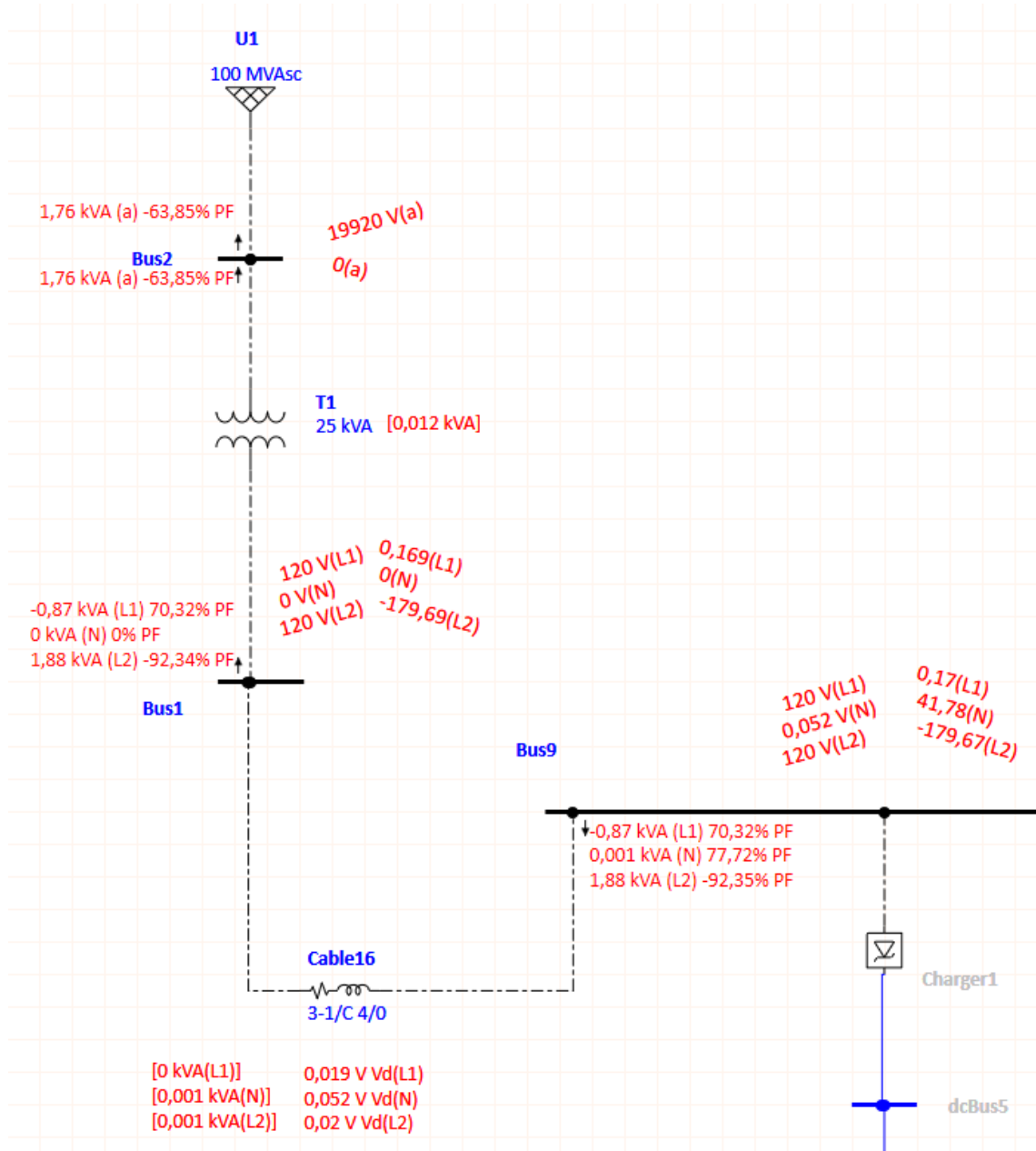
Figura 6.2.11 Sistema Fotovoltaico Equivalente



Fuente: Simulación en ETAP®.

El sistema se simula con un sistema fotovoltaico unificado de 47 kWp en paneles, los cuales están conectados a un inversor de 35 kVA, el cual invierte la potencia de DC a AC, transmitiendo a la barra de las Cargas de la empresa.

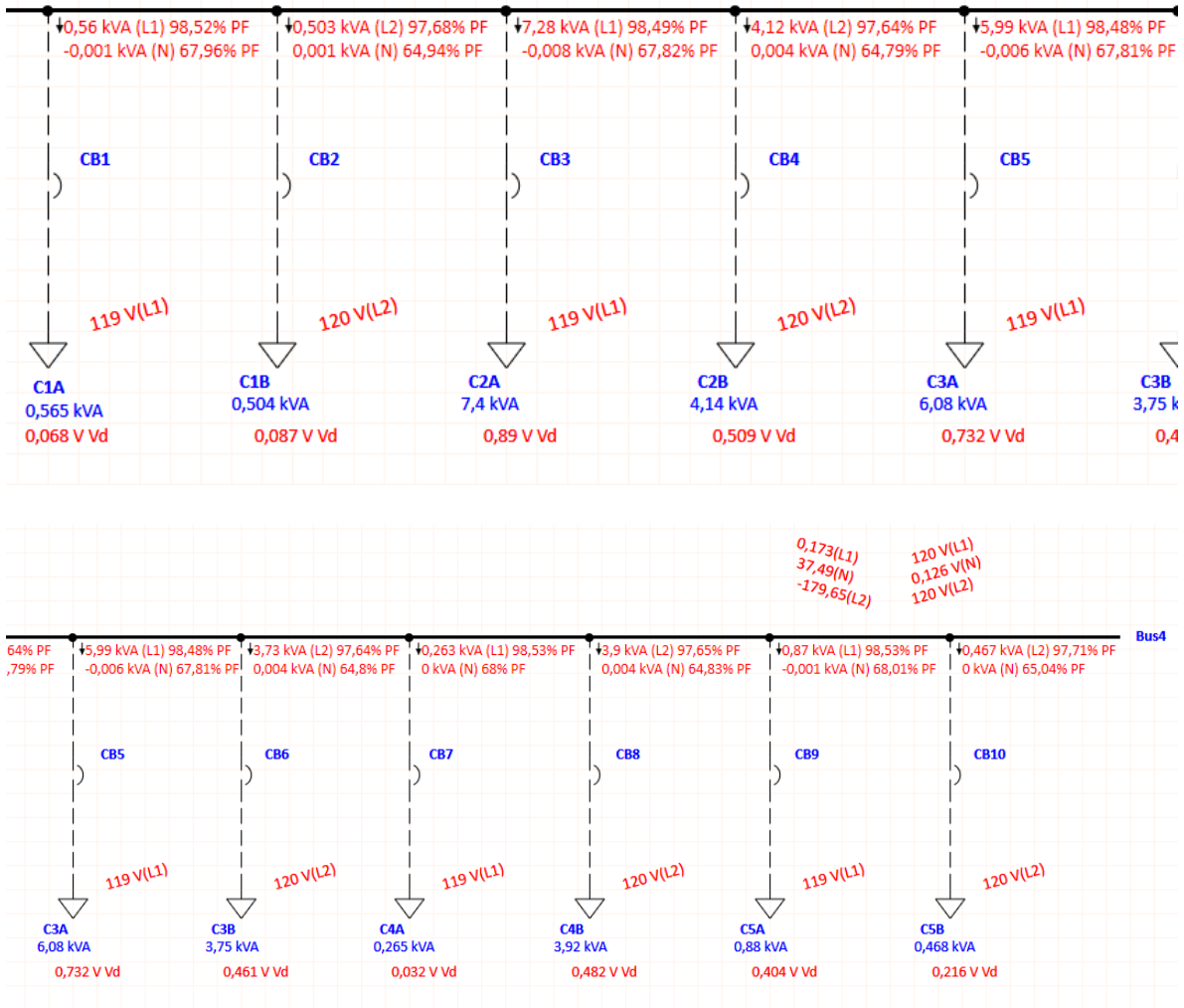
Figura 6.2.12 Conexión a red eléctrica



Fuente: Simulación en ETAP®.

La red monofásica se simula de manera que la RED se conecta a un transformador monofásico de 25 kVA que transforma la de 19,92 kV a 240 V con una corriente máxima de 104 A

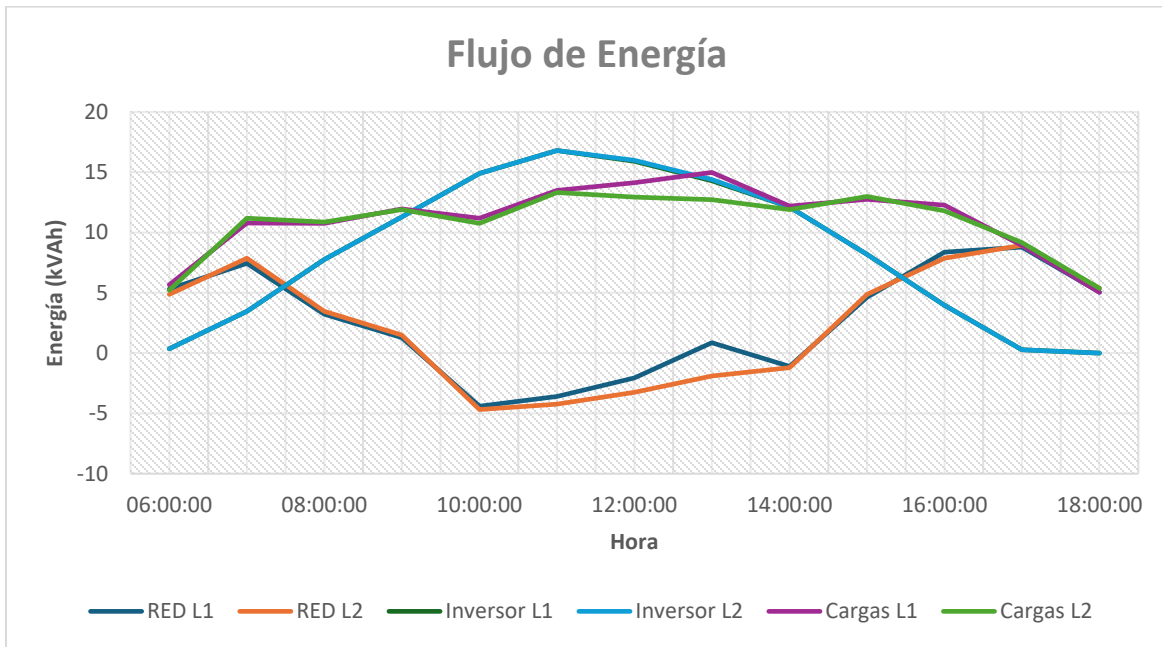
Figura 6.2.13 Cargas de Seléctrica SRL



Fuente: Simulación en ETAP®.

Las cargas se distribuyen de manera que los 10 terminales pertenecen a los 5 tableros, que los compone L1 y L2, estas se encuentran balanceadas, en su potencia aparente total.

Figura 6.2.14 Comportamiento de generación, consumo máxima demanda



Fuente: Elaboración Propia.

El gráfico presenta el comportamiento del flujo de energía en un sistema trifásico con respaldo fotovoltaico durante una jornada típica, desde las 6:00 a.m. hasta las 6:00 p.m. Se representa la energía en kilovatios-hora (kWh) entregada por la red eléctrica (RED L1 y RED L2), por el inversor solar (Inversor L1 y L2), y la demanda energética de las cargas conectadas a ambas líneas (Cargas L1 y L2).

Durante las primeras horas de la mañana (6:00 a.m. a 9:00 a.m.), el aporte energético principal proviene de la red, mientras que el inversor comienza a incrementar gradualmente su generación. Entre las 10:00 a.m. y las 2:00 p.m., el inversor alcanza su pico de generación, con valores que superan los 15 kWh por fase, lo que permite reducir considerablemente el consumo de la red, incluso llegando a valores negativos en RED L1 y L2. Esto indica que hay inyección de energía hacia la red o balanceo energético dentro del sistema.

En ese mismo periodo (mediodía), las cargas se mantienen constantes o ligeramente crecientes, reflejando un consumo típico durante horas laborales o de mayor actividad. Posteriormente, desde las 2:00 p.m. hasta las 6:00 p.m., la generación del inversor comienza

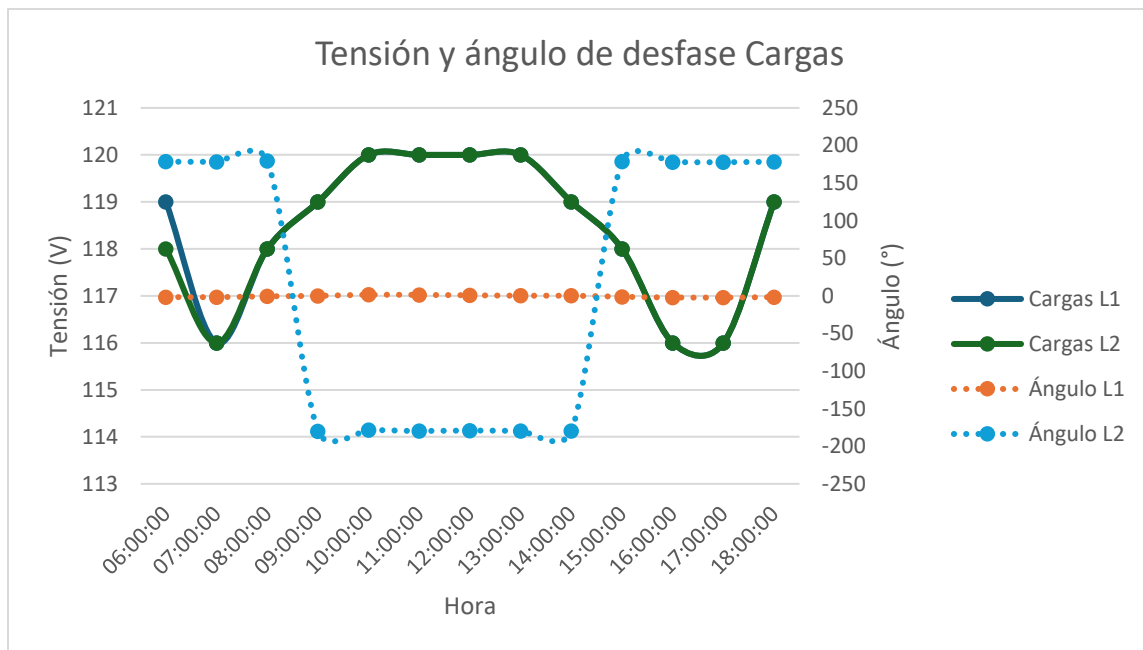
a disminuir, y la red vuelve a asumir progresivamente parte del suministro energético, en paralelo con una reducción en el consumo de las cargas.

Este comportamiento muestra un balance dinámico y eficiente entre la red, el inversor y las cargas, lo cual indica que el sistema está bien coordinado para aprovechar al máximo la generación solar durante las horas de mayor irradiancia, reduciendo la dependencia de la red eléctrica.

Análisis de tensión

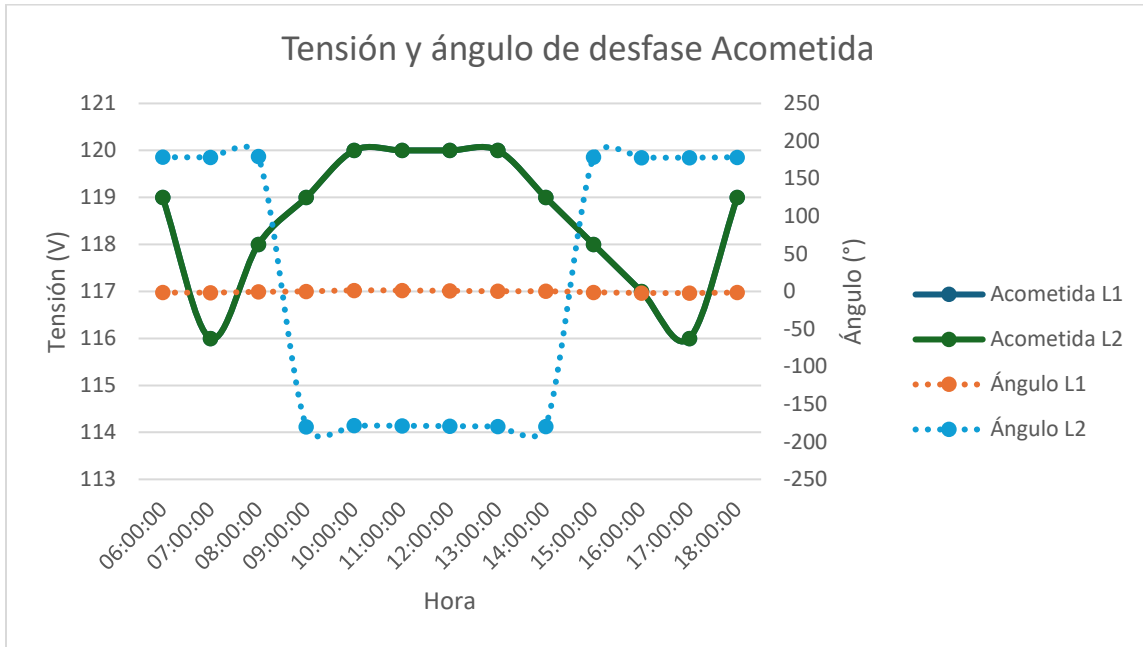
El análisis de tensión eléctrica es una herramienta clave para asegurar la eficiencia, confiabilidad y seguridad de un sistema eléctrico. Ignorar este aspecto puede provocar desde pérdidas económicas hasta fallos críticos en la operación de instalaciones eléctricas o industriales.

Figura 6.2.15 *Tensión de Cargas*



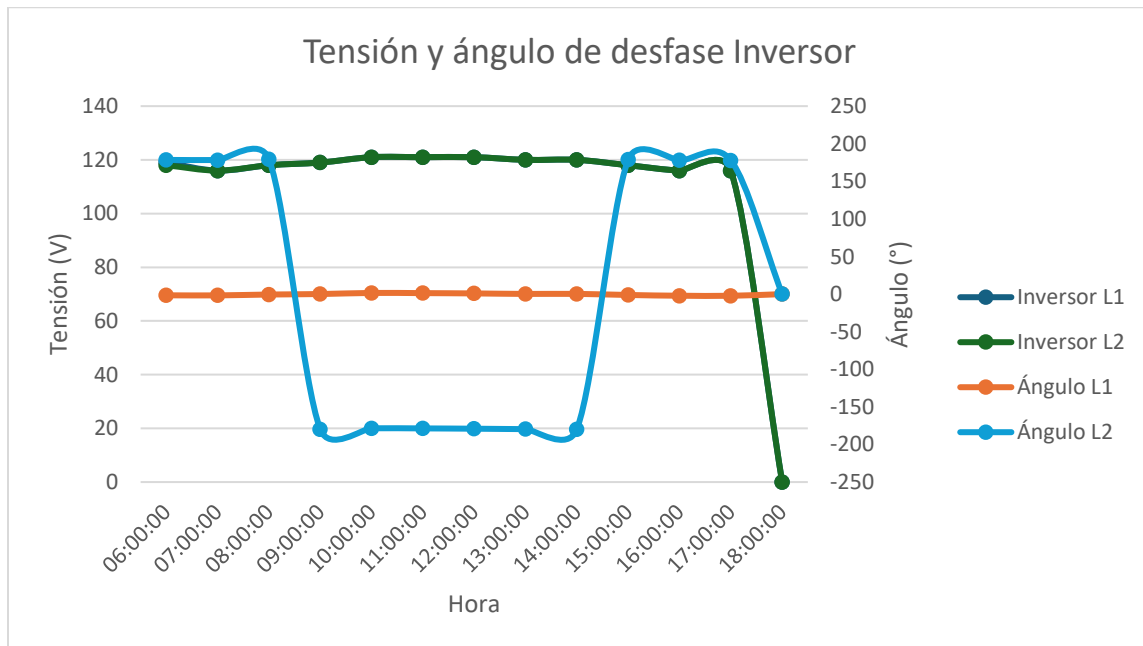
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 6.2.16 Tensión Acometida



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 6.2.17 Tensión Inversor

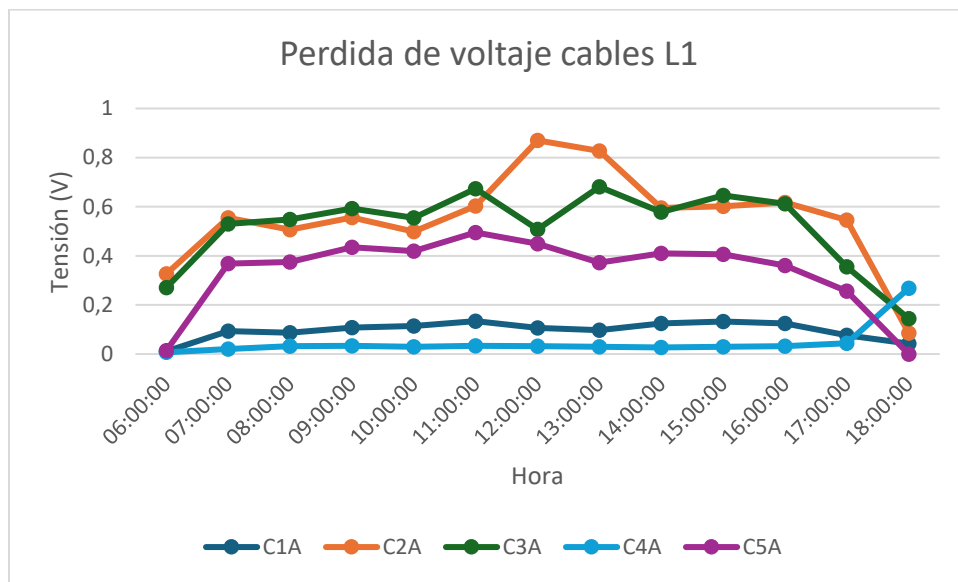


Fuente: Elaboración Propia.

En la red se presenta las perturbaciones que normalmente los sistemas fotovoltaicos ocasionan en donde la tensión fluctúa debido a la intermitencia que presentan esto de manera inherente, sin embargo, estas fluctuaciones están dentro del margen permitido en un sistema.

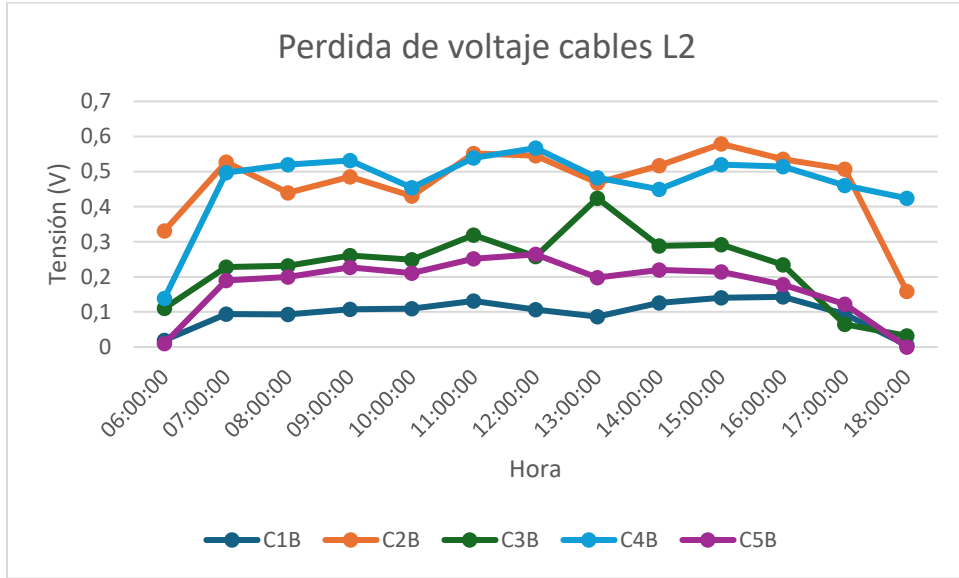
Por otra parte, el ángulo de desfase del voltaje respecto a la corriente es muy pequeño, lo cual indica un factor de potencia adecuado, dicho ángulo se invierte en el momento donde la potencia del sistema fotovoltaico es prevalente ante la potencia de la red indicando la inyección de potencia a la red.

Figura 6.2.18 *Caída de tensión en cables L1*



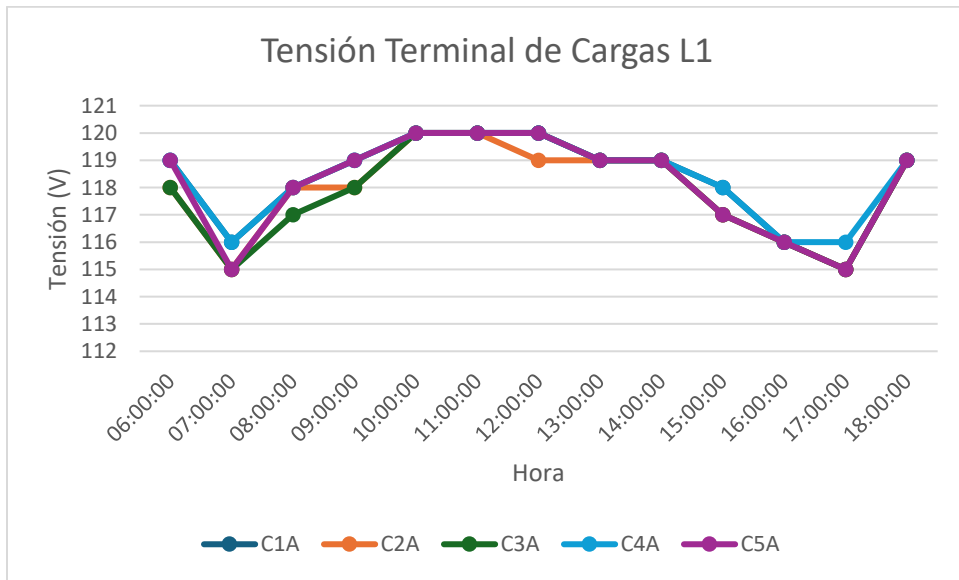
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 6.2.19 Caída de tensión en cables L2



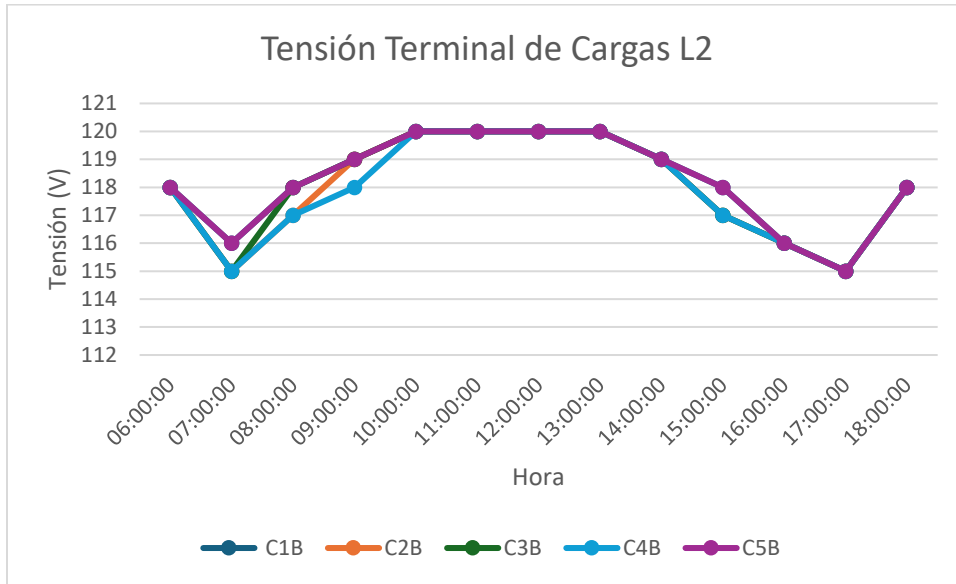
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 6.2.20 Tensión en Terminal L1



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 6.2.21 Tensión en Terminal L2

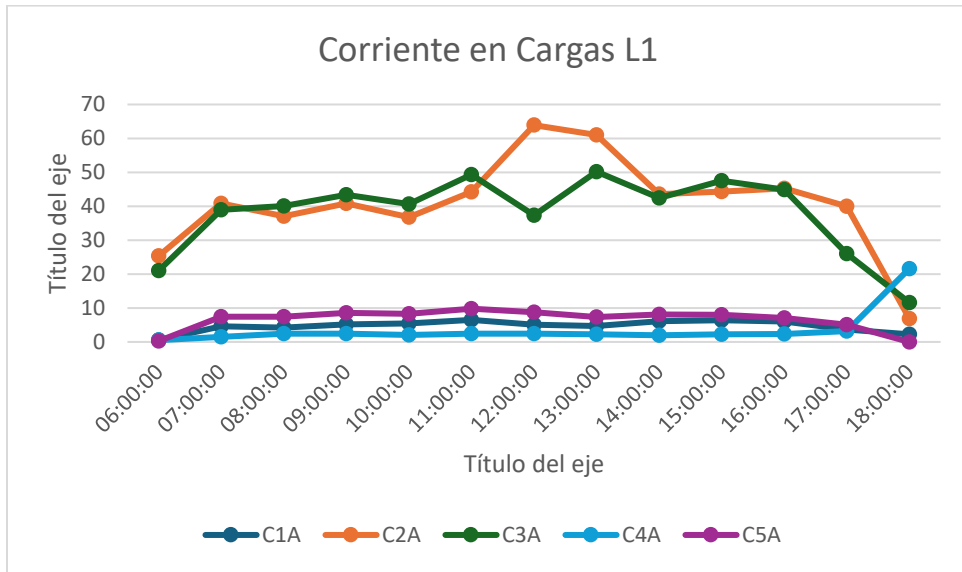


Fuente: Elaboración Propia.

Se presentan caídas de voltaje en los cables de las cargas, que no representan un gran impacto en la calidad de la tensión, las cargas C4B y C2B son los que mayor caída de tensión presentan durante el consumo, por otro lado, se toman en cuenta el voltaje en los bornes de las cargas a los cuales trabajarán las cargas aguas abajo.

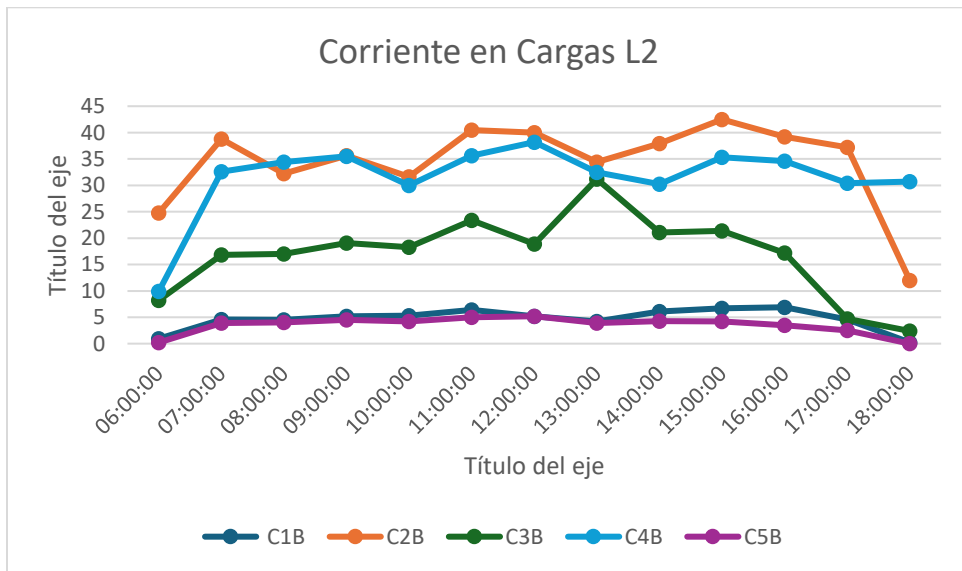
Análisis de Sobre Carga

Figura 6.2.22 Comportamiento de Corriente L1



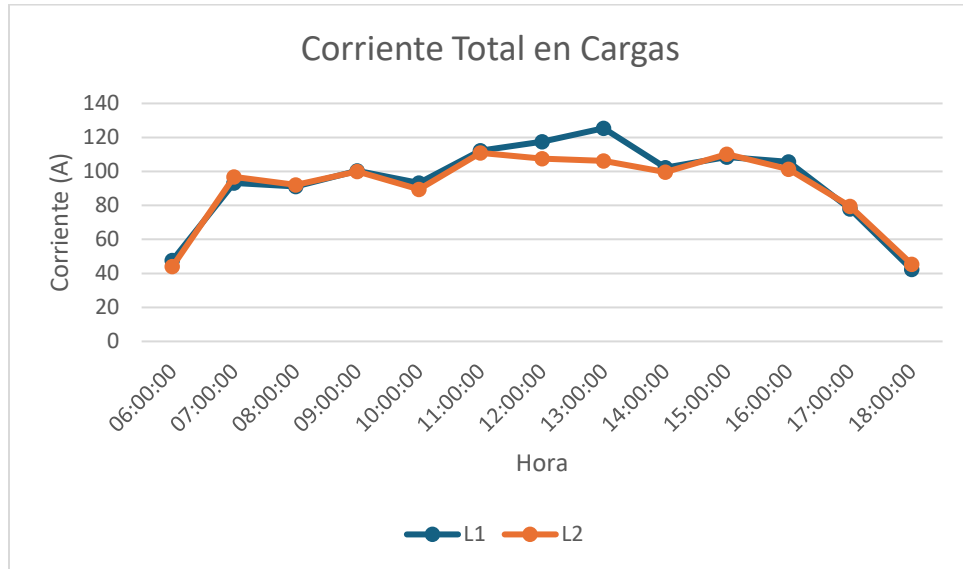
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 6.2.23 Comportamiento de Corriente L2



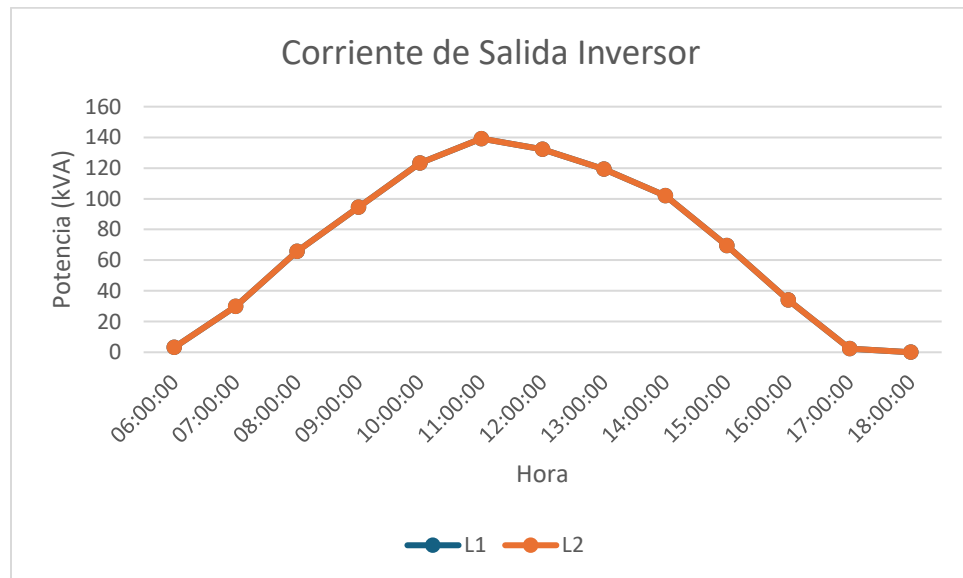
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 6.2.24 Comportamiento de Corrientes Totales



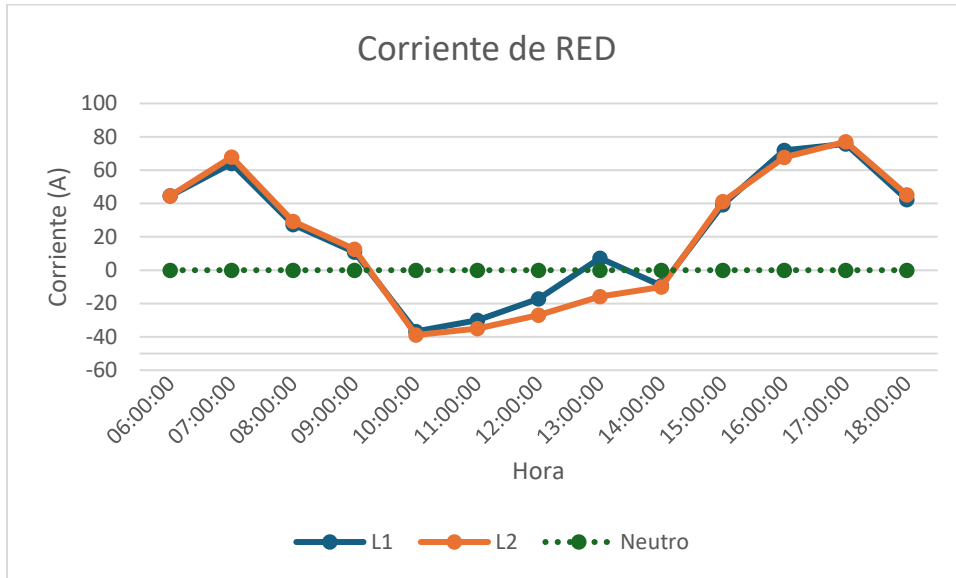
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 6.2.25 Comportamiento de Corriente de Inversor



Fuente: Elaboración Propia

Figura 6.2.26 Comportamiento de Corriente de la RED



Fuente: Elaboración Propia

Las corrientes corresponden a la demanda energética en el tiempo, se puede observar como la corriente confirma que la carga de L1 llega a consumir energía de la red a las 1:00 p.m. mientras que se inyecta energía a la red por L2 y cuando la generación fotovoltaica decrece se comienza a consumir de la red.

Tabla 6.2.8 Estado de Protección a Carga Máxima

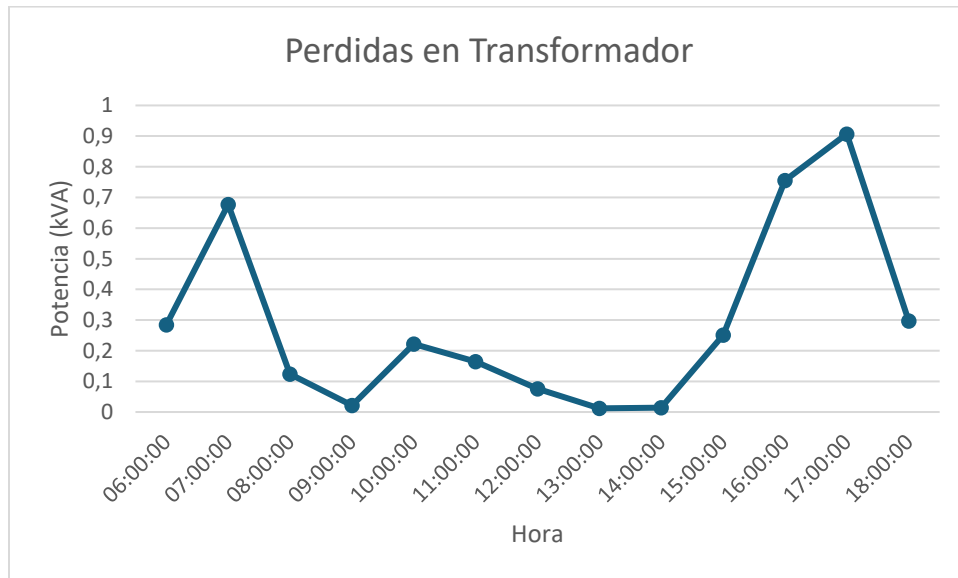
Elementos	Valor Nominal									
	C1A	C1B	C2A	C2B	C3A	C3B	C4A	C4B	C5A	C5B
Protecciones (A)	40	40	100	100	100	100	100	100	60	60
Corriente de Carga (A)	6,4	6,9	63,9	42,5	50,2	31,2	21,6	38,2	9,8	5,2

Elementos	Tablero L1	Tablero L2	Inversor L1	Inversor L2
Protecciones (A)	175	175	250	250
Corriente de Carga (A)	125,4	110,9	139	139

Fuente: Elaboración Propia.

Las protecciones no se activan puesto que no llegan a su corriente de acción.

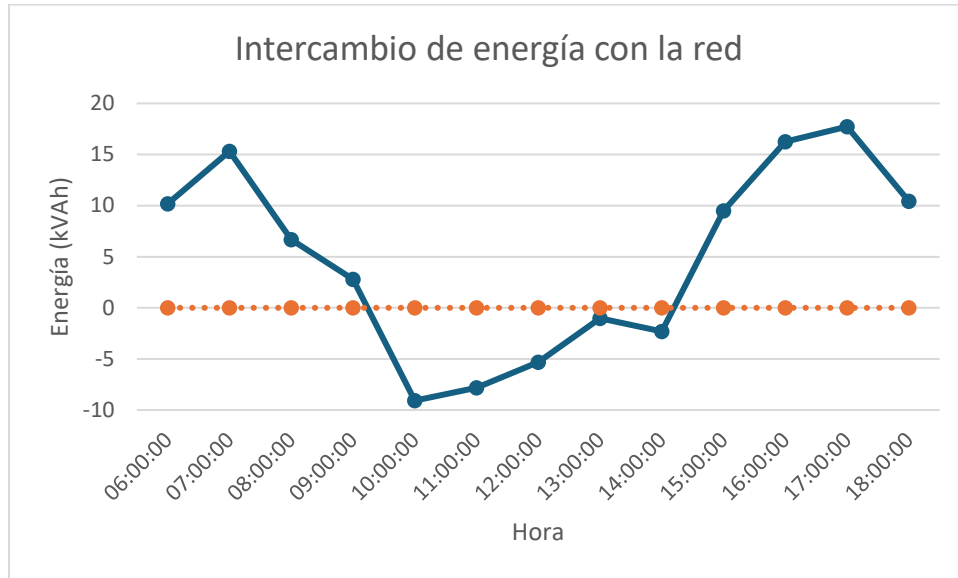
Figura 6.2.27 Comportamiento de Transformador



Fuente: Elaboración Propia.

Las peridas en el tranformador por sobrecarga son minimas pues la corriente que se transmite por el ladode de 240 V es menor a 104 A, por lo que en este caso el tranformador no presenta alguna limitacion el funcionamiento del sistema en este caso.

Figura 6.2.28 Comportamiento de Energía en RED



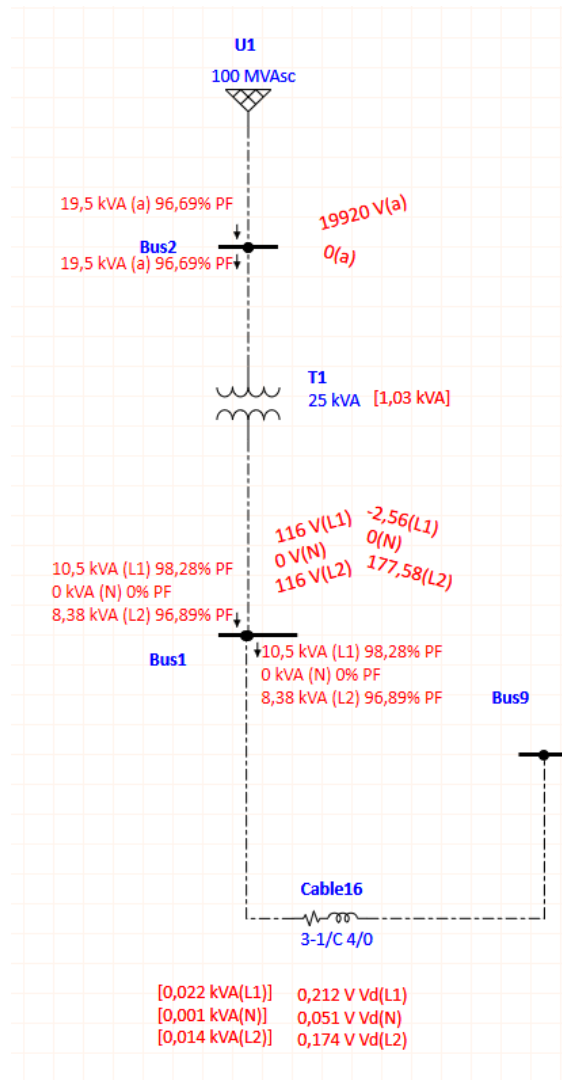
Fuente: Elaboración Propia.

En este periodo de tiempo se llega a un intercambio con la red donde en total se consume 86 kVAh de la red y se inyecta 20,6 kVAh dando un neto de 65 kVAh consumido en el periodo de tiempo productivo, sin embargo no se debe de olvidar que esta es potencia maxima pico y la facturacion se realiza con base a la potencia media, pero para el caso de estudio, si la potencia maximas pico se mantuvieran constante durante la hora medida, el intercambio energetico seria este.

6.2.2.2 Caso Critico 2: alta demanda con poca generaci3n

Se presenta el siguiente escenario, irradiaci3n de 350 Wh/m² debido a fuertes lluvias, con demanda pico de 27 kVA previamente visto en el caso anterior.

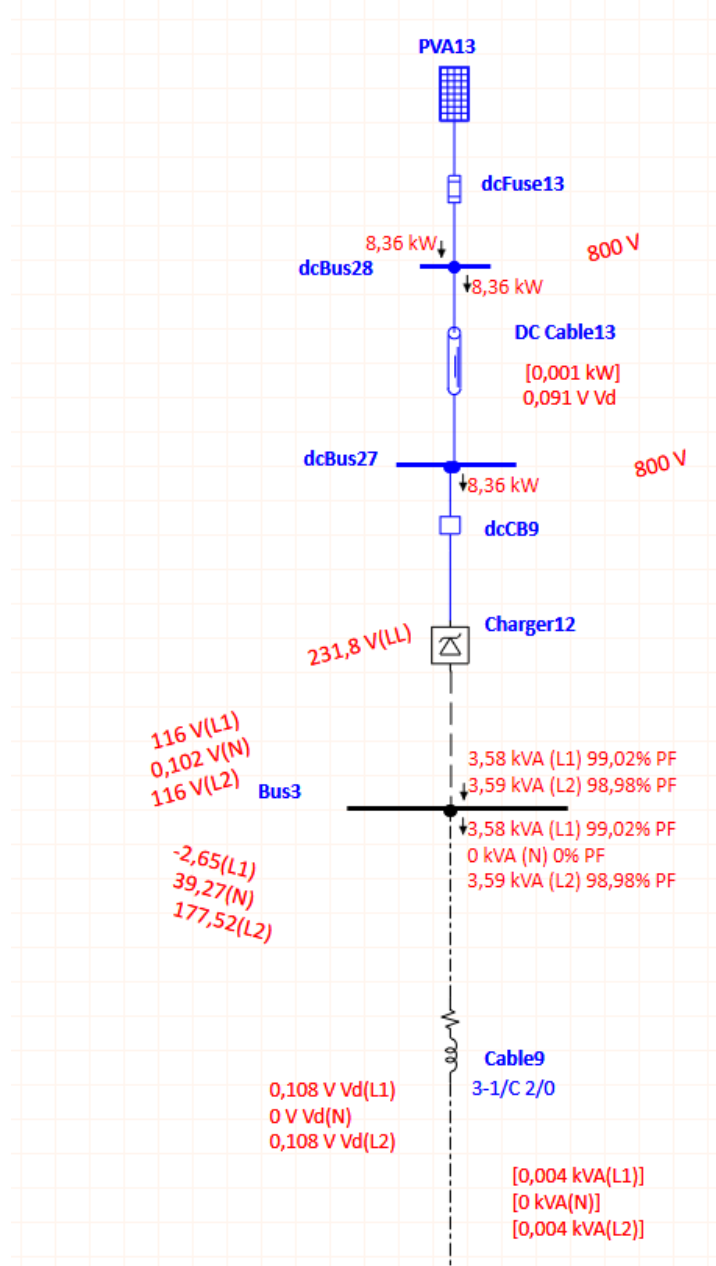
Figura 6.2.29 Conexión a Red Eléctrica en Alta Demanda



Fuente: Simulación en ETAP®.

Al estar el sistema fotovoltaico en baja producción la red eléctrica suministra la energía necesaria.

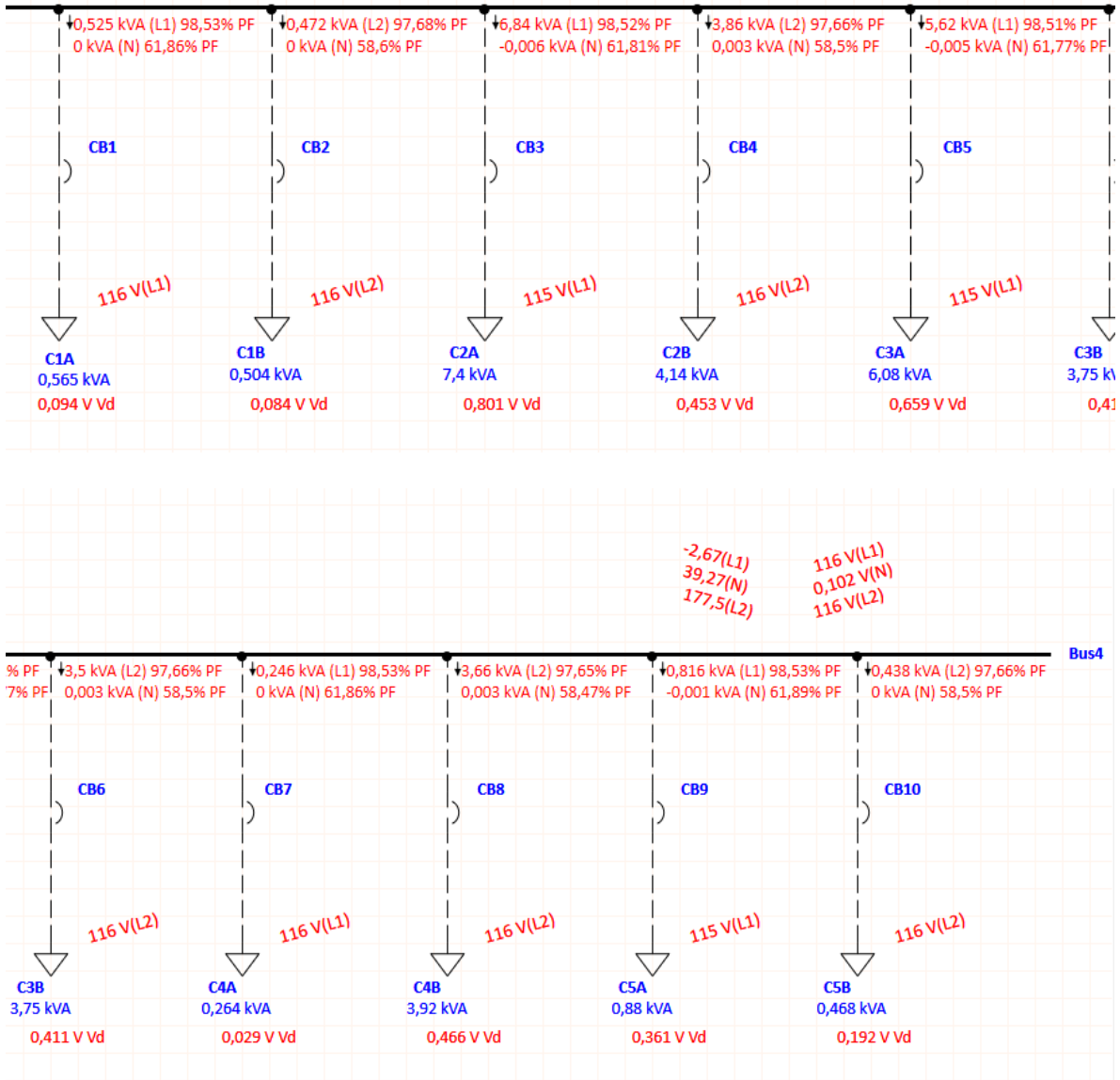
Figura 6.2.30 Sistema Fotovoltaico Equivalente en Baja Producción



Fuente: Simulación en ETAP®.

El sistema fotovoltaico queda en baja producción con frecuencia en escenarios de lluvia y nubosidad por la poca luz solar.

Figura 6.2.31 Cargas de Seléctrica SRL Alta Demanda



Fuente: Simulación en ETAP ®.

Las cargas están en máxima demanda, no presentan caídas de tensión significativas, a la vez que sus ángulos de desfase son pequeños por lo que su factor de potencia es cercano a 1 y las corrientes no activan las protecciones.

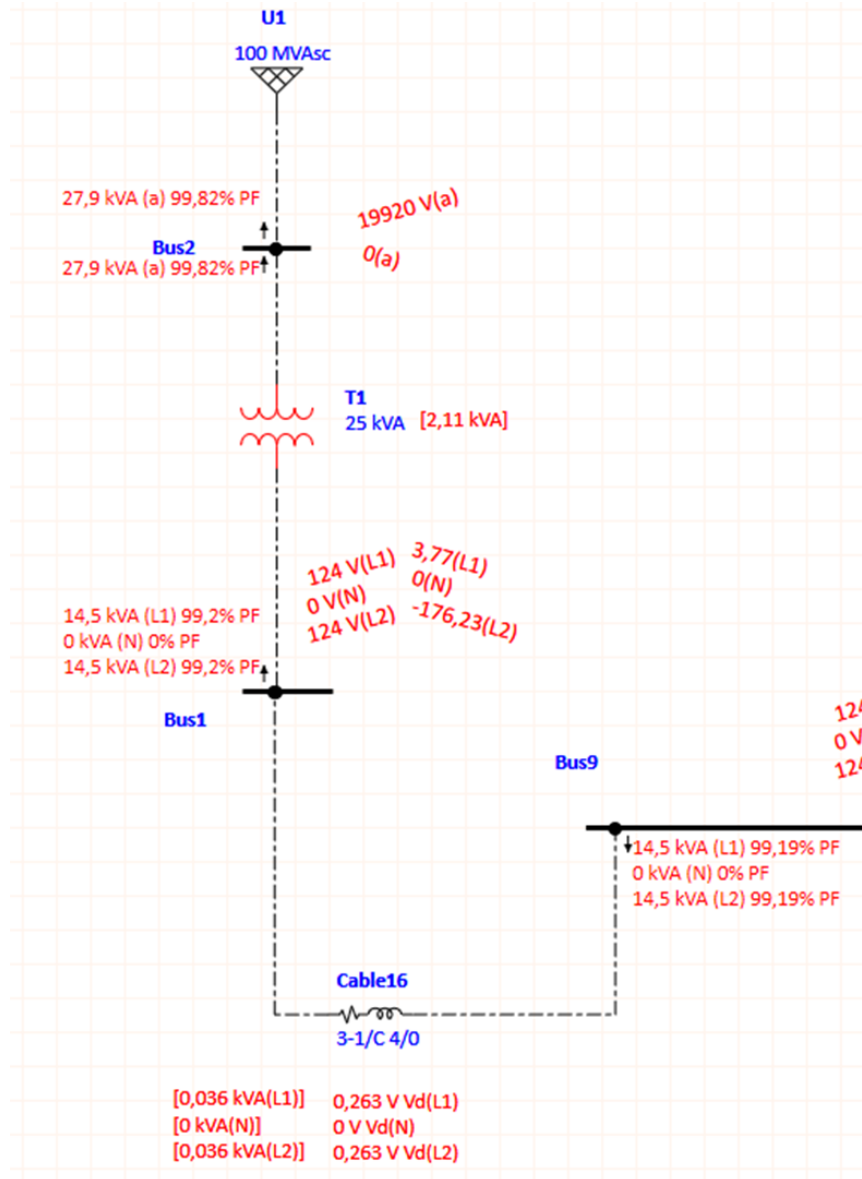
Si bien sistema funciona con la alimentación de la red, no se puede olvidar el caso en donde la red deje de operar, bajo esta situación es por eso por lo que la batería tendría que hacer el trabajo de administrar la energía necesaria, en este caso la potencia que la red administra para L1 es de 10,5 kVA y L2 es de 8,38 kVA, la cual la batería podría administrar, tiene una capacidad 96 kWh, pero por recomendación la descarga nominal máxima es de 72 kWh a 48 V.

Por otra parte, los inversores/cargadores Quattro por la entrada CC admite una potencia de 6,7 kW por módulo de inversor para descarga para la batería, como se planea usar 2 unidades tanto en L1 y L2, la potencia máxima que cada fase puede descargar o cargar la batería es de 13,3 kWh, lo cual resulta en que la batería puede mantener esta demanda durante 3,8 horas.

6.2.2.3 Caso Crítico 3: Poca Demanda con Alta generación

Irradiación de 920 Wh/m² a una temperatura de 28 °C con una potencia de demanda de 2 kVA, para cada carga (0,35+0,08j) kVA, este caso es para un domingo donde no hay personal en las instalaciones, la alta generación que no está siendo usada puede afectar al transformador al sobrepasar la corriente nominal de funcionamiento, hasta el punto de comprometer la instalación eléctrica.

Figura 6.2.32 Red eléctrica en alta inyección

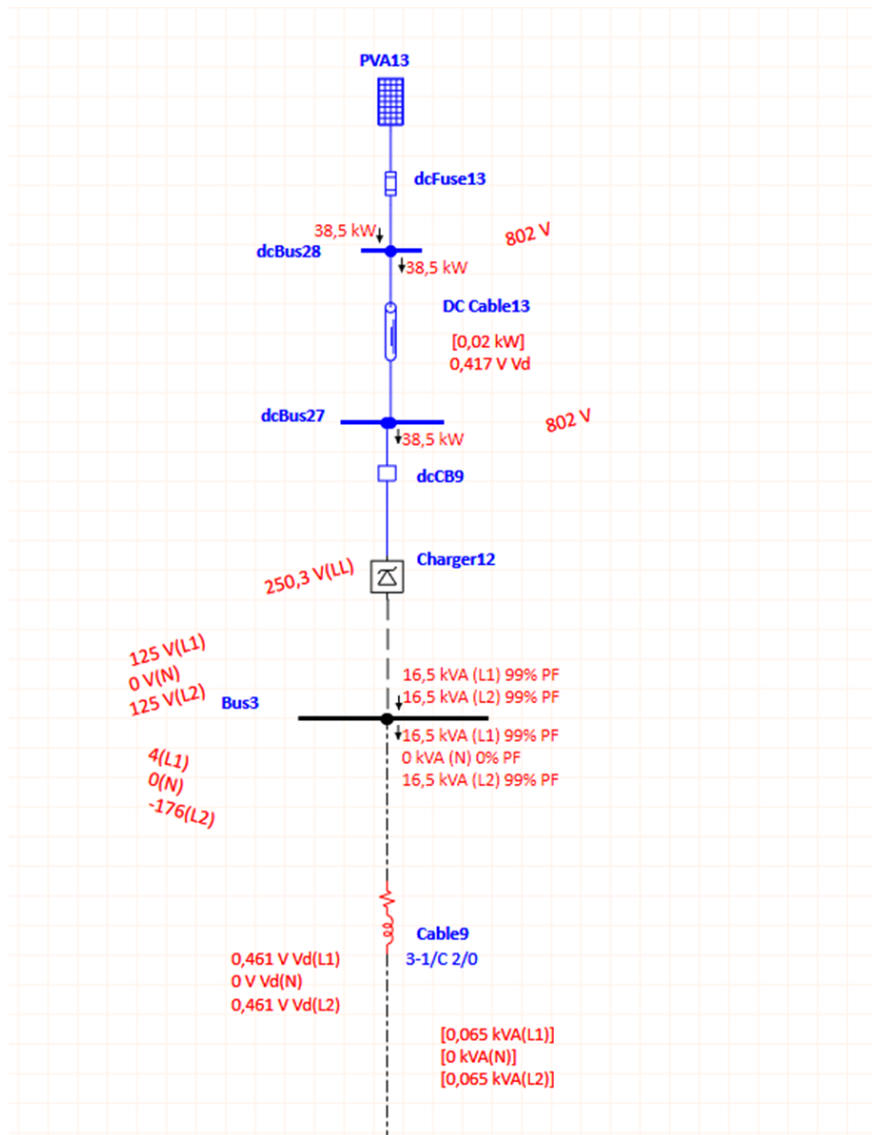


Fuente: Simulación en ETAP ®

En este caso, que puede presentarse con frecuencia un domingo, el transformador se encuentra sobrecargado debido al exceso de potencia que suministra: 29 kVA, cuando ha sido diseñado para una capacidad máxima de 25 kVA. Está operando con una corriente de 116,5 A a 240 V, superando su corriente nominal permitida de 104 A.

Mantener el transformador trabajando en estas condiciones durante periodos prolongados puede provocar una degradación progresiva de sus componentes, lo que podría derivar en una falla total o incluso en una respuesta abrupta o peligrosa del equipo.

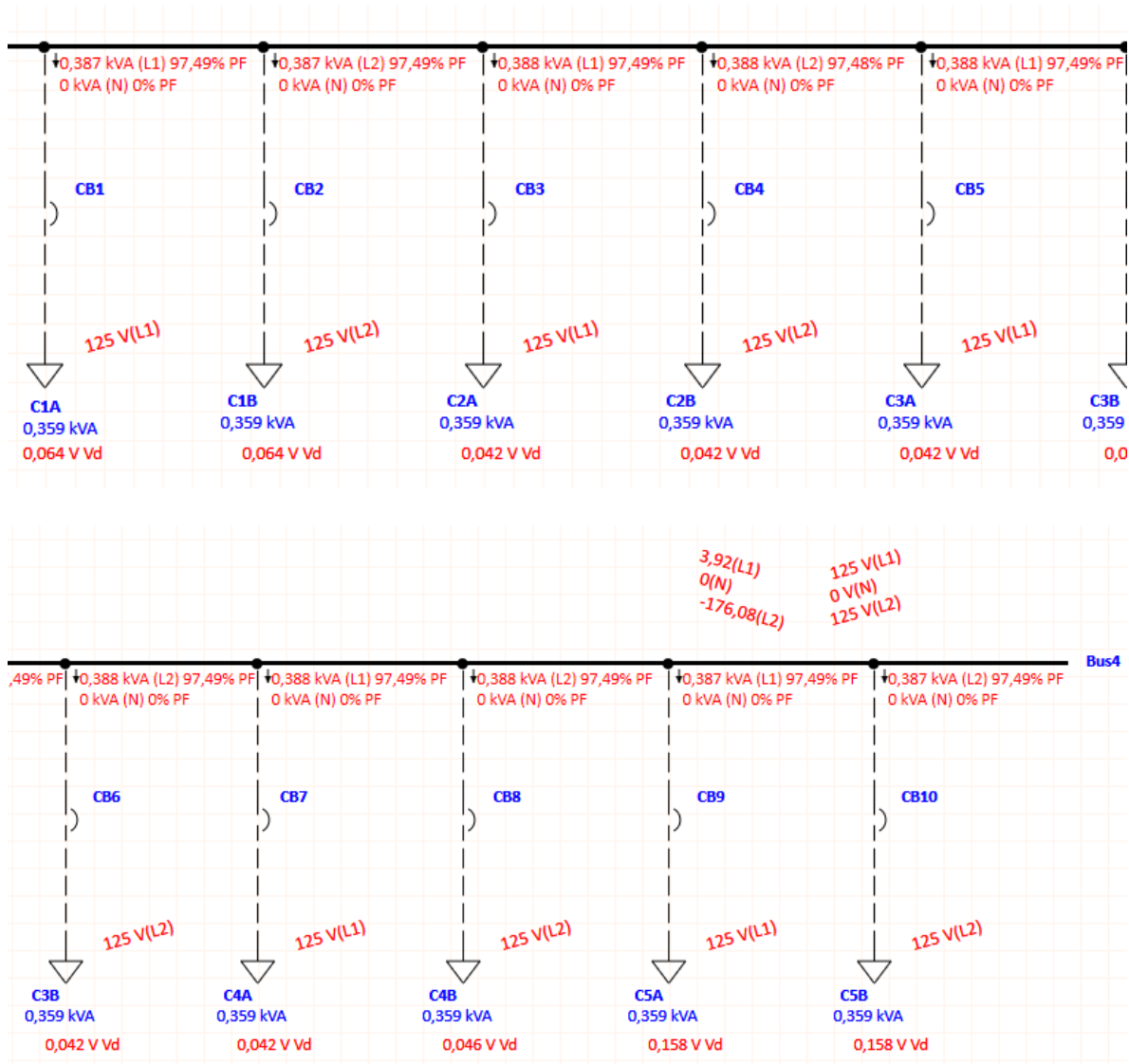
Figura 6.2.33 Sistema Fotovoltaico a alta producción



Fuente: Simulación en ETAP®.

El sistema trabaja con una producción normal para sus condiciones de funcionamiento, presenta un ligero aumento de voltaje debido a la poca carga que se tiene que alimentar.

Figura 6.2.34 Cargas de Seléctrica SRL baja demanda



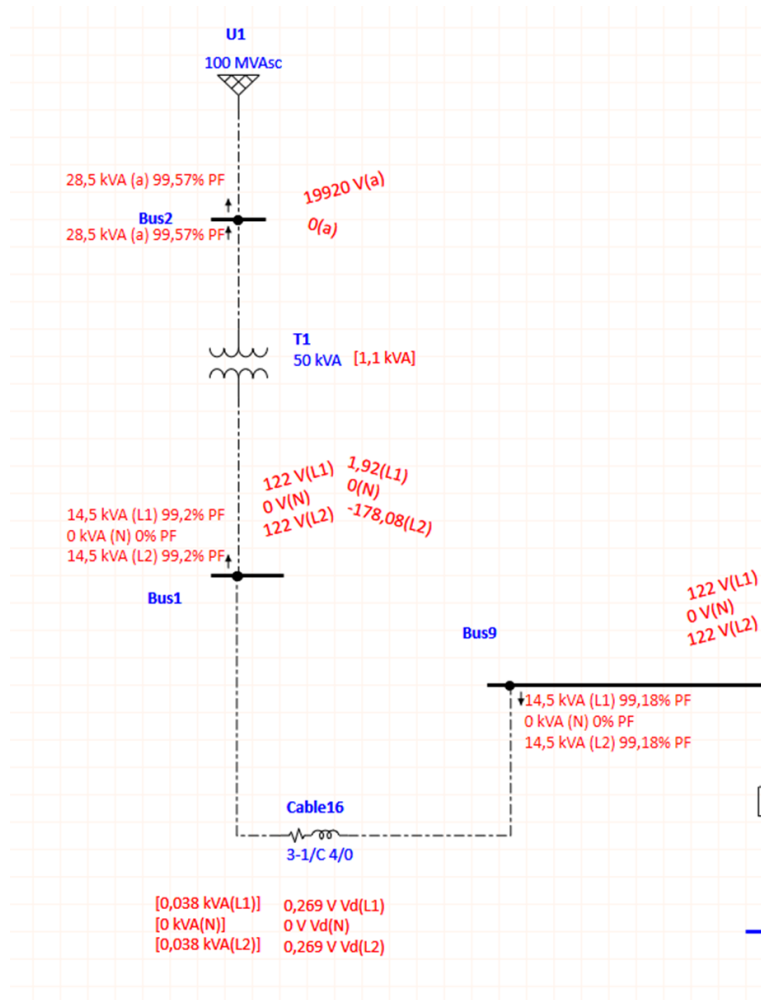
Fuente: Simulación en ETAP®.

Las cargas trabajan con normalidad al ser poca carga el volteje tiene a subir, no presenta caída de voltaje significativas, a la vez que sus ángulos de desfase son pequeños por lo que su factor de potencia es cercano a 1 y las corrientes no activan las protecciones.

Cambio de transformador

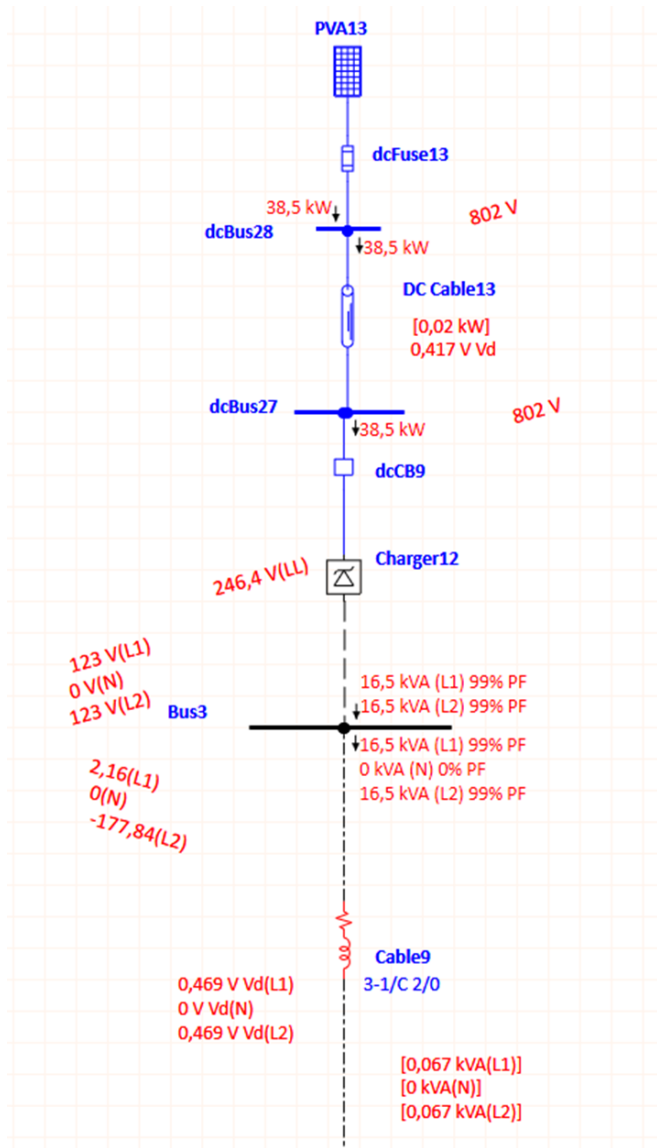
Tomando en cuenta lo anterior se procede a simular la inclusión de un transformador más grande a la red en este caso uno de 50 kVA el cual tiene una corriente nominal de 208,3 A a 240 V, por lo que la inyección y sustracción de energía de la red será seguro.

Figura 6.2.35 Red Eléctrica en Alta Inyección con Nuevo Transformador



Fuente: Simulación en ETAP®.

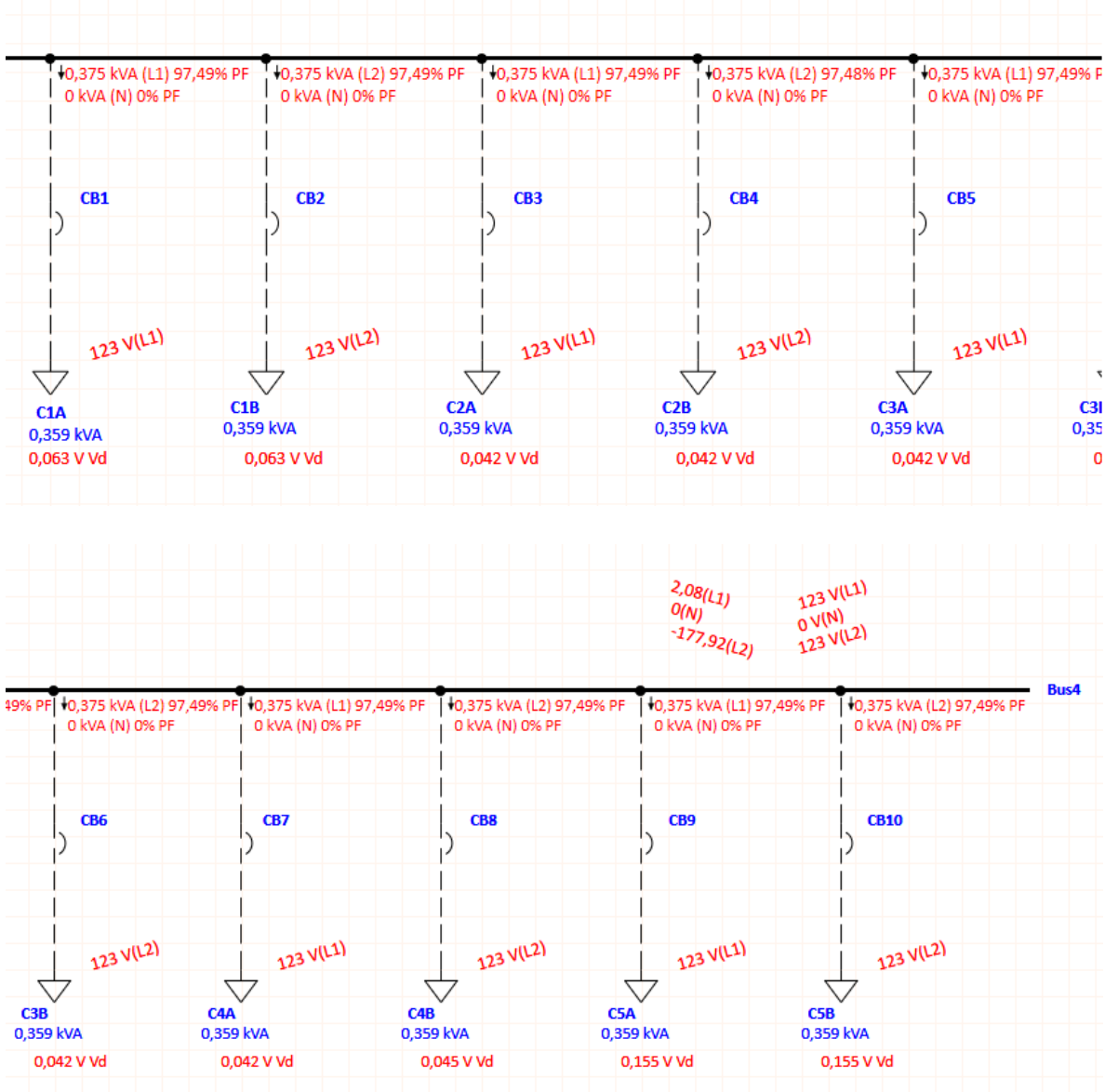
Figura 6.2.36 Sistema Fotovoltaico en Alta Producción



Fuente: Simulación en ETAP®

No presenta variación significativa más allá de la disminución de voltaje

Figura 6.2.37 Cargas de Seléctrica SRL Baja Demanda



Fuente: Simulación en ETAP®

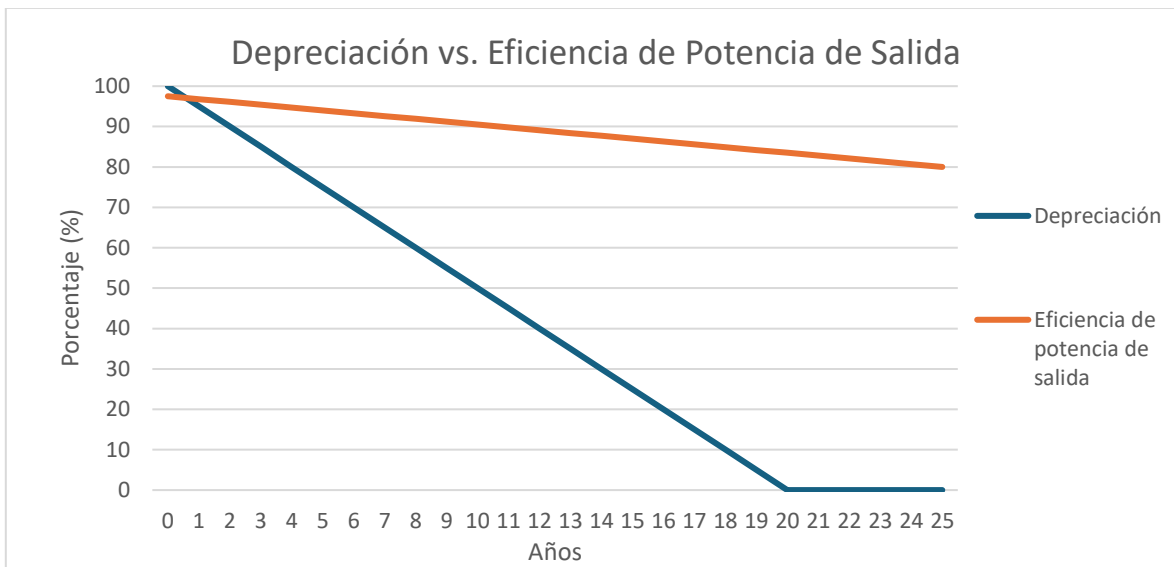
No presenta variación significativa más allá del aumento de voltaje en las cargas

7 CAPÍTULO VII. OBJETIVO ESPECÍFICO 4: ANALIZAR LA VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA, PARA LA VALIDACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA Y EL BENEFICIO ECONÓMICO, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE COSTO INICIAL, RETORNO DE INVERSIÓN, E IMPACTO EN EL AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN LA EMPRESA

7.1 Depreciación de Equipos y eficiencia

Para la realización de este apartado, se tiene que tomar en cuenta la relación entre la potencia de entrega, la cual, según la Reforma al Reglamento a Ley del impuesto sobre la renta N.º 40728-H, la depreciación es de 20 años en un decremento de 5% anual, por el método de línea recta.

Figura 7.1.1 Relación de comportamiento de Eficiencia vs. depreciación de los paneles



Fuente: Elaboración propia.

Para el estudio económico se toma en consideración la generación teórica del sistema. En este caso, primeramente, se realiza para el primer año, tomando en cuenta que el kWh consumido de la red tiene un costo de 117 colones, el cual es el valor fijado por el ICE en el 2024, para el periodo de 2025, y este se mantendrá. Luego, se le hará un aumento de 2% anual; el precio por excedentes es de 27 colones definido por el ICE, y el cobro por potencia

instalada (TDER) es de 255 colones por kWp definido por el ICE, así mismo el precio de acceso es de 24,28 colones el kWh.

Para calcular la generación teórica en un mes se usa la siguiente ecuación:

$$Producción = HSP \cdot P_{pico} \cdot Días \cdot Ef_{paneles} \cdot R_{sistema} \quad (11)$$

Tabla 7.1.1 Generación Fotovoltaica Teórica

Mes	Hsp	Potencia pico (kWp)	Días del mes	Eficiencia de paneles	Eficiencia de sistema	Producción (kVAh)
enero	4,23	47,8	31	0,9775	0,75	4 597,68
febrero	4,61	47,8	28	0,9775	0,75	4 526,15
marzo	5,02	47,8	31	0,9775	0,75	5 453,74
abril	4,90	47,8	30	0,9775	0,75	5 152,53
mayo	4,52	47,8	31	0,9775	0,75	4 910,87
junio	4,15	47,8	30	0,9775	0,75	4 360,46
julio	3,95	47,8	31	0,9775	0,75	4 286,57
agosto	4,33	47,8	31	0,9775	0,75	4 702,07
septiembre	4,50	47,8	30	0,9775	0,75	4 726,19
octubre	3,97	47,8	31	0,9775	0,75	4 313,71
noviembre	3,59	47,8	30	0,9775	0,75	3 774,48
diciembre	3,90	47,8	31	0,9775	0,75	4 238,55
Promedio HSP	4,31					55 042,99

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, para obtener la ganancia se realiza la siguiente operación, para obtener los valores anteriores:

$$Beneficio = Ahorro + Inyectado - Acceso - consumo - Fijos - TDER \quad (12)$$

Donde cada elemento está definido por lo siguiente:

- Ahorro: es el producto del precio de kWh y la potencia generada.
- Inyectado: es el producto POSITIVO del precio por inyección y el neto.
- Acceso: es el producto de la generación por la tarifa de acceso.
- Consumo: es el producto NEGATIVO del precio por inyección y el neto.
- Fijo: estimado de los cobros fijos, como alumbrado, bomberos, entre otros.
- TDER: producto de 255 colones y la potencia instalada en kWp.

Tabla 7.1.2 Estudio económico detallado de generación para el primer año

Producción (kVAh)	Consumo (kVAh)	Neto (kVAh)	Inyectado (¢)	Consumido (¢)	Acceso (¢)	Ahorro (¢)	Fijos (¢)	TDER (¢)	Beneficio (¢)
4 597,68	3 687,62	910,06	¢24 935,59	¢0,00	¢111 631,56	¢537 928,04	¢20 000,00	¢12 189,00	¢419 043,06
4 526,15	4 108,93	417,21	¢11 431,61	¢0,00	¢109 894,83	¢529 559,11	¢20 000,00	¢12 189,00	¢398 906,89
5 453,74	4 200,00	1 253,74	¢34 352,39	¢0,00	¢132 416,73	¢638 087,21	¢20 000,00	¢12 189,00	¢507 833,87
5 152,53	3 694,20	1 458,33	¢39 958,29	¢0,00	¢125 103,49	¢602 846,31	¢20 000,00	¢12 189,00	¢485 512,11
4 910,87	5 382,76	-471,89	¢0,00	¢55 211,12	¢119 235,89	¢574 571,64	¢20 000,00	¢12 189,00	¢367 935,62
4 360,46	4 694,83	-334,37	¢0,00	¢39 121,36	¢105 871,90	¢510 173,46	¢20 000,00	¢12 189,00	¢332 991,21
4 286,57	4 181,35	105,22	¢2 883,09	¢0,00	¢104 077,93	¢501 528,73	¢20 000,00	¢12 189,00	¢368 144,89
4 702,07	5 302,66	-600,59	¢0,00	¢70 269,19	¢114 166,34	¢550 142,57	¢20 000,00	¢12 189,00	¢333 518,04
4 726,19	4 768,34	-42,15	¢0,00	¢4 931,88	¢114 751,79	¢552 963,73	¢20 000,00	¢12 189,00	¢401 091,06
4 313,71	3 155,49	1 158,23	¢31 735,44	¢0,00	¢104 736,97	¢504 704,51	¢20 000,00	¢12 189,00	¢399 513,98
3 774,48	4 475,39	-700,91	¢0,00	¢82 006,37	¢91 644,44	¢441 614,47	¢20 000,00	¢12 189,00	¢235 774,66
4 238,55	3 939,97	298,58	¢8 181,06	¢0,00	¢102 911,93	¢495 910,04	¢20 000,00	¢12 189,00	¢368 990,17
55 042,99	51 591,54	3 451,45	¢153 477,47	¢251 539,93	¢1 336 443,79	¢6 440 029,81	¢240 000,00	¢146 268,00	¢4 619 255,57

Fuente: Elaboración propia.

De esta manera se obtiene el beneficio del primer año. Luego, para los demás se varían factores, los cuales no se puedan constatar que sean fijos, por lo que se puede hacer un estimado con históricos.

Ahora, se proyecta para un tiempo de 20 años, pues es el tiempo de vida de los paneles que al fabricante le asignan, hasta caer a un rendimiento cerca del 80%, en la pérdida de potencia de entrega de los paneles. Por otra parte, a los 10 años la garantía del fabricante expira, y es por eso por lo que se considera la pérdida de entrega de potencia de los paneles. Tal como dice el fabricante, se mantiene el rendimiento del sistema suponiendo que se les dará mantenimiento a los equipos, el HSP se mantiene constante durante los 20 años. Y al suponer que el precio de los rubros de Generación Distribuida sube un 2% anual, también se supone que el consumo aumentará un 1% anual.

Tabla 7.1.3 Precios de Rubros de Generación Distribuida

Consumo (¢)	Acceso (¢)	TDER (¢)	Excedentes (¢)
117	24,28	255	27,4

Fuente: Tarifas vigentes (ICE, 2025)

Tabla 7.1.4 Proyección de generación fotovoltaica teórica para 20 años

CICLO	Producción Anual	HSP	Potencia Pico Instalada (kWp)	Días/Año	Eficiencia de Potencia de Entrega	Rendimiento Sistema	Generación (kVAh)
1	2026	4,31	47,8	365	0,9775	0,75	55 128
2	2027	4,31	47,8	365	0,9705	0,75	54 734
3	2028	4,31	47,8	365	0,9635	0,75	54 339
4	2029	4,31	47,8	365	0,9565	0,75	53 944
5	2030	4,31	47,8	365	0,9495	0,75	53 549
6	2031	4,31	47,8	365	0,9425	0,75	53 155
7	2032	4,31	47,8	365	0,9355	0,75	52 760
8	2033	4,31	47,8	365	0,9285	0,75	52 365
9	2034	4,31	47,8	365	0,9215	0,75	51 970
10	2035	4,31	47,8	365	0,9145	0,75	51 575
11	2036	4,31	47,8	365	0,9075	0,75	51 181
12	2037	4,31	47,8	365	0,9005	0,75	50 786
13	2038	4,31	47,8	365	0,8935	0,75	50 391
14	2039	4,31	47,8	365	0,8865	0,75	49 996
15	2040	4,31	47,8	365	0,8795	0,75	49 602
16	2041	4,31	47,8	365	0,8725	0,75	49 207
17	2042	4,31	47,8	365	0,8655	0,75	48 812
18	2043	4,31	47,8	365	0,8585	0,75	48 417
19	2044	4,31	47,8	365	0,8515	0,75	48 022
20	2045	4,31	47,8	365	0,8445	0,75	47 628

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.1.5 Estudio económico detallado de generación con proyección de 20 años

Año	Generación (kVAh)	Consumo (kVAh)	Inyectado (kVAh)	Inyectado (%)	Acceso (€)	Ahorrado (€)	Inyectado (€)	Consumo ICE (€)	Fijos (€)	TDER (€)	Beneficio (€)
2026	55 128	51 592	3 537	6,86	€1 338 519,63	€6 450 032,79	€96 912,41	€0,00	€240 000,00	€146 268,00	€4 822 157,58
2027	54 734	52 107	2 626	5,04	€1 355 513,00	€6 531 920,16	€73 398,49	€0,00	€244 800,00	€149 193,36	€4 855 812,29
2028	54 339	52 623	1 716	3,26	€1 372 122,97	€6 611 959,96	€48 886,44	€0,00	€249 600,00	€152 118,72	€4 887 004,71
2029	53 944	53 139	805	1,51	€1 388 349,53	€6 690 152,17	€23 376,27	€0,00	€254 400,00	€155 044,08	€4 915 734,84
2030	53 549	53 655	-106	-0,20	€1 404 192,67	€6 766 496,80	€0,00	€13 373,95	€259 200,00	€157 969,44	€4 931 760,74
2031	53 155	54 171	-1 017	-1,88	€1 419 652,40	€6 840 993,86	€0,00	€130 828,37	€264 000,00	€160 894,80	€4 865 618,29
2032	52 760	54 687	-1 927	-3,52	€1 434 728,72	€6 913 643,33	€0,00	€252 544,85	€268 800,00	€163 820,16	€4 793 749,61
2033	52 365	55 203	-2 838	-5,14	€1 449 421,62	€6 984 445,23	€0,00	€378 523,39	€273 600,00	€166 745,52	€4 716 154,69
2034	51 970	55 719	-3 749	-6,73	€1 463 731,12	€7 053 399,54	€0,00	€508 763,99	€278 400,00	€169 670,88	€4 632 833,55
2035	51 575	56 235	-4 659	-8,29	€1 477 657,20	€7 120 506,27	€0,00	€643 266,66	€283 200,00	€172 596,24	€4 543 786,17
2036	51 181	56 751	-5 570	-9,81	€1 491 199,87	€7 185 765,43	€0,00	€782 031,40	€288 000,00	€175 521,60	€4 449 012,56
2037	50 786	57 267	-6 481	-11,32	€1 504 359,13	€7 249 177,01	€0,00	€925 058,19	€292 800,00	€178 446,96	€4 348 512,73
2038	50 391	57 783	-7 391	-12,79	€1 517 134,97	€7 310 741,00	€0,00	€1 072 347,05	€297 600,00	€181 372,32	€4 242 286,66
2039	49 996	58 298	-8 302	-14,24	€1 529 527,40	€7 370 457,42	€0,00	€1 223 897,98	€302 400,00	€184 297,68	€4 130 334,36
2040	49 602	58 814	-9 213	-15,66	€1 541 536,42	€7 428 326,25	€0,00	€1 379 710,97	€307 200,00	€187 223,04	€4 012 655,82
2041	49 207	59 330	-10 124	-17,06	€1 553 162,03	€7 484 347,51	€0,00	€1 539 786,02	€312 000,00	€190 148,40	€3 889 251,06
2042	48 812	59 846	-11 034	-18,44	€1 564 404,23	€7 538 521,19	€0,00	€1 704 123,13	€316 800,00	€193 073,76	€3 760 120,07
2043	48 417	60 362	-11 945	-19,79	€1 575 263,01	€7 590 847,28	€0,00	€1 872 722,31	€321 600,00	€195 999,12	€3 625 262,84
2044	48 022	60 878	-12 856	-21,12	€1 585 738,38	€7 641 325,80	€0,00	€2 045 583,55	€326 400,00	€198 924,48	€3 484 679,39
2045	47 628	61 394	-13 766	-22,42	€1 595 830,34	€7 689 956,74	€0,00	€2 222 706,86	€331 200,00	€201 849,84	€3 338 369,70
Totales					€31 167 583,52	€150 189 755,84	€242 573,62	€19 099 360,91	€6 048 000,00	€3 685 953,60	€90 431 431,43

Fuente: Elaboración propia.

Al tener en cuenta los aspectos previamente mencionados, se obtiene la tabla anterior, en la cual con el paso de los años el beneficio va decreciendo; es por eso por lo que ahora se toma en cuenta la inversión inicial del sistema.

Tabla 7.1.6 Precio de equipos y gastos de instalación y trámites

Artículo	Cantidad	Precio (\$)	Total (\$)	Moneda Local (₡)
Fronius Primo UL 7.6-1 208/240 light	1	\$1 834,00	\$1 834,00	₡972 020,00
Fronius Primo UL 10.0-1 208/240 light	2	\$2 058,00	\$4 116,00	₡2 181 480,00
Panel Solar (JAM78S30 - 605/MR/1000)	40	\$212,00	\$8 480,00	₡4 494 400,00
Victron Quattro 48/10000/140-100/100 120V	4	\$3 144,00	\$12 576,00	₡6 665 280,00
BYD B-BOX Premium LVS 24kWh	4	\$16 527,00	\$66 108,00	₡35 037 240,00
Materias y mano de obra	1	\$2 000,00	\$2 000,00	₡1 060 000,00
Etapas 1 (ICE)	1	\$0,00	\$0,00	₡36 000,00
Etapas 2 (ICE)	1	\$0,00	\$0,00	₡44 000,00
Etapas 3 (ICE)	1	\$0,00	\$0,00	₡146 000,00
Etapas 4 (ICE)	1	\$0,00	\$0,00	₡109 000,00
		Total	\$93 114,00	₡50 745 420,00

Fuente: Elaboración propia.

Para obtener el tiempo en que la inversión va a ser liquidada y se obtendrán beneficios, se toma el valor de la inversión inicial, donde se suman todos los trámites y precios de equipos, así como materiales y mano de obra para la instalación. Y a este valor se le van restando los beneficios anuales del sistema, como ya se había proyectado antes.

Tabla 7.1.7 *Tiempo de retorno de inversión*

Ciclo	Año	Inversión inicial	Beneficio
Diseño	2025	₡50 745 420,00	
1	2026	₡45 923 262	₡4 822 158
2	2027	₡41 067 450	₡4 855 812
3	2028	₡36 180 445	₡4 887 005
4	2029	₡31 264 711	₡4 915 735
5	2030	₡26 332 950	₡4 931 761
6	2031	₡21 467 332	₡4 865 618
7	2032	₡16 673 582	₡4 793 750
8	2033	₡11 957 427	₡4 716 155
9	2034	₡7 324 594	₡4 632 834
10	2035	₡2 780 808	₡4 543 786
11	2036	-₡1 668 205	₡4 449 013
12	2037	-₡6 016 718	₡4 348 513
13	2038	-₡10 259 004	₡4 242 287
14	2039	-₡14 389 339	₡4 130 334
15	2040	-₡18 401 995	₡4 012 656
16	2041	-₡22 291 246	₡3 889 251
17	2042	-₡26 051 366	₡3 760 120
18	2043	-₡29 676 629	₡3 625 263
19	2044	-₡33 161 308	₡3 484 679
20	2045	-₡36 499 678	₡3 338 370

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, las expectativas de inflación a 12 meses han mostrado una tendencia a la baja, situándose en una mediana del 3,0 % en los últimos meses, en comparación con el 3,5 % registrado en diciembre de 2018 (Banco Central de Costa Rica, 2020).

En el año 2024, la tasa de inflación en Costa Rica se estimó en -0,26 %, lo que representa el segundo año con registro de deflación dentro del periodo analizado (Statista, 2024). Sin embargo, las proyecciones indican que a partir de 2026 la inflación tenderá a estabilizarse en torno al 3 %.

Teniendo en cuenta la inversión inicial, los beneficios anuales proyectados y una tasa de descuento del 3 %, vinculada a las proyecciones de inflación para después del año 2026, se obtuvieron los valores del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el COLOA (Cantidad de Años para la Recuperación de la Inversión Actualizada).

Se debe tener en cuenta que la generación a la cual se calculó es teórica, y es menos de la que reporta el software de generación HelioScope. También, que la eficiencia de entrega de potencia de los paneles va decayendo; esto no se pudo evidenciar al analizar el comportamiento de producción de los sistemas fotovoltaicos 1 y 2, los cuales están operativos desde el 2018, al menos seis años en operación continua sin interrupción.

Tabla 7.1.8 Resultado de TIR, VAN y COLOA

TIR	VAN	COLOA (Años)
6,270%	¢14 910 103	13,22

Fuente: Elaboración propia.

Esto indica que el proyecto es rentable, ya que el VAN es positivo y la TIR es mayor que la tasa de descuento. Además, se recuperaría la inversión actualizada en 13,22 años.

7.2 Planificación de futura implementación

La planificación de futura implementación es una etapa fundamental dentro del desarrollo de proyectos técnicos o de mejora, ya que permite trazar una hoja de ruta clara para llevar a cabo, en el futuro, las acciones propuestas en el estudio o informe. Esta sección no se centra en lo que ya se ha realizado, sino que tiene como objetivo organizar y anticipar los pasos necesarios para ejecutar, de manera ordenada y eficiente, las soluciones recomendadas.

Su utilidad radica en ofrecer una visión estructurada de cómo se pondrán en marcha los cambios, mejoras o sistemas planteados. Para ello, contempla aspectos como el cronograma tentativo de ejecución, los recursos humanos y materiales requeridos, los responsables de cada tarea, y las condiciones previas que deben cumplirse antes de iniciar el

proceso. También, permite identificar posibles riesgos y establecer medidas para mitigarlos, lo que reduce la incertidumbre y mejora la toma de decisiones.

Gracias a esta planificación, es posible preparar con antelación todos los elementos necesarios para una implementación exitosa, evitando improvisaciones y asegurando una transición ordenada desde la etapa de diseño o análisis hacia la operación real del sistema o solución propuesta. En resumen, esta fase es esencial para transformar una propuesta técnica en una acción concreta y efectiva en el tiempo.

Tabla 7.2.1 Fases del Proyecto y Actividades

Fase	Actividades Principales	Recursos Requeridos	Plazo Estimado	Indicadores de Éxito
I. Diagnóstico y Evaluación Inicial	<ul style="list-style-type: none"> - Análisis del perfil de consumo. - Estudio del recurso solar. - Evaluación de condiciones del sitio. 	Software de simulación (PVSyst, HOMER Pro). Instrumentación de medición. Personal técnico.	2 semanas.	<ul style="list-style-type: none"> - Informe de evaluación, con datos de consumo y potencial solar. - Identificación de necesidades energéticas.
II. Diseño del Sistema	<ul style="list-style-type: none"> - Dimensionamiento de paneles, inversores y baterías. - Definición del tipo de almacenamiento (Li-ion, plomo-ácido, entre otros). - Selección de sistema de gestión energética. 	Normativas técnicas (NEC, IEC, NFPA). Catálogos de equipos. Ingeniero electricista.	3 semanas.	<ul style="list-style-type: none"> - Planos unifilares. - Memoria técnica de diseño. - Lista de materiales (BOM).
III. Análisis de Viabilidad Técnica y Económica	<ul style="list-style-type: none"> - Estimación de costos de implementación. - Evaluación de retorno de inversión (ROI). - Análisis de beneficios y limitaciones. 	Excel / Software financiero. Proveedores locales. Datos de tarifas eléctricas.	1 semana.	<ul style="list-style-type: none"> - Informe de viabilidad aprobado. - Comparativa de escenarios.

IV. Plan de Ejecución y Logística	<ul style="list-style-type: none"> - Planificación de adquisición de equipos. - Coordinación con instaladores certificados. - Preparación del sitio. 	Cronograma (Gantt). Contratistas. Permisos municipales o ambientales.	2 semanas.	<ul style="list-style-type: none"> - Cronograma validado. - Contratos firmados con proveedores.
V. Instalación y Puesta en Marcha	<ul style="list-style-type: none"> - Instalación de paneles, inversores y baterías. - Configuración del sistema de control y respaldo. - Verificación del funcionamiento. 	Herramientas especializadas. Personal técnico calificado. Equipos de protección.	3 semanas.	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema operativo sin fallas. - Acta de recepción técnica.
VI. Capacitación y Entrega al Usuario Final	<ul style="list-style-type: none"> - Entrenamiento en operación y mantenimiento. - Entrega de manuales y garantías. - Registro de consumo y generación. 	Manuales técnicos. Checklists. Medidores inteligentes.	1 semana.	<ul style="list-style-type: none"> - Personal capacitado. - Sistema registrado y documentado.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.2.2 *Gestión de Riesgos*

Riesgo Potencial	Medida de Mitigación
Retraso en entrega de equipos	Incluir proveedores alternativos y establecer cláusulas contractuales
Condiciones climáticas adversas	Planificar ventanas de instalación en temporada seca
Incompatibilidad entre componentes	Usar marcas certificadas y consultar con fabricantes
Sobrecarga o mal uso del sistema	Instalar sistemas de protección (fusibles, breakers, BMS) y capacitar al usuario

Fuente: Elaboración propia.

Recursos Humanos y Técnicos

- Ingeniero electricista: diseño y validación.
- Técnico instalador certificado: instalación física.
- Especialista en energías renovables: coordinación general.
- Proveedor de equipos: suministro y soporte técnico.

Tabla 7.2.3 Cronograma General (Resumen)

Fase	Duración Aproximada
Fase I - Diagnóstico	2 semanas
Fase II - Diseño	3 semanas
Fase III - Viabilidad	1 semana
Fase IV - Plan de Ejecución	2 semanas
Fase V - Instalación	3 semanas
Fase VI - Capacitación y Entrega	1 semana
Total Estimado	12 semanas (3 meses)

Fuente: Elaboración propia.

8 CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones

Con respecto al objetivo específico 1:

- Se logra definir el perfil de consumo actual, trabajando en un punto medio entre la energía media y la energía máxima, puesto que no se quiere llegar a una sobreproducción, porque no sería lo más conveniente.
- Se define el perfil de la producción, del sistema anterior.
- El comportamiento de la producción, a lo largo de los años de los subsistemas más antiguos, no evidencia un deterioro en su capacidad de generación de energía fotovoltaica.

Con respecto al objetivo específico 2:

- Se identifican los elementos necesarios para el funcionamiento del sistema.
- El descarte de los equipos no compatibles puede no ser definitivo, debido a que se pueden instalar sistemas fotovoltaicos antes que el Quattro, con la salvedad de que en caso de corte eléctrico salen de funcionamiento.
- Se identifican los nuevos equipos por incorporar con los antiguos, disminuyendo el impacto económico en la inversión inicial.

Con respecto al objetivo específico 3:

- El sistema fotovoltaico cumple con la generación de electricidad deseada por la empresa, de manera que la demanda sea cubierta, e incluso hacer rentable la producción energética.
- Se logra utilizar gran parte de los paneles disponibles, debido al balance en la potencia fotovoltaica instalada en los inversores.
- El dimensionado de la batería puede lograr ofrecer un funcionamiento de 6:00 a.m. a 12:00 a.m., o bien de 12:00 a.m. a 6:00 p.m. en carga máxima moderada (promedio).

- La batería en carga máxima puede dar unas 3,8 horas, esto teniendo en cuenta un pico constante de 27 kVA durante ese periodo, sin tener en cuenta la energía fotovoltaica.
- Se identifica la necesidad de cambiar el transformador monofásico 25 kVA por uno de mayor capacidad a 35 kVA

Con respecto al objetivo específico 4:

- El almacenamiento energético sigue siendo un gran peso para los sistemas que intenten ser autónomos, aunque sea parcialmente. Sin embargo, el sistema productivo de la empresa puede ser clave para volver rentable dicho respaldo; en este caso, dicho respaldo puede justificarse por la necesidad subjetiva de la empresa por mantenerse con energía.
- Los sistemas interactivos como el planteado son cada vez más necesarios para las pequeñas y medianas empresas, puesto que necesitan mantenerse operativas y eficientes en los casos de la salida de la red eléctrica, más en las ocasiones donde las fuentes hidroeléctricas no generen lo demandado por la red eléctrica nacional y se decida la salida programada de ciertos sectores, los cuales siempre afectan a pequeñas y medianas empresas mayormente.
- Aun teniendo un escenario pesimista en cuanto a la generación, debido las pérdidas por eficiencias en entrega de potencia, el sistema logra ser rentable en 13,22 años de los 20 máximos.

8.2 Recomendaciones

Con respecto al objetivo específico 1:

- Se recomienda establecer perfiles de consumo cada dos años, para evitar sobreconsumos innecesarios y sobrecargar el sistema fotovoltaico, en caso de corte eléctrico.

Con respecto al objetivo específico 2:

- Se recomienda hacer seguimiento de las capacidades eléctricas de los dispositivos más antiguos, para una pronta intervención, ya sea para dar mantenimiento o remplazo.

Con respecto al objetivo específico 3:

- En caso de ampliar la capacidad de producción de electricidad, se recomienda seguir la metodología planteada para el dimensionamiento de los nuevos equipos.
- Se recomienda la valoración de cambiar el transformador para evitar incidentes.

Con respecto al objetivo específico 4:

- Sin recomendaciones.

9 CAPÍTULO IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). (2020). *Renewable power generation costs in 2020*. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- Alarcon Rodriguez, A. D., Balza, L., Gischler, C., Irigoyen, J., Nunes da Cunha, N., Snyder, V., & Walter, M. (2024). *Watts on: una mirada al sector energético en América Latina y el Caribe*. <https://doi.org/10.18235/0013044>
- ARESEP. (2024). RE-0126-JD-2024: *Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 100086*. <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/e9837ac4-70b5-44cc-8eca-84e05a425beb/RE-0076-JD-2023+Metodolog%C3%ADa+tarifaria+derivada+de+la+Ley+10.086+%28ajustada+con+RE-0126-JD-2024%29.pdf?MOD=AJPERES&CVID=pdZ4ht9>
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (2019). Ley No. 10086: Promoción y regulación de los recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables. *Diario Oficial La Gaceta*, 208. Disponible en: <https://www.imprentanacional.go.cr>
- BCCR. 2020. *Informe de inflación: Diciembre (2019)*. https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/Doc_informes_inflacion/Informe_Inflacion_diciembre_2019.pdf
- Bolaños-Jiménez, C. A., & Gómez-Ramírez, G. (2023). Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para pequeñas industrias. *Tecnología en Marcha*, 36(1), 18-32.
- Castro Martinez, J., Villaseñor, R. & Domínguez, M. (2019). *Sistemas de almacenamiento mediante baterías electroquímicas. Contribución a la integración de energías renovables*. [10.13140/RG.2.2.21067.23843](https://doi.org/10.13140/RG.2.2.21067.23843).
- CDR. (2023). PROCEDIMIENTO DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE DER POR CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN QUE SE INTEGRAN CON LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SEN. https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/751788a2-e90b-4e14-aea1-15678e9062ea/RE-0095-JD-2023+_Procedimiento+Capacidad+de+Penetraci%C3%B3n+DER+por+circuito+de+distribuci%C3%B3n.pdf?MOD=AJPERES&CVID=oKHexAM

- Guzmán-Hernández, T. J., Obando-Ulloa, J. M., Álvarez de Eulate, X., Ilundain-López, R., Juan-Pérez, P., & Castro-Badilla, G. (2020). Evaluación de sistemas térmicos y fotovoltaicos solares en tres plantas procesadoras de leche de la región Huetar Norte, Costa Rica. *Tecnología en Marcha*, 33(2), 37-46.
- ICE. (2024). Tarifas Vigentes. <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES>
- IEEE Standards Association. (2018). *IEEE 1547-2018: standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces*. Disponible en: <https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html>
- OLADE. (2024). *Panorama energético de América Latina y el Caribe*. <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/12/PANORAMA-2023.pdf>
- Seléctrica SRL. (2024). *Informe de consumo eléctrico anual. Informe técnico*. Guápiles, Limón, Costa Rica.
- Statista. (2024). *Evolución anual de la tasa de inflación en Costa Rica desde 2015 hasta 2029*. <https://es.statista.com/estadisticas/1190003/tasa-de-inflacion-costa-rica/>
- Tesla, Inc. (2018). *Tesla powerpack in Australia: a case study in large-scale energy storage*. Disponible en: <https://www.tesla.com/powerpack>
- Unión Europea. (2018). Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. *Diario Oficial de la Unión Europea* L 328/82. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>
- Vega Carranza, K., Piedra Segura, J. F., & Richmond Navarro, G. (2019). Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos mediante una interfaz gráfica. *Tecnología en Marcha*, 32(3), 66-78.
- Vega-Garita, V., Blanco-Alfaro, M. I., & Pérez, A. (2023). Análisis técnico-económico de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía para clientes con tarifa residencial en Costa Rica. *Ingeniería. Revista de la Universidad de Costa Rica*, 33(2), 17-41.

Zhuge, s.d. (2018, junio). *Semiconductor manufacturing book* (2a ed.). Capítulo 30.3 Photovoltaic power plant. McGraw-Hill Education, New York.
<https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9781259587696/toc-chapter/chapter30/section/section34>

10 CAPÍTULO X. ANEXOS

10.1 Cálculos

10.1.1 Factor de corrección por temperatura a Voltaje

$$Factor\ de\ Temperatura = 1 + \left[(T\ celda - 25\ ^\circ C) \cdot \frac{Coeficiente\ de\ Temperatura}{100} \right]$$

Según informe del INM, Guápiles tiene un temperatura mínima y máxima histórica de 18 °C y 33 °C, respectivamente.

Para paneles de 320 wp

Coeficientes de temperatura Tk Voc = -0,33 y Tk Pmp = -0,41

Voltaje por corregir: Voc =46,12 Vpmp = 37,28

Baja Temperatura

$$Factor\ de\ Temperatura = 1 + \left[(18\ ^\circ C - 25\ ^\circ C) \cdot \frac{-0,33}{100} \right]$$

$$Factor\ de\ Temperatura = 1,0231$$

$$V_{OC\ Corregido} = 46,12\ V \cdot 1,0231$$

$$V_{OC\ Corregido} = 47,19\ V$$

Alta Temperatura

Como los paneles están sobre el techo NREL, se recomienda sumar 30 °C a la temperatura de celda máxima, esto debido a que los soportes son metálicos, así que inducen calor a los paneles.

$$Factor\ de\ Temperatura = 1 + \left[(33\ ^\circ C + 30\ ^\circ C - 25\ ^\circ C) \cdot \frac{-0,41}{100} \right]$$

$$Factor\ de\ Temperatura = 0,8442$$

$$V_{pmp \text{ Corregido}} = 37,28 \text{ V} \cdot 0,8670$$

$$V_{pmp \text{ Corregido}} = 32,32 \text{ V}$$

Para paneles de 545 wp

Coefficientes de temperatura $T_k \text{ Voc} = -0,275$ y $T_k \text{ Pmp} = -0,35$

Voltaje por corregir: $\text{Voc} = 49,75$ $\text{Vpmp} = 41,8$

Baja Temperatura

$$\text{Factor de Temperatura} = 1 + \left[(18 - 25 \text{ }^\circ\text{C}) \cdot \frac{-0,275}{100} \right]$$

$$\text{Factor de Temperatura} = 1,0231$$

$$V_{OC \text{ Corregido}} = 49,75 \text{ V} \cdot 1,0231$$

$$V_{OC \text{ Corregido}} = 50,89 \text{ V}$$

Alta Temperatura

$$\text{Factor de Temperatura} = 1 + \left[(33 \text{ }^\circ\text{C} + 30 \text{ }^\circ\text{C} - 25 \text{ }^\circ\text{C}) \cdot \frac{-0,35}{100} \right]$$

$$\text{Factor de Temperatura} = 0,8670$$

$$V_{pmp \text{ Corregido}} = 41,8 \text{ V} \cdot 0,8670$$

$$V_{pmp \text{ Corregido}} = 36,24 \text{ V}$$

Para paneles de 605 wp

Coefficientes de temperatura $T_k \text{ Voc} = -0,275$ y $T_k \text{ Pmp} = -0,35$

Voltaje por corregir: $\text{Voc} = 53,61$ $\text{Vpmp} = 45,53$

Baja Temperatura

$$\text{Factor de Temperatura} = 1 + \left[(18 - 25 \text{ }^\circ\text{C}) \cdot \frac{-0,275}{100} \right]$$

$$\text{Factor de Temperatura} = 1,0231$$

$$V_{OC \text{ Corregido}} = 53,61 \text{ V} \cdot 1,0231$$

$$V_{OC \text{ Corregido}} = 54,84 \text{ V}$$

Alta Temperatura

$$\text{Factor de Temperatura} = 1 + \left[(33 \text{ }^\circ\text{C} + 30 \text{ }^\circ\text{C} - 25 \text{ }^\circ\text{C}) \cdot \frac{-0,35}{100} \right]$$

$$\text{Factor de Temperatura} = 0,8670$$

$$V_{pmp \text{ Corregido}} = 45,53 \text{ V} \cdot 0,8670$$

$$V_{pmp \text{ Corregido}} = 39,47 \text{ V}$$

10.1.2 Máxima y Mínima cantidad de paneles en serie según MPPT

Paneles en serie de 320 para Fronius 7.6

$$\text{máxima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{\text{Rango de tensión superior [V]}}{V_{oc}[\text{V}]}$$

$$\text{máxima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{800 \text{ V}}{47,19 \text{ V}}$$

$$\text{máxima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = 17 \text{ paneles}$$

$$\text{mínima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{\text{Rango de tensión inferior [V]}}{V_{mp}[\text{V}]}$$

$$\text{mínima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{250 \text{ V}}{32,32 \text{ V}}$$

$$\text{mínima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = 8 \text{ paneles}$$

Paneles en serie de 605 para Fronius 7.6

$$\text{m\u00e1xima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{\text{Rango de tensi\u00f3n superior [V]}}{V_{oc}[V]}$$

$$\text{m\u00e1xima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{800 \text{ V}}{54,84 \text{ V}}$$

$$\text{m\u00e1xima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = 14 \text{ paneles}$$

$$\text{m\u00ednima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{\text{Rango de tensi\u00f3n inferior [V]}}{V_{mp}[V]}$$

$$\text{m\u00ednima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{250 \text{ V}}{39,47 \text{ V}}$$

$$\text{m\u00ednima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = 6 \text{ paneles}$$

Paneles en serie de 545 para Fronius 10.0

$$\text{m\u00e1xima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{\text{Rango de tensi\u00f3n superior [V]}}{V_{oc}[V]}$$

$$\text{m\u00e1xima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{800 \text{ V}}{50,89 \text{ V}}$$

$$\text{m\u00e1xima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = 15 \text{ paneles}$$

$$\text{m\u00ednima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{\text{Rango de tensi\u00f3n inferior [V]}}{V_{mp}[V]}$$

$$\text{m\u00ednima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{220 \text{ V}}{36,24 \text{ V}}$$

$$\text{m\u00ednima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = 6 \text{ paneles}$$

Paneles en serie de 605 para Fronius 10.0

$$\text{m\u00e1xima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{\text{Rango de tensi\u00f3n superior [V]}}{V_{oc}[V]}$$

$$\text{m\u00e1xima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{800 \text{ V}}{54,84 \text{ V}}$$

$$\text{m\u00e1xima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = 14 \text{ paneles}$$

$$\text{m\u00ednima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{\text{Rango de tensi\u00f3n inferior [V]}}{V_{oc}[V]}$$

$$\text{m\u00ednima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = \frac{220 \text{ V}}{39,47 \text{ V}}$$

$$\text{m\u00ednima cantidad de Paneles}_{\text{Serie}} = 6 \text{ paneles}$$

10.1.3 M\u00e1xima cantidad de cadenas seg\u00fan MPPT

Paneles de 320 para Fronius 7.6

$$\text{Factor de Temperatura} = 1 + \left[(33 \text{ }^\circ\text{C} + 30 \text{ }^\circ\text{C} - 25 \text{ }^\circ\text{C}) \cdot \frac{0,058}{100} \right]$$

$$\text{Factor de Temperatura} = 1,02$$

$$I_{sc \text{ Corregido}} = 9,09 \text{ A} \cdot 1,02$$

$$I_{sc \text{ Corregido}} = 9,27 \text{ A}$$

$$\text{Cantidad M\u00e1xima de Cadenas}_{\text{MPPT}} = \frac{I_{m\u00e1x}}{I_{pmp}}$$

$$\text{Cantidad M\u00e1xima de Cadenas}_{\text{MPPT}} = \frac{18 \text{ A}}{8,58}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = 2 \text{ cadenas}$$

$$\text{Máx. } I_{sc} > \text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} \cdot I_{sc} \text{ Corregido}$$

$$27 \text{ A} > 2 \cdot 9,27 \text{ A}$$

$$27 \text{ A} > 18,54 \text{ A}$$

Paneles de 605 para Fronius 7.6

$$\text{Factor de Temperatura} = 1 + \left[(33^\circ\text{C} + 30^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \cdot \frac{0,045}{100} \right]$$

$$\text{Factor de Temperatura} = 1,017$$

$$I_{sc} \text{ Corregido} = 14,08 \text{ A} \cdot 1,017$$

$$I_{sc} \text{ Corregido} = 14,32 \text{ A}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = \frac{I_{máx}}{I_{pmp}}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = \frac{18 \text{ A}}{13,29}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = 1 \text{ cadenas}$$

$$\text{Máx. } I_{sc} > \text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} \cdot I_{sc} \text{ Corregido}$$

$$27 \text{ A} > 2 \cdot \text{A}$$

$$27 \text{ A} > \text{A}$$

Paneles de 545 para Fronius 10.0

$$\text{Factor de Temperatura} = 1 + \left[(33^\circ\text{C} + 30^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \cdot \frac{0,045}{100} \right]$$

$$\text{Factor de Temperatura} = 1,017$$

$$I_{sc \text{ Corregido}} = 13,93 \text{ A} \cdot 1,017$$

$$I_{sc \text{ Corregido}} = 14,17 \text{ A}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = \frac{I_{m\acute{a}x}}{I_{pmp}}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = \frac{33 \text{ A}}{13,04}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = 2 \text{ cadenas}$$

$$\text{Máx. } I_{sc} > \text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} \cdot I_{sc \text{ Corregido}}$$

$$33 \text{ A} > 2 \cdot 14,17 \text{ A}$$

$$33 \text{ A} > 28,34 \text{ A}$$

Paneles de 605 para Fronius 10.0

$$\text{Factor de Temperatura} = 1 + \left[(33^\circ\text{C} + 30^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \cdot \frac{0,045 \frac{\%}{^\circ\text{C}}}{100 \%} \right]$$

$$\text{Factor de Temperatura} = 1,017$$

$$I_{sc \text{ Corregido}} = 14,08 \text{ A} \cdot 1,017$$

$$I_{sc \text{ Corregido}} = 14,32 \text{ A}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = \frac{I_{máx}}{I_{pmp}}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = \frac{33 \text{ A}}{13,29}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} = 2 \text{ cadenas}$$

$$\text{Máx. } I_{sc} > \text{Cantidad Máxima de Cadenas}_{MPPT} \cdot I_{sc \text{ Corregido}}$$

$$33 \text{ A} > 2 \cdot 14,32 \text{ A}$$

$$33 \text{ A} > 28,64 \text{ A}$$

10.2 Datos meteorológicos

Figura 10.2.1 Datos de localizacion en PVsyst

Recorridos solares

Decimal Grad. Min. Seg.

Latitud 10.2021 [°] 10 12 7 (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud -83.7883 [°] -83 47 18 (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

Altitud 302 M por encima del nivel del mar

Zona horaria -6.0 Corresponde a una diferencia promedio

 Hora Legal - Hora Solar = 0h-24m

Obtener del nombre

Fuente: Base de Datos PVsyst .

Figura 10.2.2 Base de datos meteorológicos de NREL

Sitio **Guapiles (Selectrica) (Costa Rica)**

Fuente de datos **NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3 1998 to 2020**

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s
Enero	4.13	2.01	23.1	0.14
Febrero	4.80	2.27	22.6	0.14
Marzo	5.16	2.51	24.0	0.13
Abril	4.98	2.74	24.6	0.13
Mayo	5.08	2.82	24.7	0.12
Junio	4.69	3.05	24.7	0.13
Julio	4.46	2.67	24.0	0.11
Agosto	4.75	2.94	24.3	0.12
Septiembre	5.16	2.88	24.0	0.12
Octubre	4.46	2.66	23.9	0.13
Noviembre	3.70	2.31	23.5	0.14
Diciembre	3.90	1.76	23.4	0.14
Año ?	4.60	2.55	23.9	0.1
	Pegar	Pegar	Pegar	Pegar

Fuente: Base de Datos PVSyst ®.

Figura 10.2.3 Base de datos meteorológicos de NASA

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

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s
Enero	4.05	1.81	23.5	0.00
Febrero	4.58	1.99	23.7	0.00
Marzo	5.03	2.18	24.1	0.00
Abril	4.99	2.33	24.8	0.00
Mayo	4.23	2.28	25.1	0.00
Junio	3.92	2.21	25.1	0.00
Julio	3.67	2.19	24.8	0.00
Agosto	3.81	2.25	24.9	0.00
Septiembre	4.38	2.24	24.9	0.00
Octubre	3.88	2.06	24.7	0.00
Noviembre	3.61	1.87	24.4	0.00
Diciembre	3.70	1.76	24.0	0.00
Año ?	4.15	2.10	24.5	0.0
	Pegar	Pegar	Pegar	Pegar

Fuente: Base de Datos PVSyst ®.

Figura 10.2.4 Base de datos meteorológicos de PVGIS

Fuente de datos: PVGIS TMY 5.3

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	5.20	1.27	21.2	1.37	81.7
Febrero	5.20	1.47	22.3	1.24	84.0
Marzo	5.86	1.59	22.4	1.37	81.4
Abril	5.69	1.77	24.1	1.19	81.6
Mayo	4.30	1.99	24.2	1.00	89.4
Junio	4.02	2.10	23.0	0.92	92.3
Julio	4.06	2.04	23.3	0.88	91.7
Agosto	4.91	2.02	23.5	0.99	88.1
Septiembre	4.65	1.87	23.0	0.99	90.4
Octubre	3.45	1.81	22.6	0.95	92.3
Noviembre	3.30	1.49	21.8	0.91	93.1
Diciembre	4.61	1.34	21.5	1.11	85.2
Año	4.60	1.73	22.7	1.1	87.6

Fuente: Base de Datos PVSyst ®

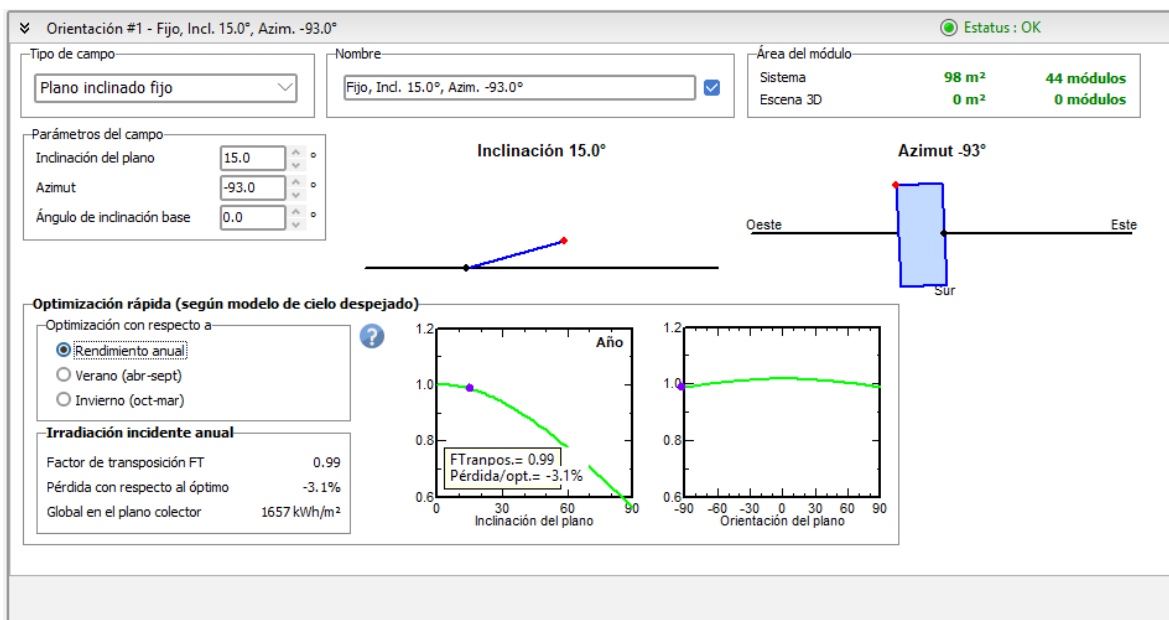
Figura 10.2.5 Base de datos meteorológicos de Meteonorm

Fuente de datos: Meteonorm 8.2 (2016-2021), Sat=100%

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	4.74	2.10	24.3	3.40	4.489	76.3
Febrero	5.25	2.49	25.1	3.40	4.975	71.7
Marzo	5.63	2.59	26.3	3.29	4.829	68.4
Abril	5.40	2.85	26.8	2.99	5.554	70.7
Mayo	5.47	2.86	27.2	2.30	5.344	75.2
Junio	5.05	2.74	26.6	2.19	4.972	78.3
Julio	4.44	2.74	26.4	2.29	6.079	77.4
Agosto	4.88	2.87	26.4	2.30	5.480	78.4
Septiembre	5.03	2.78	25.9	2.09	6.031	80.4
Octubre	4.97	2.50	25.8	2.10	4.595	80.4
Noviembre	4.47	2.28	24.5	2.50	4.926	81.9
Diciembre	4.49	2.11	24.4	2.90	4.503	79.0
Año	4.98	2.57	25.8	2.6	5.148	76.5

Fuente: Base de Datos PVSyst ®

Figura 10.2.6 Pérdidas por Orientación



Fuente: Base de Datos PVsyst ®

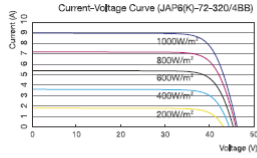
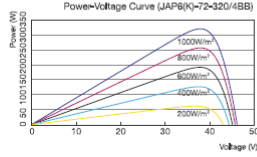
11 CAPÍTULO XI. APÉNDICE

11.1 Fichas Técnicas

Figura 11.1.1 Ficha técnica Ja Solar 320 Wp

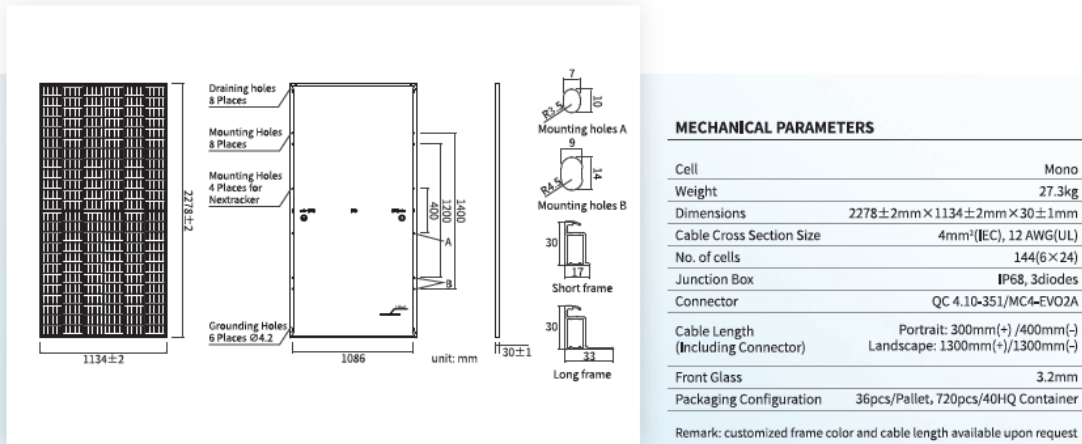
MECHANICAL PARAMETERS		WORKING CONDITIONS	
Cell (mm)	Poly 156,75x156,75	Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC)
Weight (kg)	23 (approx)	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Dimensions (LxWxH) (mm)	1960x991x40	Maximum Series Fuse	15A
Cable Cross Section Size (mm ²)	4	Maximum Static Load, Front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft ²)
No. of Cells and Connections	72 (6x12)	Maximum Static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft ²)
Junction Box	IP67, 3 diodes	NOCT	45±2°C
Connector	MC4 Compatible	Application Class	Class A
Packaging Configuration	27 Per Pallet		

ELECTRICAL PARAMETERS					
TYPE	JAP6(K)-72-310/4BB	JAP6(K)-72-315/4BB	JAP6(K)-72-320/4BB	JAP6(K)-72-325/4BB	JAP6(K)-72-330/4BB
Rated Maximum Power at STC (W)	310	315	320	325	330
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45,56	45,85	46,12	46,38	46,40
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	36,89	37,09	37,28	37,39	37,65
Short Circuit Current (Isc/A)	8,92	9,01	9,09	9,17	9,28
Maximum Power Current (Imp/A)	8,40	8,49	8,58	8,69	8,77
Module Efficiency [%]	15,96	16,22	16,48	16,73	16,99
Power Tolerance (W)	-0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc (αIsc)	+0,058%/°C				
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)	-0,330%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)	-0,410%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass 1,5				

I-V CURVE	
	

Fuente: https://www.cgrc.nsw.gov.au/wp-content/uploads/2020/10/solar-panel-specification_PAN-37062.pdf

Figura 11.1.2 Ficha técnica Ja Solar 545 Wp



ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30	JAM72S30	JAM72S30	JAM72S30	JAM72S30	JAM72S30
	540/MR	545/MR	550/MR	555/MR	560/MR	565/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	540	545	550	555	560	565
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	49.60	49.75	49.90	50.02	50.15	50.28
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.64	41.80	41.96	42.11	42.27	42.42
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.86	13.93	14.00	14.07	14.14	14.21
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.97	13.04	13.11	13.18	13.25	13.32
Module Efficiency [%]	20.9	21.1	21.3	21.5	21.7	21.9
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

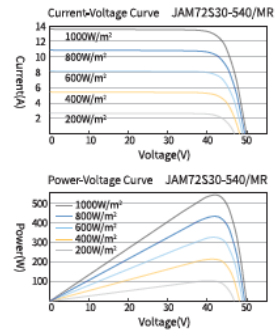
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30	JAM72S30	JAM72S30	JAM72S30	JAM72S30	JAM72S30
	540/MR	545/MR	550/MR	555/MR	560/MR	565/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	408	412	416	420	424	428
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.43	46.55	46.68	46.85	46.99	47.15
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.99	39.20	39.43	39.66	39.85	40.04
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.09	11.13	11.17	11.21	11.26	11.31
Max Power Current(Imp) [A]	10.47	10.51	10.55	10.59	10.64	10.69
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

* For Nextacker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nextacker for reference.

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1/Class C

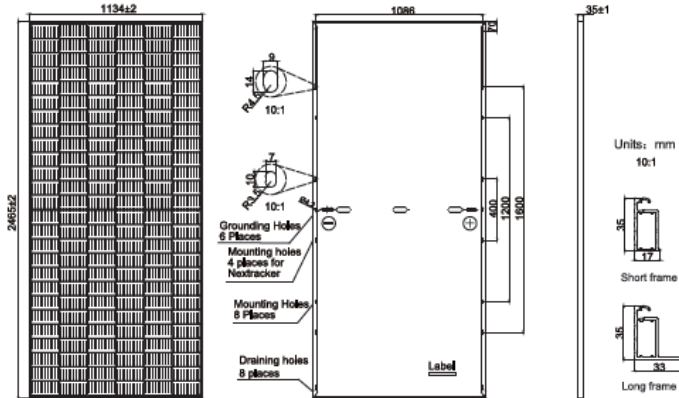
Fuente: <https://www.jasolar.com/uploadfile/2022/0923/20220923042141101.pdf>

Figura 11.1.3 Ficha técnica Ja Solar 605 Wp

JASOLAR

JAM78S30 580-605/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.1kg±3%
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) . 12 AWG(JL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 496pcs/40HQ Container

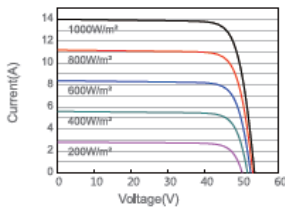
ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.11	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.35	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.84	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.08	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29
Module Efficiency [%]	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

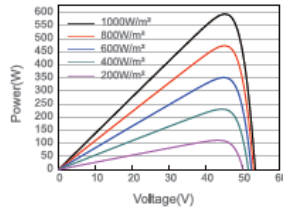
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

CHARACTERISTICS

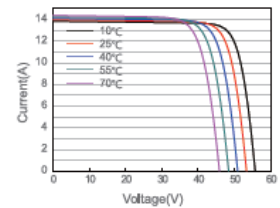
Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Power-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20211224A

Fuente: <https://www.jasolar.com/uploadfile/2022/0513/20220513051007792.pdf>

Figura 11.1.4 Ficha técnica Quattro 48/10000/140-100/100 120 V

Quattro	48/3000/35-50/50 120V	12/5000/220-100/100 120V 24/5000/120-100/100 120V 48/5000/70-100/100 120V	48/10000/140-100/100 120V
PowerControl / PowerAssist	SI		
Conmutador de transferencia integrado	SI		
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada : 90-140 VAC Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1		
Corriente máxima (A)	2x 50 A	Corriente máxima (A)	2x 50 A
INVERSOR			
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17 V 19 – 33 V 38 – 66 V		
Salida (1)	Rango de tensión de salida: 120 VAC ± 2 % Frecuencia: 60 Hz ± 0,1 %		
Potencia cont. salida a 25°C / 77°F (VA (3))	3000 VA	5000 VA	10000 VA
Potencia cont. de salida a 25°C / 77°F (W)	2400 W	4000 W	8000 W
Potencia cont. de salida a 40°C / 104°F (W)	2200 W	3700 W	6500 W
Potencia cont. de salida a 65°C / 150°F (W)	1700 W	3000 W	4500 W
Pico de potencia (W)	6000 W	10000 W	20000 W
Eficacia máxima (%)	94 %	94 / 94 / 95 %	96 %
Consumo en vacío (W)	25 W	30 / 30 / 35 W	60 W
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	20 W	20 / 25 / 30 W	40 W
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	12 W	10 / 10 / 15 W	15 W
CARGADOR			
Tensión de carga de "absorción" (VCC)	57,6 V	14,4 / 28,8 / 57,6 V	57,6 V
Tensión de carga de "flotación" (VCC)	55,2 V	13,8 / 27,6 / 55,2 V	55,2 V
Modo de "almacenamiento" (VCC)	52,8 V	13,2 / 26,4 / 52,8 V	52,8 V
Corriente de carga batería casa (A) (4)	35 A	200 / 120 / 70 A	140 A
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 A (solo modelos de 12V y 24V)		
Sensor de temperatura de la batería	SI		
GENERAL			
Salida auxiliar (A) (5)	32 A	50 A	50 A
Relé programable (6)	3x		
Protección (2)	a-g		
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema		
Puerto com. de uso general (7)	SI, 2x		
On/Off remoto	SI		
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -40 a +65 °C (-40 – 150 °F) Humedad (sin condensación): máx. 95%		
CARCASA			
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Categoría de protección: IP 21
Conexiones de la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)		
Conexión 120 VCA	Bornes de tornillo 13 mm ² (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	42 lb 19 kg	75 / 66 / 66 lb 34 / 30 / 30 kg	128 lb 58 kg
Dimensiones (al x an x p en mm.)	14,3 x 10,2 x 8,6 362 x 258 x 218	18,5 x 14,0 x 11,2 17,5 x 13,0 x 9,6 17,5 x 13,0 x 9,6	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240
NORMATIVAS			
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1, UL 1741 (solo para 48 V 5 kVA y 10 kVA)		
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3		
Vehículos de carretera	Modelos 12 y 24 V: ECE R10-5		
Anti-isla	Ver nuestra página web		
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 4) Hasta 25 °C de temperatura ambiente 5) Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible 6) Relé programable que puede configurarse como alarma general, subtensión CC o señal de arranque para el generador Capacidad nominal CA: 230 V/4 A Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 VDC, 1 A hasta 60 VDC		
2) Claves de protección:			
a) cortocircuito de salida			
b) sobrecarga			
c) tensión de la batería demasiado alta			
d) tensión de la batería demasiado baja			
e) temperatura demasiado alta			
f) 120 VCA en la salida del inversor			
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta			

Fuente : [https://www.victronenergy.com/upload/documents/Manual-Quattro-5k-10k-120V-\(firmware-xxxx4xx\)-EN-ES.pdf](https://www.victronenergy.com/upload/documents/Manual-Quattro-5k-10k-120V-(firmware-xxxx4xx)-EN-ES.pdf)

Figura 11.1.5 Ficha técnica Fronius Primo UL 7.6-1 kVA y 10.0-1 kVA

Fronius Primo	7.6-1 208-240	8.2-1 208-240	10.0-1 208-240	
Datos de entrada				
Gama de tensión MPP	250 - 800 V	270 - 800 V	220 - 800 V	
Tensión de arranque	80 V			
Máxima tensión de entrada con 57.2 °F (14 °C) en marcha sin carga	1000 V			
Tensión de entrada nominal	660 V		655 V	
Corriente de entrada nominal	11,9 A	12,3 A con 208 V 12,8 A con 220 V 12,8 A con 240 V	15,7 A	
Máxima corriente de entrada (MPPT1 / MPPT2)	18,0 A	18,0 A	33,0 A / 18,0 A	
Máxima corriente de cortocircuito de los módulos solares (MPPT1 / MPPT2)	27,0 A	27,0 A	49,5 A / 27,0 A	
Máxima corriente de retroalimentación continua de la empresa suministradora de energía 1)	0,0 A 2)			
Datos de salida				
Potencia de salida nominal (P_{nom})	con 208 V con 220 V con 240 V	7600 W 7600 W 7600 W	7900 W 8200 W 8200 W	9995 W 10005 W 9995 W
P_{nom} con +131 °F (55 °C)	con 208 V con 220 V con 240 V	5300 W 5500 W 5600 W	5300 W 5500 W 5600 W	9995 W 10005 W 9995 W
P_{nom} con +140 °F (60 °C)	con 208 V con 220 V con 240 V	- - -	- - -	9940 W 9940 W 9940 W
Máxima potencia de salida	con 208 V con 220 V con 240 V	7600 W 7600 W 7600 W	7900 W 8200 W 8200 W	9995 W 10005 W 9995 W
Potencia aparente nominal	7600 VA	8200 VA	10000 VA	
Tensión de red nominal	208 V / 220 V / 240 V			
Tolerancia de la red	-12 % / +10 %			

Fronius Primo		7.6-1 208-240	8.2-1 208-240	10.0-1 208-240
Margen de tensión de servicio CA	con 208 V con 220 V con 240 V	183 - 229 V 194 - 242 V 211 - 264 V		
Margen de ajuste de la tensión de red	con 208 V con 220 V con 240 V	104 - 288 V 104 - 288 V 104 - 288 V		
Precisión de los límites de tensión		1 % del valor nominal		
Margen de ajuste del tiempo de tolerancia para exceder los límites de tensión		0,016 - 21,0 s		
Máxima corriente de salida continua con V_{nom}	con 208 V con 220 V con 240 V	36,5 A 34,5 A 31,7 A	38,0 A 37,3 A 34,2 A	48,1 A 45,5 A 41,6 A
Protección por fusible recomendada contra exceso de corriente (CA)	con 208 V con 220 V con 240 V	50,0 A 50,0 A 40,0 A	50,0 A 50,0 A 45,0 A	60,0 A 40,0 A 60,0 A
Fases		1		2
Máxima corriente de falta de salida por período de tiempo	con 208 V con 220 V con 240 V	384 A / 146 ms 560 A / 172 ms 584 A / 154 ms		484 A / 166,2 ms 884 A / 67,48 ms 916 A / 6,46 ms
Frecuencia de salida nominal		50 / 60 Hz		
Margen de frecuencia de salida Configuraciones: 50 Hz, 60 Hz Configuraciones: HI Configuraciones: CAL		48,0 - 50,5 Hz / 59,3 - 60,5 Hz - / 57,0 - 63,0 Hz - / 58,5 - 60,5 Hz		
Margen de ajuste de la frecuencia de red		45,0 - 55,0 Hz / 50,0 - 66,0 Hz		
Precisión de los límites de frecuencia		0,05 Hz		
Margen de ajuste del tiempo de tolerancia para exceder los límites de frecuencia		0,016 - 600 s		
Coefficiente de distorsión no lineal		< 5 %		< 2,5 %
Factor de potencia cos phi		0,85 - 1 ind./cap. 4)		0 - 1 ind./cap. 4)

Fronius Primo		7.6-1 208-240	8.2-1 208-240	10.0-1 208-240
Datos generales				
Máximo rendimiento		97,9 %		97,9 %
Rendimiento CEC	con 208 V	97,0 %	97,0 %	96,5 %
	con 220 V	97,0 %	97,0 %	96,5 %
	con 240 V	97,0 %	97,0 %	96,5 %
Refrigeración		Ventilación forzada		
Tipo de protección		NEMA4X		
Dimensiones (altura x anchura x longitud)		24,7/16,9/8,1 inch 628/428/205 mm		28,5/20,1/8,9 inch 725/510/225 mm
Peso		42.029 lbs. (21,45 kg)		82.5 lbs. (37,4 kg)
Dimensiones del embalaje (longitud x altura x anchura)		30,1/21,7/11,4 inch 770/550/290 mm		31,1/22,6/13,4 in. 790/575/340 mm
Peso total con embalaje		57,56 lbs. (26,11 kg)		90,2 lbs. (40,9 kg)
Temperatura ambiente admisible (con una humedad del aire relativa del 95 %)		-40 °F - +131 °F (-40 °C - +55°C)		-40 °F - +140 °F (-40 °C - +60°C)
Temperatura de almacenamiento admisible (con una humedad del aire relativa del 95 %)		-40 °F - +158 °F (-40 °C - +70°C)		
Dispositivos de protección				
Monitorización de aislamiento		integrado		
Protección frente al servicio independiente		integrado		
Protección contra polaridad invertida		integrado		
Detección/interrupción de arco voltaico		integrado		
Exceso de temperatura		Desplazamiento del punto de trabajo/refrigeración activa		
1) Máxima corriente del inversor hacia los módulos solares cuando se produce un error en el inversor. 2) Asegurado mediante la construcción eléctrica del inversor 3) En servicio normal 4) ind. = inductivo cap. = capacitivo				

Fuente: <https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-primo-ul/fronius-primo-7-6-1-208-240>

Figura 11.1.6 Ficha técnica B-Box Premium LVS



PARÁMETROS TÉCNICOS PREMIUM LVS



RENDIMIENTO

Módulo de batería	LVS (4 kWh, 51,2 V, 45 kg)					
Número de módulos	1	2	3	4	5	6
Energía utilizable ^[1]	4 kWh	8 kWh	12 kWh	16 kWh	20 kWh	24 kWh
Corriente máxima de salida ^[2]	65 A	130 A	195 A	250 A	250 A	250 A
Corriente pico de salida ^[2]	90 A, 5 s	180 A, 5 s	270 A, 5 s	360 A, 5 s	360 A, 5 s	360 A, 5 s
Dimensiones(A/A/P)	528 x 650 x 298 mm	761 X 650 x 298 mm	994 x 650 x 298 mm	1227 x 650 x 298 mm	1480 x 650 x 298 mm	1693 x 650 x 298 mm
Peso	64 kg	109 kg	154 kg	199 kg	244 kg	289 kg

DATOS GENERALES

Voltaje nominal	51,2 V
Voltaje operativo	40 - 57,6 V
Temperatura operativa	-10°C a +50°C
Tecnología de celda	Fosfato de litio y hierro (LiFePO4)
Comunicación	CAN
Protección IP	IP55
Eficiencia de ida y vuelta	≥ 95%
Ambiente	Interiores / exteriores
Método de montaje	Soporte de pie
Escalabilidad ^[3]	Máx. de 64 módulos en paralelo (256 kWh) Solo torre única
Certificaciones	VDE2510-50 / IEC62619 / CE / CEC / UN38.3
Aplicaciones	ON Grid/ ON Grid + Backup / OFF Grid
Inversores compatibles	
Garantía ^[4]	10 años

[1] Energía Utilizable en CC. Condiciones de Test: 100% DO, 0,2C carga & descarga a 25°C. La energía utilizable puede variar con el inversor que se utilice.

[2] La reducción de la carga se producirá entre -10°C a +5°C.

[3] La función de torre en paralelo solo está disponible para 1 a 4 módulos de batería por torre. Las LVS 20,0 y LVS 24,0 solo se pueden usar como torre única.

[4] Se aplican condiciones. Consulte la Carta de Garantía Limitada BYD Battery-Box Premium.

Fuente: https://www.bydbatterybox.com/uploads/downloads/201015_Premium_Datasheet_LVS%20V2.1%20ESP-5fa4bae2dd8e1.pdf