

**Instituto Tecnológico de Costa Rica**

**Escuela de Ingeniería Electrónica**



**COOPELESCA R.L. – Central Hidroeléctrica Platanar**

**“Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas  
para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica  
Platanar, San Carlos - Costa Rica”**

**Informe de Proyecto de Graduación para optar por el título de Ingeniero en  
Electrónica con el grado académico de Licenciatura**

**Marvin Fauricio Saborío Corea**

**San Carlos, noviembre de 2019**

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
PROYECTO DE GRADUACIÓN  
ACTA DE APROBACIÓN

**Defensa de Proyecto de Graduación**  
**Requisito para optar por el título de Ingeniero en Electrónica**  
**Grado Académico de Licenciatura**  
**Instituto Tecnológico de Costa Rica**

El Tribunal Evaluador aprueba la defensa del proyecto de graduación denominado "Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos- Costa Rica" realizado por el señor Marvin Fauricio Saborío Corea y, hace constar que cumple con las normas establecidas por la Escuela de Ingeniería Electrónica del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

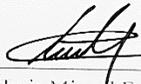
Miembros del Tribunal Evaluador



Ing. Leonardo Cardinale Villalobos  
Profesor lector



Ing. Pablo Cesar Rodríguez Vargas  
Profesor lector



Ing. Luis Miguel Esquivel Sancho  
Profesor asesor

San Carlos, 21 de noviembre de 2019

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
PROYECTO DE GRADUACIÓN  
TRIBUNAL EVALUADOR  
ACTA DE EVALUACIÓN

Defensa de Proyecto de Graduación  
Requisito para optar por el título de Ingeniero en Electrónica  
Grado Académico de Licenciatura  
Instituto Tecnológico de Costa Rica

Estudiante: Marvin Fauricio Saborío Corea

Nombre del Proyecto:

“Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos- Costa Rica”

Los miembros de este Tribunal hacen constar de que este proyecto de graduación ha sido aprobado y cumple con las normas establecidas por la Escuela de Ingeniería Electrónica del Instituto Tecnológico de Costa Rica y es merecedor de una nota de

Nota de Proyecto de Graduación: 100

Miembros del Tribunal



Ing. Leonardo Cardinale Villalobos  
Profesor lector



Ing. Pablo Cesar Rodríguez Vargas  
Profesor lector



Ing. Luis Miguel Esquivel Sancho  
Profesor asesor

San Carlos, 21 de noviembre de 2019

## Declaratoria de autenticidad

Yo Fauricio Saborío Corea, número de cédula 207240378, declaro que, en este informe de proyecto de graduación, titulado “Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos- Costa Rica” y todo el trabajo presentado en el mismo son de mi autoría, y que este trabajo fue realizado completa o principalmente para obtener el título de Ingeniero en Electrónica en el Instituto Tecnológico de Costa Rica. Cualquier consulta de trabajos publicados por otros autores ha sido debidamente atribuida y se dan a conocer las fuentes información.

Firma: .  
Marvin Fauricio Saborío Corea  
Ced: 2 0724 0378

Fecha: 11 - 11 – 2019

## RESUMEN

El proyecto se realizó en la Central Hidroeléctrica Platanar, construida en 1994 y en operación desde 1995, la cual pertenece a la empresa COOPELESCA R.L. desde el 2016 hasta la actualidad.

La empresa COOPELESCA está comprometida con la meta de Carbono Neutral, a razón de esto, ha incursionado en proyectos que representan un desarrollo integral de la empresa, en materia de producción de energías renovables en conjunto con procesos y tecnologías amigables con el ambiente. En la Central Hidroeléctrica Platanar se desean eliminar las emisiones de CO<sub>2</sub> y demás contaminantes que se dan por el uso de la planta de emergencia, que funciona como respaldo energético para el edificio de casa de máquinas, ante las desconexiones de la red nacional de distribución eléctrica, y así dar un paso más hacia la meta de la empresa.

Este proyecto propone solucionar este problema a partir de la implementación de un sistema fotovoltaico, que al ser una tecnología de producción de energía renovable se ajusta a los deseos de la empresa. Por lo tanto, se desarrolló el diseño de un sistema de aprovechamiento fotovoltaico conectado a la red, adaptado a las necesidades de la hidroeléctrica.

Se plantea que, al implementar este proyecto se logrará sustituir el grupo electrógeno que genera las emisiones contaminantes, dejándolo como un tercer recurso, y de esta manera obtener los beneficios ambientales esperados, reduciendo también el consumo energético de la red nacional, generando así beneficios económicos para la empresa.

**Palabras clave:** Carbono neutral, energía renovable, radiación solar, paneles solares, sistemas fotovoltaicos.

## ABSTRACT

The project was carried out at Central Hidroeléctrica Platanar, built in 1994 and in operation since 1995, which belongs to COOPELESCA R.L. company from 2016 to the present.

The company COOPELESCA is committed to the Carbon Neutrality goal, because of this, it has ventured into projects that represent a company's development in renewable energy production in conjunction with environment friendly processes and technologies. In the Central Hidroeléctrica Platanar, it is desired to eliminate CO<sub>2</sub> and other pollutants emissions that occur due to the use of the emergency pump, which operates as an energy backup for the machine house building due to disconnections from the national electricity distribution network, and thus, take another step towards the goal of the company.

This project proposes to solve this problem from the implementation of a photovoltaic system, which being a renewable energy production technology conforms to the company's wishes. Therefore, the design of a photovoltaic utilization system connected to the network was developed, adapted to the needs of the company.

It is proposed that, with the implementation of this project, it will be possible to replace the generator set that produces the pollutant emissions, leaving it as a third resource, and thus obtain the expected environmental benefits, also reducing the energy consumption of the national network, generating economic benefits for the company.

**Keywords:** Neutral carbon, renewable energy, solar radiation, solar panels, photovoltaic systems.

## **DEDICATORIA**

Le dedico este trabajo primeramente a Dios que me ha guiado y fortalecido en cada uno de mis pasos, y me ha dado la paz en los momentos más difíciles.

A mis padres Marvin Saborío Alfaro y Mariela Corea Sequeira, quienes, con su amor, trabajo y sacrificio, me han apoyado para que yo haya logrado llegar hasta aquí y convertirme en la persona que soy.

También a mis hermanos, Brian Saborío Corea y Mariluz Saborío Corea, que han sido mis compañeros de batalla en muchas situaciones y me han motivado a seguir adelante.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Coopelesca R.L y al personal de la Central Hidroeléctrica Platanar, especialmente al señor Jose Álvarez Blandón, por haberme dado la oportunidad de realizar este trabajo en la empresa y apoyarme con lo que necesario.

A mis compañeros y amigos de la universidad, por haberme ayudado y acompañado a lo largo de cada curso de la carrera, para no desistir ante las pruebas y alcanzar cada meta.

Del mismo modo, a cada uno de los profesores que me compartieron sus valiosos conocimientos y me impulsaron a crecer cada día para ser profesional y mejor ser humano.

# ÍNDICE GENERAL

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Capítulo 1: Introducción</b> .....                              | <b>1</b>  |
| 1.1 Problema existente e importancia de su solución .....          | 1         |
| 1.2 Solución seleccionada .....                                    | 5         |
| <b>Capítulo 2: Meta y Objetivos</b> .....                          | <b>7</b>  |
| 2.1 Meta.....  | 7         |
| 2.2 Objetivo general.....  | 7         |
| 2.3 Objetivos específicos .....                                    | 8         |
| <b>Capítulo 3: Marco teórico</b> .....                             | <b>9</b>  |
| 3.1 Descripción del sistema o proceso a mejorar.....               | 9         |
| 3.2 Antecedentes Bibliográficos .....                              | 11        |
| 3.2.1 Sistemas fotovoltaicos .....                                 | 13        |
| 3.2.2 Panel solar/fotovoltaico.....                                | 16        |
| 3.2.3 Regulador de carga .....                                     | 17        |
| 3.2.4 Acumuladores .....   | 18        |
| 3.2.5 Inversor.....  | 19        |
| 3.2.6 Cableado .....   | 20        |
| 3.2.7 Protecciones.....  | 22        |
| 3.2.8 Sistema de monitoreo.....                                    | 23        |
| 3.2.9 Controlador.....   | 23        |
| 3.3 Principios físicos y electrónicos relacionados.....            | 24        |
| 3.3.1 Radiación solar .....  | 24        |
| 3.3.2 Ángulos solares .....  | 26        |
| 3.3.3 Transformación de radiación solar a energía eléctrica.....   | 29        |
| 3.3.4 Funcionamiento de las celdas solares.....                    | 31        |
| <b>Capítulo 4: Procedimiento metodológico</b> .....                | <b>34</b> |
| 4.1 Reconocimiento y definición del problema.....                  | 34        |
| 4.2 Obtención y análisis de información .....                      | 35        |
| 4.3 Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución..... | 36        |
| 4.4 Implementación de la solución .....                            | 38        |
| <b>Capítulo 5: Descripción detallada de la solución</b> .....      | <b>39</b> |
| 5.1 Análisis de carga eléctrica del edificio.....                  | 39        |
| 5.2 Modelo de radiación solar en Hidroeléctrica Platanar .....     | 48        |

|   |   |           |
|---|---|-----------|
| 5.3   | Estudio estructural en el edificio.....                       | 54        |
| 5.3.1   | Disponibilidad de espacio en el edificio .....                | 54        |
| 5.3.2   | Separación entre paneles y diseño estructural propuesto ..... | 57        |
| 5.3.3   | Esfuerzos soportados por los paneles .....                    | 58        |
| 5.4   | Descripción de componentes del sistema fotovoltaico .....     | 60        |
| 5.4.1   | Paneles solares.....  | 60        |
| 5.4.2   | Banco de baterías.....  | 61        |
| 5.4.3   | Inversores .....  | 63        |
| 5.4.4   | Cableado y protecciones .....                                 | 67        |
| 5.4.5   | Unidad de control y monitoreo .....                           | 68        |
| 5.5   | Propuesta de diseño para instalación .....                    | 70        |
| 5.6   | Simulación del sistema diseñado.....                          | 71        |
| 5.7   | Evaluación del sistema fotovoltaico .....                     | 78        |
| 5.7.1   | Estudio de producción energética .....                        | 78        |
| 5.7.2   | Estudio de rentabilidad económica .....                       | 79        |
| 5.7.3   | Estudio de aporte ambiental .....                             | 81        |
| <b>Capítulo 6: Análisis de Resultados.....</b>          |   | <b>83</b> |
| <b>Capítulo 7: Conclusiones y recomendaciones .....</b> |   | <b>88</b> |
| 7.1   | Conclusiones.....   | 88        |
| 7.2   | Recomendaciones.....  | 89        |
| <b>Capítulo 8: Bibliografía.....</b>                    |   | <b>90</b> |
| <b>Capítulo 9: Apéndices y anexos .....</b>             |   | <b>92</b> |
| A.1   | Memoria de Cálculo .....                                      | 92        |
| A.1.1   | Análisis de carga eléctrica del edificio .....                | 92        |
| A.1.2   | Modelo de radiación solar.....                                | 93        |
| A.1.3   | Disponibilidad de espacio en el edificio .....                | 94        |
| A.1.4   | Esfuerzos soportados por los paneles.....                     | 95        |
| A.1.5   | Descripción de componentes del sistema fotovoltaico .....     | 96        |
| A.1.6   | Simulación del sistema fotovoltaico diseñado .....            | 97        |
| A.2   | Información sobre la empresa.....                             | 103       |
| A.3   | Hojas de Datos .....  | 104       |
| A.3.1   | Panel Solar Canadian Solar Hiku CS3W-415P.....                | 104       |
| A.3.2   | Batería gel - ciclado profundo Ultracell UCG150-12 .....      | 105       |

|   |     |
|---|-----|
| <b>A.3.3 Inversor trifásico Fronius Eco 25.0-3-S</b> .....                      | 107 |
| <b>A.3.4 Inversor de carga bidireccional Infinisolar three phase 10kW</b> ..... | 109 |
| <b>A.4 Planos del edificio consultados</b> .....                                | 110 |
| <b>A.5 Propuesta de diseño alternativo con banco de baterías</b> .....          | 114 |
| <b>A.6 Tarifa del consumo de energía eléctrica del ICE</b> .....                | 115 |
| <b>A.7 Hoja de información</b> .....  | 116 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| <b>Figura 1.1.</b> Central Hidroeléctrica Platanar.....                                | 2  |
| <b>Figura 1.2.</b> Planta de emergencia de la Hidroeléctrica Platanar.....             | 3  |
| <b>Figura 1.3.</b> Triángulo de la combustión.....                                     | 3  |
| <b>Figura 1.4.</b> Ejemplo de gases liberados por combustión incompleta. ....          | 4  |
| <b>Figura 1.5.</b> Parque Solar de Santa Rosa, San Carlos. ....                        | 5  |
| <b>Figura 1.6.</b> Ejemplo de sistema fotovoltaico con conexión a la red.....          | 6  |
| <b>Figura 3.1.</b> Mapa de irradiación solar horizontal de Costa Rica. ....            | 10 |
| <b>Figura 3.2.</b> Sistema fotovoltaico aislado. ....                                  | 14 |
| <b>Figura 3.3.</b> Sistema fotovoltaico conectado a la red. ....                       | 15 |
| <b>Figura 3.4.</b> Ejemplo de curvas características de módulos fotovoltaicos.....     | 16 |
| <b>Figura 3.5.</b> Ejemplo de panel solar de 24V – 72 celdas. ....                     | 17 |
| <b>Figura 3.6.</b> Regulador de carga. ....  | 18 |
| <b>Figura 3.7.</b> Banco de baterías.....  | 18 |
| <b>Figura 3.8.</b> Ejemplo de Inversor DC/AC.....                                      | 20 |
| <b>Figura 3.9.</b> Ejemplo de diferentes tipos de cables. ....                         | 21 |
| <b>Figura 3.10.</b> Diferentes calibres de cableado. ....                              | 21 |
| <b>Figura 3.11.</b> Ejemplo de fusible para sistemas fotovoltaicos. ....               | 22 |
| <b>Figura 3.12.</b> Ejemplo de protecciones térmicas para sistemas fotovoltaicos. .... | 22 |
| <b>Figura 3.13.</b> Ejemplo de dispositivo de monitoreo. ....                          | 23 |
| <b>Figura 3.14.</b> Ejemplo de PLC.....  | 24 |
| <b>Figura 3.15.</b> Mapa de radiación solar mundial. ....                              | 25 |
| <b>Figura 3.16.</b> Espectro de radiación solar. ....                                  | 25 |
| <b>Figura 3.17.</b> Ángulo horario solar. ....   | 27 |
| <b>Figura 3.18.</b> Ángulo cenital solar. ....   | 27 |
| <b>Figura 3.19.</b> Ángulo altitud solar. ....   | 28 |
| <b>Figura 3.20.</b> Ángulo azimutal solar. ....  | 28 |
| <b>Figura 3.21.</b> Ángulo de incidencia de la radiación directa. ....                 | 29 |
| <b>Figura 3.22.</b> Ilustración de conversión de energía solar en eléctrica. ....      | 29 |
| <b>Figura 3.23.</b> Materiales semiconductores. ....                                   | 30 |
| <b>Figura 3.24.</b> Ilustración del efecto fotoeléctrico. ....                         | 31 |
| <b>Figura 3.25.</b> Celdas fotoeléctricas. ....  | 31 |
| <b>Figura 3.26.</b> Celdas monocristalinas de silicio. ....                            | 32 |

|   |     |
|---|-----|
| <b>Figura 3.27.</b> Celdas policristalinas de silicio.....  | 33  |
| <b>Figura 3.28.</b> Celda solar amorfa.....   | 33  |
| <b>Figura 4.1.</b> Ejemplo de sistema fotovoltaico sin etapa de acumuladores.....                   | 36  |
| <b>Figura 5.1.</b> Analizador de energía Fluke 435.....   | 40  |
| <b>Figura 5.2.</b> Conexión del analizador a un sistema de distribución trifásico.....              | 41  |
| <b>Figura 5.3.</b> Conexión del analizador de energía.....  | 41  |
| <b>Figura 5.4.</b> Visualización de datos con el software Power Log.....                            | 42  |
| <b>Figura 5.5.</b> Gráfico de potencia instantánea en función del tiempo.....                       | 43  |
| <b>Figura 5.6.</b> Gráfica de energía acumulada en una semana.....                                  | 44  |
| <b>Figura 5.7.</b> Vista real del edificio de casa de máquinas (dentro del círculo rojo).....       | 49  |
| <b>Figura 5.8.</b> Medición de radiación global con la plataforma Solargis.....                     | 50  |
| <b>Figura 5.9.</b> Ángulo azimutal del edificio.....  | 50  |
| <b>Figura 5.10.</b> Gráfica del ángulo de inclinación del panel de acuerdo al día del año.....      | 51  |
| <b>Figura 5.11.</b> Dimensiones del panel solar Canadian Solar CS3W-415P en mm.....                 | 55  |
| <b>Figura 5.12.</b> Dimensiones de la vista superior del edificio en mm.....                        | 55  |
| <b>Figura 5.13.</b> Dimensiones de la vista lateral al oeste del edificio en mm.....                | 56  |
| <b>Figura 5.14.</b> Dimensiones de la vista lateral al este del edificio en mm.....                 | 56  |
| <b>Figura 5.15.</b> Separación entre paneles consecutivos.....                                      | 57  |
| <b>Figura 5.16.</b> Vista noreste del aprovechamiento de espacio en techo del edificio.....         | 58  |
| <b>Figura 5.17.</b> Arreglo de módulos solares.....   | 65  |
| <b>Figura 5.18.</b> Diagrama de conexiones controlador en el sistema.....                           | 69  |
| <b>Figura 5.19.</b> Diseño del sistema fotovoltaico propuesto para el proyecto.....                 | 70  |
| <b>Figura 5.20.</b> Diseño del arreglo de paneles Canadian Solar CS3W-415P.....                     | 71  |
| <b>Figura 5.21.</b> Curvas I-V, arreglo 3x18 (superior) y 3x19 (inferior) variando radiación.....   | 72  |
| <b>Figura 5.22.</b> Curvas P-V, arreglo 3x18 (superior) y 3x19 (inferior) variando radiación.....   | 73  |
| <b>Figura 5.23.</b> Curvas I-V, arreglo 3x18 (superior) y 3x19 (inferior) variando temperatura..... | 74  |
| <b>Figura 5.24.</b> Curvas P-V, arreglo 3x18 (superior) y 3x19 (inferior) variando temperatura..... | 75  |
| <b>Figura 5.25.</b> Diagrama de simulación de la etapa de inversión de la corriente.....            | 76  |
| <b>Figura 5.26.</b> Mediciones de corriente en la salida trifásica de la etapa de inversión.....    | 76  |
| <b>Figura 5.27.</b> Diagrama de integración entre paneles y etapa de inversión.....                 | 77  |
| <b>Figura 5.28.</b> Medición de la salida trifásica del sistema integrado.....                      | 77  |
| <b>Figura 6.1.</b> Irradiación en Hidroeléctrica Platanar y producción eléctrica estimada.....      | 84  |
| <b>Figura 6.2.</b> Diseño estructural propuesto para el montaje de paneles.....                     | 85  |
| <b>Figura 6.3.</b> Energía consumida por el edificio y energía producida por el sistema.....        | 86  |
| <b>Figura 6.4.</b> Beneficios económicos mensuales.....   | 87  |
| <b>Figura 9.1.</b> Bloque completo del panel solar Canadian Solar CS3W-415P.....                    | 98  |
| <b>Figura 9.2.</b> Diagrama interno del bloque Iph.....   | 99  |
| <b>Figura 9.3.</b> Diagrama interno del bloque Is.....  | 100 |
| <b>Figura 9.4.</b> Diagrama interno del bloque Irs.....   | 101 |
| <b>Figura 9.5.</b> Diagrama interno del bloque C.....   | 101 |
| <b>Figura 9.6.</b> Diagrama interno del bloque Ish.....   | 102 |
| <b>Figura 9.7.</b> Diagrama interno del Panel solar.....  | 102 |
| <b>Figura 9.8.</b> Planos de la vista lateral derecha.....  | 110 |
| <b>Figura 9.9.</b> Planos de elevación de marco vista lateral derecha.....                          | 111 |

|   |     |
|---|-----|
| <b>Figura 9.10.</b> Planos de la vista lateral izquierda.....                               | 112 |
| <b>Figura 9.11.</b> Planos de la vista superior.....  | 113 |
| <b>Figura 9.12.</b> Diseño alternativo del sistema fotovoltaico con banco de baterías. .... | 114 |
| <b>Figura 9.13.</b> Tarifa factura eléctrica del ICE noviembre 2019.....                    | 115 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|  |    |
|--|----|
| <b>Tabla 4.1.</b> Características de dimensión y potencia de paneles Canadian Solar..... | 37 |
| <b>Tabla 5.1.</b> Promedio de datos de potencia instantánea.....                         | 43 |
| <b>Tabla 5.2.</b> Valores máximos y mínimos de potencia instantánea.....                 | 44 |
| <b>Tabla 5.3.</b> Energía acumulada durante las 24 horas día en una semana.....          | 45 |
| <b>Tabla 5.4.</b> Energía acumulada por día entre las 8:00 am y 4:00 pm.....             | 45 |
| <b>Tabla 5.5.</b> Valores máximos y mínimos de energía acumulada por hora.....           | 45 |
| <b>Tabla 5.6.</b> Promedio de energía acumulada por día entre las 8:00 am y 4:00 pm..... | 46 |
| <b>Tabla 5.7.</b> Energía acumulada por mes y al año entre las 8:00 am y 4:00 pm.....    | 46 |
| <b>Tabla 5.8.</b> Promedio de energía acumulada estimada por día.....                    | 47 |
| <b>Tabla 5.9.</b> Promedio de energía acumulada estimada por mes y al año.....           | 47 |
| <b>Tabla 5.10.</b> Ajuste de ángulo de inclinación en paneles y fechas recomendadas..... | 52 |
| <b>Tabla 5.11.</b> Irradiación global, temperatura y pérdidas por sombreado.....         | 52 |
| <b>Tabla 5.12.</b> Estimación de pérdidas y rendimiento en el sistema.....               | 53 |
| <b>Tabla 5.13.</b> Producción eléctrica fotovoltaica estimada por mes.....               | 54 |
| <b>Tabla 5.14.</b> Esfuerzos físicos generados por los paneles sobre el edificio.....    | 59 |
| <b>Tabla 5.15.</b> Características del panel solar CS3W-415P.....                        | 60 |
| <b>Tabla 5.16.</b> Características de las baterías Ultracell UCG 150-12.....             | 62 |
| <b>Tabla 5.17.</b> Características del inversor trifásico Fronius Eco 25.....            | 64 |
| <b>Tabla 5.18.</b> Características del Inversor Infinisolar 3-phase 10kW.....            | 66 |
| <b>Tabla 5.19.</b> Especificaciones para los conductores.....                            | 69 |
| <b>Tabla 5.20.</b> Producción energética del sistema fotovoltaico.....                   | 78 |
| <b>Tabla 5.21.</b> Porcentaje de energía ahorrada con el sistema fotovoltaico.....       | 79 |
| <b>Tabla 5.22.</b> Desglose de inversión económica para implementar el sistema.....      | 80 |
| <b>Tabla 5.23.</b> Beneficios económicos generados por el sistema fotovoltaico.....      | 80 |
| <b>Tabla 5.24.</b> Retorno de la inversión y beneficios extra en 15 años.....            | 81 |
| <b>Tabla 5.25.</b> Beneficio ambiental del sistema diseñado.....                         | 82 |

## **Capítulo 1: Introducción**

En este capítulo se muestra una descripción del problema que da origen al presente proyecto llamado “Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos- Costa Rica”.

Además, se presenta de forma resumida, la solución seleccionada para el problema existente, así como el contexto en el que se desarrolla, con el fin de brindar las herramientas necesarias para comprender la importancia que tiene el desarrollo de una solución para el mismo.

### **1.1 Problema existente e importancia de su solución**

El proyecto que da lugar a este documento, se realizó en la empresa Coopelesca R. L., dicha empresa brinda una gran variedad de servicios, entre los más importantes el abastecimiento energético de la zona norte de Costa Rica y servicios de telecomunicación.

Para la generación del recurso energético la empresa Coopelesca R. L. utiliza en su mayoría sistemas de turbinas hidráulicas en plantas hidroeléctricas. Una de estas plantas es la Central Hidroeléctrica Platanar (ver Figura 1.1), en la cual se realiza el presente proyecto, la misma está ubicada en los alrededores de San Juan de Florencia y Dulce Nombre de Ciudad Quesada, en San Carlos – Costa Rica.



**Figura 1.1.** Central Hidroeléctrica Platanar.  
**Fuente:** Elaboración propia.

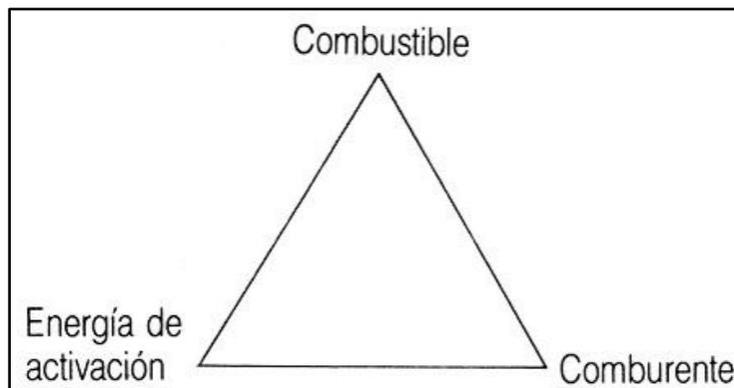
Esta planta hidroeléctrica es alimentada por medio de una conexión a la red de distribución de electricidad del ICE (Instituto Costarricense de Electricidad), pero cuando ocurre una desconexión de la red, es decir, que el edificio está fuera de línea, requiere alimentarse de los respectivos sistemas auxiliares que existen en los distintos edificios que la componen.

Este proyecto se desarrolló para el edificio de casa de máquinas, el cual cuenta con una planta de emergencia como sistema auxiliar. Esta planta de respaldo es de combustión (ver figura 1.2), y funciona actualmente como opción inmediata ante desconexiones de la red nacional.



**Figura 1.2.** Planta de emergencia de la Hidroeléctrica Platanar.  
**Fuente:** Elaboración Propia.

Las plantas de combustión son equipos altamente contaminantes, ya que los combustibles utilizados para su funcionamiento están conformados principalmente por compuestos de carbono (C) e hidrógeno (H), estos necesitan de un comburente y de una energía de activación para producir la combustión, sin uno de estos elementos no se puede dar la combustión (ver figura 1.3).

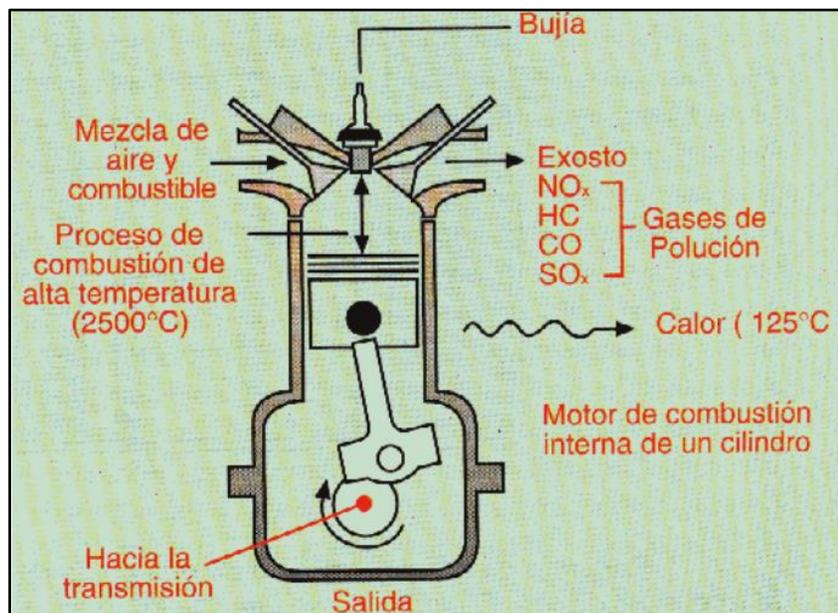


**Figura 1.3.** Triángulo de la combustión.  
**Fuente:** [1]

Los comburentes son sustancias necesarias para que reaccione el combustible, tales como: aire, oxígeno. Por otro lado, los elementos que conforman la energía de activación son llamados desencadenantes de combustión; en los quemadores habitualmente suele obtenerse mediante una chispa eléctrica entre dos electrodos. [1]

La combustión, a causa del funcionamiento del motor puede ser incompleta (ver figura 1.4), por lo que se pueden crear diferentes sustancias, entre estas: [2]

- Inofensivas: Nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), hidrógeno (H) y vapor de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ).
- Nocivas: Monóxido de carbono (CO), hidrocarburos (HC), óxidos de nitrógeno (NO), compuestos de plomo (Pb), dióxidos de azufre ( $\text{SO}_2$ ), hollín.



**Figura 1.4.** Ejemplo de gases liberados por combustión incompleta.  
**Fuente:** [3]

La empresa Coopelesca R.L. está comprometida con la meta de “Carbono Neutral”, por lo que se desean desarrollar soluciones amigables con el ambiente, que logren eliminar las emisiones de carbono que se dan actualmente por la planta de emergencia.

Por lo que en síntesis se debe entender como el problema, que la planta de emergencia actual genera emisiones de CO<sub>2</sub> que van en contra de la meta ambiental de la empresa Coopelesca R.L.

## 1.2 Solución seleccionada

Una solución sencilla sería solamente prescindir del uso de la planta de emergencia, y así evitar por completo la contaminación. Sin embargo, la empresa no se puede dar el lujo de permanecer inactiva durante los periodos de desconexión de la red del ICE, teniendo en cuenta que estos se salen del su control, por lo tanto, contar con electricidad en esas situaciones es indispensable para el desarrollo de las actividades básicas de la planta. Bajo esta premisa surge la solución actual, sustituir el grupo electrógeno por algún sistema que en la medida de lo posible no genere emisiones de CO<sub>2</sub>.

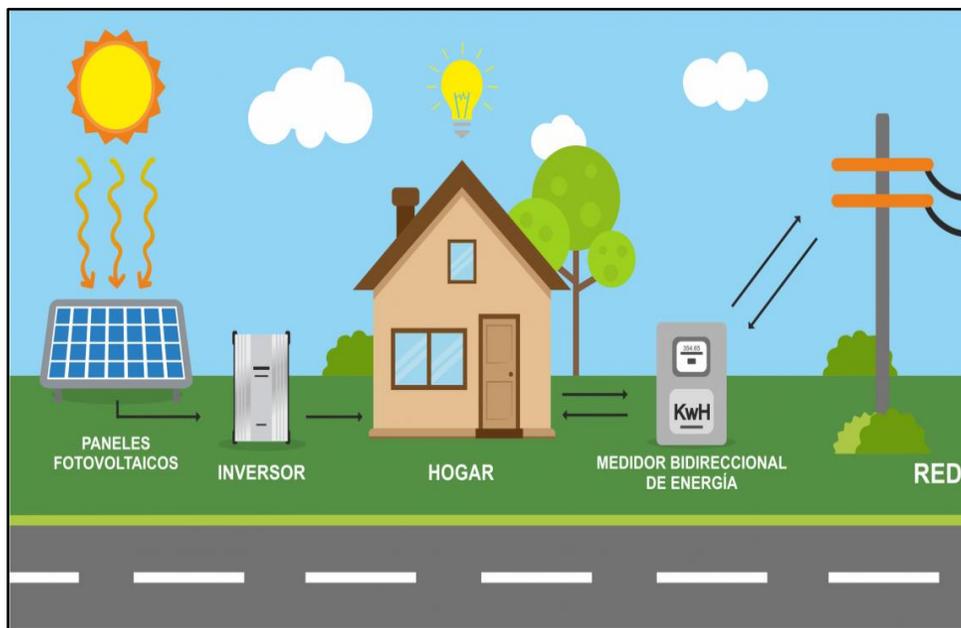
El interés de la empresa, es el de utilizar la tecnología de celdas solares como sustituto a la planta de emergencia, por lo que se dio como enfoque a este proyecto, a la generación de energías limpias a partir de paneles fotovoltaicos. El desarrollo de Coopelesca R.L en este campo ha sido muy significativo para Costa Rica, recientemente construyó de la mano con Coneléctricas R.L, el parque solar más grande de Costa Rica (ver figura 1.5).



**Figura 1.5.** Parque Solar de Santa Rosa, San Carlos.  
**Fuente:** <http://www.conelectricas.com>

Como solución para el problema identificado se propuso, implementar un sistema de generación de energía limpia a partir de paneles solares, dejando la planta de combustión en un tercer plano, para minimizar al máximo posible su utilización en las desconexiones de red.

Para esto se desarrolló el diseño de un sistema fotovoltaico que permite el aprovechamiento de la energía solar incidente en el sector del techo del edificio de casa de máquinas, con la capacidad de conectarse a la red nacional de distribución de energía eléctrica (ver figura 1.6).



**Figura 1.6.** Ejemplo de sistema fotovoltaico con conexión a la red.  
**Fuente:** <http://www.mburuguay.com.uy>

Se analizaron entonces, a partir del diseño del sistema fotovoltaico, los beneficios ambientales, energéticos y económicos de esta solución, para que sirva de insumo para la ejecución futura del proyecto.

## Capítulo 2: Meta y Objetivos

### 2.1 Meta

Alcanzar el abastecimiento eléctrico del edificio de casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Platanar a partir de energía solar como fuente renovable, para el cumplimiento del compromiso de la cooperativa Coopelesca R.L con el ambiente.

### 2.2 Objetivo general

- Diseñar un sistema de generación fotovoltaica, instalado en el techo del edificio de casa de máquinas de la Hidroeléctrica Platanar, que alimente la carga del edificio y reduzca la huella de carbono en los periodos en que no cuente con el suministro eléctrico del ICE, contemplando una evaluación energética, económica y ambiental.

**Indicador:** Diseño del sistema fotovoltaico que sustituya la planta de combustión, adaptado a las condiciones de potencia solar, espacio y demanda energética del edificio de casa de máquinas, evaluando su impacto económico y ambiental.

## 2.3 Objetivos específicos

1. Estimar un modelo de generación solar, mediante el análisis de las condiciones de infraestructura y de radiación solar del sitio, para el diseño óptimo de la instalación fotovoltaica.

**Indicador:** Que se obtenga el modelo estadístico de comportamiento de las variables de radiación y la disponibilidad energética.

2. Diseñar la distribución y conexión del sistema fotovoltaico, de manera que se integre al edificio considerando las condiciones eléctricas y de infraestructura actuales, y que proporcione como mínimo la carga eléctrica requerida por el edificio casa de máquinas de la Hidroeléctrica Platanar ante las desconexiones de línea.

**Indicador:** Diseño eléctrico del sistema adaptado al consumo del edificio, el plano del uso de la estructura del techo del edificio, y la estimación de generación.

3. Evaluar el sistema diseñado mediante el análisis de las dimensiones económica, ambiental y energética, para que permita ser considerada la viabilidad de la solución.

**Indicador:** Que se obtenga la cuantificación de los beneficios económicos, energéticos y ambientales, producto del sistema diseñado.

## **Capítulo 3: Marco teórico**

En este capítulo se dan a conocer algunos conceptos en los que se basa el desarrollo de la solución planteada, estos son muy importantes para que el lector tenga las herramientas necesarias para comprender todos los aspectos que se deben tomar en cuenta en una futura implementación.

### **3.1 Descripción del sistema o proceso a mejorar**

Actualmente el planeta se enfrenta a las peores condiciones de contaminación ambiental de todos los tiempos, según un estudio publicado por la organización Greenpeace en noviembre de 2018, el año 2017 registró ser uno de los tres años más calurosos (junto a los años 2015 y 2016) desde que comenzaron los registros en 1880, además de una cifra récord en emisiones de gases de efecto invernadero. [4]

Entre estos gases se encuentran las emisiones de CO<sub>2</sub> y otras sustancias generadas en la combustión de derivados del petróleo, lo que comprende en gran manera la problemática que se presenta en este proyecto.

Costa Rica enfrenta ante el mundo, el reto de pronunciarse como un país “verde”, “ecológico”, y que en este momento apunta hacia la meta de “cero emisiones”. Coopelesca como empresa de gran importancia en Costa Rica, y que comprende también una de las mayores potencias en generación de energías renovables del país, está comprometida con hacer su parte en este difícil proceso de protección del medio ambiente. Para lograrlo la empresa Coopelesca ha incursionado en la implementación de nuevas tecnologías que permitan un desarrollo más sostenible en materia del ambiente.

Con esta finalidad en mente la Central Hidroeléctrica Platanar (CHP) ha decidido que requiere prescindir del uso de su planta de respaldo como recurso

inmediato ante las desconexiones de la red eléctrica, sin embargo, para esto es necesario encontrar un sustituto como auxiliar principal en estas desconexiones.

La CHP como tal, se dedica al aprovechamiento de la energía hidroeléctrica y un sistema eólico en la ubicación de la Planta no sería de mucho provecho por estar rodeado de relieve montañoso. Por lo tanto, como idea principal se toma que la ubicación geográfica de Costa Rica, en general, está privilegiada con una abundante cantidad de radiación solar gran parte del año sobre ella (ver figura 3.1), es decir, que una gran idea es la de generar energía eléctrica utilizando sistemas de aprovechamiento de esta radiación.



**Figura 3.1.** Mapa de irradiación solar horizontal de Costa Rica.  
**Fuente:** <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/costa-rica>

Para cumplir con la meta de este proyecto se plantea un sistema fotovoltaico capaz de aprovechar de la energía solar para generar energía eléctrica, y que además de tener la finalidad de suplantar el sistema de respaldo actual, también represente un beneficio económico, esto a partir de una mayor generación de energía eléctrica para autoconsumo en el edificio de casa de máquinas de la CHP.

### **3.2 Antecedentes Bibliográficos**

Es claro que la implementación de sistemas fotovoltaicos representa un beneficio tanto ambiental como económico para los usuarios de esta tecnología, a razón de esto y ante las diversas problemáticas ambientales que tenemos actualmente en el mundo, es una alternativa de generación de energía eléctrica que se debe promover en todas partes.

Costa Rica tiene un enorme potencial de generación de energía eléctrica a partir de la energía solar fotovoltaica, sin embargo, prácticamente no está siendo aprovechada puesto que (en un estudio realizado en 2018) representa apenas el 0,03% del Sistema Eléctrico Nacional, es decir, es prácticamente inexistente si se mira el porcentaje con un único decimal: 0,0%. Se desprende de lo anterior que se requiere incentivar el desarrollo de la generación distribuida y particularmente a base de energía solar y la mejor forma es democratizar su implementación en los propios usuarios, para lo cual se requiere facilitarles el desarrollo de los proyectos de generación distribuida para autoconsumo. [8]

La mejor forma de incentivar la generación distribuida es eliminar obstáculos para que los usuarios puedan de forma fácil generar su propia electricidad. Una ley que le otorgue seguridad jurídica a los ciudadanos para realizar las inversiones en generación distribuida es fundamental, a efectos de dejar claro que se trata de una actividad privada no regulada, puesto que según lo establecido en el artículo 5, inciso a) de la Ley N.º 7593 el servicio público es únicamente el suministro de energía eléctrica y la generación distribuida no tiene como objetivo el suministro de energía eléctrica dado que su objetivo es el autoconsumo. [8]

Además, como este proyecto se trata de solucionar el problema que enfrenta la empresa Coopelesca ante el cumplimiento de su meta de carbono neutral, cabe mencionar que el Decreto Ejecutivo N° 39220 “*Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables*” en su artículo 2° expresa que: “Se declara de interés público la actividad de generación distribuida para autoconsumo como un instrumento para promover la generación de electricidad haciendo uso de fuentes de energía renovable, y contribuir con el cumplimiento de la meta establecida por el país de ser carbono neutral.”[9]

A continuación, se muestran algunos de los conceptos importantes que se encuentran en el artículo 5° del decreto mencionado en el párrafo anterior.

**Autoconsumo:** es el aprovechamiento de la energía generada por parte del productor-consumidor para abastecer de forma exclusiva su propia demanda, en el mismo sitio donde la produce.

**Capacidad instalada:** la suma de las potencias nominales de los generadores instalados dentro de las instalaciones eléctricas del abonado.

**Fuentes de energía renovable:** fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.

**Generación distribuida para autoconsumo:** la alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.

**Operación aislada:** operación de un sistema de generación para autoconsumo que no tiene interacción con la red de distribución eléctrica.

**Operación en isla:** condición del sistema de generación distribuida para autoconsumo que queda energizado luego de la apertura del sistema de protección que lo interconecta con la red de distribución eléctrica.

Operación en paralelo: es cuando de manera simultánea opera un sistema de generación distribuida y la red de distribución eléctrica, existiendo la posibilidad de intercambiar electricidad entre ambos, mientras permanezcan interconectados.

Punto de interconexión común: es el punto donde se interconecta la instalación del sistema de generación distribuida y la red de distribución eléctrica.

Puntos de medición: son aquellos sitios donde se contabiliza la energía que produce el sistema de generación distribuida y la energía consumida por el productor-consumidor.

Red de distribución nacional: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Sistema de generación distribuida: es el conjunto de componentes necesarios para operar de forma paralela con la red de distribución eléctrica, permitiendo en un punto de acceso realizar intercambios de electricidad.

Sistema Eléctrico Nacional: está conformado por los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución y Comercialización. Todos los elementos del SEN están interconectados entre sí.

### **3.2.1 Sistemas fotovoltaicos**

Un sistema fotovoltaico solar comprende la integración de varios componentes que interconectan sus funciones para lograr aprovechar la energía radiada por el sol y convertirla en energía eléctrica con el fin de abastecer la demanda de una carga que representa un consumo de potencia. A gran escala para lograr un sistema de aprovechamiento solar capaz de conectarse a la red se necesitan además de los paneles, algunos elementos básicos los cuales son: El regulador de carga, el acumulador, el inversor, cableado, protecciones, sistema de monitoreo y su debido sistema de control. Sin embargo, para hacer la instalación de

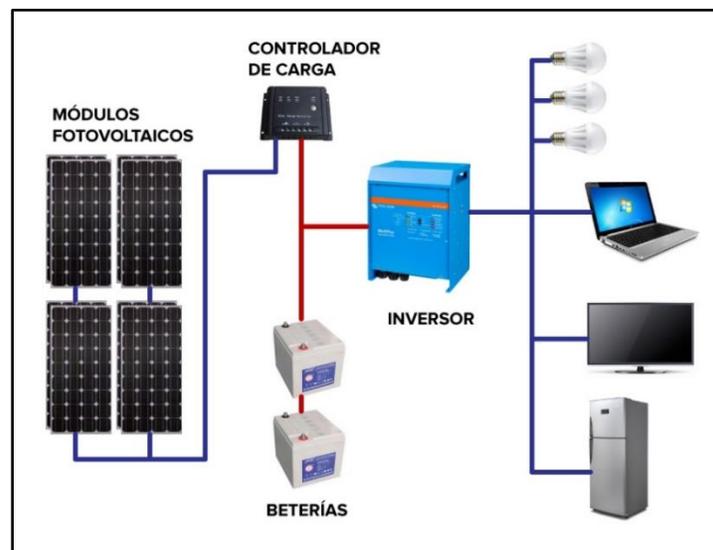
un sistema de un sistema fotovoltaico, es necesario decidir si conviene más un sistema aislado, o un sistema conectado a la red.

Los parámetros básicos de un sistema fotovoltaico contemplan los siguientes rubros: [10]

- La potencia de los módulos se mide en watts-pico (Wp).
- La capacidad de almacenamiento de las baterías se mide en amperios-hora (Ah).
- La capacidad de regulación de carga en amperios (A).
- El consumo de energía se determina en watts-hora (Wh).
- La potencia necesaria del convertidor en watts (W).

### 3.2.1.1 Sistema aislado de energía solar fotovoltaica

En base a esta tecnología podemos disponer de energía eléctrica en lugares inaccesibles para las redes de distribución eléctrica (ver figura 3.1). De esta manera es factible suministrar energía eléctrica a casas de campo, refugios de montaña, sistemas de bombeo de agua, instalaciones ganaderas, sistemas de iluminación, sistemas de comunicaciones, etc.



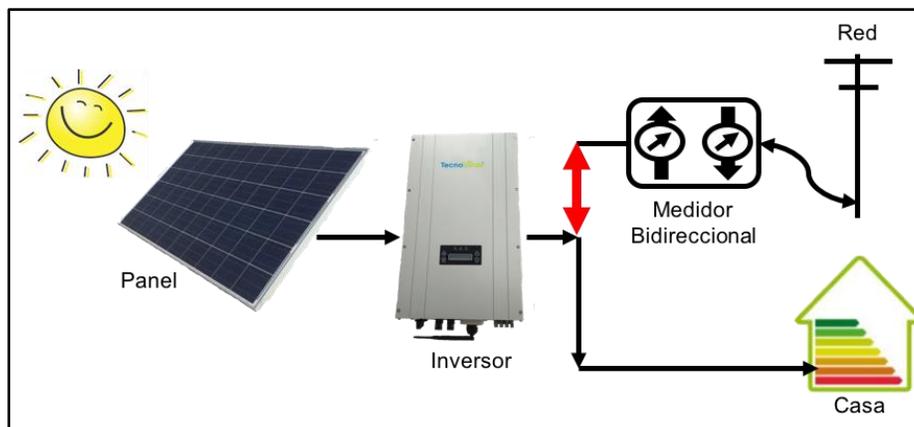
**Figura 3.2.** Sistema fotovoltaico aislado.  
**Fuente:** <http://www.eurorenovables.cl/energia-solar/off-grid/>

Los sistemas aislados se componen principalmente de la captación de energía solar mediante paneles solares fotovoltaicos y almacenamiento de la energía eléctrica acumulada en módulos de baterías.

Según la energía consumida se determinan los elementos que deben componer una instalación. Se llama autonomía del sistema a la cantidad de tiempo que se puede abastecer de energía eléctrica sin que las baterías reciban carga, es decir que los módulos no reciban radiación solar. [10]

### 3.2.1.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Esta aplicación consiste en generar electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos e inyectarla directamente a una red de distribución eléctrica (ver figura 3.3). Actualmente, en países como España, Alemania o Japón, las compañías de distribución eléctrica están obligadas por ley a comprar la energía inyectada a su red por estas centrales fotovoltaicas. [10]



**Figura 3.3.** Sistema fotovoltaico conectado a la red.

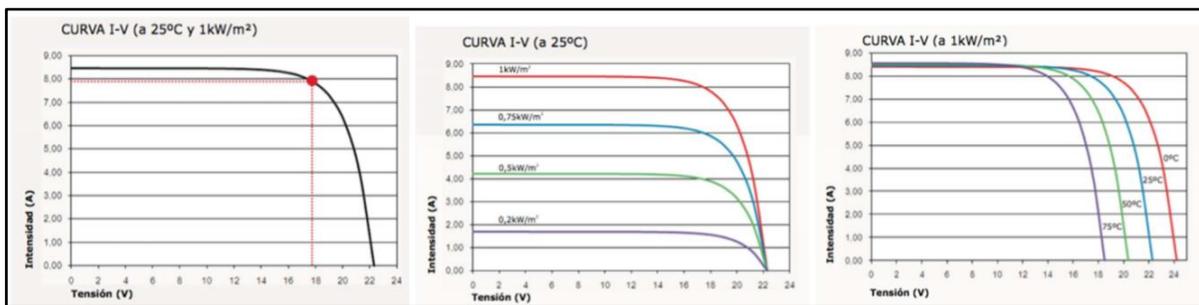
**Fuente:** <https://tecnoverde.cl/4-2-1-sistema-fotovoltaico-conectado-a-la-red/>

En los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se hace de suma importancia la utilización de un dispositivo que permita transformar la corriente eléctrica generada por los paneles solares al tipo de corriente eléctrica que circula por las líneas de transmisión de la red eléctrica. Este dispositivo es llamado Inversor [11] y será abordado en la sección 3.2.5.

### 3.2.2 Panel solar/fotovoltaico

Los módulos o paneles compuestos por el circuito que comprende la interconexión (sea serie o paralelo) de celdas solares, y las contiene de tal manera que en su construcción el panel se ajuste a los valores nominales requeridos de tensión y corriente (ver figura 3.4). Estos valores se obtienen sometidos a las Condiciones Estándar de Medida (CEM) de irradiancia y temperatura. Estas condiciones son las siguientes: [5]

- Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C



**Figura 3.4.** Ejemplo de curvas características de módulos fotovoltaicos.  
**Fuente:** [5]

La combinación de estas celdas solares que generalmente hacen una tensión aproximadamente de 0.5-0.6 V cada una, típicamente se realiza de manera que, se obtienen paneles de 6V, 12V y de 24V (ver figura 3.5), aunque existen paneles con otros valores nominales de tensión. Estos poseen un encapsulante, que es un químico que ayuda a la célula (celda) solar a preservar su funcionamiento y evitar su deterioro, puesto que protege de las inclemencias de la naturaleza como el sol, la lluvia y el polvo.[10]



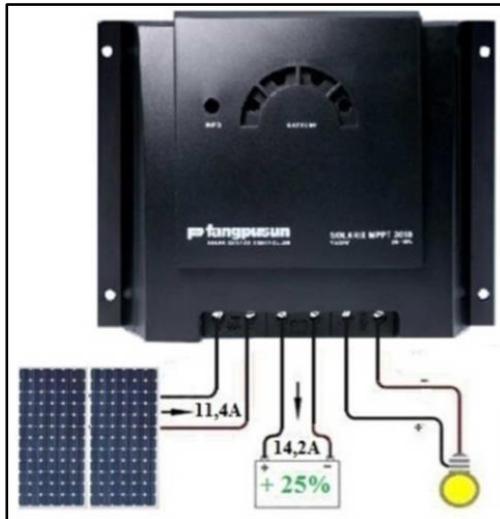
**Figura 3.5.** Ejemplo de panel solar de 24V – 72 celdas.

**Fuente:** <https://www.teknosolar.com/placa-solar-325wp-jinko-eagle-jkm325pp-72/>

### 3.2.3 Regulador de carga

El regulador de carga es el equipo encargado de controlar y regular el paso de corriente eléctrica desde los módulos fotovoltaicos hasta la siguiente etapa (el acumulador), funcionan como un cargador y evita que se produzca una sobrecarga limitando la diferencia de potencial al valor deseado. [5]

El regulador monitorea constantemente la tensión de la batería o del banco de baterías y cuando la misma se encuentra cargada interrumpe el proceso de carga abriendo el circuito entre los paneles y la batería, entonces cuando el sistema comienza a ser utilizado y las baterías inician la descarga, el regulador nuevamente conecta el sistema. [11] Un ejemplo se muestra en la figura 3.6.



**Figura 3.6.** Regulador de carga.  
**Fuente:** [5]

### 3.2.4 Acumuladores

El acumulador, más conocido como banco de baterías en sistemas fotovoltaicos, se utiliza para almacenar la energía generada por el sistema de generadores fotovoltaicos, para disponer de ella en periodos de inactividad de producción o producción deficiente, generalmente la noche (ver figura 3.7). Existen varios tipos de baterías, entre las más comerciales las de: Pb-ácido, de Ni-Cd, de Ni-MH, y de Li-ión.[5]



**Figura 3.7.** Banco de baterías.  
**Fuente:** [5]

Cada una de estas anteriores con distintas características de densidad energética, auto descarga, número de ciclos de vida útil, y precio. [5] En las instalaciones fotovoltaicas es necesario una gran cantidad de capacidad de acumulación, para prever una reserva para varios días con baja irradiación.

La capacidad dependerá de la radiación solar, las baterías más utilizadas son las estacionarias o de ciclo profundo. La mayoría de Plomo-Ácido ya que las de Níquel y Litio son más caras. Las baterías en los sistemas fotovoltaicos tienen como desventajas que: aumentan los costos, necesitan mantenimiento, y una instalación más compleja. [10]

A las baterías que se utilizan en los sistemas fotovoltaicos se les llama baterías solares, estas son semejantes a las baterías convencionales (como las que utilizan los automóviles) en el aspecto de la carga y almacenaje de energía, la diferencia es que se requiere que éstas aseguren una descarga lenta y constante que permita brindar por un tiempo considerable la energía requerida por la carga conectada. [11]

### **3.2.5 Inversor**

El inversor por su lado, es el encargado de convertir la corriente continua (proveniente de los generadores) a alterna para su consumo en vivienda, también llamado ondulator por esta misma razón. Se caracterizan por su tensión de operación, potencia máxima que puede proporcionar y eficiencia de rendimiento. [5]

El voltaje de entrada viene de los paneles solares, y en su salida se obtiene la corriente alterna al voltaje y frecuencia deseada por el usuario diseñador (ver figura 3.8). Los inversores son dispositivos electrónicos los cuales permiten interrumpir las corrientes y cambiar su polaridad, de acuerdo con el sistema fotovoltaico, si va a estar aislado de la red o conectado a ella. [10]



**Figura 3.8.** Ejemplo de Inversor DC/AC.

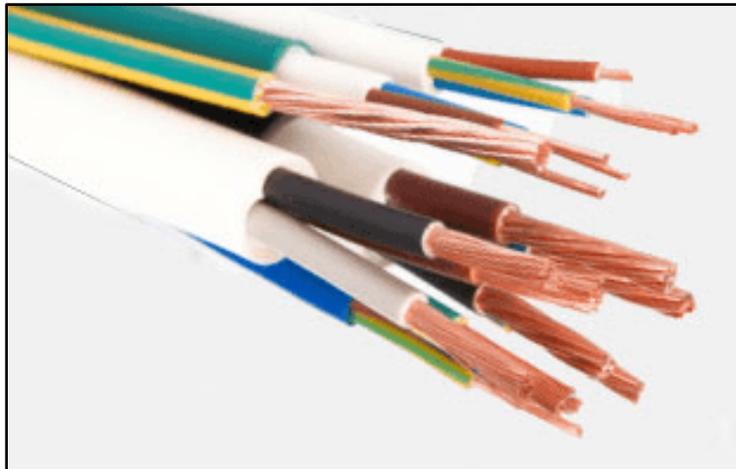
**Fuente:** <https://www.generatuluz.com/tu-propia-instalacion-aislada/tipos-de-inversores-de-corriente/>

En los sistemas aislados a la red se utilizan inversores de conmutación forzados, estos permiten generar corriente alterna mediante conmutación forzada, que se refiere a la apertura y cierre forzado por el sistema de control.

Por otro lado, en los sistemas conectados a la red, se pueden utilizar inversores de conmutación natural, que quiere decir que la red determina el estado de conducción hacia los dispositivos eléctricos conectados al sistema.

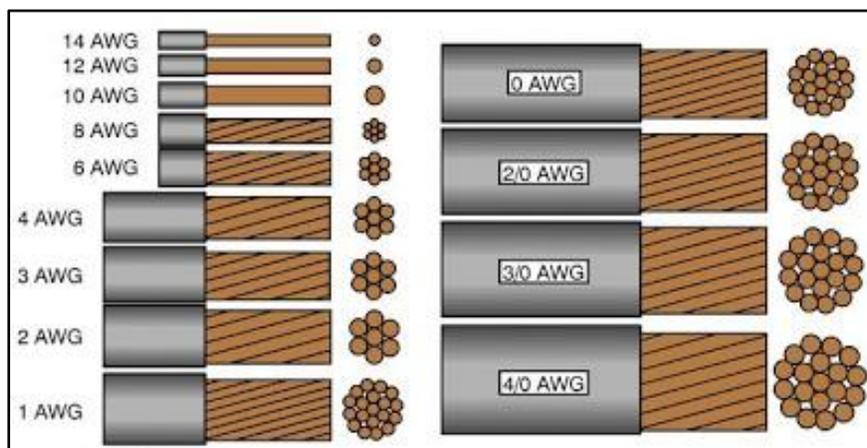
### 3.2.6 Cableado

En el cableado hay que tener en cuenta el tipo de cable, el modo de instalación del cable y las características eléctricas del cable. El tipo de cable lo clasifica su maleabilidad, cantidad de polos, aislamiento, y tipo de cubierta protectora. La instalación del cable tendrá que ver si las líneas serán aéreas, interiores o subterráneas, si será entubada o si irá al interior de huecos de construcción. (ver figura 3.9)



**Figura 3.9.** Ejemplo de diferentes tipos de cables.  
**Fuente:** <https://www.damiasolar.com/productos/cableado-y-conectores-12>

Las características eléctricas a considerar para la escogencia de un cableado, son la tensión y corriente máximas con las que se puede utilizar, que dependen mayormente del calibre del cable (ver figura 3.10), además, se toma en cuenta el rango de temperaturas en el que puede funcionar sin efectos negativos considerables. [5]



**Figura 3.10.** Diferentes calibres de cableado.  
**Fuente:** [https://www.electricistas.cl/cables\\_electricos.html](https://www.electricistas.cl/cables_electricos.html)

### 3.2.7 Protecciones

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. Los fusibles (ver figura 3.11) se emplean mucho en las instalaciones fotovoltaicas por su coste económico, este consiste fundamentalmente en un alambre o tira metálica insertado en el circuito de corriente, que al rebasarle cierta intensidad se funde, provocando la desconexión y protegiendo así al circuito. Por lo tanto, todo fusible habrá que reponerlo después de cada cortocircuito que se produzca. [5]



**Figura 3.11.** Ejemplo de fusible para sistemas fotovoltaicos.  
**Fuente:** <https://eliseosebastian.com/fusibles-en-los-sistemas-fotovoltaicos/>

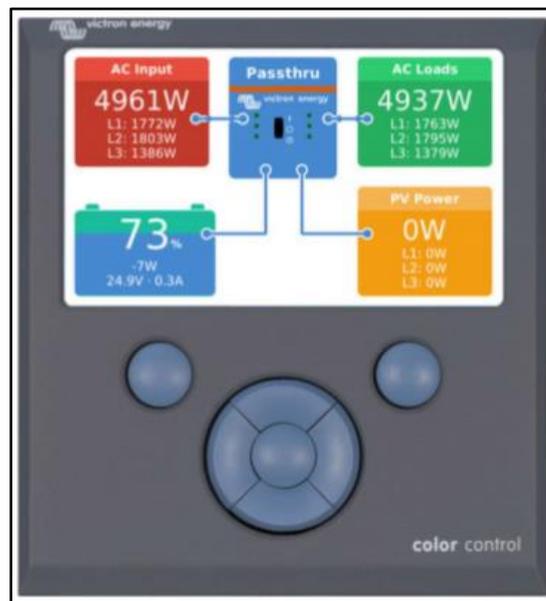
Estas protecciones se pueden utilizar para proteger las baterías, los paneles y los demás dispositivos del sistema, y pueden ser tanto fusibles como protecciones térmicas (ver figura 3.12). [6]



**Figura 3.12.** Ejemplo de protecciones térmicas para sistemas fotovoltaicos.  
**Fuente:** <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-rele-termico>

### 3.2.8 Sistema de monitoreo

El sistema de monitoreo o supervisión (ver figura 3.13), se utiliza para lograr una mejor eficiencia energética, es decir la disminución de consumos y la racionalización de los mismos, en este se dispone información sobre el rendimiento del generador solar, la aportación de energía por parte de las baterías, el consumo de la carga, etc. [5]



**Figura 3.13.** Ejemplo de dispositivo de monitoreo.  
**Fuente:** [5]

### 3.2.9 Controlador

Comercialmente existen muchas alternativas de dispositivos para el control de sistemas fotovoltaicos, y hablando de aplicaciones industriales la tendencia actual es hacer uso del Controlador lógico programable (PLC, por sus siglas en inglés). Se trata de un dispositivo electrónico que, como su nombre lo indica, fue diseñado para controlar y automatizar procesos secuenciales en tiempo real (ver figura 3.14). [11]



**Figura 3.14.** Ejemplo de PLC.

**Fuente:** <http://codigoelectronica.com/blog/que-es-un-plc-siemens-logo>

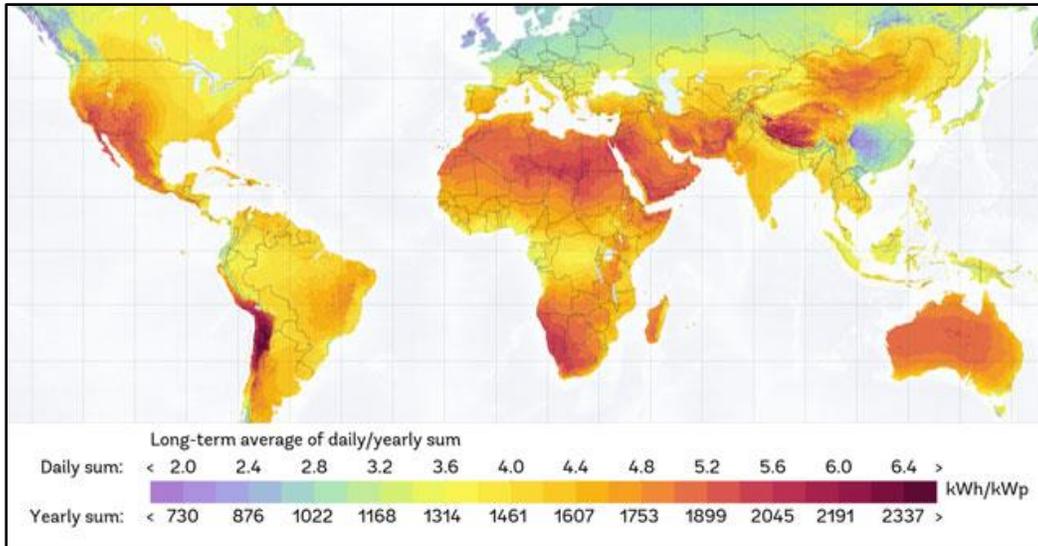
El funcionamiento de este dispositivo consiste en la realización de rutinas de programación basadas en procesos secuenciales que se desea que el PLC efectúe. [11] Estos comandos serán recibidos por los dispositivos conectados a las salidas del PLC y este recibirá información de los dispositivos conectados en sus entradas. Las entradas y salidas del PLC pueden ser analógicas o digitales.

### **3.3 Principios físicos y electrónicos relacionados**

En esta sección se muestran algunos conceptos básicos sobre principios físicos y electrónicos que son necesarios para entender con claridad el proceso de producción eléctrica de los sistemas fotovoltaicos.

#### **3.3.1 Radiación solar**

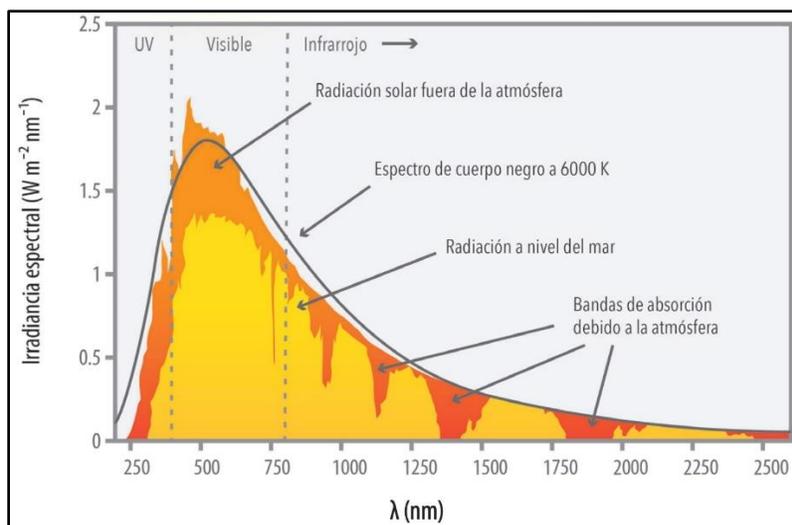
La radiación y la irradiancia son dos aspectos muy importantes a considerar en el diseño de un sistema fotovoltaico, y en los valores de estos va a influir directamente la localidad de la instalación. La radiación solar es la energía electromagnética que surge en los procesos de fusión del hidrógeno contenido en el sol, la radiación solar que llega a la superficie terrestre puede ser directa o difusa (cae en una superficie con varios ángulos, pero con menos intensidad), para un mejor entendimiento y documentación de esto existen también mapas de radiación según la ubicación geográfica (ver figura 3.15). [7]



**Figura 3.15.** Mapa de radiación solar mundial.

**Fuente:** <http://www.gisandbeers.com/cartografia-de-radiacion-solar-mundial/>

La radiación emitida por el Sol se distribuye en un amplio espectro de longitudes de onda, como se puede observar en la figura 3.16, correspondiendo la mayor parte de la energía radiada, a la porción comprendida entre 0,2 y 3,0  $\mu\text{m}$ , con una distribución espectral muy similar a la producida por un radiador integral (cuerpo negro) a 5777 °K. Alrededor de la mitad de dicha energía se encuadra dentro de la banda visible (0,39 - 0,77  $\mu\text{m}$ ). El resto corresponde casi por completo a radiación infrarroja, con un pequeño porcentaje de radiación ultravioleta. [12]



**Figura 3.16.** Espectro de radiación solar.

**Fuente:** <https://edu.phineal.com/lessons/la-radiacion-solar/>

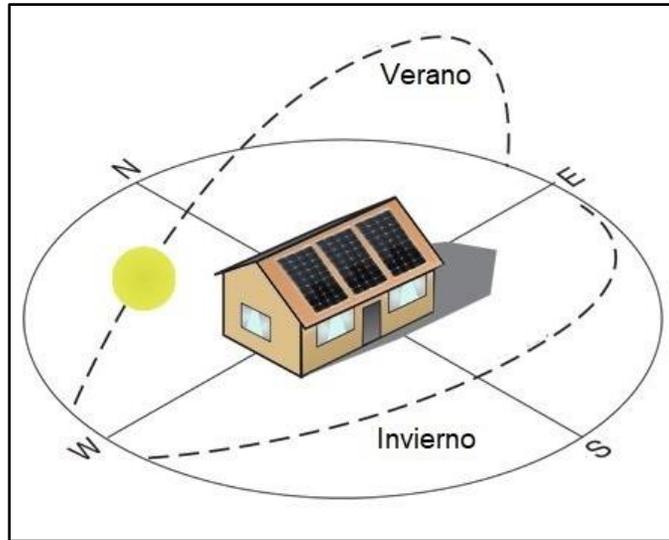
El término radiación se utiliza habitualmente en un sentido genérico. La energía incidente sobre una superficie, por unidad de área, se denomina irradiancia, y se mide normalmente en watts por metro cuadrado ( $W/m^2$ ). La energía incidente sobre esa misma superficie, por unidad de área, durante un determinado período de tiempo, se denomina irradiación, y se obtiene de la anterior por integración respecto del tiempo. Así pues, la irradiancia es la potencia instantánea de la radiación, mientras que la irradiación es la energía recibida en un determinado período de tiempo, ambas por unidad de área de la superficie receptora. [12]

### **3.3.2 Ángulos solares**

Los ángulos solares son fundamentales para el cálculo de la estimación de la radiación solar que llega al plano del colector, además de permitir la evaluación previa de eventuales problemas de sombra que pueden ocurrir en la obra en estudio. Esos ángulos son: ángulo horario, cenital, de altitud solar, ángulo azimutal del Sol y el ángulo de incidencia de la radiación directa. [13]

#### **3.3.2.1 Ángulo horario**

Corresponde al desplazamiento angular del Sol en relación al meridiano local, como resultado de movimiento de rotación de la Tierra, mostrado en la figura 3.17. Ese desplazamiento es de  $15^\circ$ /hora, pues la Tierra completa  $360^\circ$  en 24 horas. Al mediodía solar el ángulo horario es nulo, los signos positivo y negativo se refieren a los períodos de la tarde y de la mañana, respectivamente. [13]

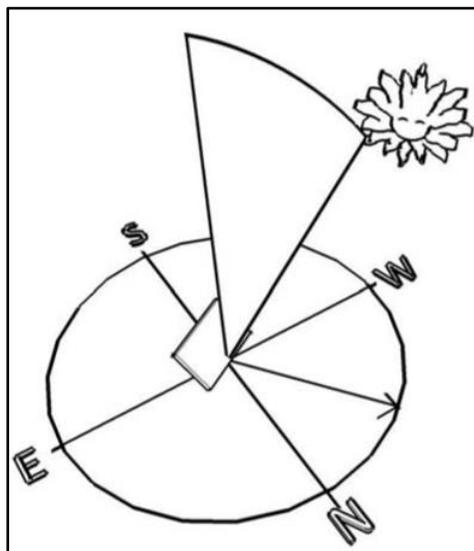


**Figura 3.17.** Ángulo horario solar.

**Fuente:** <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>

### 3.3.2.2 Ángulo cenital

Es el ángulo formado entre la vertical a un observador local y el rayo de la componente directa de la radiación solar, mostrado en la figura 3.18. Cuando el Sol está en el meridiano del lugar, es decir, exactamente sobre el observador. El ángulo cenital varía entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ . [13]

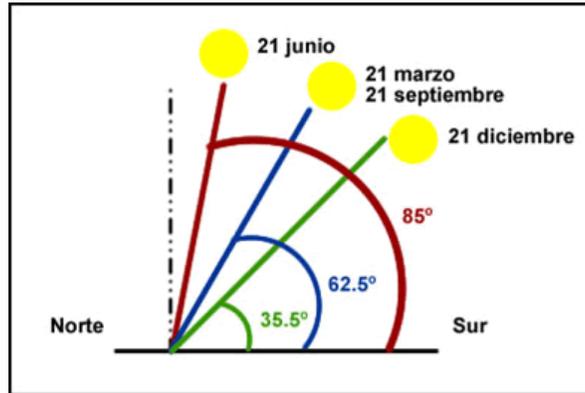


**Figura 3.18.** Ángulo cenital solar.

**Fuente:** [13]

### 3.3.2.3 Ángulo de altitud solar

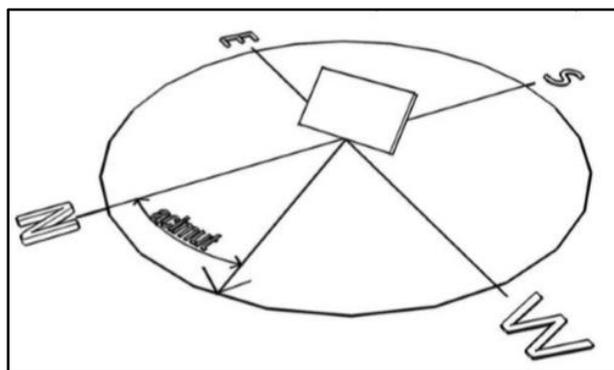
Es el ángulo formado entre la horizontal y la dirección del Sol, es decir, el ángulo de altitud solar corresponde al complemento del ángulo cenital, como muestra la figura 3.19.



**Figura 3.19.** Ángulo altitud solar.  
**Fuente:** <http://solete.nichese.com/altura.html>

### 3.3.2.4 Ángulo azimutal de superficie

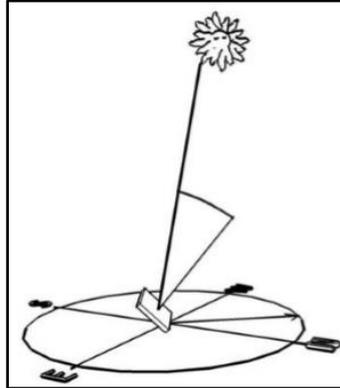
Corresponde al ángulo formado entre la dirección norte-sur y la proyección en el plano horizontal de la recta normal a la superficie del colector solar (ver figura 3.20), tomaremos la medida angular para el hemisferio sur a contar desde el norte con valores negativos durante la mañana (dirección al este) y positivos para las horas de la tarde (dirección al oeste). En el caso de un tejado libre de obstrucciones se intentará siempre ubicar el captador solar “mirando al norte” es decir con un ángulo acimutal de  $0^\circ$ .



**Figura 3.20.** Ángulo azimutal solar.  
**Fuente:** [13]

### 3.3.2.5 Ángulo de incidencia de la radiación directa

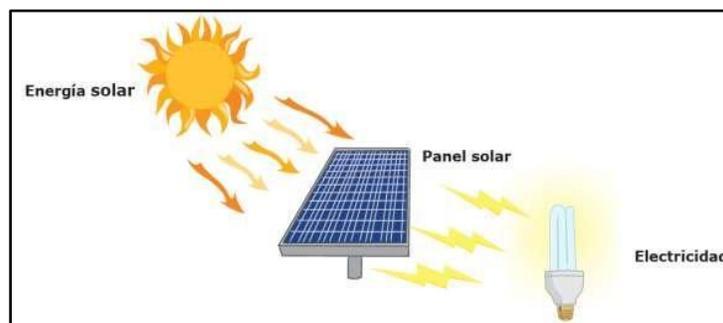
Es el ángulo formado entre la normal a la superficie y la recta determinada por la dirección de la radiación solar directa, como muestra la figura 3.21. Su variación es de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ .



**Figura 3.21.** Ángulo de incidencia de la radiación directa.  
**Fuente:** [13]

### 3.3.3 Transformación de radiación solar a energía eléctrica

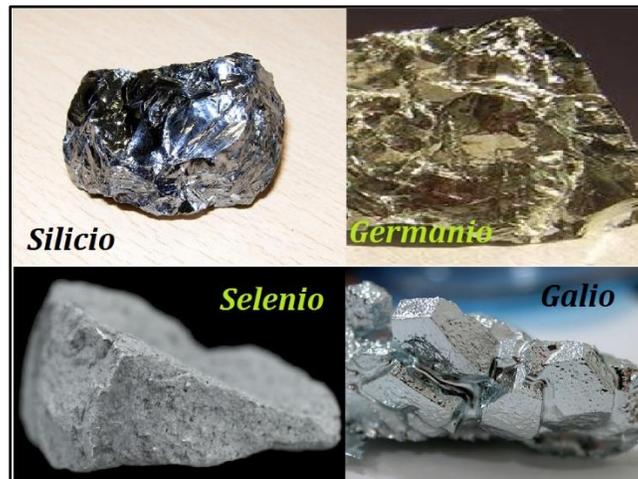
La transformación de la energía solar en electricidad se llama conversión fotovoltaica y es resultado del “efecto fotovoltaico”. Este efecto se lleva a cabo en dispositivos optoelectrónicos conocidos como celdas solares. Cuando estos dispositivos absorben la radiación solar, se genera de manera instantánea un voltaje de corriente directa en sus terminales y, si a estas se conecta una resistencia fluirá una corriente, evidenciando con ello la generación de potencia eléctrica con la que se produce trabajo (ver figura 3.22). [14]



**Figura 3.22.** Ilustración de conversión de energía solar en eléctrica.  
**Fuente:** <https://docplayer.es/47970046-Energia-solar-sistema-fotovoltaica-aislada-manual-de-instrucciones-instalacion-funcionamiento-y-mantenimiento.html>

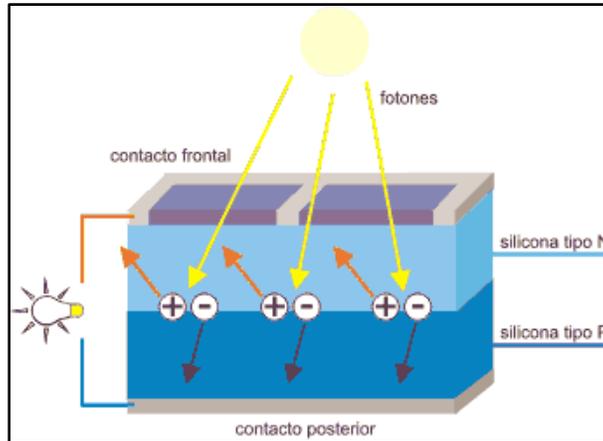
### 3.3.3.1 Efecto fotovoltaico / fotoeléctrico

El efecto fotovoltaico puede aparecer en la unión entre dos materiales que pueden ser sólidos, líquidos o gases, pero es en sólidos, y especialmente en semiconductores de diferente conductividad eléctrica, donde se han encontrado las mejores eficiencias de conversión. Se destacan algunos materiales semiconductores como el silicio cristalino, silicio amorfo, arseniuro de galio, telurio de cadmio y cobre-indio-galio-selenio (ver figura 3.23). [14]



**Figura 3.23.** Materiales semiconductores.  
**Fuente:** <http://cbtis189electronica.blogspot.com/2012/>

El efecto fotovoltaico se produce cuando fotones de la radiación solar son absorbidos por electrones de valencia del semiconductor tipo “p” excitándolos a moverse a estados de conducción que les permite desplazarse al semiconductor “n” creándose una acumulación de cargas negativas en este y los estados vacíos “huecos” dejados por estos electrones, en el semiconductor “p”, se acumulan para formar una zona de carga positiva. La diferencia de potencial en estas dos zonas se ve externamente como un voltaje foto-generado y si se colocan terminales eléctricas y una resistencia que cierre el circuito, las cargas negativas fotogeneradas en el semiconductor “n” fluirán por el circuito, a través de la resistencia (ver figura 3.24). [14]



**Figura 3.24.** Ilustración del efecto fotoeléctrico.

**Fuente:** <https://www.envinergy.com/energia-solar/funcionamiento-s826.html>

### 3.3.4 Funcionamiento de las celdas solares

Son las unidades básicas que en conjunto componen los paneles fotovoltaicos (ver figura 3.25), los fotones son absorbidos por estas celdas semiconductoras para crear una diferencia de potencial a partir de la excitación de los electrones del material. [5]



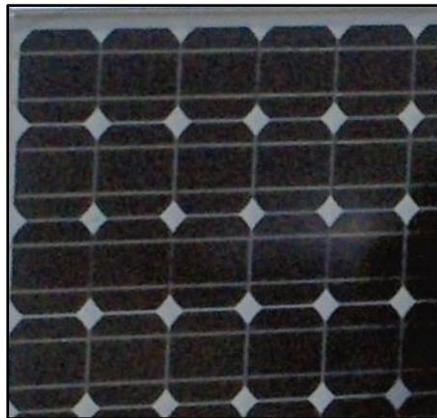
**Figura 3.25.** Celdas fotoeléctricas.

**Fuente:** [5]

Una celda solar está formada por la unión entre dos materiales con diferente conductividad eléctrica, de preferencia semiconductores. Uno de ellos con exceso de electrones (cargas negativas) al que se le denomina tipo “n” y el otro con deficiencias de electrones o “huecos” (cargas positivas) al que se le denomina tipo “p”. Esta unión forma, dentro del material, un campo eléctrico interno sin el cual no se llevaría a cabo el efecto fotovoltaico. [14] Existen varios tipos de celdas solares, entre los más importantes a considerar: Monocristalinas, policristalinas, amorfas.

### 3.3.5.1 Celdas monocristalinas

La célula solar de silicio de monocristalino está formada por un gran monocristal de silicio puro. Consiste en una fusión de gran pureza, del silicio semiconductor grado con sólo unas pocas partes por millón de impurezas en un crisol a 1425 grados Celsius. Durante este proceso de fusión, átomos impuros dopantes como el boro (para el semiconductor de tipo p) o fósforo (para el semiconductor de tipo n) son añadidos al silicio fundido para doparlo; para las células fotovoltaicas el dopante preferido es el boro. La apariencia de la mono-Si es sobre todo de color negro (ver figura 3.26). [15]



**Figura 3.26.** Celdas monocristalinas de silicio.  
*Fuente:* [15]

### 3.3.5.2 Celdas policristalinas

En el silicio policristalino o más simplemente poly-Si (ver figura 3.27), las células solares son muy similares a los módulos monocristalinos. Se aplica la misma teoría; la principal diferencia es el proceso de fabricación. Las células de poly-Si se fabrican de Si puro fundido en un tanque semejante a un cubo. Los lingotes obtenidos se cortan en barras con una sección transversal de 15,6 cm x 15.6 cm; finalmente son aserrados para obtener las obleas finas. Comparada con la estructura Monocristalina Si, es menos ideal porque resulta una pérdida de eficiencia (alrededor de 1% en comparación con el mono-Si), pero este inconveniente es solevado por los costos de oblea. [15]



**Figura 3.27.** Celdas policristalinas de silicio.  
**Fuente:** [15]

### 3.3.5.3 Celdas amorfas

A menudo se denominan células solares de segunda generación (ver figura 3.28). La gran ventaja de estas células reside en el hecho de que sólo se necesita muy poco material para su fabricación. Los procesos de producción son compatibles con superficies grandes que se pueden utilizar con sustratos rígidos o flexibles. Estas propiedades dan por resultado una solución rentable para la producción de células PV. De hecho, los materiales de lámina fina son capaces de absorber eficientemente los fotones (con un coeficiente de absorción mayor en 100 veces en comparación con las células mono o poly-Si).



**Figura 3.28.** Celda solar amorfa.  
**Fuente:** <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/>

## **Capítulo 4: Procedimiento metodológico**

En este capítulo se presenta una descripción de las etapas que comprenden el desarrollo de la solución hipotética planteada para el presente proyecto, para dar a conocer la metodología aplicada al desenvolvimiento de la misma.

### **4.1 Reconocimiento y definición del problema**

El camino que llevó al reconocimiento del problema comenzó con una reunión con el jefe de la planta Hidroeléctrica Platanar, el señor Jose Arturo Álvarez Blandón, quién planteó la necesidad de eliminar el uso de la planta de emergencia con la que se alimenta eléctricamente el edificio de casa de máquinas, en los periodos que se da una desconexión de la red nacional, esto con el fin de erradicar la contaminación generada por los gases emitidos en el proceso de combustión y aportar a la disminución de la huella de carbono.

Además, expresó que la empresa tiene como prioridad el desarrollo de soluciones implementadas por ellos mismos, es decir, que se produzcan a partir de los recursos internos de la planta y así poder aprovechar sus alcances y abaratar los costos.

Bajo estas premisas, don Jose Álvarez propone que se desarrolle una solución con energía limpia que funcione tanto para los tiempos de desconexión de la red como para el abastecimiento periódico del edificio, o sea, un sistema de respaldo energético que sea amigable con el ambiente y que a su vez permita un beneficio económico para la empresa, es decir, caminar hacia un desarrollo cada vez más sostenible.

## 4.2 Obtención y análisis de información

Para indagar en los aspectos que comprenden el entorno del proyecto, se programaron algunas otras reuniones y visitas alrededor de la planta, enfatizando el conocimiento del proceso de generación eléctrica y los componentes que comprenden el consumo del edificio de casa de máquinas, con la asistencia los técnicos y administrativos de la planta.

Respecto a la obtención de la información necesaria para el desarrollo del proyecto, se consultaron por medios electrónicos documentos de distintas universidades y empresas dedicados principalmente a sistemas fotovoltaicos, en su mayoría informes de proyectos de graduación anteriores.

También se solicitó asistencia del Ingeniero Melvin Porras de Coneléctricas para el estudio de las condiciones de radiación a partir de la plataforma de Solargis, que además se complementó con el estudio auxiliar de las mismas variables en el software Solarius PV.

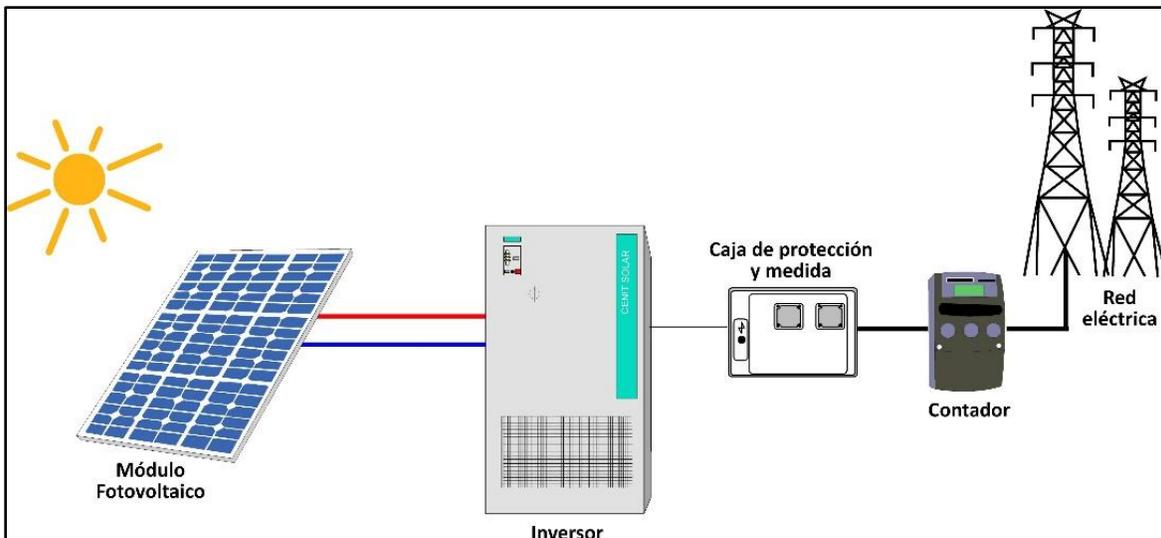
Para el estudio de la demanda energética del edificio se estudió el manual del analizador de energía Fluke 435-II, así como se obtuvo la ayuda de uno de los operadores de la planta para la instalación y desinstalación del mismo.

Por otro lado, en la simulación del sistema diseñado se consultaron principalmente documentos de modelos matemáticos de sistemas fotovoltaicos y la plataforma en línea de consultas de MATLAB y SIMULINK.

En la cotización para los principales materiales requeridos en el proyecto (paneles solares, inversores, baterías) se acudió a la asesoría del señor Alexander González Berrocal, encargado del área de sistemas fotovoltaicos del almacén de Coopelesca, con la finalidad de tener la información necesaria para realizar el estudio económico del proyecto.

### 4.3 Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución

En un principio se pretendía un sistema fotovoltaico con etapa de acumuladores esto con el fin de darle al sistema la capacidad de sustituir el grupo electrógeno en cualquier momento del día (las 24 horas), pero ya que los bancos de baterías comprenden un gran porcentaje de la inversión total, por parte de la empresa se decidió la ausencia de esta etapa (ver figura 4.1), a razón de esto, se limita la utilidad del sistema fotovoltaico en las horas donde la exposición solar sea la suficiente para producir la energía demandada por la carga del edificio (8:00 am a 4:00 pm).



**Figura 4.1.** Ejemplo de sistema fotovoltaico sin etapa de acumuladores.  
**Fuente:** [http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica\\_red\\_esquema.php](http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_red_esquema.php)

En el dimensionado de los componentes se pueden utilizar dos criterios, el primero es de acuerdo a la energía total requerida en donde los excedentes de potencia son guardados en un banco de baterías para los periodos sin producción solar, el segundo es a partir del promedio de potencia máxima instantánea requerida en los periodos de producción solar. A razón de que no se espera contar con un banco de baterías se utilizó el segundo criterio (energía según potencia promedio).

Para la escogencia de los componentes a utilizar se está sujeto a las marcas y modelos que maneja el almacén de Coopelesca, ya que las compras se realizan a través de este departamento.

En lo que respecta a los paneles solares, el almacén propone las líneas Maxpower y Hiku de la marca Canadian Solar las cuales poseen varias series de potencia. Todos estos modelos tienen dimensiones aproximadas a 1x2 metros cuadrados, por lo tanto, se eligió el modelo que proporcionara mayor potencia (ver tabla 4.1), es decir, el Canadian Solar CS3W-415p que proporciona 415Wp de potencia instantánea.

**Tabla 4.1.** Características de dimensión y potencia de paneles Canadian Solar.

| <b>Paneles solares Canadian Solar</b> |                         |                           |
|---------------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| <b>Modelo</b>                         | <b>Dimensiones [mm]</b> | <b>Potencia pico [Wp]</b> |
| <b>Maxpower</b>                       |                         |                           |
| <b>CS6U-315P</b>                      | <b>1960 x 941 x 40</b>  | <b>315</b>                |
| <b>CS6U-320P</b>                      | <b>1960 x 941 x 40</b>  | <b>320</b>                |
| <b>CS6U-325P</b>                      | <b>1960 x 941 x 40</b>  | <b>325</b>                |
| <b>CS6U-330P</b>                      | <b>1960 x 941 x 40</b>  | <b>330</b>                |
| <b>Hiku</b>                           |                         |                           |
| <b>CS3W-395P</b>                      | <b>2108 x 1048 x 40</b> | <b>395</b>                |
| <b>CS3W-400P</b>                      | <b>2108 x 1048 x 40</b> | <b>400</b>                |
| <b>CS3W-405P</b>                      | <b>2108 x 1048 x 40</b> | <b>405</b>                |
| <b>CS3W-410P</b>                      | <b>2108 x 1048 x 40</b> | <b>410</b>                |
| <b>CS3W-415P</b>                      | <b>2108 x 1048 x 40</b> | <b>415</b>                |

Los inversores que provee el almacén son de la marca Fronius, para efectos de este proyecto se eligió el Inversor Fronius Eco, ya que es el que cuenta con inversión trifásica de la corriente y la conexión al centro de carga de la Hidroeléctrica Platanar es de tipo trifásico. Las opciones que propone este inversor que son apropiadas para este proyecto son el modelo de 25kWp (Fronius Eco 25.0-S-3) y el de 27kWp (Fronius Eco 27.0-S-3), por razones de potencia explicadas en el capítulo 5 se eligió el Fronius Eco 25.0-S-3.

Las baterías que propone el almacén son de la marca Ultracell, el modelo UCG150-12 el cual corresponde a una batería gel de ciclado profundo de 12V que proporciona una energía de 150 Ah.

#### **4.4 Implementación de la solución**

Teniendo definidas las necesidades y deseos de la empresa respecto al desarrollo de la solución, se estudiaron las características de la carga eléctrica del edificio con el fin de conocer la demanda que tendría que suplir el sistema fotovoltaico, lo cual corresponde a la base de todo el diseño. Para esto se investigaron: el tipo de conexión de la instalación eléctrica del edificio, los equipos, componentes, herramientas y condiciones de trabajo para tener un conocimiento amplio y suficiente de los factores que comprendieron el desarrollo del proyecto.

Más adelante se realizó un estudio de la irradiancia y la radiación solar en la ubicación del edificio donde se desean instalar los paneles solares, dividido en estadísticas y bases de datos mensuales para todos los meses del año, todo esto para modelar las condiciones de aprovechamiento energético que tendría el sistema fotovoltaico, a partir de la plataforma Solargis.

Seguidamente, se hizo una evaluación de las condiciones estructurales del techo del edificio en cuestión, enfocadas en el espacio disponible, ángulos de inclinación, y la cantidad de peso que debe soportar, de la mano con el software de diseño SOLIDWORKS.

Teniendo toda la información anterior se procedió al diseño del sistema integrado que dará solución al problema a partir del software de simulación SIMULINK de MATLAB versión 2019, para evaluar su funcionamiento.

Finalmente se realizó una evaluación de las dimensiones eléctricas, ambientales y económicas, que justifican la realización y puesta en marcha del proyecto diseñado.

## **Capítulo 5: Descripción detallada de la solución**

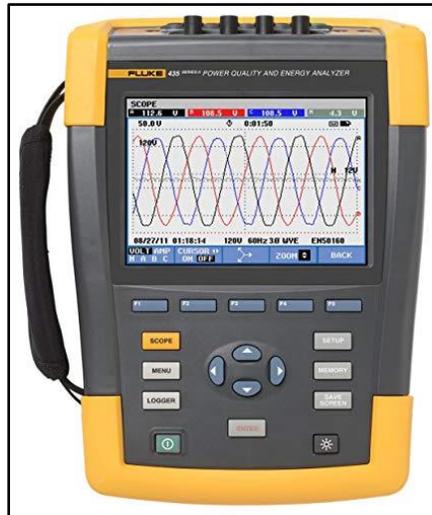
En este capítulo se presenta en detalle una descripción del diseño propuesto para solucionar el problema en cuestión. Al mismo tiempo, se darán a conocer los pasos empleados para determinar las características y dimensiones del sistema diseñado, así como los componentes propuestos para lograrlo. A esto se le suma el estudio de viabilidad económica, beneficios ambientales y energéticos.

### **5.1 Análisis de carga eléctrica del edificio**

Para dar comienzo a la metodología de este proyecto, se realizó un análisis de cargas eléctricas en el edificio de casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Platanar (CHP), esta cuenta con dos generadores, cada uno con su turbina correspondiente, la sala de control con su respectivo equipo técnico, una sala de transformadores con dos transformadores (uno por generador), cableado, alumbrado, oficinas con computadoras, etc. Estas cosas representan la carga eléctrica del edificio.

La estimación de carga total a partir del estudio de todos estos componentes por separado no era viable, dado que, representaba un gasto de tiempo muy alto, en consideración del tiempo establecido para realizar el proyecto, esto a razón de que eran muchos elementos a considerar, y la mayoría se utilizan de manera muy variable.

Por lo anterior, se buscó la forma de reducir el estudio con alguna técnica que permitiera obtener de manera más eficiente un estimado del comportamiento de la carga eléctrica del edificio. Esto se logró a partir del uso de una herramienta con la que contaba la CHP, y es el analizador de energía Fluke 435 (ver figura 5.1).



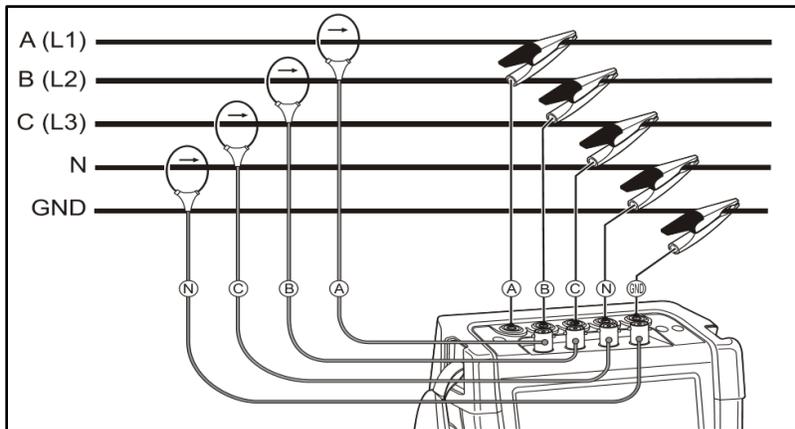
**Figura 5.1.** Analizador de energía Fluke 435.

**Fuente:** <https://www.fluke.com/en-us/product/electrical-testing/power-quality/434-435>

Este dispositivo es muy útil para un conjunto muy amplio de estudios de consumo, potencia y rendimiento de sistemas de distribución eléctrica, además, permite obtener información para sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos en las configuraciones delta y estrella, sobre la tensión, la corriente, la frecuencia, armónicos, factor de potencia, fluctuaciones, tendencias, diagramas fasoriales, visualización de ondas y gráficas de todas estas mediciones.

El Fluke 435 posee un manual de uso, que fue consultado para conocer la metodología que se debía emplear para el análisis de carga eléctrica requerido en este proyecto, el nombre de este manual es “Manual de uso - Analizador trifásico de energía y calidad de la energía eléctrica Fluke 434/435/437”.

Siguiendo este manual, para el sistema trifásico de las barras de distribución de energía de casa de máquinas (configuración estrella), se conectó el analizador de energía Fluke 435 tal como se muestra en la figura 5.2.



**Figura 5.2.** Conexión del analizador a un sistema de distribución trifásico.  
**Fuente:** [16]

El analizador se configuró para ejecutar un análisis durante una semana (7 días) sobre el consumo eléctrico total del edificio, como es de esperar para este proyecto, en las dimensiones de potencia instantánea y energía. Estas se realizaron en intervalos de 1 minuto, para un total de 10080 datos por categoría de medición. El analizador permite almacenar estos datos en una memoria SD extraíble. La conexión real del dispositivo se puede apreciar en la figura 5.3.



**Figura 5.3.** Conexión del analizador de energía.  
**Fuente:** Elaboración propia.

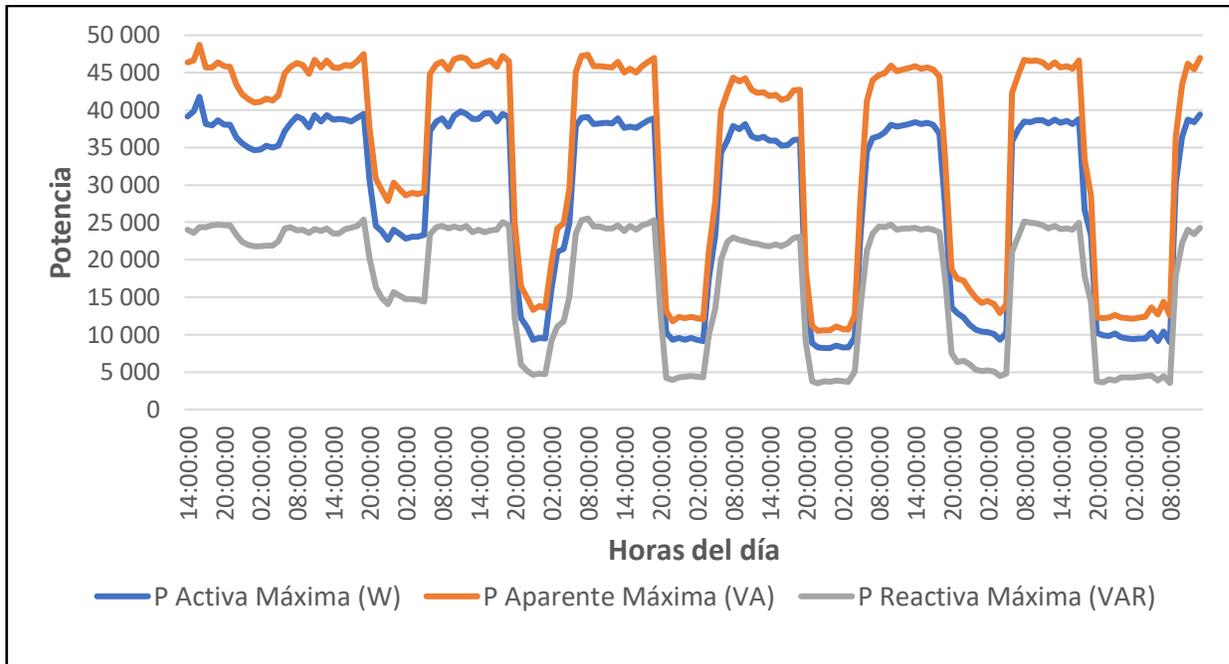
Además, el Fluke 435 cuenta con un disco que contiene el software llamado Power Log. En este caso se utilizó la versión 5.6, este software funciona para visualizar los datos tomados por el analizador de energía, y es la herramienta que se utilizó para extraer a la computadora los datos almacenados en la memoria del dispositivo (ver figura 5.4). A partir de esta plataforma digital se convirtió la información almacenada en un archivo en formato “txt” para importarla en la aplicación Excel de Microsoft Office para el manejo de estos datos.

The screenshot shows the Power Log 5.6 software interface. The window title is "Power Log 5.6 - [TSA 208 -- Tarjeta SD]". The menu bar includes "Fichero", "Editar", "Ver", "Herramientas", "Ventanas", and "Ayuda". The toolbar contains various icons for file operations. The main area has tabs for "Resumen", "Tabla", "Tensión y corriente", "Estadísticas", "Frecuencia / Desequilibrio", "Potencia", and "Energía". The "Tabla" tab is active, displaying a table with columns for "Fecha", "Función", and "Total Max". The data is filtered for the date 22/7/2019 at 13:53:20. The table lists various electrical parameters and their values.

| Fecha                      | Función                 | Total Max       |
|----------------------------|-------------------------|-----------------|
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Tensión de Medio Cido   |                 |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Corriente de Medio Cido |                 |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Vrms ph-n               |                 |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Tensión de Pico         |                 |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Corriente de Pico       |                 |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Arms                    |                 |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Corriente Phi           |                 |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Potencia Activa         | 35,97 kW (f)    |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Potencia Aparente       | 42,45 kVA (f)   |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Potencia Reactiva       | 21,96 kvar      |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Factor de Potencia      | 0,85            |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Energía Activa          | 587,00 Wh (f)   |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Energía Aparente        | 696,00 VAh (f)  |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Energía Reactiva        | 367,00 VARh (f) |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Frecuencia              |                 |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Desequilibrio Vn        | 0,86% (f)       |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Desequilibrio Vz        | 0,06% (f)       |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Desequilibrio An        | 16,41% (f)      |
| 22/7/2019 13:53:20 546mseg | Desequilibrio Az        | 1,15% (f)       |

**Figura 5.4.** Visualización de datos con el software Power Log.  
**Fuente:** Elaboración propia.

Después de haber manejado los datos en Excel, se obtiene el promedio del comportamiento de la potencia y energía de la carga del edificio por horas, donde este registra en promedio un factor de potencia de 0,85. A continuación, se muestra la gráfica de potencia instantánea a lo largo de la semana de medición (ver figura 5.5).



**Figura 5.5.** Gráfico de potencia instantánea en función del tiempo.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante Excel.

De los datos empleados para generar la gráfica anterior también se elaboraron las tablas 5.1 y 5.2. La tabla 5.1 corresponde al promedio de los datos recuperados de potencia instantánea para cada día de la semana así como el promedio semanal para las horas de producción de energía solar (en la aplicación de este proyecto se deben entender como las horas comprendidas entre las 8:00 am y las 4:00 pm por recomendación de la empresa).

**Tabla 5.1.** Promedio de datos de potencia instantánea.

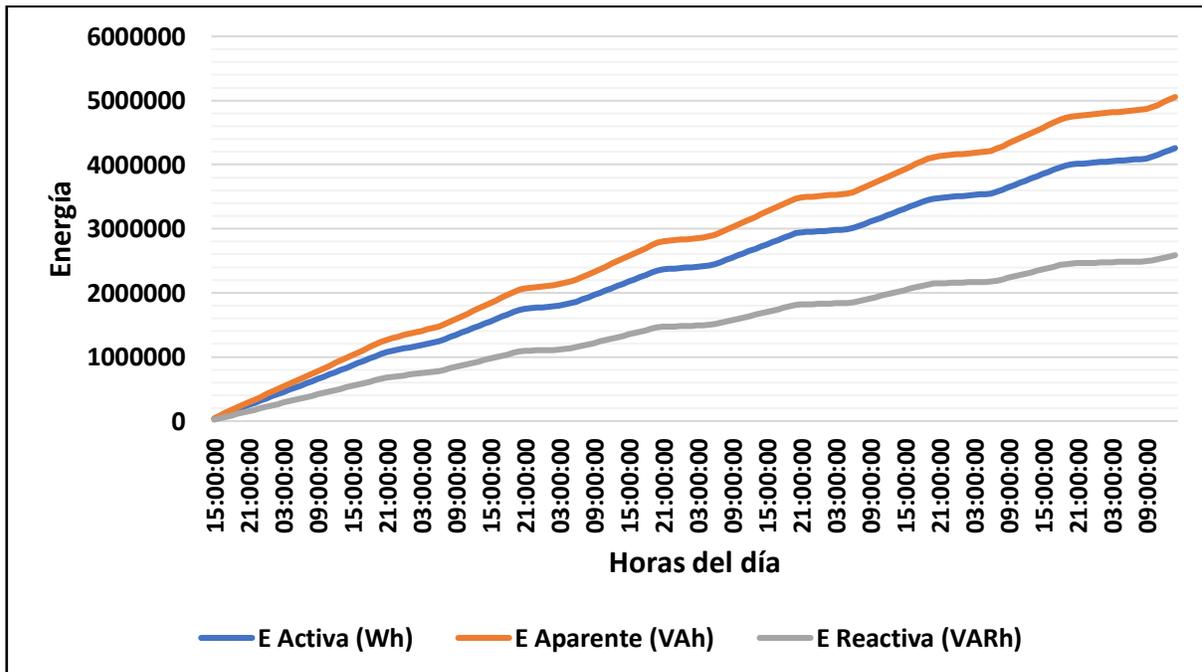
| Análisis Semanal        | 22 al 29 de Julio (De 8am a 4pm) |          |          |          |          |          |          | Semanal  |
|-------------------------|----------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                         | DÍA 1                            | DÍA 2    | DÍA 3    | DÍA 4    | DÍA 5    | DÍA 6    | DÍA 7    |          |
| Potencia Activa (W)     | 33891,55                         | 38791,19 | 39071,56 | 38305,38 | 36800,56 | 37742,31 | 38497,94 | 37585,78 |
| Potencia Aparente (VA)  | 40491,05                         | 45939,06 | 46337,25 | 45951,25 | 42974,31 | 45388,81 | 46249,38 | 44761,59 |
| Potencia Reactiva (VAR) | 20366,01                         | 23829,88 | 24133,75 | 24467,44 | 22291,31 | 24274,94 | 24572,63 | 23419,42 |

En la tabla 5.2 se pueden observar los valores mínimos y máximos de potencia, según los promedios obtenidos por hora, para todos los valores comprendidos entre las 8:00 am y 4:00 pm.

**Tabla 5.2.** Valores máximos y mínimos de potencia instantánea.

| Estadística general   | Activo (W) | Apar (VA) | Reac (VAR) |
|-----------------------|------------|-----------|------------|
| Valor máx de potencia | 39854,50   | 47420,50  | 25514,00   |
| Valor mín de potencia | 8992,50    | 12500,50  | 3545,50    |

En lo que corresponde al estudio de la energía consumida por la carga del edificio de casa de máquinas, se obtuvo la siguiente información. Primeramente, la gráfica que evidencia el proceso de consumo de potencia a través del tiempo durante una semana, es decir, la energía acumulada en esa semana, esto por intervalos horarios (ver figura 5.6).



**Figura 5.6.** Gráfica de energía acumulada en una semana.

*Fuente: Elaboración propia mediante Excel.*

Seguidamente se generó la tabla 5.3, en la que se pueden observar los datos obtenidos al sintetizar la energía acumulada por intervalos de tiempo diarios durante la semana de medición, estos datos corresponden a las 24 horas del día.

**Tabla 5.3.** Energía acumulada durante las 24 horas día en una semana.

| 22 al 29 de Julio       |           |           |           |           |           |           |           |
|-------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                         | DÍA 1     | DÍA 2     | DÍA 3     | DÍA 4     | DÍA 5     | DÍA 6     | DÍA 7     |
| Análisis Semanal        | 22 al 23  | 23 al 24  | 24 al 25  | 25 al 26  | 26 al 27  | 27 al 28  | 28 al 29  |
| Energía Activa (Wh)     | 576820,00 | 778602,00 | 641801,00 | 612950,00 | 574215,00 | 545282,00 | 528516,00 |
| Energía Aparente (VAh)  | 683188,00 | 923461,00 | 759405,00 | 729446,00 | 679878,00 | 649948,00 | 629616,00 |
| Energía Reactiva (VARh) | 338806,00 | 491700,00 | 390810,00 | 375719,00 | 348108,00 | 329807,00 | 312412,00 |

Del mismo modo, se obtuvo la tabla 5.4, la cual muestra la misma información de la tabla 5.3 pero delimitada a las mediciones obtenidas entre las 8:00 am y 4:00 pm.

**Tabla 5.4.** Energía acumulada por día entre las 8:00 am y 4:00 pm.

| 22 al 29 de Julio (De 8am a 4pm) |           |           |           |           |           |           |           |
|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                                  | DÍA 1     | DÍA 2     | DÍA 3     | DÍA 4     | DÍA 5     | DÍA 6     | DÍA 7     |
| Análisis Semanal                 | 22 al 23  | 23 al 24  | 24 al 25  | 25 al 26  | 26 al 27  | 27 al 28  | 28 al 29  |
| Energía Activa (Wh)              | 242306,00 | 280724,00 | 281651,00 | 276955,00 | 278412,00 | 272706,00 | 276959,00 |
| Energía Aparente (VAh)           | 283328,00 | 330682,00 | 331171,00 | 328273,00 | 327657,00 | 323709,00 | 327912,00 |
| Energía Reactiva (VARh)          | 141682,00 | 174028,00 | 174120,00 | 175762,00 | 174395,00 | 173983,00 | 174981,00 |

Además, la tabla 5.5 que muestra los valores máximos y mínimos de energía acumulada durante los lapsos de una hora en los que se sintetizaron los datos tomados por el analizador de energía.

**Tabla 5.5.** Valores máximos y mínimos de energía acumulada por hora.

| Estadística general           | Activo (Wh) | Apar (VAh) | Reac (VARh) |
|-------------------------------|-------------|------------|-------------|
| Valor máx de consumo por hora | 36628,00    | 42679,00   | 22641,00    |
| Valor mín de consumo por hora | 5938,00     | 7526,00    | 1186,00     |

También de la tabla 5.4 se obtuvo la tabla 5.6, en la que se encuentran los datos que representan la estimación de energía consumida por el edificio de casa de máquinas durante un día en el orden de los kilo-watts hora (KWh). Esta estimación comprende el consumo total de cada día entre las 8:00 am y 4:00 pm.

**Tabla 5.6.** Promedio de energía acumulada por día entre las 8:00 am y 4:00 pm.

| <b>Análisis por día</b> | <b>Promedio de 8:00 am a 4:00 pm</b> |                      |
|-------------------------|--------------------------------------|----------------------|
| <b>Activa</b>           | <b>272816,14</b>                     | <b>272,8 (kWh)</b>   |
| <b>Aparente</b>         | <b>321818,86</b>                     | <b>321,8 (kVAh)</b>  |
| <b>Reactiva</b>         | <b>169850,14</b>                     | <b>169,9 (kVARh)</b> |

Finalmente, en la tabla 5.7 se observan los datos obtenidos sobre la estimación de consumo de energía que existiría en el edificio por mes y en un año, esto en el orden de los mega-watts hora (MWh). Estos valores se obtienen de multiplicar el estimado por día de los datos entre las 8:00 am y 4:00 pm, por la cantidad de días de cada mes, y por último el consumo de cada mes sumado.

**Tabla 5.7.** Energía acumulada por mes y al año entre las 8:00 am y 4:00 pm.

| <b>Mes</b>        | <b>Wh/mes (8:00 am a 4:00 pm)</b> |                    |
|-------------------|-----------------------------------|--------------------|
| <b>Enero</b>      | <b>8457300</b>                    | <b>8,46 (MWh)</b>  |
| <b>Febrero</b>    | <b>7911668</b>                    | <b>7,91 (MWh)</b>  |
| <b>Marzo</b>      | <b>8457300</b>                    | <b>8,46 (MWh)</b>  |
| <b>Abril</b>      | <b>8184484</b>                    | <b>8,18 (MWh)</b>  |
| <b>Mayo</b>       | <b>8457300</b>                    | <b>8,46 (MWh)</b>  |
| <b>Junio</b>      | <b>8184484</b>                    | <b>8,18 (MWh)</b>  |
| <b>Julio</b>      | <b>8457300</b>                    | <b>8,46 (MWh)</b>  |
| <b>Agosto</b>     | <b>8457300</b>                    | <b>8,46 (MWh)</b>  |
| <b>Septiembre</b> | <b>8184484</b>                    | <b>8,18 (MWh)</b>  |
| <b>Octubre</b>    | <b>8457300</b>                    | <b>8,46 (MWh)</b>  |
| <b>Noviembre</b>  | <b>8184484</b>                    | <b>8,18 (MWh)</b>  |
| <b>Diciembre</b>  | <b>8457300</b>                    | <b>8,46 (MWh)</b>  |
| <b>Anual</b>      | <b>99850708</b>                   | <b>99,85 (MWh)</b> |

La información que se muestra en las tablas 5.6 y 5.7 como ya se dijo, corresponde a los datos delimitados para las horas entre las 8:00 am y las 4:00 pm, en las tablas 5.8 y 5.9 se pueden observar los resultados para la energía acumulada en las 24 horas del día.

**Tabla 5.8.** Promedio de energía acumulada estimada por día.

| <b>Análisis por día</b> | <b>Promedio por día (KWh/día)</b> |                    |
|-------------------------|-----------------------------------|--------------------|
| <b>Activa</b>           | <b>579930,67</b>                  | <b>580 (KWh)</b>   |
| <b>Aparente</b>         | <b>688580,17</b>                  | <b>688 (KVAh)</b>  |
| <b>Reactiva</b>         | <b>349277,00</b>                  | <b>349 (KVARh)</b> |

**Tabla 5.9.** Promedio de energía acumulada estimada por mes y al año.

| <b>Mes</b>        | <b>Total Wh/mes</b> |                    |
|-------------------|---------------------|--------------------|
| <b>Enero</b>      | <b>17977851</b>     | <b>18 (MWh)</b>    |
| <b>Febrero</b>    | <b>16817989</b>     | <b>16,8 (MWh)</b>  |
| <b>Marzo</b>      | <b>17977851</b>     | <b>18 (MWh)</b>    |
| <b>Abril</b>      | <b>17397920</b>     | <b>17,4 (MWh)</b>  |
| <b>Mayo</b>       | <b>17977851</b>     | <b>18 (MWh)</b>    |
| <b>Junio</b>      | <b>17397920</b>     | <b>17,4 (MWh)</b>  |
| <b>Julio</b>      | <b>17977851</b>     | <b>18 (MWh)</b>    |
| <b>Agosto</b>     | <b>17977851</b>     | <b>18 (MWh)</b>    |
| <b>Septiembre</b> | <b>17397920</b>     | <b>17,4 (MWh)</b>  |
| <b>Octubre</b>    | <b>17977851</b>     | <b>18 (MWh)</b>    |
| <b>Noviembre</b>  | <b>17397920</b>     | <b>17,4 (MWh)</b>  |
| <b>Diciembre</b>  | <b>17977851</b>     | <b>18 (MWh)</b>    |
| <b>Anual</b>      | <b>212254624</b>    | <b>212,3 (MWh)</b> |

## **5.2 Modelo de radiación solar en Hidroeléctrica Platanar**

Para un sistema fotovoltaico que se basa en el uso de colectores solares, un factor de gran importancia es que estos paneles se encuentren ubicados en un espacio donde se pueda obtener una cantidad significativa de radiación solar durante el tiempo que van a ser utilizados, en este caso, que sea aprovechable durante todo el año en los horarios de producción de energía solar (de 8:00 am a 4:00 pm). Para esto se deben tomar en cuenta los datos meteorológicos que muestran las condiciones de radiación solar estimadas para la región específica en la que se desean instalar los paneles solares.

Además, en el espacio donde se ubican los colectores solares, para una mayor exactitud del cálculo de la producción energética se deben tomar en cuenta los obstáculos que puedan causar sombreado parcial o total, es decir, que limiten o impidan la recepción de la energía solar desde los paneles del sistema.

Sumado a lo anterior, se debe conocer cual es el nivel de aprovechamiento de la radiación, de acuerdo con los ángulos solares formados por la posición en la que se instalan los paneles.

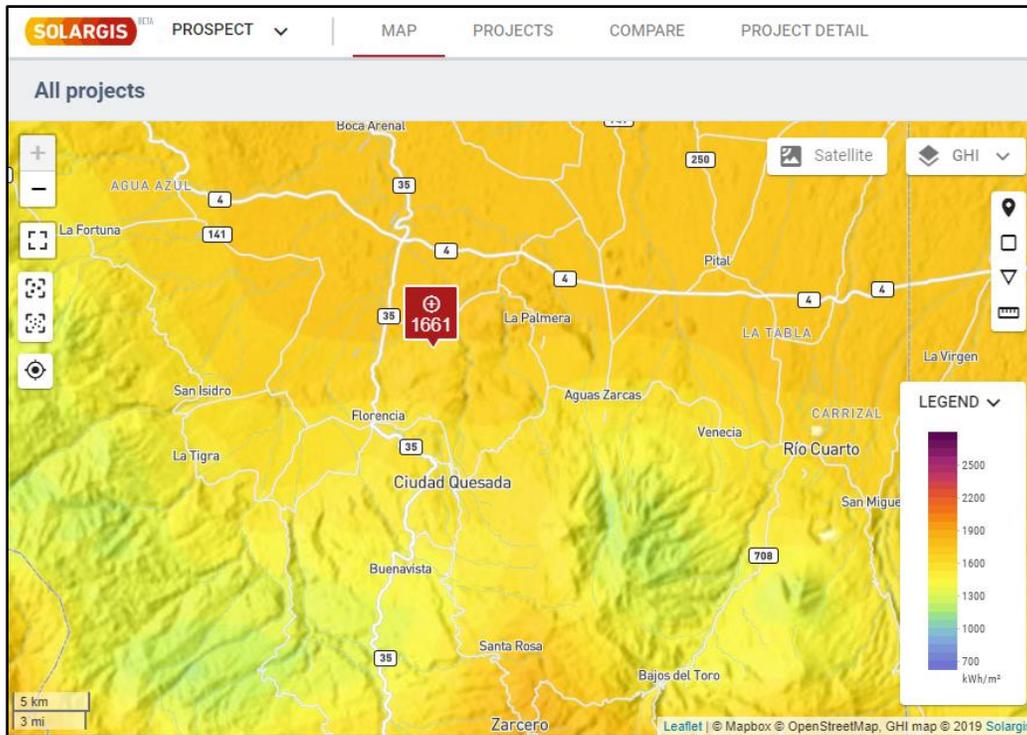
En esta sección se exponen los pasos que se realizaron para obtener la información requerida para generar el modelo de radiación solar, sobre el edificio de casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Platanar (ver figura 5.7).



**Figura 5.7.** Vista real del edificio de casa de máquinas (dentro del círculo rojo).  
**Fuente:** <https://earth.google.com/web>

Para la obtención de los datos de radiación solar sobre el sitio se utilizó la herramienta en línea Solargis en las coordenadas geográficas latitud: 10.40489, longitud: -84.44286.

El acceso a esta plataforma permite conocer datos estadísticos sobre las condiciones de radiación en un lugar específico, con bases de datos meteorológicos satelitales que proporcionan información sobre casi cualquier punto alrededor de todo el mundo, en este caso se utilizaron las coordenadas correspondientes a la ubicación exacta del edificio (ver figura 5.8).



**Figura 5.8.** Medición de radiación global con la plataforma Solargis.  
**Fuente:** <https://apps.solargis.com/prospect>

Las mediciones de radiación se realizaron para un ángulo solar azimutal aproximado a 17 grados negativos desde el sur hasta el este, los cuales corresponden al ángulo formado por el edificio, tomando el sur como referencia a razón de que la Central Hidroeléctrica Platanar se encuentra en el hemisferio norte del planeta tierra (ver figura 5.9).



**Figura 5.9.** Ángulo azimutal del edificio.  
**Fuente:** Elaboración propia.

Además se realizó una estimación de la variación en los ángulos de inclinación de los paneles a lo largo del año, de manera que el ángulo de incidencia de radiación directa, al medio día, aproxime a cero para cada época del año, a partir de las ecuaciones 5.1 y 5.2,[17] donde  $\theta_I$  representa el ángulo de incidencia,  $n$  representa el número de día tomando como  $n = 0$  el 21 de marzo, en el cual ocurre el equinoccio de primavera y el ángulo de incidencia es igual a  $0^\circ$  respecto al eje del ecuador,  $\theta_p$  es el ángulo de inclinación de los paneles, y  $L = 10.405^\circ$  es la latitud del sitio donde se desean instalar los paneles.

$$\theta_I = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * n}{365.25}\right) \quad 5.1$$

$$\theta_p = L - \theta_I \quad 5.2$$

Esto con el fin de reducir las pérdidas generadas por la incidencia no perpendicular de los rayos solares sobre los paneles. Para esta solución es necesario instalar los paneles en bases ajustables que permitan variar la inclinación de los mismos (ver figura 5.10).



**Figura 5.10.** Gráfica del ángulo de inclinación del panel de acuerdo al día del año.

**Fuente:** Elaboración propia.

Variar el grado de inclinación de los paneles todos los días no resulta viable, ya que en una gran cantidad de paneles representa mucho trabajo y desgaste tanto en las bases de los paneles como en el techo del edificio, por lo que se redujo la cantidad de variaciones de manera que el ángulo deseado no se aleje en más de 10 grados, esto se muestra en la tabla 5.10, que al mismo tiempo muestra las fechas en las que se recomiendan estos cambios y el ángulo de incidencia solar correspondiente a cada una de ellas. Estos ángulos se calculan respecto al eje horizontal y se debe tomar en cuenta la inclinación del techo para lograrlos.

**Tabla 5.10.** Ajuste de ángulo de inclinación en paneles y fechas recomendadas.

| Fecha           | Ángulo de incidencia solar [°] | Ángulo de inclinación del panel [°] |
|-----------------|--------------------------------|-------------------------------------|
| 25 de febrero   | -9,6                           | 20                                  |
| 22 de marzo     | 0,4                            | 10                                  |
| 16 de abril     | 10,4                           | 0                                   |
| 21 de mayo      | 20,4                           | -10                                 |
| 24 de agosto    | 10,4                           | 0                                   |
| 19 de setiembre | 0,4                            | 10                                  |
| 14 de octubre   | -9,6                           | 20                                  |
| 16 de noviembre | -19,6                          | 30                                  |

Los datos de radiación incidente sobre el edificio que se obtuvieron de la plataforma Solargis se muestran en la tabla 5.11, estos corresponden al promedio de radiación para cada mes del año en formato diario y mensual, el promedio de temperatura, y el porcentaje de pérdidas por sombreado topográfico de cada mes.

**Tabla 5.11.** Irradiación global, temperatura y pérdidas por sombreado.

| Mes        | Irradiación global diaria [kWh/m <sup>2</sup> ] | Irradiación global mensual [kWh/m <sup>2</sup> ] | Temperatura [°C] | Pérdidas por sombreado [%] |
|------------|---|--|------------------|----------------------------|
| Enero      | 4,45  | 137,95   | 22,00            | 1,40                       |
| Febrero    | 5,36  | 155,44   | 22,70            | 1,00                       |
| Marzo      | 5,69  | 176,39   | 23,90            | 0,90                       |
| Abril      | 5,36  | 160,80   | 24,90            | 0,90                       |
| Mayo       | 4,71  | 146,01   | 24,70            | 1,10                       |
| Junio      | 4,26  | 127,80   | 24,20            | 1,30                       |
| Julio      | 4,11  | 127,41   | 23,50            | 1,40                       |
| Agosto     | 4,39  | 136,09   | 23,80            | 1,30                       |
| Septiembre | 4,66  | 139,80   | 24,00            | 1,10                       |
| Octubre    | 4,40  | 136,40   | 23,50            | 1,40                       |
| Noviembre  | 3,57  | 107,10   | 22,70            | 1,70                       |
| Diciembre  | 3,69  | 114,39   | 22,10            | 1,70                       |

Con estos datos se realizó la estimación del rendimiento del sistema en producción eléctrica para dimensionar los módulos necesarios para la carga que se desea alimentar. Para esto se realizó una estimación de las pérdidas del sistema como parte del estudio de radiación hecho en Solargis, en esta se agregan: La reducción promedio que puede provocar el sombreado topográfico, la proporción de radiación reducida por la reflexión de la película protectora de los módulos solares, las pérdidas generadas por la temperatura, conversión DC en los paneles y eventual suciedad, las pérdidas que se dan en la operación de los inversores que convierten la corriente entre continua y alterna, las reducciones de potencia en el transformador y el cableado, y finalmente las pérdidas que se pueden generar por tiempos de mantenimiento o fallos del sistema. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.12.

**Tabla 5.12.** Estimación de pérdidas y rendimiento en el sistema.

| Fase en la conversión de la energía             | Pérdidas | Rendimiento | Rendimiento   |
|---|----------|-------------|---------------|
|   | [%]      | parcial [%] | acumulado [%] |
| Irradiación global incidente (entrada)          | -        | 100,00      | 100,00        |
| Reducción por sombreado topográfico (promedio)  | -1,20    | 98,80       | 98,80         |
| Reducción por la reflectividad                  | -3,30    | 96,70       | 95,50         |
| Pérdidas DC (Temperatura, conversión, suciedad) | -8,20    | 91,80       | 87,30         |
| Conversión DC/AC (Inversores)                   | -2,50    | 97,50       | 84,80         |
| Pérdidas AC en el transformador y el cableado   | -1,60    | 98,40       | 83,20         |
| Tiempos de mantenimiento o fallos               | -1,00    | 99,00       | 82,20         |

A partir de la información anterior se generó la tabla 5.13, en la que se muestra la estimación de producción energética del sistema fotovoltaico, según el aprovechamiento de la radiación solar percibida por los módulos.

**Tabla 5.13.** Producción eléctrica fotovoltaica estimada por mes

| Mes        | Producción eléctrica diaria [kWh/kWp] | Producción eléctrica mensual [kWh/kWp] | Rendimiento [%] |
|------------|---------------------------------------|--|-----------------|
| Enero      | 3,65                                  | 113,12                                 | 82,00           |
| Febrero    | 4,42                                  | 128,08                                 | 82,40           |
| Marzo      | 4,69                                  | 145,52                                 | 82,50           |
| Abril      | 4,42                                  | 132,66                                 | 82,50           |
| Mayo       | 3,88                                  | 120,17                                 | 82,30           |
| Junio      | 3,48                                  | 104,54                                 | 81,80           |
| Julio      | 3,37                                  | 104,48                                 | 82,00           |
| Agosto     | 3,60                                  | 111,73                                 | 82,10           |
| Septiembre | 3,84                                  | 115,06                                 | 82,30           |
| Octubre    | 3,61                                  | 111,85                                 | 82,00           |
| Noviembre  | 2,92                                  | 87,50                                  | 81,70           |
| Diciembre  | 3,01                                  | 93,46                                  | 81,70           |

Donde la producción eléctrica en  $[kWh/kWp]$  se refiere a la energía en  $[kWh]$  que produce el sistema fotovoltaico a partir de la radiación incidente, por cada  $[kWp]$  de potencia en el que se dimensionan los paneles solares. Además, el rendimiento corresponde al porcentaje de energía solar que se logra aprovechar para obtener estas cantidades.

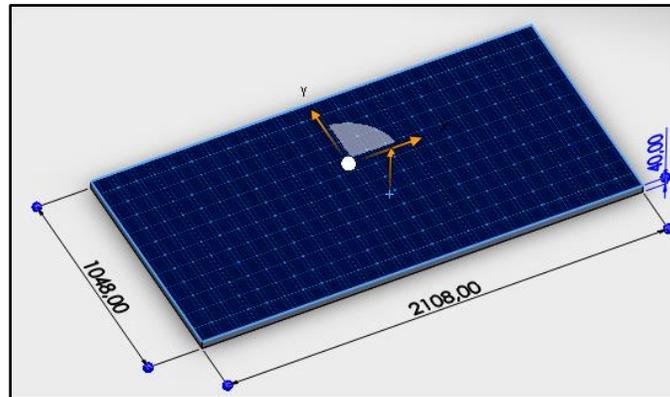
### 5.3 Estudio estructural en el edificio

En esta sección se muestran los pasos utilizados para obtener la información sobre la disponibilidad de espacio en el techo del edificio de casa de máquinas en la CHP con la que se obtuvo un estimado de la cantidad máxima de paneles posible a instalar, conservando los aspectos de los espacios de seguridad, mantenimiento y estética. Además, se muestra el análisis realizado para obtener la información sobre los esfuerzos o cargas físicas que tendría que soportar el techo del edificio. Las medidas de las imágenes en esta sección obtenidas de Solidworks se muestran en milímetros.

#### 5.3.1 Disponibilidad de espacio en el edificio

Para iniciar el estudio de espacio disponible en el edificio, se obtuvieron las dimensiones del panel solar a utilizar de su respectiva hoja de datos (ver anexo

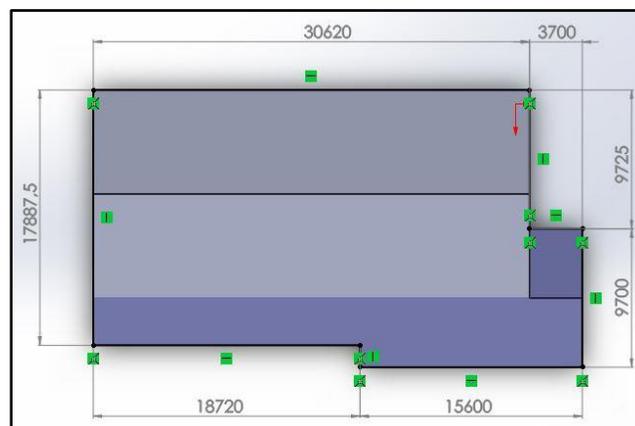
A.3.1). Estas se modelaron en la herramienta Solidworks versión 2019. En la figura 5.11 se pueden ver las dimensiones del panel solar Canadian Solar CS3W que más adelante será mejor explicado.



**Figura 5.11.** Dimensiones del panel solar Canadian Solar CS3W-415P en mm.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante programa Solidworks.

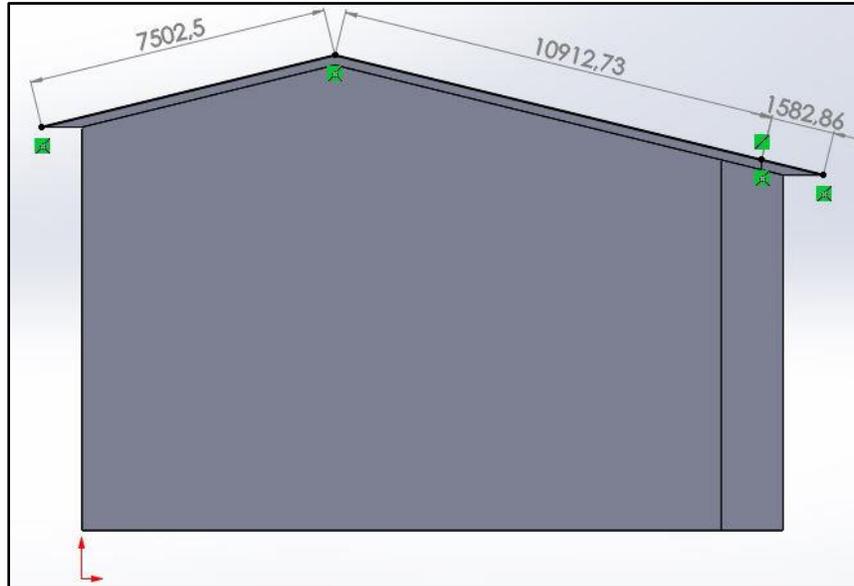
Seguidamente, se muestran algunas vistas del techo del edificio, con sus respectivas medidas. Para obtener estas medidas se consultaron los planos del edificio (ver anexo A.4) de casa de máquinas. Estas también fueron modeladas en la herramienta Solidworks 2019.

La vista que se muestra en la figura 5.12 es la vista superior del edificio (el norte corresponde al sector superior y el sur al sector inferior de la imagen), en la que se observan las medidas estrictamente horizontales que corresponden al techo de casa de máquinas.

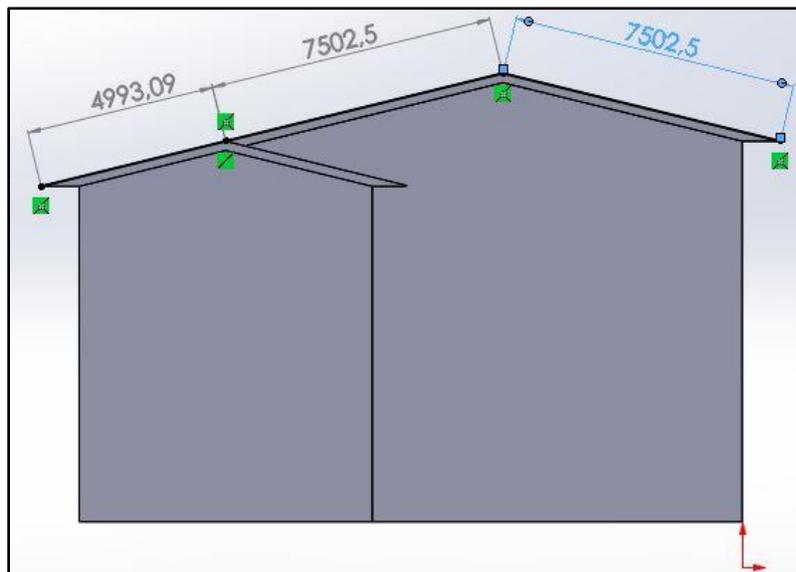


**Figura 5.12.** Dimensiones de la vista superior del edificio en mm.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante programa Solidworks.

En las figuras 5.13 y 5.14 se muestran las vistas laterales del edificio con sus respectivas longitudes efectivas que permiten también calcular los ángulos de inclinación del techo cuyo estudio realizado se muestra más adelante.



**Figura 5.13.** Dimensiones de la vista lateral al oeste del edificio en mm.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante programa Solidworks.

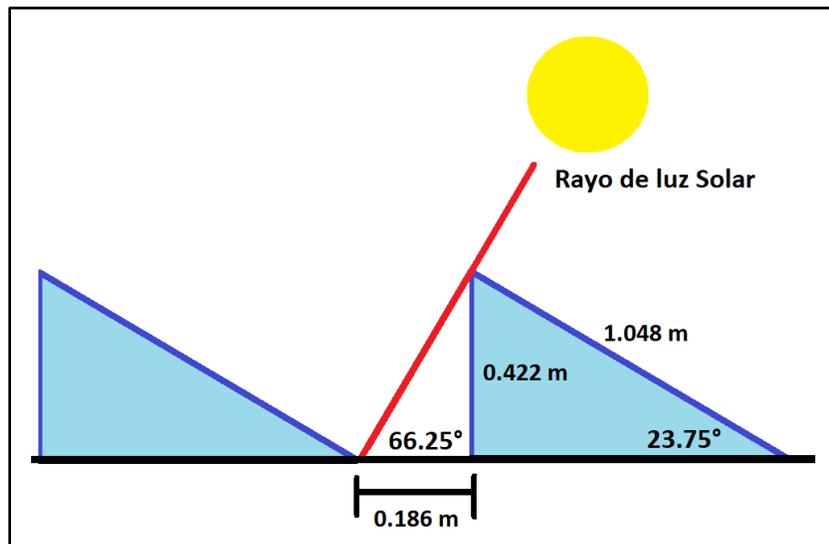


**Figura 5.14.** Dimensiones de la vista lateral al este del edificio en mm.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante programa Solidworks.

### 5.3.2 Separación entre paneles y diseño estructural propuesto

Seguidamente se realizó el estudio contemplando la inclinación requerida por los paneles, espacios de mantenimiento de 0,4 metros entre cada 3 filas para facilitar el acceso a cualquier panel en caso de avería o con el fin de limpieza, y espacios de seguridad en el perímetro, en el rango de 0,5 metros o más dependiendo del espacio disponible en el techo después de la colocación de los paneles y los espacios de mantenimiento.

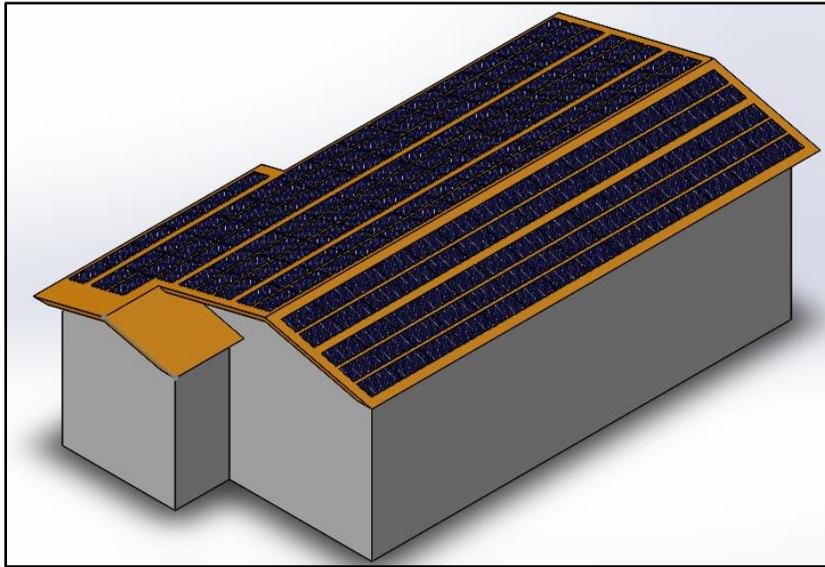
Para esto se calculó la distancia requerida entre paneles según su inclinación, ya conociendo que la pendiente máxima que existirá respecto al techo del edificio es de 23,75 grados. Con esto se obtuvo que la separación mínima requerida entre paneles para evitar las pérdidas por sombreado de módulos consecutivos es de 0,186 metros (ver figura 5.15) sin embargo, se planteó utilizar 0,2 metros como separación para evitar pérdidas por desajustes.



**Figura 5.15.** Separación entre paneles consecutivos.  
**Fuente:** Elaboración propia.

Después de obtener el modelado de las medidas del techo, y la separación requerida entre paneles, se procedió a realizar el ensamblaje en Solidworks de los paneles solares sobre la estructura del edificio y reproducirla para llenarlo de forma que se aproveche todo el espacio posible y de esta manera conocer cuántos paneles es posible instalar.

Se contemplaron espacios de mantenimiento de 0,5 metros entre cada tres filas consecutivas de paneles. En la figura 5.16 se puede observar la vista del techo al noreste del edificio con el aprovechamiento máximo del espacio. Este para un estimado total de 190 paneles solares instalados como máximo en el techo que comprenden 70 en el sector norte y 120 en el sector sur.



**Figura 5.16.** Vista noreste del aprovechamiento de espacio en techo del edificio.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante programa Solidworks.

Este estudio se complementó con los datos que se obtuvieron posteriormente en el dimensionamiento del sistema de la sección 5.4 para conocer la viabilidad del proyecto según el espacio disponible.

### **5.3.3 Esfuerzos soportados por los paneles**

Debido a que la instalación de los paneles solares se realizará sobre el techo del edificio, es necesario considerar el peso que este tendrá que soportar para su futura implementación, en esta sección se muestra el cálculo realizado para obtener la información sobre estos esfuerzos, sin embargo, estudiar la viabilidad de esto, será trabajo del equipo que lo implemente en el futuro ya que se sale del alcance de este proyecto que se limita a la demostración de los datos.

La inclinación del techo es de 13,75 grados aproximadamente según los planos consultados, esta sería la inclinación de los paneles o de las bases sobre las cuales se instalarían. El peso total de cada panel es de 24,9 kg con dimensiones 2.108 x 1,048 x 0,040 m3.

Ya que estos datos se manejan en Newtons se realizó la conversión de esta masa utilizando la ecuación 5.3 para obtener un total de 244,02 N por cada panel en total.

$$Peso [N] = Masa [Kg] * 9.8 [m/s^2] \quad 5.3$$

Es necesario obtener el peso estimado que se va a tener en una distancia específica, por lo tanto, se realizó el cálculo de las fuerzas que ejercen los paneles por metro cuadrado con las ecuaciones de fuerza  $F_x$  en el plano horizontal (ecuación 5.4) y  $F_y$  en el plano vertical (ecuación 5.5).

$$F_x = F * \sin(13.75^\circ) [N/m^2] \quad 5.4$$

$$F_y = F * \cos(13.75^\circ) [N/m^2] \quad 5.5$$

Con esto se obtuvieron los valores de esfuerzos generados por el peso propio de los módulos fotovoltaicos en el plano horizontal, en el plano vertical y un vector de fuerza total (ver la tabla 5.14).

**Tabla 5.14.** Esfuerzos físicos generados por los paneles sobre el edificio.

| <b>Fuerza</b>           | <b>Por metro cuadrado<br/>[N/m2]</b> | <b>Por panel solar<br/>[N / 2,21 m2]</b> |
|-------------------------|--------------------------------------|--|
| <b>Plano horizontal</b> | <b>26,25</b>                         | <b>58,00</b>                             |
| <b>Plano Vertical</b>   | <b>107,29</b>                        | <b>237,03</b>                            |
| <b>Total</b>            | <b>110,53</b>                        | <b>244,19</b>                            |

En Costa Rica, a pesar de contar con estaciones de medición de viento en muchas zonas del país, no se cuenta con mapas eólicos oficiales que permitan conocer la velocidad de diseño del viento en todo su territorio para distintos periodos de retorno, por lo menos no en forma completa y actualizada.[22] Sin embargo, el relieve montañoso que rodea el edificio de casa de máquinas en la Central hidroeléctrica Platanar permite ignorar el aporte del viento sobre el esfuerzo soportado por el techo, a razón de esto se decidió despreciar el mismo.

## 5.4 Descripción de componentes del sistema fotovoltaico

En esta sección se presentan las características de los componentes del sistema fotovoltaico elegidos y los pasos que se realizaron para dimensionarlos de acuerdo a las necesidades y condiciones presentadas en los apartados anteriores.

### 5.4.1 Paneles solares

Los módulos fotovoltaicos, son los componentes más importantes del sistema, y en el dimensionado de estos se encuentran los alcances y limitaciones de los demás componentes, el panel solar elegido para el diseño es el CS3W-415P Hiku de la marca Canadian Solar, las principales características de este módulo, se muestran en la tabla 5.15, para más detalles ver anexo A.3.1.

**Tabla 5.15.** Características del panel solar CS3W-415P.

| <b>Panel solar CS3W-415P</b>              |                         |
|---|-------------------------|
| <b>Dimensiones [mm]</b>                   | <b>2108 x 1048 x 40</b> |
| <b>Peso [kg]</b>                          | <b>24,9</b>             |
| <b>Temperatura de operación [°C]</b>      | <b>-40° a 85°</b>       |
| <b>Potencia nominal [Wp]</b>              | <b>415</b>              |
| <b>Voltaje nominal [V]</b>                | <b>39,3</b>             |
| <b>Corriente nominal [A]</b>              | <b>10,56</b>            |
| <b>Voltaje circuito abierto [V]</b>       | <b>47,8</b>             |
| <b>Corriente corto circuito [A]</b>       | <b>11,14</b>            |
| <b>Cantidad de celdas del arreglo [#]</b> | <b>144</b>              |
| <b>Calibre cableado [mm]</b>              | <b>500</b>              |

Como se mencionó en el capítulo 4, el método de diseño que se utilizó es el de la potencia instantánea máxima requerida por el sistema, y se aplicó para la demanda energética comprendida entre las 8:00 am y 4:00 pm.

Sin embargo, teniendo ya conocimiento del rendimiento esperado del sistema, se conoce que al no ser de un 100% se debe aportar un valor de potencia mayor para compensar las pérdidas, por lo tanto, se realizó la determinación de la potencia instantánea real necesaria para cumplir el criterio de dimensionamiento, a partir de la ecuación 5.6, donde  $P_{MS}$  es la potencia requerida en función del arreglo de módulos solares,  $P_{SF}$  es la potencia que necesita lograr el sistema fotovoltaico (la demanda energética de la carga), y  $R$  es el rendimiento esperado del sistema.

$$P_{MS} = \frac{P_{SF}}{R} \quad 5.6$$

El valor promedio que se utilizó de  $P_{SF}$  es de 37,586 kWp según la tabla 5.1, el valor de rendimiento se tomó del peor escenario, el cual se da en los meses de noviembre y diciembre para un  $R = 81,7\%$  (tabla 5.11), lo que dio como resultado un  $P_{MS}$  de 46,005 kWp. Esta es la potencia que se utilizó para calcular el número total de paneles necesarios en el sistema fotovoltaico, ya que el panel propuesto produce 415 Wp de potencia instantánea en las condiciones estándar, se calculó que se requieren 111 paneles solares. Esta cantidad se puede ubicar en el sector sur del techo del edificio obteniendo los mejores beneficios para la ubicación geográfica del edificio, es decir, el hemisferio norte.

#### **5.4.2 Banco de baterías**

La dimensión de esta etapa se diseñó pensando en suplir la demanda energética del edificio en periodos con desconexión de red ya sean nocturnos o mientras el sistema fotovoltaico no logra suplir la carga por baja exposición a la radiación en días nublados, sin embargo, como ya se mencionó en el capítulo 4, esta etapa no será incluida en el diseño final, sino que se muestra como una alternativa.

Normalmente en un sistema de autoconsumo con conexión a la red, no se planea una etapa de acumuladores, ya que se busca producir únicamente la energía requerida por la carga en periodos de producción solar, sin embargo, al omitir este componente, el sistema no sería capaz sustituir el uso del grupo electrógeno en las situaciones mencionadas anteriormente donde el sistema fotovoltaico es incapaz de sustentar la demanda energética.

Las baterías sugeridas para utilizar en el diseño alternativo de este sistema son las Ultracell UCG150-12, en la tabla 5.16 se pueden apreciar sus características principales. Para abundar en los detalles se puede consultar el anexo A.3.2.

**Tabla 5.16.** Características de las baterías Ultracell UCG 150-12.

| <b>Batería Ultracell UCG150-12</b>            |                        |
|---|------------------------|
| <b>Dimensiones [mm]</b>                       | <b>483 x 241 x 171</b> |
| <b>Peso [kg]</b>                              | <b>45 Aprox</b>        |
| <b>Voltaje nominal [V]</b>                    | <b>12</b>              |
| <b>Capacidad normal [Ah]</b>                  | <b>150</b>             |
| <b>Corriente máxima de descarga [A]</b>       | <b>2500</b>            |
| <b>Rango de temperatura de descarga [°C]</b>  | <b>-15° a 50°</b>      |
| <b>Rango de temperatura de carga [°C]</b>     | <b>0° a 40°</b>        |
| <b>Vida útil con descarga al 70% [Años]</b>   | <b>15</b>              |
| <b>Vida útil con descarga al 70% [Ciclos]</b> | <b>2400</b>            |

Las desconexiones de red se dan en promedio 1 vez al mes, y estas tienen una duración entre los 30 y 40 minutos por desconexión, para obtener un margen de seguridad ante anomalías que superen este tiempo se determinó la energía necesaria que deben producir las baterías para el periodo de 1 hora de autonomía.

Para este cálculo se utilizó la ecuación 5.7 [11], en donde  $C$  es la energía que debe proporcionar el banco de baterías en amperios hora [Ah],  $E = 36,628$  [kWh] es la energía requerida por la carga del edificio ante las desconexiones de red según la tabla 5.5,  $V_B = 12$  [V] es el voltaje de las baterías a utilizar, y  $P_D = 70\%$  es la profundidad de descarga máxima permitida para evitar reducir la vida útil de las baterías.

$$C = \frac{E}{V_B * P_D} \quad 5.7$$

El valor obtenido para la energía que debe producir la etapa de acumuladores es  $C = 4360,48 [Ah]$ , lo cual se logra con un banco de 30 baterías Ultracell UCG-150-12, que supera un poco la energía demandada (en 139,52 Ah), pero se consideró que el banco de baterías puede obtener un mayor alcance del deseado pero nunca uno menor, ya que puede producir problemas en caso de no alcanzar a producir la energía demandada en los tiempos de salida de red, lo que obligaría a utilizar la planta de emergencia.

### 5.4.3 Inversores

En esta sección se muestran los criterios utilizados para la escogencia de los inversores que requiere el sistema diseñado. Los inversores son fundamentales para un sistema fotovoltaico que pretende suplir la demanda eléctrica de un edificio, ya que este consumo se da generalmente en corriente alterna como es el caso de este proyecto, y el sistema fotovoltaico genera corriente continua, por lo que se necesita una etapa intermedia que haga la conversión.

Para efectos de este proyecto se determinó que se requiere un tipo de inversores para lograr el diseño completo, este comprende la etapa de inversión que convierte en alterna la corriente continua generada por los módulos solares y se interconecta con la red nacional, y por otro lado, como parte de la alternativa de diseño con el banco de baterías, se muestra la escogencia de un inversor capaz de convertir la corriente alterna saliente de los inversores anteriores en continua para la carga de las baterías y viceversa en el caso de descarga.

### 5.4.3.1 Inversor trifásico

Como ya se mencionó, se requiere una etapa de inversión de la corriente continua producida por los paneles solares, en este caso como se pretende conectar a la red y a la alimentación directa de las barras de distribución eléctrica del edificio, se eligió el Fronius Eco 25.0-3-S, este es un inversor trifásico que se ajusta a los requerimientos del sistema. Las características principales de este inversor se encuentran en la tabla 5.17. Para más detalles véase el anexo A.3.3.

**Tabla 5.17.** Características del inversor trifásico Fronius Eco 25.

| Inversor Fronius Eco 25.0-3-S  |                       |
|--------------------------------|-----------------------|
| Dimensiones [mm]               | 725 x 510 x 225       |
| Peso [kg]                      | 35,7                  |
| Temperatura de operación [°C]  | -25° a 60°            |
| Voltaje mínimo entrada [V]     | 580                   |
| Voltaje máximo entrada [V]     | 1000                  |
| Rango de voltaje MPP [V]       | 580 a 850             |
| Corriente máxima entrada [A]   | 44,2                  |
| Potencia nominal de salida [W] | 25000                 |
| Voltaje salida [V]             | 220 / 230 / 380 / 400 |
| Corriente máxima salida [A]    | 36,1                  |
| Frecuencia de red CA [Hz]      | 50/60                 |

Conociendo ya el inversor a utilizar en el diseño, se realizó el cálculo de la cantidad de paneles que se conectarían en serie (filas) y cuantas de estas filas se conectarían en paralelo (columnas), para calcular las dimensiones de este arreglo es necesario conocer las características de la etapa de inversión de corriente y por esto se realizó hasta este momento.

En el cálculo de la cantidad de columnas máxima que puede soportar el inversor se utilizó la ecuación 5.8,[7] en la cual  $N_p$  es el número de filas que se conectan en paralelo para formar el arreglo,  $I_{inv} = 44,2 [A]$  es el valor de corriente máxima para la entrada del inversor, y  $I_p = 10,56 [A]$  es la corriente de operación normal de los paneles.

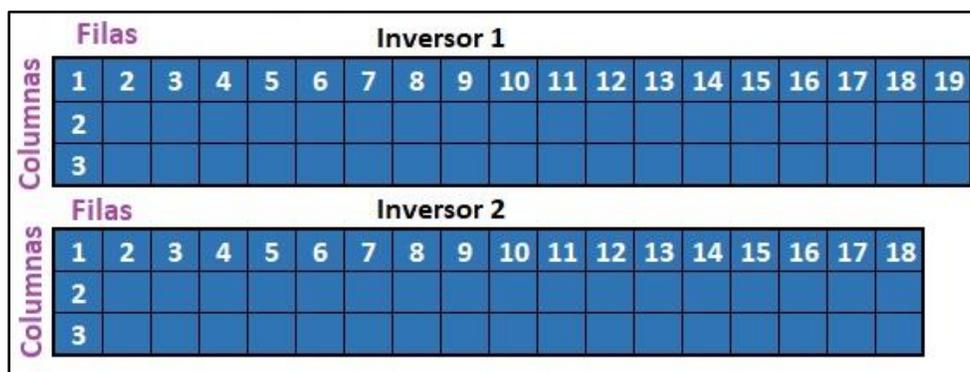
$$N_p = I_{inv}/I_p \quad 5.8$$

Este cálculo dio como resultado un valor de 4,19 lo que por seguridad se redondea a un valor total de 4 filas de módulos en paralelo como máximo para cada inversor, lo que proporciona en total una entrada de corriente al inversor de 42,24 amperios, en condiciones óptimas.

Para calcular el número de módulos solares que componen las filas del arreglo se utilizó la ecuación 5.9, [7] en la cual  $N_S$  es el número de paneles que se conectan en serie para cada fila,  $V_{inv} = 580 - 850 [V]$  es cualquier valor intermedio dentro del rango de voltaje para lograr el punto máximo de potencia (MPP), en este caso se eligieron los límites para conocer la cantidad mínima y máxima de módulos en serie para estar dentro del rango del MPP, y  $V_p = 39,3 [V]$  es el voltaje de operación normal de los paneles.

$$N_S = V_{inv}/V_p \quad 5.9$$

Este cálculo dio como resultado un rango de 14,76 – 21,63 paneles, lo que se redondea a un valor entre 15 - 21 paneles en serie para cada fila. Los valores que se eligieron son 3 columnas (en paralelo) de 19 paneles en serie, y 3 columnas (en paralelo) de 18 paneles en serie, para un total de 111 paneles y 2 inversores trifásicos (ver figura 5.17).



**Figura 5.17.** Arreglo de módulos solares.  
**Fuente:** Elaboración propia.

Estas cantidades proporcionan una tensión de 746,7 V para el primer inversor, y 707,4 V para el segundo, lo que permanece dentro del rango deseado, y en estas condiciones ambos inversores reciben 31,68 A en sus entradas.

Bajo estas condiciones, se determinó que el primer inversor produciría un total de potencia de 23,655 kWp y el segundo 22,410 kWp, lo que se encuentra dentro del rango de operación de los inversores.

### 5.4.3.2 Inversor bidireccional de carga

Como se dijo anteriormente, para la alternativa de diseño con banco de baterías, se necesita una etapa de inversión capaz de convertir la corriente alterna producida por los inversores del arreglo de paneles en continua para la carga de las baterías y que pueda hacerlo inversamente en el caso de requerir utilizar la carga de las baterías para abastecer la demanda energética en periodos fuera de línea. El que se eligió como propuesta para esta tarea es el inversor híbrido trifásico Infinisolar 3-phase 10kW, que es un inversor bidireccional trifásico, que cuenta con las características necesarias para realizar estas funciones, así como ajustarse al sistema fotovoltaico y el banco de baterías. Las consideraciones principales de este inversor se encuentran en la tabla 5.18. Para más detalles véase el anexo A.3.4.

**Tabla 5.18.** Características del Inversor Infinisolar 3-phase 10kW.

| <b>Inversor Infinisolar 3-phase 10kW</b>   |                          |
|--|--------------------------|
| <b>Dimensiones [mm]</b>                    | <b>622 x 500 x 167,5</b> |
| <b>Peso [kg]</b>                           | <b>45</b>                |
| <b>Temperatura de operación [°C]</b>       | <b>-10° a 55°</b>        |
| <b>Potencia máxima entrada DC [W]</b>      | <b>14850</b>             |
| <b>Rango de voltaje MPP DC entrada [V]</b> | <b>400 a 800</b>         |
| <b>Corriente máxima entrada [A]</b>        | <b>18,6</b>              |
| <b>Potencia nominal de salida AC [W]</b>   | <b>10000</b>             |
| <b>Potencia nominal de carga DC [W]</b>    | <b>9600</b>              |
| <b>Voltaje salida AC [V]</b>               | <b>184 a 265</b>         |
| <b>Voltaje entrada AC [V]</b>              | <b>170 a 280</b>         |
| <b>Corriente máxima salida [A]</b>         | <b>14,5 por fase</b>     |

Ya que este inversor produce una potencia máxima de 10 kW en su conversión DC/AC, para lograr convertir la potencia instantánea necesaria (37,6 kW en promedio) para abastecer la carga del edificio con se requieren utilizar 4 unidades, lo que eleva considerablemente el precio total del sistema.

#### 5.4.4 Cableado y protecciones

Ya que el sistema fotovoltaico es un conjunto de instalaciones eléctricas que integra componentes electrónicos, es necesario pensar en que estos componentes requieren protecciones que impidan que anomalías en el comportamiento de las corrientes o tensiones del sistema produzcan daños.

En lo que respecta a la etapa de módulos solares es importante contemplar protecciones contra corrientes de polaridad inversa, sin embargo, no se incluyeron en el diseño porque los inversores Fronius Eco 25.0-S-3 que están directamente interconectados con esta etapa, contienen protecciones de polaridad inversa integradas.

Ante las descargas eléctricas que pueden ocurrir durante una tormenta eléctrica es necesario conectar un sistema a tierra, se debe instalar una conexión entre la cubierta de aluminio de los paneles y la instalación a tierra del edificio. La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. [18]

Además, el cableado que interconecta los componentes y las etapas, debe ser de un calibre adecuado para soportar la corriente que transita por él. Este debe estar cubierto con materiales resistentes que soporten las condiciones ambientales y eviten descargas o cortocircuitos por exposición, además debe ser de un calibre que sea capaz de soportar corrientes mayores a 1,5 veces el valor de la corriente de corto circuito del arreglo de paneles o de las diferentes etapas del sistema. [7]

Como medida de seguridad extrema, se deben añadir fusibles a las conexiones de la etapa del banco de baterías en caso de cortocircuitos o sobrecargas, de esta manera las baterías sean desconectadas y se eviten daños en el sistema o en las diferentes conexiones y dispositivos del edificio.

#### **5.4.5 Unidad de control y monitoreo**

La unidad de control le permite al sistema fotovoltaico tomar decisiones, según sea la necesidad de operación, sin necesidad de operarlo manualmente. La importancia de esta etapa se justifica con el hecho de que el sistema tiene la capacidad de prescindir del monitoreo constante del estado de la red, la producción energética y el estado de carga del banco de baterías, que resulta un trabajo excesivo ya que no se conoce el momento en que ocurre cada situación dentro de las 24 horas del día, esto a razón de que existen muchas variables y condiciones ambientales que impiden un comportamiento rutinario del sistema.

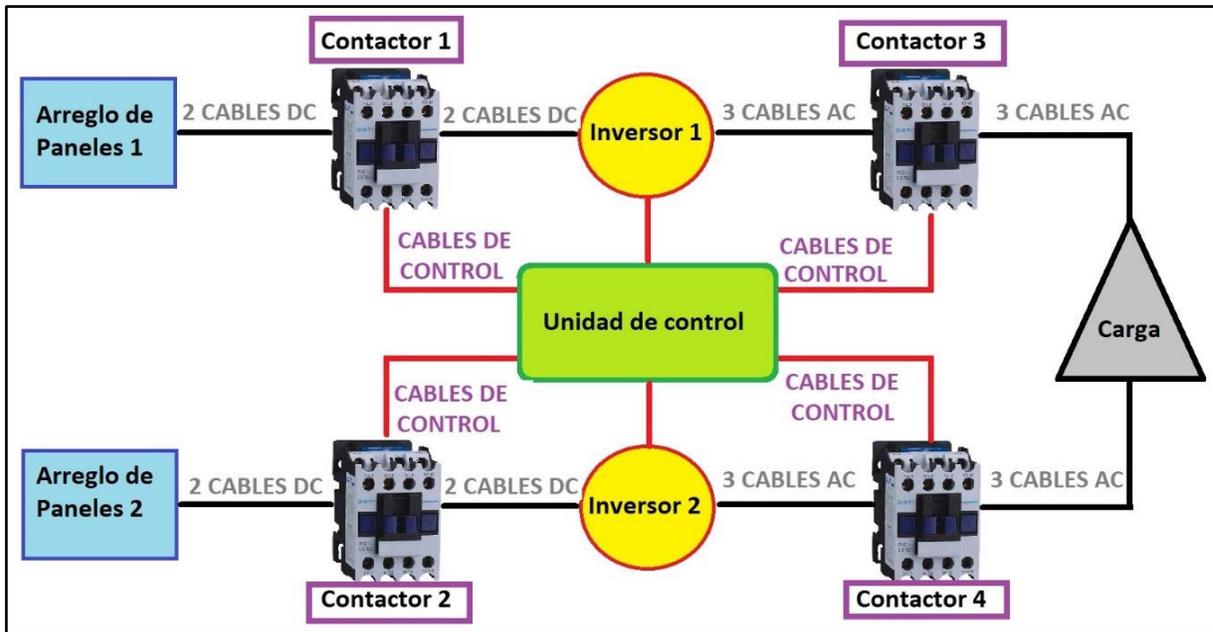
Para efectos de este proyecto, el monitoreo se realizará a partir de las conexiones de comunicación de los inversores Fronius, estos se pueden comunicar por tecnología Wi-fi y puertos de ethernet, además poseen pantallas en las que se puede acceder a la información de forma manual.

Se dispuso para la etapa de control que, ya que el comportamiento de los inversores se puede programar para que tomen las decisiones requeridas, y que no se añadió la etapa de acumuladores en el diseño del sistema, sólo se dispondrá del control de contactores que se pueden manipular para detener o permitir el flujo de corriente en las diferentes etapas en caso de emergencia, fallos o mantenimiento.

También, sabiendo que el edificio de casa de máquinas cuenta con un sistema de control automático que utiliza PLC's como dispositivos programables y con conexión ethernet, se planeó que este se puede utilizar para agregar el control del sistema fotovoltaico, por lo que las diferentes variables a considerar se pueden manipular y observar en los sistemas de monitoreo actuales de la planta.

El PLC funciona mediante la lectura de variables de entrada, ya sean estas analógicas o digitales, y con esta información toma decisiones que pueden reflejarse en las señales de las salidas del dispositivo.

Se generó entonces, un diagrama de flujo, en donde se evidencian las conexiones que debe tener la unidad de control para la toma de decisiones en el sistema diseñado, es decir, como debe ser instalado (ver figura 5.18).



**Figura 5.18.** Diagrama de conexiones controlador en el sistema.  
**Fuente:** Elaboración propia

En donde, los contactores 1 y 2, corresponden a la conexión entre los arreglos de paneles 1 y 2 respectivamente y los contactores 3 y 4 corresponden a las conexiones entre los inversores y las barras de distribución de energía del edificio de casa de máquinas. Además, cada contactor es controlado por separado, lo que le da más flexibilidad al sistema de control.

El tipo de contactor que se instale, debe considerar el tipo de conexión que va a controlar, además de los niveles de voltaje y corriente que debe soportar. En la tabla 5.19 se muestran los datos determinados para cada contactor.

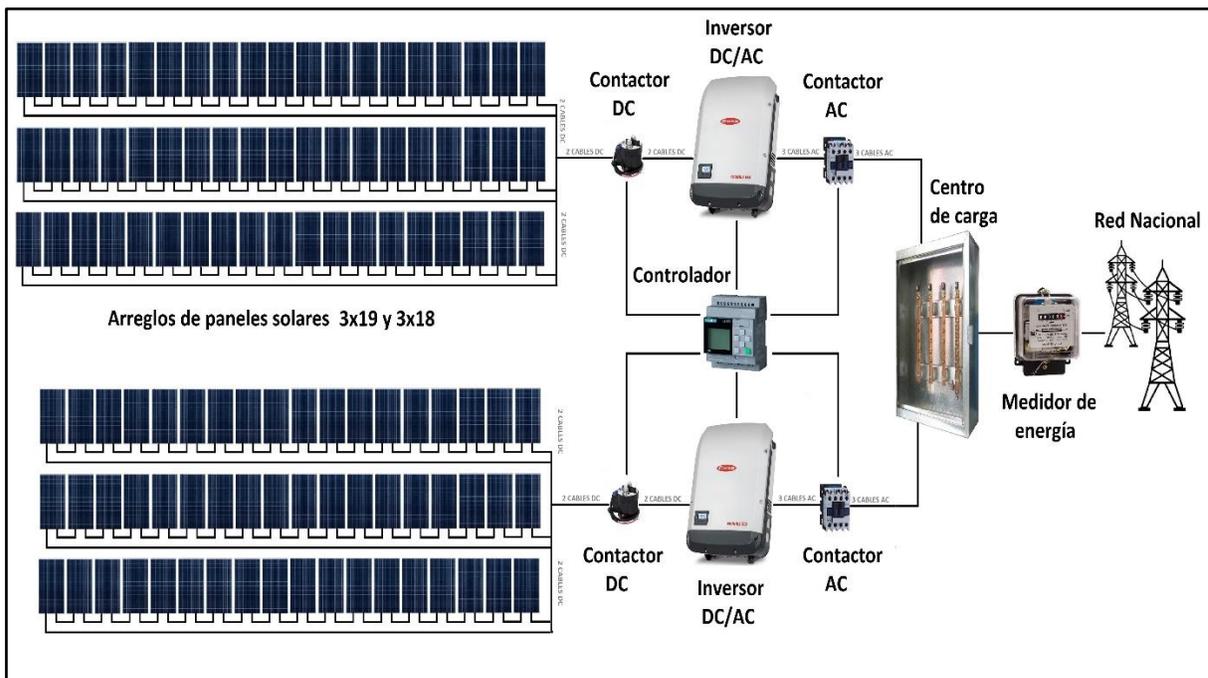
**Tabla 5.19.** Especificaciones para los conductores.

| Especificaciones | Contactor 1 | Contactor 2 | Contactor 3  | Contactor 4  |
|------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Tipo             | DC          | DC          | Trifásico AC | Trifásico AC |
| Tensión Máxima   | 750         | 710         | 250          | 250          |
| Corriente Máxima | 35          | 35          | 110          | 110          |

## 5.5 Propuesta de diseño para instalación

En esta sección se presenta la propuesta de diseño que se realizó para el sistema fotovoltaico, es decir, el esquema que integra los componentes escogidos y dimensionados en los pasos anteriores.

Este esquema consta de 111 paneles solares Canadian Solar CS3W-415P agrupados en dos arreglos separados, el primero de 57 paneles (3 columnas de 19 paneles) y el segundo de 54 paneles (3 columnas de 18 paneles). Dos inversores Fronius Eco 25.0-3-S conectados de forma independiente en sus entradas a cada arreglo de paneles y conectados en conjunto en sus salidas a las barras de distribución de energía del edificio (las cuales se interconectan por medio de un contador de energía a la red de distribución nacional), una unidad de control con PLC integrada en el monitoreo y control automático del edificio, conectada también a la comunicación ethernet de los inversores y a los cuatro dispositivos contactores conectados entre cada una de las etapas del sistema.. El esquema de la propuesta del sistema fotovoltaico diseñado se muestra a continuación, en la figura 5.19, el diseño alternativo con banco de baterías se puede consultar en el anexo A.5.

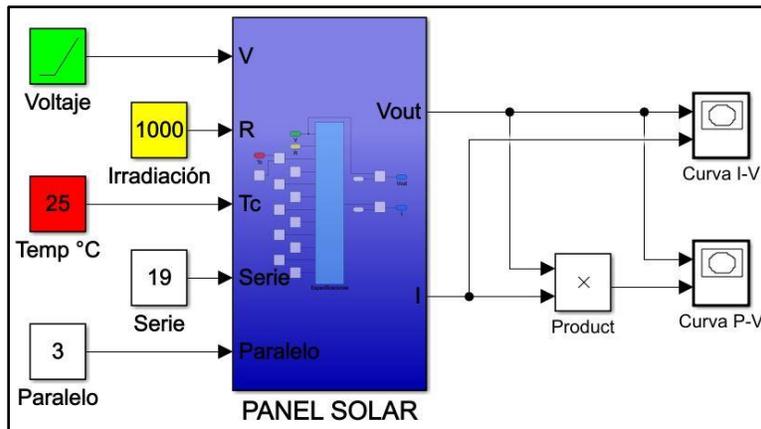


**Figura 5.19.** Diseño del sistema fotovoltaico propuesto para el proyecto.  
**Fuente:** Elaboración propia.

## 5.6 Simulación del sistema diseñado

Se realizaron simulaciones para verificar el funcionamiento del sistema propuesto y justificar el dimensionamiento del mismo. Estas simulaciones se realizaron en la herramienta Simulink del software Matlab 2019.

Primeramente, se simularon las respuestas de potencia, voltaje y corriente de los arreglos de paneles. El diseño de Simulink utilizado para estas simulaciones se muestra en la figura 5.20.

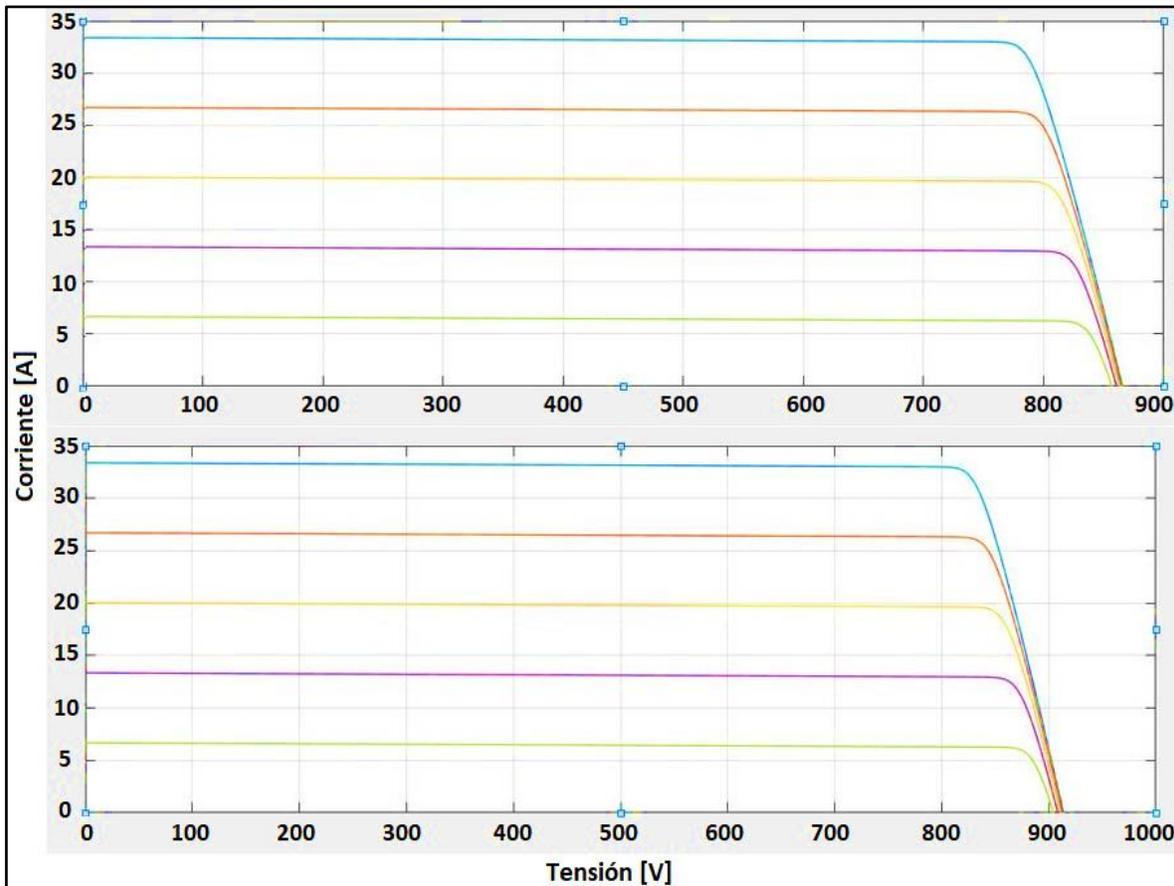


**Figura 5.20.** Diseño del arreglo de paneles Canadian Solar CS3W-415P.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante Simulink.

Este se diseñó para contemplar las variables de temperatura y exposición de radiación a los que se pueden someter los paneles, y para que se pudieran configurar diferentes dimensiones de arreglos. Además, se construyó de manera que en el interior se le pueden configurar las distintas especificaciones de los diferentes paneles solares. [20] Para abundar en el modelado matemático, la construcción de este bloque y las variables que lo componen, se puede consultar el anexo A.1.5.

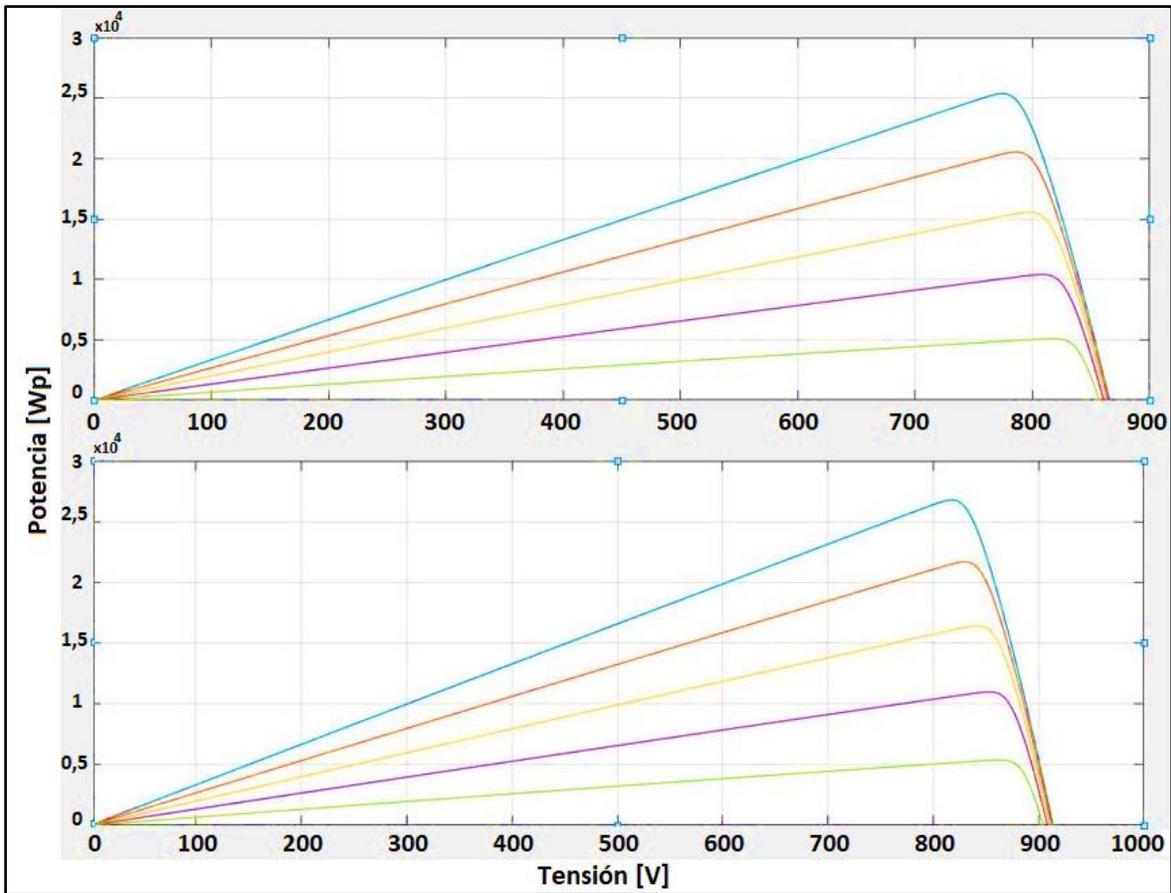
Después de obtener este bloque, se realizaron las simulaciones sobre las curvas de corriente en función del voltaje (I-V), y de la potencia en función del voltaje (P-V), para los dos arreglos de paneles solares propuestos para el sistema fotovoltaico.

La primera simulación que se realizó fue la de las curvas I-V al variar la radiación a la que se exponen los paneles para ambos arreglos, estas gráficas se muestran en la figura 5.21, donde la línea azul corresponde a una radiación incidente de  $1000 \text{ W/m}^2$ , la línea anaranjada  $800 \text{ W/m}^2$ , la línea amarilla  $600 \text{ W/m}^2$ , la línea morada  $400 \text{ W/m}^2$  y la línea verde  $200 \text{ W/m}^2$ . Todas las curvas a una temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .



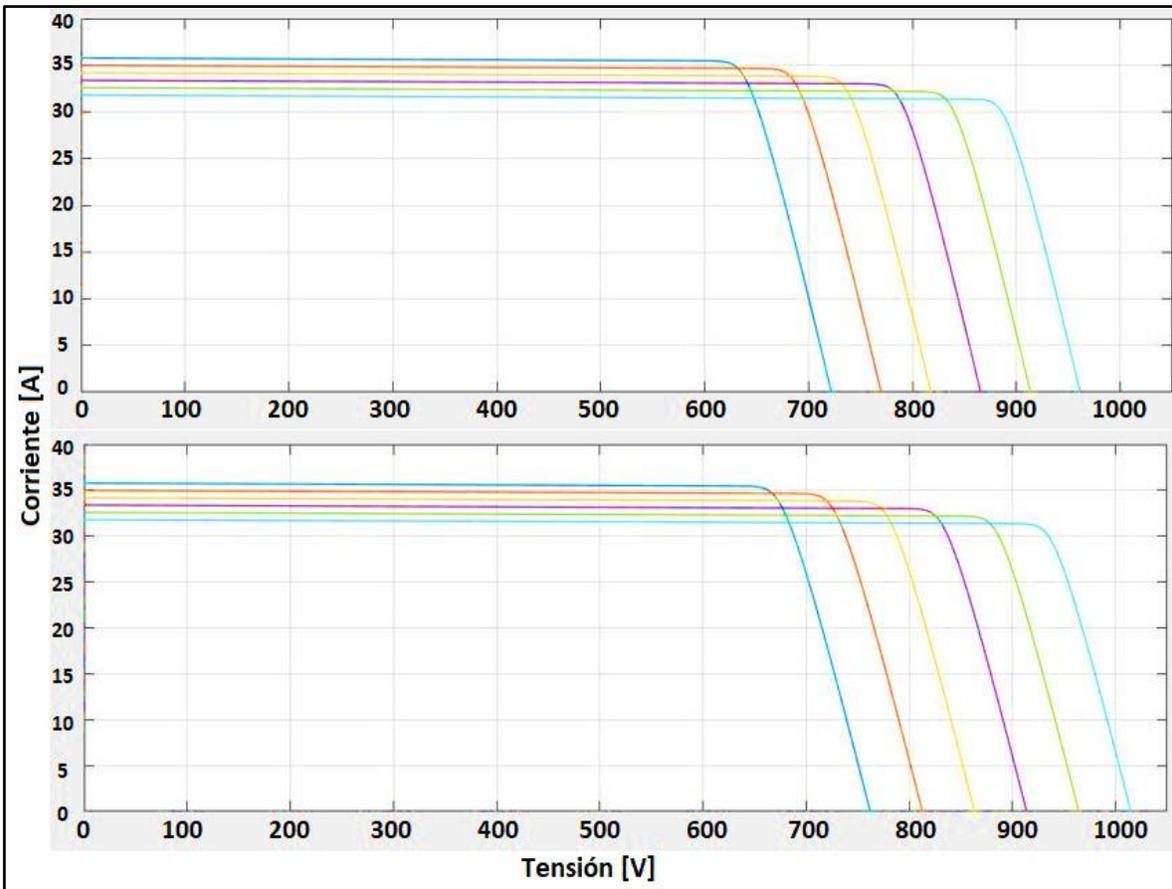
**Figura 5.21.** Curvas I-V, arreglo 3x18 (superior) y 3x19 (inferior) variando radiación.  
**Fuente:** Elaboración Propia mediante Simulink.

De la misma manera se simularon las curvas P-V variando la radiación, estas gráficas se muestran en la figura 5.22, donde la línea azul corresponde a una radiación incidente de  $1000 \text{ W/m}^2$ , la línea anaranjada  $800 \text{ W/m}^2$ , la línea amarilla  $600 \text{ W/m}^2$ , la línea morada  $400 \text{ W/m}^2$  y la línea verde  $200 \text{ W/m}^2$ . Todas las curvas a una temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .



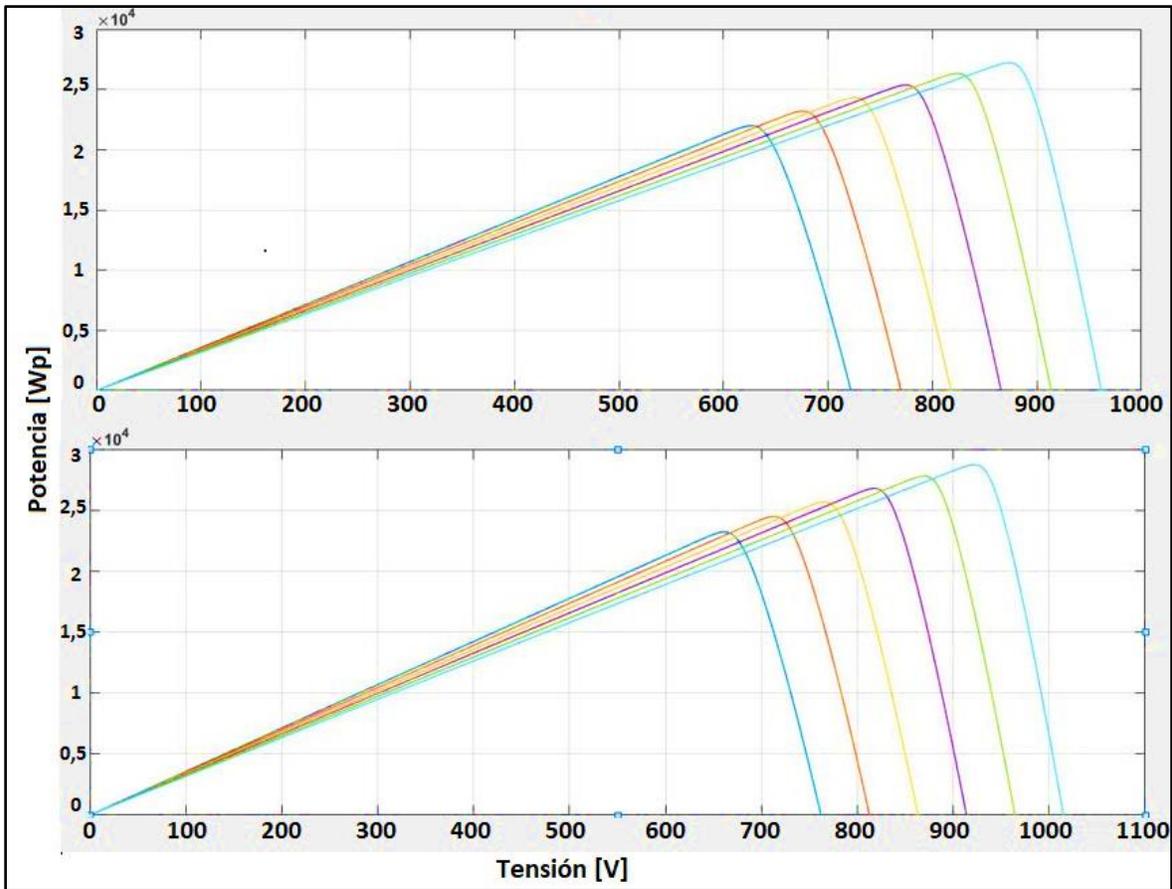
**Figura 5.22.** Curvas P-V, arreglo 3x18 (superior) y 3x19 (inferior) variando radiación.  
**Fuente:** Elaboración Propia mediante Simulink.

Además, se simularon las curvas I-V nuevamente, pero esta vez al variar la temperatura a la que se exponen los paneles para ambos arreglos, estas gráficas se muestran en la figura 5.23, donde la línea azul corresponde a una temperatura de 40 °C, la línea anaranjada 35 °C, la línea amarilla 30 °C la línea morada 25 °C, la línea verde 20 °C y la línea celeste 15 °C. Todas las curvas a una radiación de 1000  $W/m^2$ .



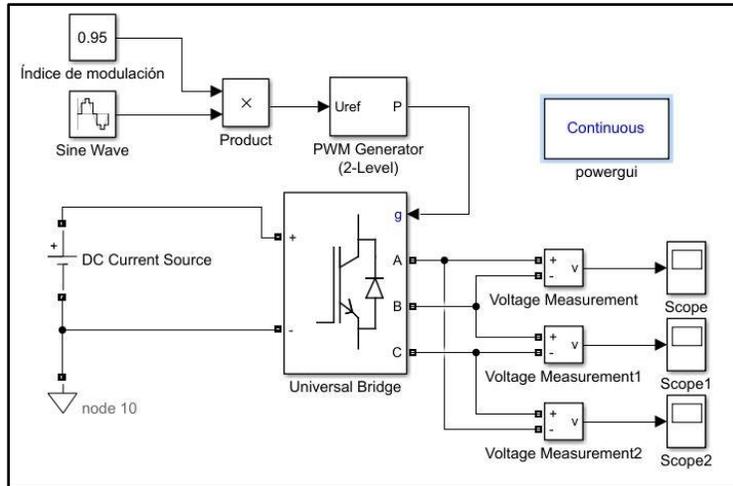
**Figura 5.23.** Curvas I-V, arreglo 3x18 (superior) y 3x19 (inferior) variando temperatura.  
**Fuente:** Elaboración Propia mediante Simulink.

De la misma manera se simularon las curvas P-V variando la temperatura, estas gráficas se muestran en la figura 5.24, donde la línea azul corresponde a una temperatura de 40 °C, la línea anaranjada 35 °C, la línea amarilla 30 °C la línea morada 25 °C, la línea verde 20 °C y la línea celeste 15 °C. Todas las curvas a una radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>.

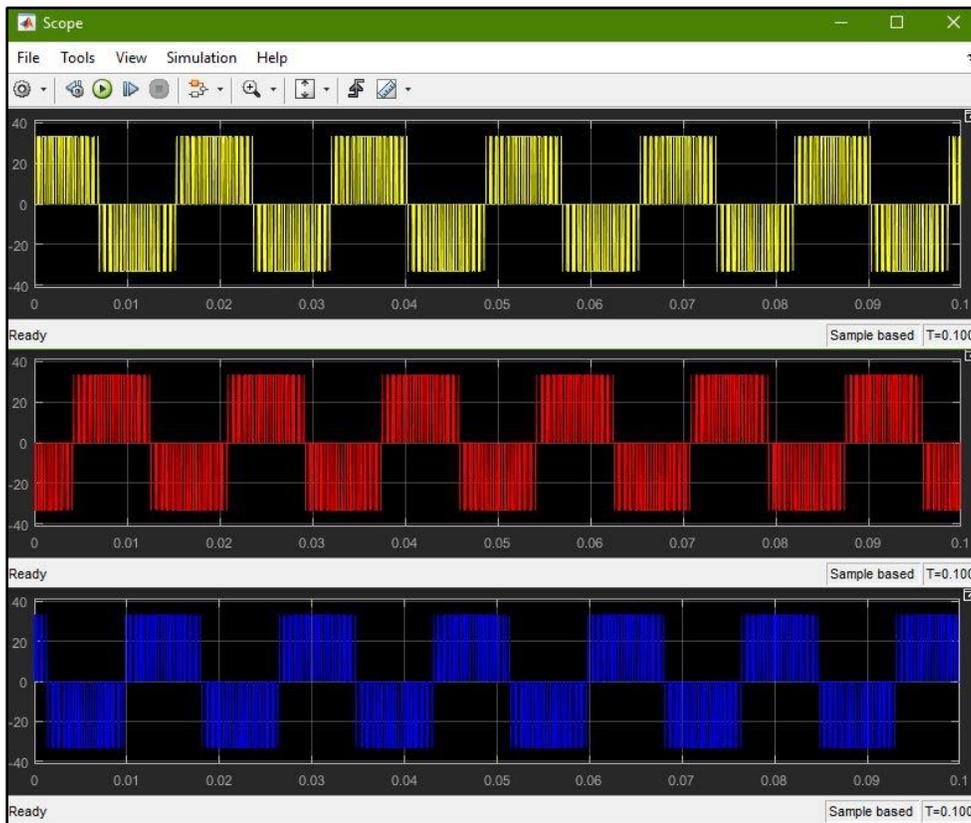


**Figura 5.24.** Curvas P-V, arreglo 3x18 (superior) y 3x19 (inferior) variando temperatura.  
**Fuente:** Elaboración Propia mediante Simulink.

Para simular la etapa de inversión se utilizó el siguiente bloque de simulación mostrado en la figura 5.25, [21] en la que se utilizó como entrada la corriente máxima que puede recibir el primer inversor (31,68 A) para obtener la respuesta de la gráfica que se muestra en la figura 5.26, donde las señales: amarilla, roja y azul, corresponden a cada una de las tres fases de la conversión trifásica de la potencia. Estos datos corresponden únicamente al comportamiento de los inversores en su etapa de conversión de la corriente continua a corriente directa y no de su función como transformador de voltaje.



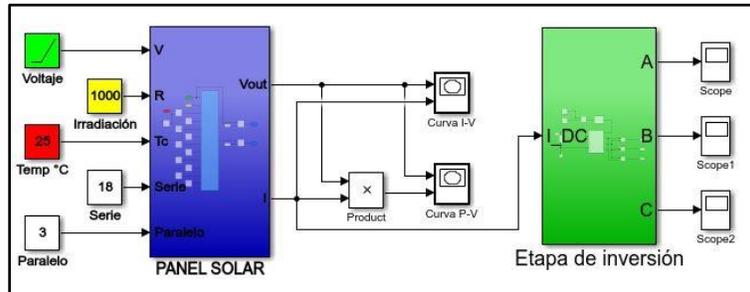
**Figura 5.25.** Diagrama de simulación de la etapa de inversión de la corriente.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante Simulink.



**Figura 5.26.** Mediciones de corriente en la salida trifásica de la etapa de inversión.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante Simulink.

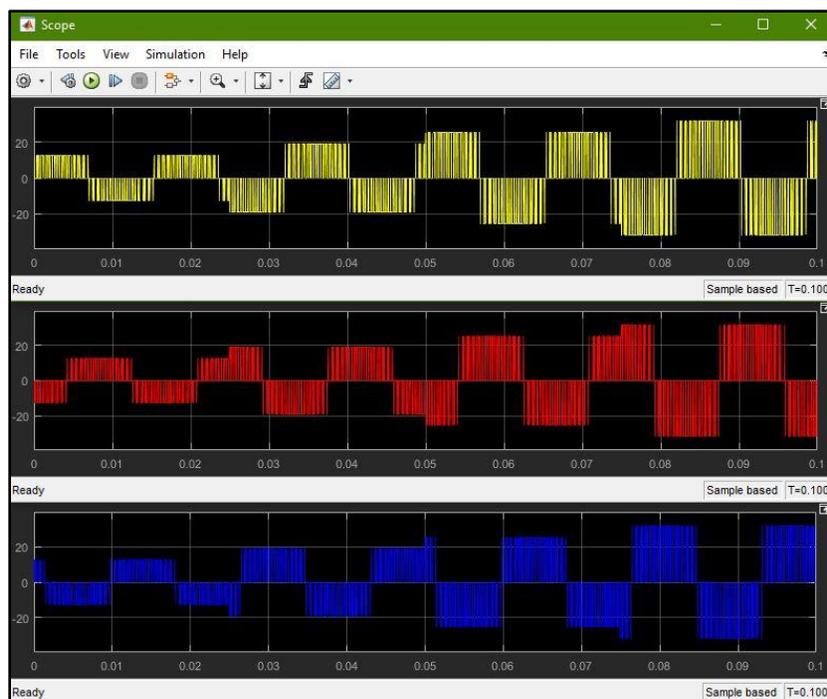
En la gráfica anterior se observa la respuesta trifásica de la señal de corriente en amperios respecto al tiempo para una inversión de corriente de 60 Hz, donde cada onda representa una de las tres fases.

Habiendo comprobado el funcionamiento de la etapa de inversión simulada se procedió a integrarla al bloque general del arreglo de paneles solares para evaluar su funcionamiento ante los cambios de voltaje. El diagrama obtenido se muestra en la figura 5.27.



**Figura 5.27.** Diagrama de integración entre paneles y etapa de inversión.  
**Fuente:** Elaboración propia mediante Simulink.

Los resultados obtenidos para el arreglo de paneles de 3x19 integrado a la etapa de inversión se pueden observar en la figura 5.28. Esta se realizó aumentando la radiación R [W/m<sup>2</sup>] (en 0 s: R = 400, en 0,025 s: R = 600, en 0,05 s: R = 800 y en 0,075 s: R = 1000) de manera que se pudiera ver el efecto del cambio de energía solar sobre la salida de la etapa de inversión.



**Figura 5.28.** Medición de la salida trifásica del sistema integrado.  
**Fuente:** Elaboración propia.

## 5.7 Evaluación del sistema fotovoltaico

En esta sección se muestran los pasos realizados para la evaluación del sistema fotovoltaico diseñado, esta evaluación comprende un estudio de la producción de energía que se estima para el sistema integrado al edificio, un estudio de la viabilidad económica para la implementación del sistema, y finalmente un estudio de los beneficios ambientales que comprende la implementación de la propuesta de diseño.

### 5.7.1 Estudio de producción energética

Este estudio se realizó contemplando la energía que se estima que produciría el sistema fotovoltaico diseñado diariamente, para cada mes del año y finalmente de manera anual. Para esto se tomaron los datos de producción energética que se habían obtenido en la sección 5.2 y se realizó una estimación de acuerdo a las dimensiones del sistema que se obtuvieron en la sección 5.4. Los cálculos se realizaron con la ecuación 5.10, en donde,  $E_t$  es la energía total que se produce por día,  $E_d$  es la energía diaria estimada por  $Wp$ ,  $N_m = 111$  es la cantidad de módulos solares, y  $P_m = 415 Wp$  es la potencia instantánea de cada módulo.

$$E_t = E_d * N_m * P_m \quad 5.10$$

Los datos obtenidos de los cálculos realizados con la ecuación 5.10 se muestran en la tabla 5.20.

**Tabla 5.20.** Producción energética del sistema fotovoltaico.

| Mes        | Producción eléctrica diaria [kWh/kWp] | Producción diaria total [kWh] | Producción eléctrica mensual [kWh/kWp] | Producción mensual total [kWh] |
|------------|---------------------------------------|-------------------------------|--|--------------------------------|
| Enero      | 3,65                                  | 168,14                        | 113,12                                 | 5210,87                        |
| Febrero    | 4,42                                  | 203,61                        | 128,08                                 | 5900,01                        |
| Marzo      | 4,69                                  | 216,04                        | 145,52                                 | 6703,38                        |
| Abril      | 4,42                                  | 203,61                        | 132,66                                 | 6110,98                        |
| Mayo       | 3,88                                  | 178,73                        | 120,17                                 | 5535,63                        |
| Junio      | 3,48                                  | 160,31                        | 104,54                                 | 4815,64                        |
| Julio      | 3,37                                  | 155,24                        | 104,48                                 | 4812,87                        |
| Agosto     | 3,60                                  | 165,83                        | 111,73                                 | 5146,84                        |
| Septiembre | 3,84                                  | 176,89                        | 115,06                                 | 5300,24                        |
| Octubre    | 3,61                                  | 166,29                        | 111,85                                 | 5152,37                        |
| Noviembre  | 2,92                                  | 134,51                        | 87,50                                  | 4030,69                        |
| Diciembre  | 3,01                                  | 138,66                        | 93,46                                  | 4305,23                        |
|            |                                       |                               | <b>Anual</b>                           | <b>63024,75</b>                |

Donde al igual que en la tabla 5.13 la producción eléctrica en  $kWh/kWp$  se refiere a la energía en  $kWh$  que produce el sistema fotovoltaico a partir de la radiación incidente, por cada  $kWp$  de potencia en el que se dimensionan los paneles solares.

Además, se calcularon los porcentajes de energía mensual y anual que se ahorrará en la Central Hidroeléctrica Platanar por la instalación del sistema fotovoltaico diseñado. Los resultados obtenidos se pueden ver en la tabla 5.21, en esta tabla se muestra la energía consumida en el edificio y el porcentaje de ahorro total estimado, según los datos obtenidos del analizador de energía para las 24 horas del día.

**Tabla 5.21.** Porcentaje de energía ahorrada con el sistema fotovoltaico.

| Mes          | Producción eléctrica mensual [kWh/kWp] | Producción mensual total [kWh] | Energía consumida en el edificio por mes [kWh] | Porcentaje de ahorro [%] |
|--------------|--|--------------------------------|--|--------------------------|
| Enero        | 113,12                                 | 5211                           | 18000  | 28,95                    |
| Febrero      | 128,08                                 | 5900                           | 16800  | 35,12                    |
| Marzo        | 145,52                                 | 6703                           | 18000  | 37,24                    |
| Abril        | 132,66                                 | 6111                           | 17400  | 35,12                    |
| Mayo         | 120,17                                 | 5536                           | 18000  | 30,75                    |
| Junio        | 104,54                                 | 4816                           | 17400  | 27,68                    |
| Julio        | 104,48                                 | 4813                           | 18000  | 26,74                    |
| Agosto       | 111,73                                 | 5147                           | 18000  | 28,59                    |
| Septiembre   | 115,06                                 | 5300                           | 17400  | 30,46                    |
| Octubre      | 111,85                                 | 5152                           | 18000  | 28,62                    |
| Noviembre    | 87,50                                  | 4031                           | 17400  | 23,16                    |
| Diciembre    | 93,46                                  | 4305                           | 18000  | 23,92                    |
| <b>Anual</b> |  | <b>63024,75</b>                | <b>212300,00</b>                               | <b>29,69</b>             |

### 5.7.2 Estudio de rentabilidad económica

Teniendo los datos de producción energética se procedió a estudiar la viabilidad económica de la implementación del sistema fotovoltaico, esto a partir del cálculo de los beneficios económicos que se generan, por el ahorro del consumo de la energía de la red nacional, que se sustituye por la producción del sistema, y se comparó con el gasto de la inversión económica que se requiere para implementar el sistema.

El costo de la inversión por la implementación se obtuvo con la asesoría del almacén de Coopelesca R.L, que proporcionó la información sobre los montos de cada gasto. El desglose en dólares de esta información se presenta a continuación en la tabla 5.22.

**Tabla 5.22.** Desglose de inversión económica para implementar el sistema.

| Unidades | Detalle                                     | Costo por unidad | Porcentaje de inversión | Costo final       |
|----------|---|------------------|-------------------------|-------------------|
| 111      | Panel Solar Canadian Solar Hiku CS3W - 415p | 226 US\$         | 45,54%                  | 25086 US\$        |
| 2        | Inversor Fronius Eco 25.0-S-3               | 6000 US\$        | 21,78%                  | 12000 US\$        |
| --       | Paquete de rieles y soportes                | 4500 US\$        | 8,18%                   | 4500 US\$         |
| --       | Mano de obra                                | 8000 US\$        | 14,52%                  | 8000 US\$         |
| --       | Tramites varios                             | 5500 US\$        | 9,98%                   | 5500 US\$         |
|          |   | <b>Total</b>     | <b>100,00%</b>          | <b>55086 US\$</b> |

Los beneficios económicos generados por la producción energética del sistema diseñado, se calcularon a partir del costo por unidad de kWh (ver anexo A.6) que representa el consumo de la carga del edificio de casa de máquinas. Estos cálculos se realizaron en dólares, los resultados se muestran en la tabla 5.23.

**Tabla 5.23.** Beneficios económicos generados por el sistema fotovoltaico.

| Mes        | Producción eléctrica | Producción mensual | Costo por kWh | Ahorro en la factura |
|------------|----------------------|--------------------|---------------|----------------------|
|            | mensual [kWh/kWp]    | total [kWh]        | [US\$]        | por mes [US\$]       |
| Enero      | 113,12               | 5211               | 0,34          | 1795                 |
| Febrero    | 128,08               | 5900               | 0,34          | 2032                 |
| Marzo      | 145,52               | 6703               | 0,34          | 2309                 |
| Abril      | 132,66               | 6111               | 0,34          | 2105                 |
| Mayo       | 120,17               | 5536               | 0,34          | 1906                 |
| Junio      | 104,54               | 4816               | 0,34          | 1659                 |
| Julio      | 104,48               | 4813               | 0,34          | 1658                 |
| Agosto     | 111,73               | 5147               | 0,34          | 1773                 |
| Septiembre | 115,06               | 5300               | 0,34          | 1825                 |
| Octubre    | 111,85               | 5152               | 0,34          | 1774                 |
| Noviembre  | 87,50                | 4031               | 0,34          | 1388                 |
| Diciembre  | 93,46                | 4305               | 0,34          | 1483                 |
|            | <b>Anual</b>         | <b>63024,75</b>    | <b>0,34</b>   | <b>21705,72</b>      |

Para evaluar la viabilidad económica de la implementación del sistema diseñado, se realizó una estimación en base a 15 años, que es la vida útil del componente menos duradero del sistema (los inversores). Los resultados obtenidos se pueden observar en la tabla 5.24.

**Tabla 5.24.** Retorno de la inversión y beneficios extra en 15 años.

| Mes        | Producción mensual total, en 2,54 años [kWh] | Costo por kWh [US\$] | Ahorro en la factura por mes en 2,54 años [US\$] | Ahorro en la factura por mes en 15 años [US\$] |
|------------|--|----------------------|--|--|
| Enero      | 13236  | 0,34                 | 4558   | 26919  |
| Febrero    | 14986  | 0,34                 | 5161   | 30479  |
| Marzo      | 17027  | 0,34                 | 5864   | 34630  |
| Abril      | 15522  | 0,34                 | 5346   | 31569  |
| Mayo       | 14061  | 0,34                 | 4842   | 28597  |
| Junio      | 12232  | 0,34                 | 4213   | 24878  |
| Julio      | 12225  | 0,34                 | 4210   | 24863  |
| Agosto     | 13073  | 0,34                 | 4502   | 26589  |
| Septiembre | 13463  | 0,34                 | 4637   | 27381  |
| Octubre    | 13087  | 0,34                 | 4507   | 26617  |
| Noviembre  | 10238  | 0,34                 | 3526   | 20823  |
| Diciembre  | 10935  | 0,34                 | 3766   | 22241  |
|            | <b>160082,87</b>                             | <b>0,34</b>          | <b>55132,54</b>                                  | <b>325585,86</b>                               |

En los datos de la tabla anterior no se consideran las variaciones en los costos de energía y la inflación anual, es decir, que los valores se calculan considerando las condiciones actuales como fijas para los próximos 15 años, y no se incluyen los costos por mantenimiento y otros aspectos operativos.

### 5.7.3 Estudio de aporte ambiental

Los beneficios ambientales que puede generar la implementación del sistema fotovoltaico van directamente relacionados con el remplazo del grupo electrógeno y con esto anular la acción negativa de los gases contaminantes de la combustión sobre el medio ambiente. Se conoce que, en las desconexiones de red, son los momentos en los que se utiliza la planta de respaldo, estos como ya se mencionó, suceden entre 30 a 40 minutos por desconexión y estas se dan una vez al mes en promedio, a cualquier hora del día.

Se calculó entonces este beneficio de la siguiente manera: ya que el diseño propuesto contempla únicamente los periodos entre las 8:00 am y las 4:00 pm y esto constituye la tercera parte del día, a largo plazo se podrán eliminar el 33,33% de las situaciones en las que se utiliza el grupo electrógeno, que por la diferencia de consumo entre horarios comprende el 47,03% de la contaminación emitida.

El factor de conversión entre la energía generada y la contaminación por el grupo electrógeno de diésel es de  $0,07595 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$  y el factor entre la energía generada por litro de diésel consumido es  $34,4 \text{ kWh/L}$ , estos datos según estudios del Instituto Meteorológico Nacional para el 2019. [19] Con estos factores se estimó el aporte ambiental del sistema, la información generada se muestra en la tabla 5.25.

**Tabla 5.25.** Beneficio ambiental del sistema diseñado.

| <b>Contaminación sin el sistema diseñado</b>                 |                  |
|--|------------------|
| <b>Energía generada con diésel por mes [kWh]</b>             | <b>16145,00</b>  |
| <b>Energía generada con diésel por año [kWh]</b>             | <b>193740,00</b> |
| <b>Contaminación generada por año [kg de CO<sub>2</sub>]</b> | <b>14714,55</b>  |
| <b>Contaminación con el sistema diseñado</b>                 |                  |
| <b>Energía generada con diésel por mes [kWh]</b>             | <b>8552,01</b>   |
| <b>Energía generada con diésel por año [kWh]</b>             | <b>102624,08</b> |
| <b>Contaminación generada por año [kg de CO<sub>2</sub>]</b> | <b>7794,30</b>   |
| <b>Beneficios ambientales</b>                                |                  |
| <b>Litros de diésel ahorrados por año [L]</b>                | <b>2648,72</b>   |
| <b>Contaminación evitada al año [kg de CO<sub>2</sub>]</b>   | <b>6920,25</b>   |

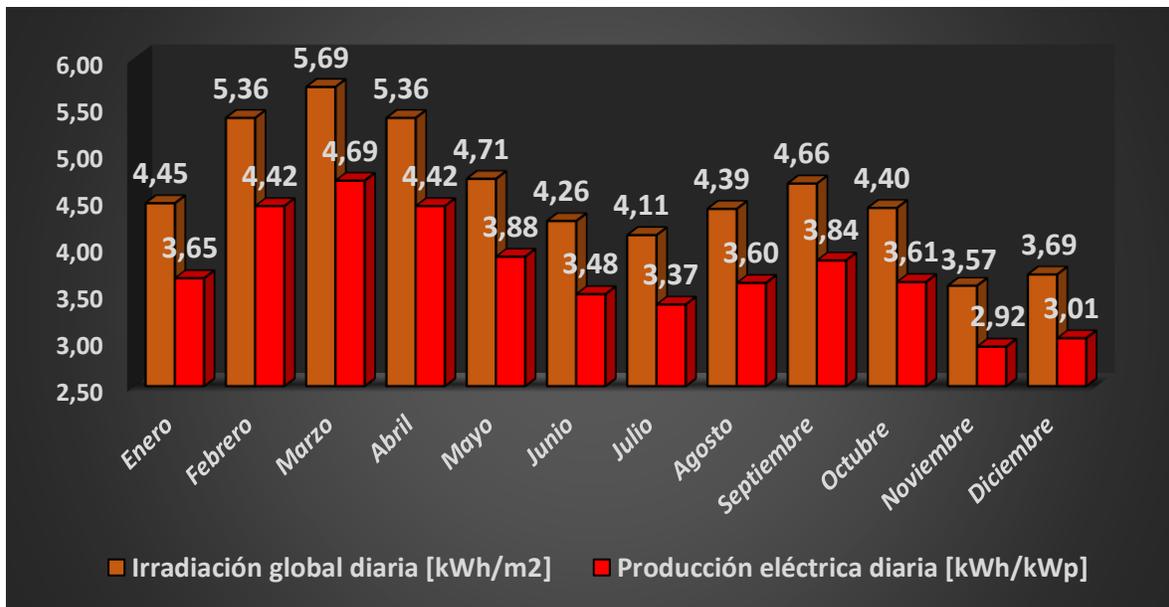
## Capítulo 6: Análisis de Resultados

En el presente capítulo se dan a conocer los resultados principales que se obtuvieron según los pasos seguidos en el capítulo 5, estos corresponden a los siguientes:

- Los datos del modelo de radiación y energía de producción estimada para el sistema.
- El dimensionado de los componentes del sistema diseñado y esquema de conexión propuesto.
- La información obtenida sobre la disponibilidad de espacio y propuesta de instalación de paneles sobre el techo.
- Los datos de simulación de las etapas del sistema diseñado en sus dimensiones propuestas.
- La evaluación energética, económica y ambiental del aporte estimado para el sistema fotovoltaico diseñado.

Estos datos están sujetos a los cálculos y procedimientos que se muestran en el anexo A.1 (memoria de cálculo), el cual se puede consultar para abundar en los detalles matemáticos que se omiten en el capítulo 5.

El modelo de radiación y producción energética que se obtuvo, se puede ver de manera concentrada en la gráfica de la figura 6.1. Se debe considerar que esta es una estimación realizada a partir de las estadísticas obtenidas de la base de datos de Solargis, y puede variar positiva o negativamente en la generación eléctrica dependiendo de las condiciones climáticas a las que se somete el sistema diariamente, ya sea por nubosidad, lluvias, temperatura, ángulos solares y otros factores que alteran la potencia de radiación que incide sobre los paneles.



**Figura 6.1.** Irradiación en Hidroeléctrica Platanar y producción eléctrica estimada.  
**Fuente:** Elaboración propia.

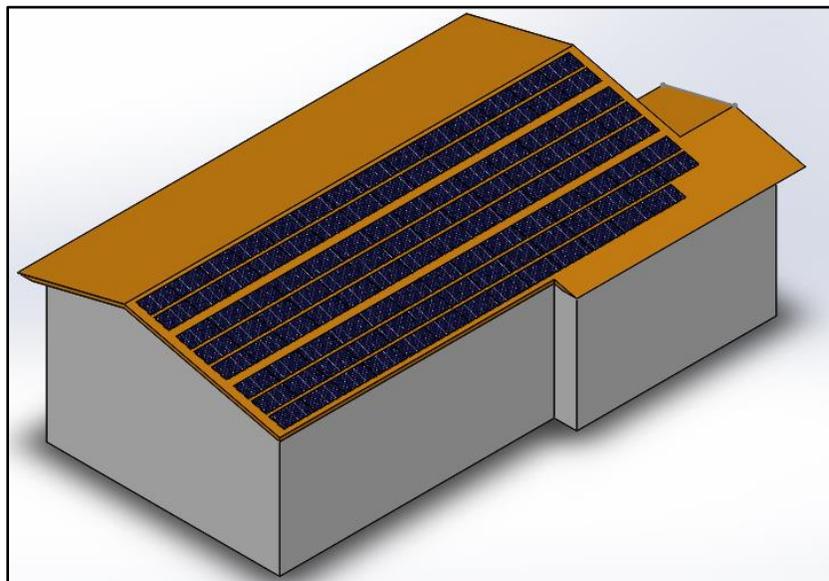
En la gráfica anterior se puede ver como las condiciones de radiación varían respecto a la época del año y consecuente a esto también cambia la producción eléctrica, siendo marzo el mes con mejores condiciones y noviembre la época del año con condiciones más deficientes.

En el dimensionado del sistema diseñado se obtuvieron los siguientes componentes:

- 111 paneles solares Canadian Solar CS3W-415P divididos en dos arreglos de 3x19 y 3x18 respectivamente.
- 2 inversores Fronius Eco 25.0-S-3 de 25 kW de potencia, uno para cada arreglo de paneles.
- 2 contactores DC para la conexión entre los arreglos de paneles y los inversores.
- 2 contactores trifásicos para la conexión entre los inversores y el centro de carga.
- 1 unidad de control PLC' integrada en el sistema de automatización de casa de máquinas.

Estos representan las diferentes etapas con las que se forma el diagrama propuesto mostrado anteriormente en la figura 5.19. Este diagrama se limitó a estos componentes por las preferencias de inversión de la empresa, sin embargo, el diseño alternativo propuesto en el anexo A.5 contempla un banco de 30 baterías Ultracell UCG-150-12 y 4 inversores híbridos Infinisolar 10kW para alimentarlas y distribuir su energía al sistema.

En el caso de la disponibilidad de espacio en el edificio, se propuso que los 111 paneles se acomoden en la sección sur del techo de casa de máquinas, ya que como se comentó en la sección 5.3.2, en este existe un espacio disponible para 120 paneles y corresponde al más apropiado para un sitio en el hemisferio norte, a razón de los ángulos solares. El diseño resultante se muestra en la figura 6.2.

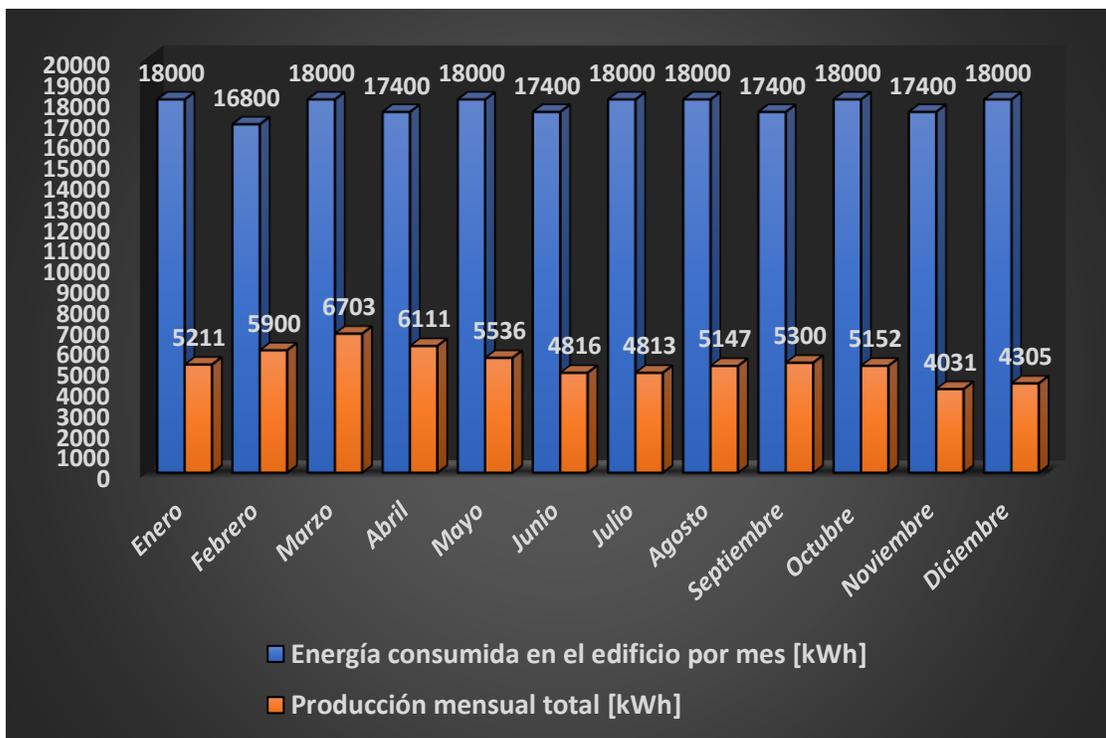


**Figura 6.2.** Diseño estructural propuesto para el montaje de paneles.  
**Fuente:** Elaboración propia.

En el apartado de las simulaciones realizadas en la sección 5.6, se puede observar en las figuras 5.21 y 5.22 cómo al variar la radiación disminuyéndola del valor de diseño ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) la corriente generada disminuye en gran manera, sin embargo, los niveles de tensión no se ven afectados significativamente.

Por otro lado, las figuras 5.23 y 5.24 en las que se evidencian los efectos de variar la temperatura, muestran como al aumentar la temperatura disminuye notablemente la tensión del arreglo de paneles y al disminuir la temperatura los niveles de voltaje aumentan significativamente, además se tienen para ambos casos variaciones pequeñas de corriente, aumentando con el incremento de la temperatura y viceversa. Y finalmente, en el apartado de simulación se obtiene el comportamiento de la corriente a la salida de la etapa de inversión variando la radiación incidente en el arreglo de paneles (figura 5.28), obteniendo los mismos cambios para las tres fases de la salida trifásica de corriente, y este es que, a mayor radiación incidente en el arreglo de paneles, mayor corriente fotogenerada ingresa y es transformada por el inversor.

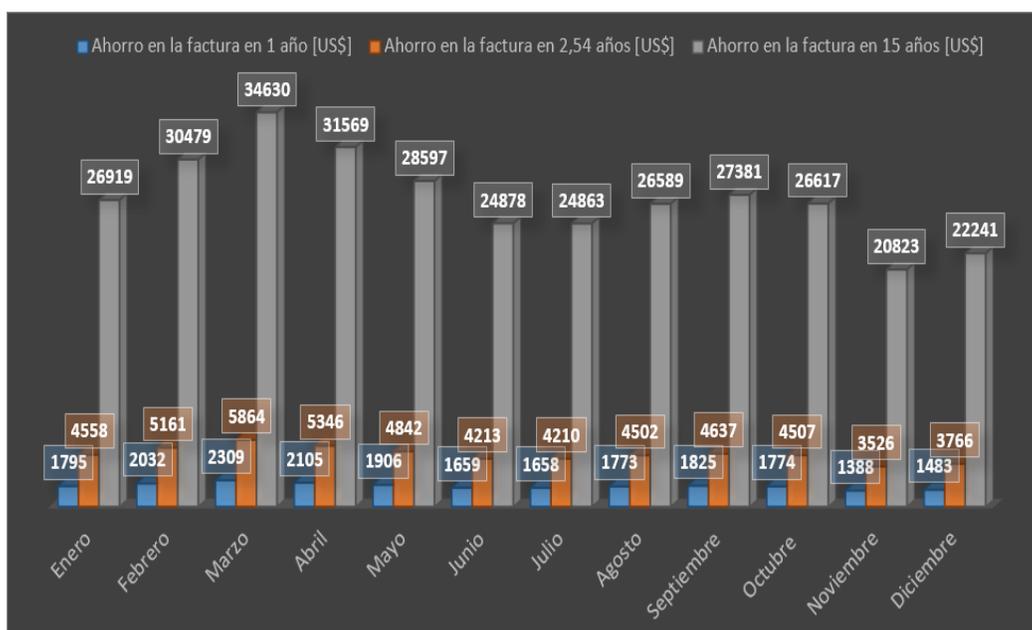
En la evaluación del sistema se obtuvo para la parte energética un beneficio estimado de 63024,75 kWh por año de producción lo que corresponde en promedio a un 29,69% en promedio anual, de reducción en la energía consumida de la red nacional de distribución energética. Estos datos se muestran de forma concentrada en la gráfica de la figura 6.3.



**Figura 6.3.** Energía consumida por el edificio y energía producida por el sistema.  
**Fuente:** Elaboración propia.

Para la parte económica, se obtuvo que la inversión total para la implementación del sistema propuesto es de 55086 US\$. Contemplando el diseño alternativo del anexo A.5, las 30 baterías Ultracell UCG-150-12 representan un gasto adicional de 13500 US\$ (450 US\$ cada una) y los 4 inversores híbridos Infinisolar 10kW, un costo aproximado de 32000\$ (8000 US\$ cada uno), lo que finalmente representa un aumento en el costo del sistema de 45500 US\$ aproximadamente, llevando la inversión total a 100586 US\$ en caso de optar por esta alternativa.

Los beneficios económicos estimados que se generan con la implementación del sistema fotovoltaico diseñado son 21705.72 US\$ anuales y esto corresponde a un retorno de la inversión de 55086 US\$ en un tiempo de producción total de 2,54 años, además, esto representa un beneficio económico extra de 270500 US\$ en 15 años. Una representación gráfica de estos aportes se muestra en la figura 6.4.



**Figura 6.4.** Beneficios económicos mensuales.  
**Fuente:** Elaboración propia.

Finalmente, en el estudio ambiental se obtiene una reducción del 47,03% de la contaminación emitida por el grupo electrógeno, que corresponde a un total de 2648,72 litros de diésel y 6920,25 kg de CO<sub>2</sub> estimados por año, lo que lleva a la empresa un paso más cerca de su meta con el medio ambiente.

## Capítulo 7: Conclusiones y recomendaciones

En esta sección se muestran las conclusiones a las que se llegó después de haber finalizado el proyecto, además una serie de recomendaciones a considerar para su futura implementación en el edificio de casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Platanar – Coopelesca R.L.

### 7.1 Conclusiones

- Se logra el diseño de un sistema de generación fotovoltaica adaptado a las condiciones de radiación, estructurales y eléctricas del edificio.
- Para la estimación de producción eléctrica de un sistema en la Planta Hidroeléctrica Platanar se considera un rendimiento anual del 82,2% del nivel de radiación.
- El sistema logra una producción energética estimada de 63025 kWh por año correspondiente al 30% de la demanda total de energía.
- El aporte ambiental del sistema logra a largo plazo una reducción del 47,03% de la contaminación emitida por el grupo electrógeno, eliminando aproximadamente 6920 kg de CO<sub>2</sub> por año.
- La recuperación de la inversión del proyecto se logrará en un periodo estimado de 2,54 años según la tarifa actual del ICE.
- La implementación del proyecto diseñado es económicamente viable para la Central Hidroeléctrica Platanar de Coopelesca R.L. ya que se recupera la inversión inicial y produce ganancias en un plazo menor a la vida útil del sistema.

## 7.2 Recomendaciones

- Instalar los paneles en estructuras que permitan ajustar su inclinación para evitar las pérdidas por desviación de los ángulos solares previstos en el estudio.
- Se debe considerar el diseño alternativo del sistema con banco de baterías en caso de querer abarcar las horas nocturnas y de poca producción solar durante las desconexiones de red.
- Comparar los datos solares obtenidos con estadísticas de radiación en otras plataformas confiables de bases de datos climatológicos.
- Prestar atención especial al calibre del cable a utilizar en cada etapa del sistema y sus debidas protecciones.
- En caso de montar los paneles en estructuras fijas, seguir la propuesta de instalación de los paneles solares en el sector sur del techo del edificio para obtener mejores beneficios en la recepción de radiación.
- Obtener más cotizaciones de parte del almacén para comprobar las diferentes alternativas económicas que se pueden presentar.
- Se debe considerar que las variaciones de temperatura y radiación a la que se somete el sistema fotovoltaico pueden variar los cálculos de producción eléctrica estimados en el diseño.
- Dar mantenimiento al sistema fotovoltaico de forma que se alcance al menos la vida útil estimada para el sistema.

## Capítulo 8: Bibliografía

[1] García R. (2001). *Combustión y combustibles*. Estudios e investigación aeroespacial. Kimerius Aircraft.

[2] Consejería E. (2012). *Análisis de gases*. Portal institucional de la comunidad autónoma de Galicia. Junta de Galicia.

[3] Rudnick H. (2000). *Celdas de combustible y generación distribuida*. Universidad Católica de Chile.

[4] Ojea L. (2018). *Así nos afecta el cambio climático*. Cumbre climática en Polonia. Greenpeace.

[5] López P. (2015). *Diseño de una instalación solar fotovoltaica para el suministro de energía de una vivienda aislada*. Universidad Rovira I Virgili.

[6] Salamanca S. (2017). *Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica*. Revista Científica. Universidad distrital Francisco José de Caldas. Colombia.

[7] Hernández R. (2017). *Análisis de factibilidad para la instalación de un sistema de energía limpia mediante celdas fotovoltaicas para la alimentación eléctrica del edificio 4 en el ITSLV*. Instituto CIATEC.

[8] Diario Oficial La Gaceta (2018). *Alcance N°175*. Proyectos, Edictos, Resoluciones Ministerio de ambiente y energía. Asamblea Legislativa.

[9] Minae (2015). *Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables*. Modelo de contratación medición neta sencilla. Decreto Ejecutivo N° 39220.

[10] Gonzáles P, Zambrano J, Estrada F. (2014). *Estudio, diseño e implementación de un sistema de energía solar en la comuna Puerto Roma de la isla Mondragón del golfo de Guayaquil*. Universidad Politécnica Salesiana. Ecuador.

- [11] Coto J. (2010). *Diseño de un sistema alternativo de generación de energía renovable por medio de la utilización de colectores solares fotovoltaicos*, Centro de Producción Río Macho. Informe de proyecto de graduación. Cartago.
- [12] Pérez D. (2003). *Medida de la radiación solar*. Procedimiento de Mantenimiento y calibración de estación radiométrica. Universidad de Sevilla.
- [13] Boero G. (2009). *Manual de energía solar térmica e instalaciones asociadas*. Facultad de arquitectura. Universidad ORT. Uruguay.
- [14] Instituto de energías renovables (2012). *Energía solar fotovoltaica electroquímica*. Conversión Fotovoltaica. UNAM. México.
- [15] Zimmer T. (2017). *Tipos de células fotovoltaicas*. Capítulo 6. Universidad de Burdeos. Francia.
- [16] Fluke Corporation. (2012). *Manual de uso*. Analizador trifásico de energía y calidad de la energía eléctrica Fluke 434/435/437.
- [17] Coleman S, Pérez R. (1993). *PV Module Angles*. Photovoltaics. Home Power #36. Recuperado el 31 de octubre de 2019, de: [http://67.225.133.110/~gbpprorg/guerrilla.net/reference/power\\_systems/solar/pvangles.pdf](http://67.225.133.110/~gbpprorg/guerrilla.net/reference/power_systems/solar/pvangles.pdf)
- [18] Carrillo E. (2009). *Instalación solar fotovoltaica conectada a red*. Proyecto fin de carrera. Universidad Politécnica de Cataluña. España.
- [19] I.M.N. (2019). *Factores de emisión gases efecto invernadero*. Novena Edición. Programa de cambio climático. Costa Rica.
- [20] Vera A, Delgado J, Sepúlveda S. (2017). *Validación del modelo matemático de un panel solar empleando la herramienta Simulink de Matlab*. Universidad Francisco de Paula Santander. Colombia.
- [21] David J. (2015). Inversor trifásico Simulink. Recuperado el 11 de noviembre de 2019 de: <https://www.youtube.com/watch?v=X1YujMt4CCo>.
- [22] Johanning C, Castillo R. (2015). *Código de viento para Costa Rica*. Programa de Ingeniería Estructural. LanammeUCR. Universidad de Costa Rica

## **Capítulo 9: Apéndices y anexos**

En el presente capítulo se presentan los anexos que contienen la información que comprende la justificación detallada y/o cuantitativa de las decisiones técnicas adoptadas en el proyecto, que no se abordaron en los capítulos anteriores.

### **A.1 Memoria de Cálculo**

En esta sección se muestran los pasos matemáticos que justifican los resultados obtenidos en los diferentes cálculos o modelos presentados en la solución de este proyecto.

#### **A.1.1 Análisis de carga eléctrica del edificio**

La tabla 5.1 se generó con los promedios de todos los datos de potencia instantánea tomados por el analizador de energía Fluke 435, entre las horas 8:00 am a 4:00 pm para cada día de la semana de medición, y finalmente se obtuvo el promedio entre las potencias de cada día para la potencia promedio utilizada en el diseño (37585.78 kW).

Para la tabla 5.2 se tomaron los valores máximos y mínimos de potencia dentro de los promedios por hora que se calcularon previamente para las 168 horas de medición.

La tabla 5.3 se generó con los promedios por hora, de todos los datos de energía acumulada tomados por el analizador de energía Fluke 435 en las 168 horas de medición, la tabla 5.4 se hizo de la misma manera, pero delimitada a los datos correspondientes a las horas entre las 8:00 am y las 4:00 pm.

Para la tabla 5.5 se tomaron los valores máximos y mínimos de energía acumulada dentro de los promedios por hora que se calcularon previamente para las 168 horas de medición.

La tabla 5.6 se realizó obteniendo el promedio de los valores mostrados en la tabla 5.4, y la tabla 5.7 se obtuvo multiplicando los valores de la tabla 5.6 por la cantidad de días de cada mes y todos estos datos sumados para el monto anual. De la misma forma se obtuvieron las tablas 5.8 y 5.9, pero estas contemplando los datos de las 24 horas del día.

### A.1.2 Modelo de radiación solar

En el cálculo de los ángulos generados a partir de las ecuaciones 5.1 y 5.2 se utilizaron valores de  $n$ , desde 0 hasta 364 para todos los días del año, por ejemplo, con  $n = 5$  que corresponde al 26 de marzo, sabiendo de  $L = 10,405^\circ$ .

$$\theta_I = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 5}{365.25}\right) = 2.02$$

$$\theta_P = 10.405 - 2.02 = 8.39$$

Luego de obtener todos los datos se ordenaron en la gráfica de la figura 5.10, y de estos mismos datos se extrajeron a partir del 25 de febrero, fechas en las que el ángulo no se alejara más de 10 grados para recomendación de 8 ajustes al año, con los que se generó la tabla 5.10.

Los datos de las tablas 5.11 y 5.12 fueron extraídas de la plataforma de modelado climático Solargis. A partir de estas se obtuvo la tabla 5.13 multiplicando la producción solar de cada mes por cada porcentaje de rendimiento:

$$\textit{Producción eléctrica [kWh/kWp]} = \textit{Radiación} * \textit{Rendimiento}$$

$$\text{Enero: } \textit{Producción eléctrica} = 4,45 * 0,82 = 3,65 \text{ [kWh/kWp]}$$

$$\text{Febrero: } \textit{Producción eléctrica} = 5,36 * 0,824 = 4,42 \text{ [kWh/kWp]}$$

$$\text{Marzo: } \textit{Producción eléctrica} = 5,69 * 0,825 = 4,69 \text{ [kWh/kWp]}$$

$$\text{Abril: } \textit{Producción eléctrica} = 5,36 * 0,825 = 4,42 \text{ [kWh/kWp]}$$

$$\text{Mayo: } \textit{Producción eléctrica} = 4,71 * 0,823 = 3,88 \text{ [kWh/kWp]}$$

Junio: *Producción eléctrica* =  $4,26 * 0,818 = 3,48 [kWh/kWp]$   
 Julio: *Producción eléctrica* =  $4,11 * 0,82 = 3,37 [kWh/kWp]$   
 Agosto: *Producción eléctrica* =  $4,39 * 0,821 = 3,60 [kWh/kWp]$   
 Setiembre: *Producción eléctrica* =  $4,66 * 0,823 = 3,84 [kWh/kWp]$   
 Octubre: *Producción eléctrica* =  $4,40 * 0,82 = 3,61 [kWh/kWp]$   
 Noviembre: *Producción eléctrica* =  $3,57 * 0,817 = 2,92 [kWh/kWp]$   
 Diciembre: *Producción eléctrica* =  $3,69 * 0,817 = 3,01 [kWh/kWp]$

### A.1.3 Disponibilidad de espacio en el edificio

Los valores de las medidas del techo del edificio fueron obtenidos de los planos del anexo A.4.

La separación D entre paneles de la figura 5.15 se obtuvo de la siguiente manera:

$$D = \frac{\sin(23.75^\circ) * 1,048}{\tan(66.25^\circ)} = 0,186 \text{ m}$$

Para la cantidad de paneles que se pueden instalar (figura 5.16) en el techo del edificio, se realizó el siguiente cálculo, donde el sector norte posee las dimensiones 7,502 x 30,620 m y en el sector sur se divide en tres espacios rectangulares de 10,913 x 30,620 m, 1,583 x 15,600 m, y 3,700 x 3,410 m respectivamente. Las medidas del bidimensionales del panel son 2,108 x 1,048 m. También se guardaron espacios de 0,2 m para evitar pérdidas por sombreado de paneles consecutivos y espacios de mantenimiento de 0,5 m entre cada 3 filas consecutivas.

$$\text{Techo sur horizontal: } \frac{30,620}{2,108} = 14,53 \rightarrow 14$$

$$\text{Techo sur vertical: } (1,048 * 5) + (0,5 * 1) + (0,2 * 3) = 6,340 < 7,502 \rightarrow 5$$

$$\text{Total paneles techo sur} = 14 * 5 = 70 \text{ paneles}$$

$$\text{Techo norte horizontal 1: } \frac{30,620}{2,108} = 14,53 \rightarrow 14$$

$$\text{Techo norte vertical 1: } (1,048 * 8) + (0,5 * 2) + (0,2 * 5) = 10,384 < 10,913 \rightarrow 8$$

$$\text{Total paneles techo norte 1} = 14 * 8 = 112 \text{ paneles}$$

$$\text{Techo norte horizontal 2: } \frac{15,600}{2,108} = 7,40 \rightarrow 7 \rightarrow \text{se elige 6 por seguridad}$$

$$\text{Techo norte vertical 2: } (1,048 * 1) + (0,5 * 1) = 1,548 < 1,583 \rightarrow 1$$

$$\text{Total paneles techo norte 2} = 6 * 1 = 6 \text{ paneles}$$

$$\text{Techo norte horizontal 3: } \frac{3,410}{2,108} = 1,62 \rightarrow 1$$

$$\text{Techo norte vertical 3: } (1,048 * 2) + (0,2 * 1) = 2,296 < 3,7 \rightarrow 2$$

$$\text{Total paneles techo norte 3} = 2 * 1 = 2 \text{ paneles}$$

$$\text{Total paneles techo norte} = 112 + 6 + 2 = 120 \text{ paneles}$$

$$\text{Total paneles} = 70 + 120 = 190 \text{ paneles}$$

#### **A.1.4 Esfuerzos soportados por los paneles**

Se calculó el peso de cada panel por completo en Newtons, el equivalente de ese peso por metro cuadrado y las distintas fuerzas vectoriales que se forman en el plano inclinado de 13,75 grados. Los cálculos realizados se muestran a continuación:

$$\text{Peso panel [N]} = 24,9 \text{ [Kg]} * 9,8 \left[ \frac{m}{s^2} \right] = 244,02 \text{ [N]}$$

$$F_{X\text{panel}} = 244,02 * \sin(13,75^\circ) = 58 \text{ [N/2.21m}^2\text{]}$$

$$F_{Ypanel} = 244,02 * \cos(13,75^\circ) = 237,03 [N/2.21m^2]$$

$$Peso\ panel\ [N] = 24,9 [Kg] * 9,8 \left[ \frac{m}{s^2} \right] * 45,265\% = 110,5 [N]$$

$$F_{Xpanel} = 244,02 * \sin(13,75^\circ) = 26,3 [N/m^2]$$

$$F_{Ypanel} = 244,02 * \cos(13,75^\circ) = 107,3 [N/m^2]$$

### A.1.5 Descripción de componentes del sistema fotovoltaico

El dimensionado de los paneles solares se realizó calculando la potencia que necesita el sistema contemplando las pérdidas de rendimiento (ecuación 5.6) y a partir de esta información calcular en número de paneles requeridos para suplir esa potencia. A continuación, se muestran los cálculos realizados para el panel de 415 Wp:

$$P_{MS} = \frac{P_{SF}}{R} = \frac{37,586}{81,7} = 46,005 [kWp]$$

$$Cantidad\ de\ paneles = \frac{46,005}{0,415} = 110,86 \rightarrow 111\ paneles$$

Para dimensionar el banco de baterías para el diseño alternativo se utilizó la ecuación 5.7, conociendo la energía requerida, el voltaje de las baterías, la energía por batería y el porcentaje de profundidad de descarga permitido.

$$C = \frac{E}{V_B * P_D} = \frac{36628}{12 * 0,70} = 4360,48 [Ah]$$

$$Cantidad\ de\ baterías = \frac{4360,48}{150} = 29,07 \rightarrow 30\ baterías$$

En la etapa de los inversores trifásicos se utilizaron las ecuaciones 5.8 y 5.9 para conocer la cantidad de paneles solares en serie y en paralelo que permiten las

especificaciones de los inversores para los arreglos de paneles conectados a ellos. Los cálculos que se realizaron se muestran a continuación:

$$N_S = \frac{V_{inv}}{V_p} = \frac{580}{39,3} = 14,76 \rightarrow 15$$

$$N_S = \frac{V_{inv}}{V_p} = \frac{850}{39,3} = 21,63 \rightarrow 21$$

$$N_P = \frac{I_{inv}}{I_p} = \frac{44,2}{10,56} = 4,19 \rightarrow 4$$

Por lo tanto, es válido hacer arreglos de 4 columnas o menos por inversor, y de filas con una cantidad de paneles entre 15 y 21 de modo que sumaran 111. Para darle uniformidad al sistema se eligieron dos arreglos, el primero de 3 x 19 y el segundo de 3 x 18.

$$\text{Cantidad de paneles} = (3 * 19) + (3 * 18) = 57 + 54 = 111$$

$$\text{Potencia inversor 1} = 57 * 415 = 23,655 \text{ kWp}$$

$$\text{Potencia inversor 2} = 54 * 415 = 22,410 \text{ kWp}$$

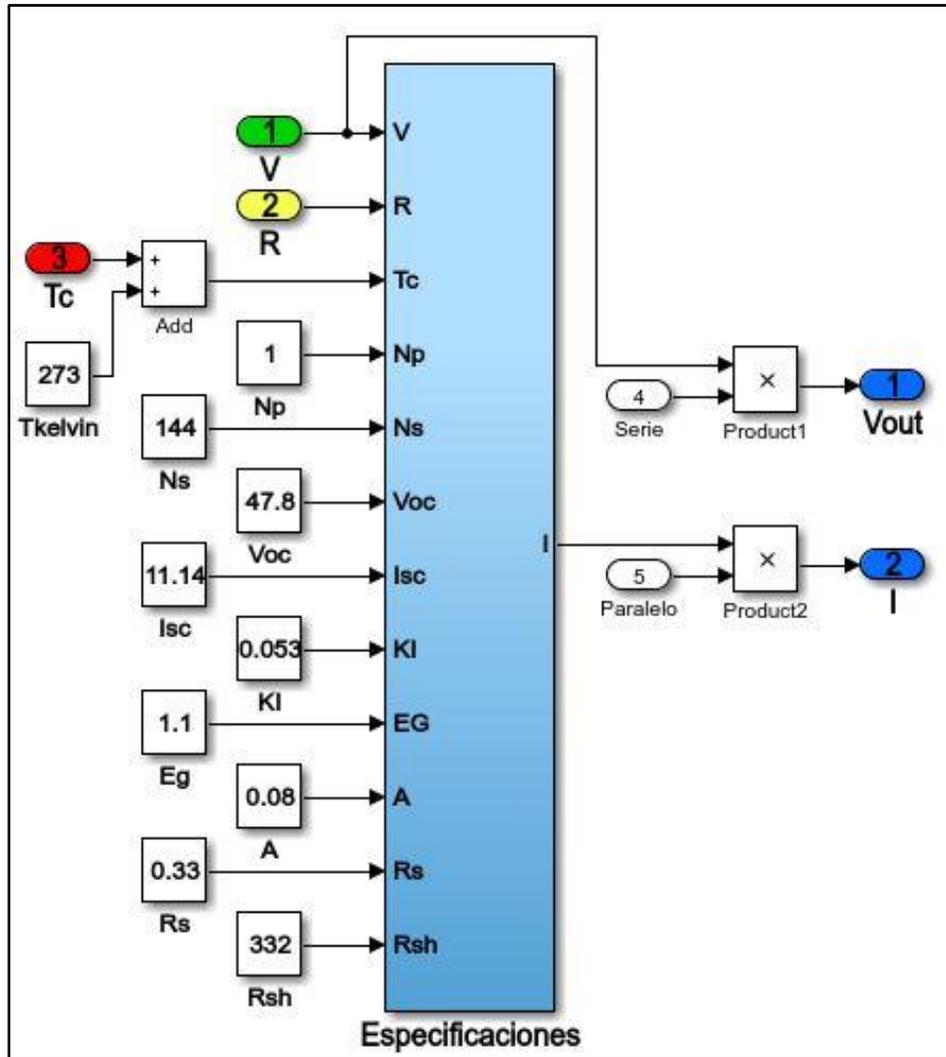
#### A.1.6 Simulación del sistema fotovoltaico diseñado

Para realizar las simulaciones sobre el sistema fotovoltaico, se comenzó por el modelado del panel solar Canadian Solar Hiku CS3W-415P. Para esto se utilizó la ecuación 9.1, la cual describe el comportamiento de la corriente  $I$  del panel solar, donde  $N_p$  corresponde al paralelo del arreglo de celdas fotovoltaicas que componen el panel,  $I_{PH}$  es la corriente fotogenerada por las celdas,  $I_S$  es la corriente de saturación inversa del diodo,  $C$  es un factor proporcional que depende de la corriente  $I$ ,  $I_{SH}$  la corriente de pérdidas por resistencia de Shunt.

$$I = N_P I_{PH} - N_P I_S C - I_{SH} \quad 9.1$$

El bloque completo del panel solar con todos sus parámetros de muestra en la figura 9.1, donde  $N_s$  es la serie de celdas en el arreglo del panel,  $K_I$  el coeficiente de temperatura,  $E_g$  la energía del semiconductor en banda prohibida,  $A$  el facto de

idealidad,  $R_s$  la resistencia serie,  $R_{sh}$  la resistencia de Shunt,  $V_{oc}$  el voltaje del panel en circuito abierto,  $I_{sc}$  la corriente del panel en cortocircuito y  $T_c$  la temperatura del panel en Kelvin.

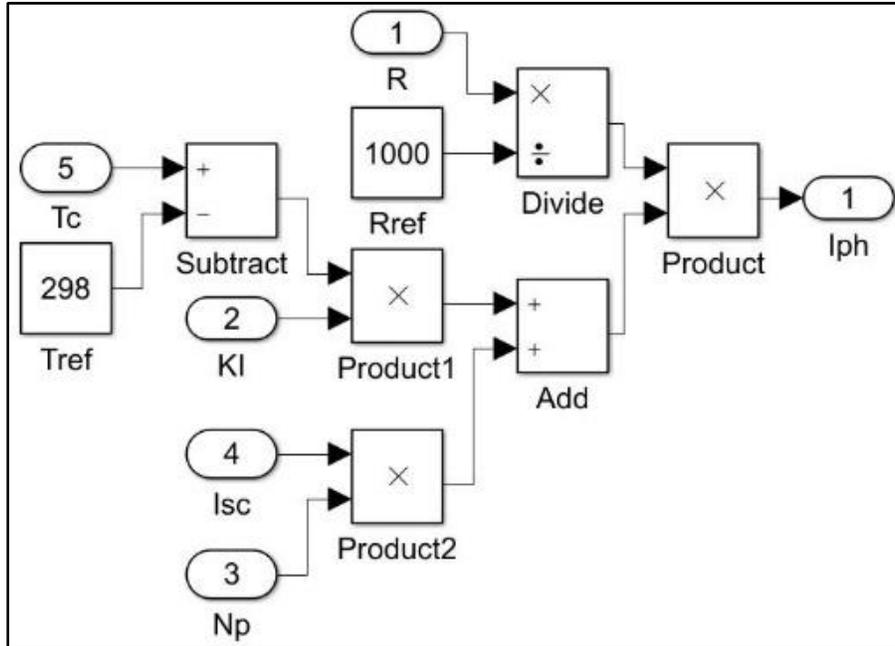


**Figura 9.1.** Bloque completo del panel solar Canadian Solar CS3W-415P.  
Fuente: Elaboración propia.

La ecuación 9.2 muestra el modelado de la corriente fotogenerada por el arreglo de celdas del panel solar, donde  $R$  es la radiación solar medida en el instante, y  $R_{ref}$  es la radiación solar en condiciones estándar  $1000 \text{ W/m}^2$ .

$$I_{PH} = [I_{SC} + K_I(T_C - T_{Ref})] \frac{R}{R_{ref}} \quad 9.2$$

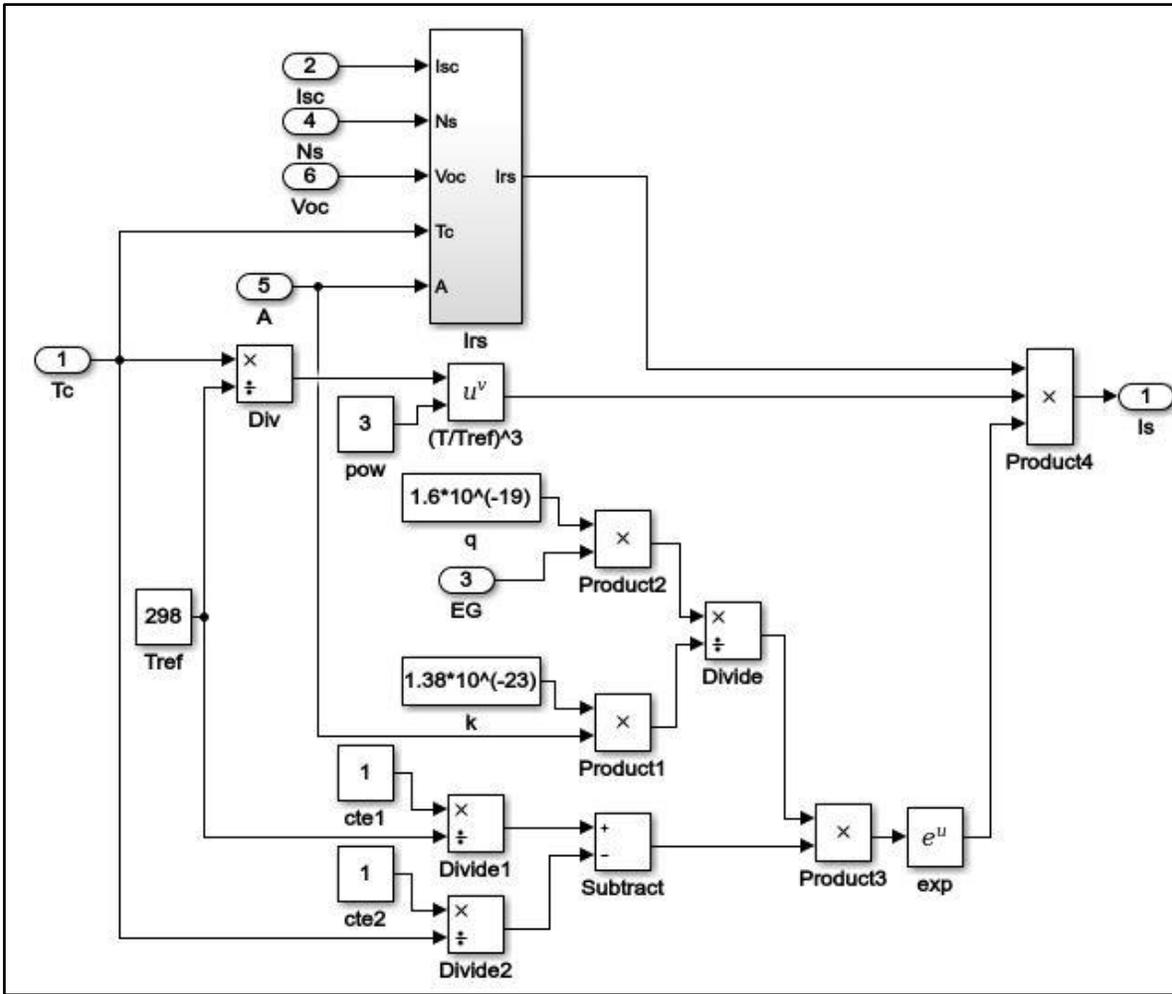
En la figura 9.2 se puede observar el diagrama de bloques que se construyó para modelar la corriente fotogenerada  $I_{PH}$ .



**Figura 9.2.** Diagrama interno del bloque  $I_{ph}$ .  
**Fuente:** Elaboración propia.

La ecuación 9.3 muestra el modelado de la corriente de saturación inversa del diodo del panel solar, donde  $T_{Ref} = 298 \text{ } ^\circ K$  es la temperatura de trabajo de las celdas en condiciones estándar,  $I_{RS}$  es la corriente de saturación inversa en condiciones estándar,  $q = 1.6 \times 10^{-19} [C]$  es la carga del electrón, y finalmente la constante de Boltzmann  $k = 1.38 \times 10^{-23} [J/K]$ . En la figura 9.3 se muestra el diagrama de bloques interno con el que se modeló la corriente  $I_S$ .

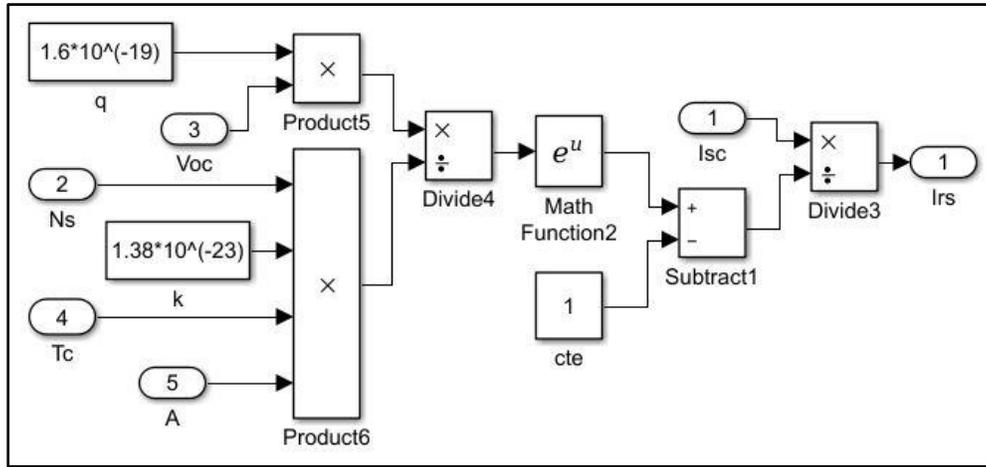
$$I_S = I_{RS} \left( \frac{T_C}{T_{Ref}} \right)^3 e^{\left( \frac{qE_G \left( \frac{1}{T_{Ref}} - \frac{1}{T_C} \right)}{kA} \right)} \quad 9.3$$



**Figura 9.3.** Diagrama interno del bloque  $I_s$ .  
**Fuente:** Elaboración propia.

La corriente de saturación inversa en condiciones estándar, se modela con la ecuación 9.4. Además, se muestra el diagrama de bloques de Simulink con el que se modeló en la figura 9.4.

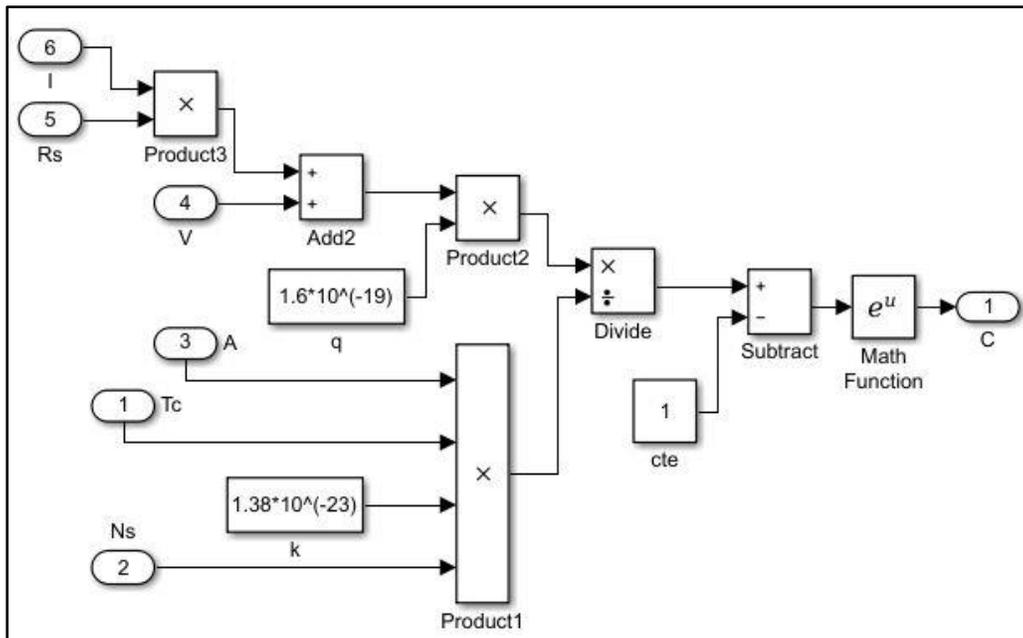
$$I_{RS} = \frac{I_{SC}}{e^{\left(\frac{qV_{OC}}{kAT_cN_s}\right) - 1}} \quad 9.4$$



**Figura 9.4.** Diagrama interno del bloque Irs.  
**Fuente:** Elaboración Propia.

El factor proporcional C se modeló con la ecuación 9.5, donde V es el voltaje de la celda solar. En la figura 9.5 se puede observar su diagrama de bloques interno.

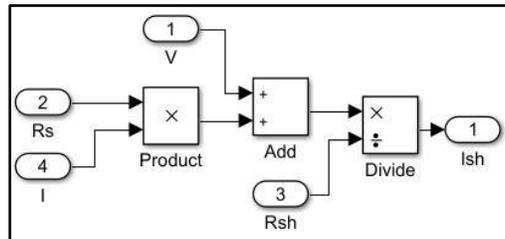
$$C = \left[ e^{\left( \frac{q \left( \frac{V}{N_S} + \frac{I R_S}{N_P} \right)}{k A T_C} \right)} - 1 \right] \quad 9.5$$



**Figura 9.5.** Diagrama interno del bloque C.  
**Fuente:** Elaboración propia.

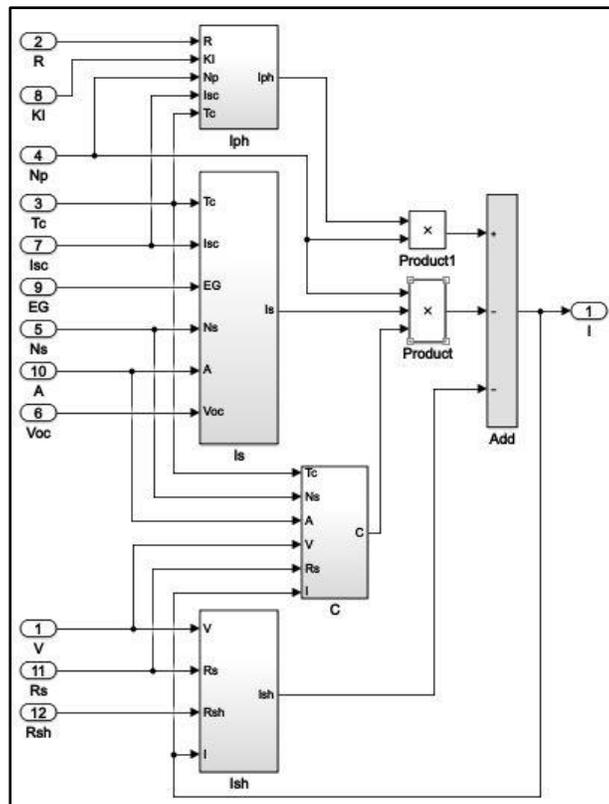
Finalmente, se modeló la corriente de pérdidas por la resistencia de Shunt  $I_{SH}$  con la ecuación 9.6. El diagrama de bloques en el que muestra la construcción de esta etapa se muestra en la figura 9.6.

$$I_{SH} = \frac{\left(\frac{N_P V}{N_S} + I R_S\right)}{R_{SH}} \quad 9.6$$



**Figura 9.6.** Diagrama interno del bloque  $I_{sh}$ .  
Fuente: Elaboración Propia.

Con estos bloques internos explicados anteriormente, se formó el diagrama interno del bloque general, el cual se muestra en la figura 9.7.



**Figura 9.7.** Diagrama interno del Panel solar.  
Fuente: Elaboración propia.

## **A.2 Información sobre la empresa**

El proyecto se desarrolló en la empresa COOPELESCA, la cual cuenta actualmente con cinco Centrales Hidroeléctricas, que producen 84 MW, esta tiene como objetivo alcanzar el 100 % de energía para el consumo de sus Asociados, en las cuales se utilizan fuentes renovables para la producción de energía eléctrica y están ubicadas en la Zona Norte de Costa Rica. Según el acta constitutiva de COOPELESCA R.L. el propósito es mejorar las condiciones sociales, económicas, morales, educativas y cívicas de sus asociados.

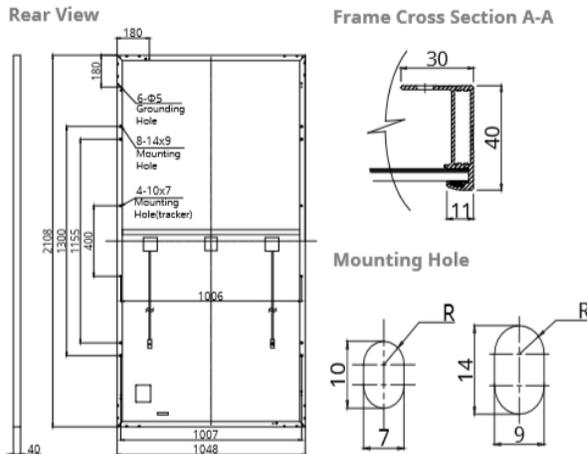
COOPELESCA R.L. nace el 24 de enero de 1965 en la Escuela Juan Chaves Rojas. La Cooperativa se dedicaría exclusivamente a la distribución de energía hasta finales de los años noventa donde incursiona en generación eléctrica. En 1997 a través de Coneléctricas, mediante el desarrollo de la Central Hidroeléctrica San Lorenzo y de 1999 al 2003 entran en operación las centrales hidroeléctricas Chocosuela I, II y III propiedad 100% de COOPELESCA con una producción de 7 MW, 14 MW y 5 MW de potencia respectivamente. En 2013 entra en operación la Central Hidroeléctrica Cubujuquí, con una producción de 22,4 MW. También en 2013 se compra la Central Hidroeléctrica La Esperanza en Bajo Rodríguez de San Ramón (5,51 MW de potencia), y en 2014 se compra la Central Hidroeléctrica Aguas Zarcas con una producción de un total de 14.47 MW.

El proyecto tuvo lugar en la Central Hidroeléctrica Platanar, la quinta central hidroeléctrica adquirida por COOPELESCA en el 2016, que produce un total de 15.50 MW y está ubicada en San Juan de Platanar. El acuerdo se realizó a través del contacto con el jefe de la planta, Jose Arturo Álvarez Blandón y se desarrolló con la asistencia principal del personal de la planta.

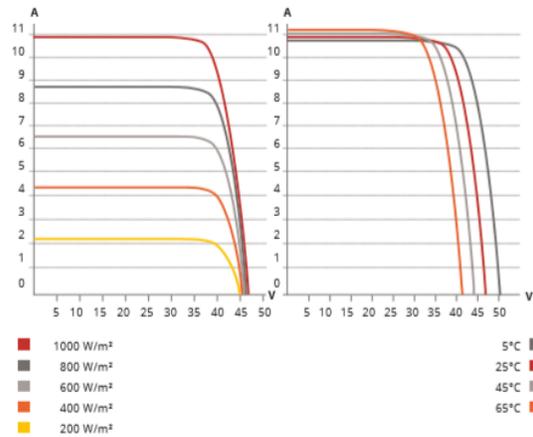
## A.3 Hojas de Datos

### A.3.1 Panel Solar Canadian Solar Hiku CS3W-415P

#### ENGINEERING DRAWING (mm)



#### CS3W-400P / I-V CURVES



#### ELECTRICAL DATA | STC\*

| CS3W                         | 395P                                    | 400P    | 405P    | 410P    | 415P    |
|------------------------------|---|---------|---------|---------|---------|
| Nominal Max. Power (Pmax)    | 395 W                                   | 400 W   | 405 W   | 410 W   | 415 W   |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 38.5 V                                  | 38.7 V  | 38.9 V  | 39.1 V  | 39.3 V  |
| Opt. Operating Current (Imp) | 10.26 A                                 | 10.34 A | 10.42 A | 10.49 A | 10.56 A |
| Open Circuit Voltage (Voc)   | 47.0 V                                  | 47.2 V  | 47.4 V  | 47.6 V  | 47.8 V  |
| Short Circuit Current (Isc)  | 10.82 A                                 | 10.90 A | 10.98 A | 11.06 A | 11.14 A |
| Module Efficiency            | 17.88%                                  | 18.11%  | 18.33%  | 18.56%  | 18.79%  |
| Operating Temperature        | -40°C ~ +85°C                           |         |         |         |         |
| Max. System Voltage          | 1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)        |         |         |         |         |
| Module Fire Performance      | TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730) |         |         |         |         |
| Max. Series Fuse Rating      | 20 A                                    |         |         |         |         |
| Application Classification   | Class A                                 |         |         |         |         |
| Power Tolerance              | 0 ~ + 5 W                               |         |         |         |         |

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

#### ELECTRICAL DATA | NMOT\*

| CS3W                         | 395P   | 400P   | 405P   | 410P   | 415P   |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Nominal Max. Power (Pmax)    | 293 W  | 297 W  | 301 W  | 304 W  | 308 W  |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 35.1 V | 35.3 V | 35.5 V | 35.7 V | 35.9 V |
| Opt. Operating Current (Imp) | 8.35 A | 8.42 A | 8.48 A | 8.52 A | 8.58 A |
| Open Circuit Voltage (Voc)   | 44.0 V | 44.2 V | 44.4 V | 44.6 V | 44.8 V |
| Short Circuit Current (Isc)  | 8.72 A | 8.78 A | 8.85 A | 8.90 A | 8.97 A |

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

#### MECHANICAL DATA

| Specification                      | Data  |
|------------------------------------|---|
| Cell Type                          | Poly-crystalline  |
| Cell Arrangement                   | 144 [2 X (12 X 6)]  |
| Dimensions                         | 2108 X 1048 X 40 mm<br>(83.0 X 41.3 X 1.57 in)  |
| Weight                             | 24.9 kg (54.9 lbs)  |
| Front Cover                        | 3.2 mm tempered glass   |
| Frame                              | Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced   |
| J-Box                              | IP68, 3 bypass diodes   |
| Cable                              | 4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)  |
| Cable Length (Including Connector) | Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)* |
| Connector                          | T4 series   |
| Per Pallet                         | 27 pieces   |
| Per Container (40' HQ)             | 594 pieces  |

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

#### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| Specification                        | Data         |
|--------------------------------------|--------------|
| Temperature Coefficient (Pmax)       | -0.37 % / °C |
| Temperature Coefficient (Voc)        | -0.29 % / °C |
| Temperature Coefficient (Isc)        | 0.05 % / °C  |
| Nominal Module Operating Temperature | 42 ± 3°C     |

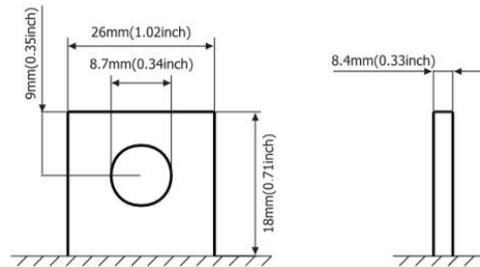
### A.3.2 Bateria gel - ciclado profundo Ultracell UCG150-12



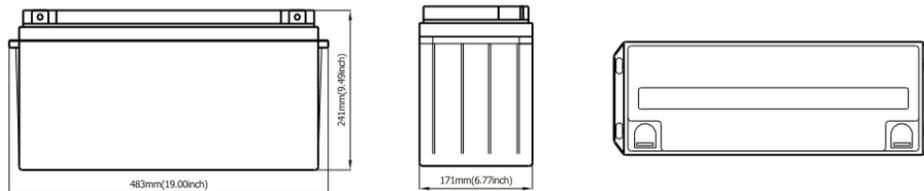
Image



Terminal Type



Dimensions



Specifications

| Battery Model                    | UCG 150 - 12                              |                     |                      |                    |
|----------------------------------|---|---------------------|----------------------|--------------------|
| Designed Floating Life           | 15 Years                                  |                     |                      |                    |
| Capacity (25°C)                  | 20HR (7.8A, 1.75V)                        | 10HR (15.3A, 1.75V) | 5HR (28A, 1.75V)     | 1HR (97.5A, 1.75V) |
|                                  | 156AH                                     | 153AH               | 140AH                | 97.5AH             |
| Dimensions                       | Length                                    | Width               | Height               | Total Height       |
|                                  | 483mm                                     | 171mm               | 241mm                | 241mm              |
| Approx. Weight                   | 45Kg                                      |                     |                      |                    |
| Internal Resistance              | Fully Charged at 25°C 0.004 Ohm           |                     |                      |                    |
| Self Discharge                   | 3% of capacity declined per month at 25°C |                     |                      |                    |
| Capacity Affected by Temperature | 40°C                                      | 25°C                | 0°C                  | -15°C              |
|                                  | 102%                                      | 100%                | 85%                  | 65%                |
| Charge Voltage (25°C)            | Cycle Use                                 |                     | Float Use            |                    |
|                                  | 14.4-15V (-30mV/C), max. Current: 37.5A   |                     | 13.6-13.8V (-20mV/C) |                    |

Construction

|           |                                |              |                        |
|-----------|--------------------------------|--------------|------------------------|
| Component | Raw material                   | Sealant      | Epoxy Resin            |
| Positive  | Lead dioxide                   | Safety Valve | EPDR                   |
| Negative  | Lead                           | Terminal     | Copper                 |
| Container | ABS (Flame Retardent optional) | Separator    | Fibre Glass            |
| Cover     | ABS (Flame Retardent optional) | Electrolyte  | Sulphuric acid and Gel |

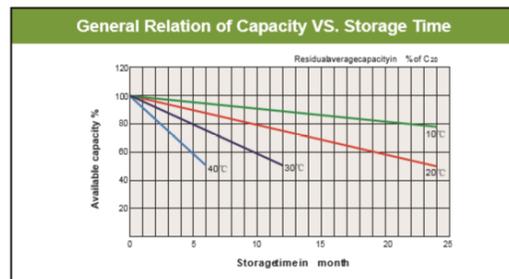
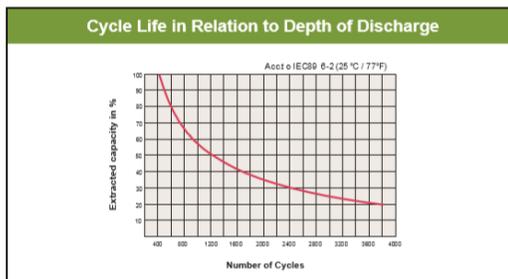
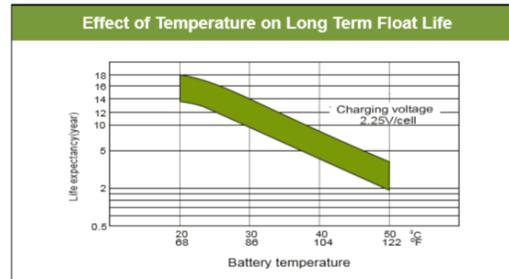
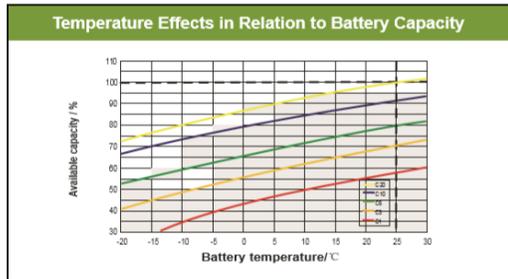
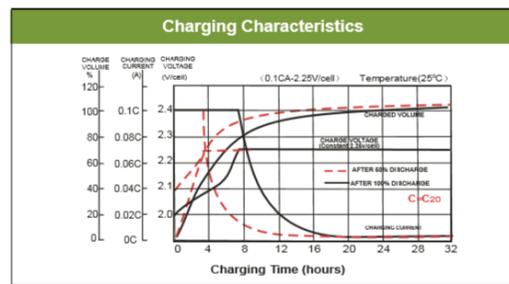
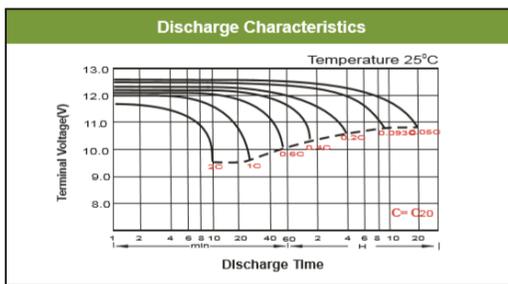
Sealed and maintenance free option      Non-spillable construction design

Constant Current Discharge Ratings - amperes at 25°C

| F.V / Time | 5 MIN | 10 MIN | 15 MIN | 30 MIN | 1 HR | 3 HR | 5 HR | 10 HR | 20 HR |
|------------|-------|--------|--------|--------|------|------|------|-------|-------|
| 1.60 V     | 591   | 363    | 275.1  | 167.7  | 90.2 | 46.8 | 27.9 | 15.3  | 8.40  |
| 1.67 V     | 549   | 348    | 266.7  | 160.8  | 89.1 | 39.6 | 27.4 | 15.0  | 8.10  |
| 1.70 V     | 507   | 333    | 258.3  | 145.8  | 85.8 | 37.6 | 26.4 | 14.7  | 8.10  |
| 1.75 V     | 501   | 324    | 249.9  | 138.9  | 84.0 | 36.6 | 25.7 | 14.4  | 7.70  |
| 1.80 V     | 444   | 309    | 227.1  | 128.7  | 78.3 | 35.7 | 25.2 | 14.4  | 7.70  |
| 1.85 V     | 393   | 293.4  | 203.4  | 117.9  | 75.9 | 35.1 | 25.2 | 14.4  | 7.70  |

Constant Power Discharge Ratings - watts at 25°C

| F.V / Time | 5 MIN | 10 MIN | 15 MIN | 30 MIN | 1 HR  | 3 HR | 5 HR | 10 HR | 20 HR |
|------------|-------|--------|--------|--------|-------|------|------|-------|-------|
| 1.60 V     | 1200  | 780    | 600    | 348    | 195   | 75.9 | 51.6 | 29.1  | 15.3  |
| 1.67 V     | 1161  | 762    | 591    | 342    | 192.9 | 75.6 | 21.3 | 29.1  | 15.3  |
| 1.70 V     | 1113  | 750    | 576    | 336    | 190.8 | 75.0 | 51.3 | 28.8  | 15    |
| 1.75 V     | 1047  | 720    | 558    | 327    | 187.8 | 74.4 | 51.2 | 28.8  | 15    |
| 1.80 V     | 909   | 666    | 534    | 318    | 181.8 | 72.9 | 51   | 28.7  | 15    |
| 1.85 V     | 858   | 618    | 510    | 303    | 177.6 | 71.7 | 51.0 | 28.2  | 14.8  |



2 |

ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE



## A.3.3 Inversor trifásico Fronius Eco 25.0-3-S

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



### FRONIUS ECO

/ El inversor compacto para proyectos con el máximo rendimiento



/ Tecnología SnapINverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Smart Grid Ready



/ Seguimiento inteligente GMP



/ Inyección cero



/ El inversor trifásico Fronius Eco con las categorías de potencia entre 25,0 y 27,0 kW, ha sido especialmente diseñado para instalaciones de gran potencia. Este inversor sin transformador, con un peso muy ligero y sistema de montaje SnapINverter, permite una instalación muy rápida y sencilla tanto Indoor como Outdoor. Además, presume de un tipo de protección IP 66. Gracias al portafusibles y a la protección contra sobretensiones (opcional) integrados, no se necesitan cajas de conexión CC o de concentración.

#### DATOS TECNICOS FRONIUS ECO

| DATOS DE ENTRADA   | FRONIUS ECO 25.0-3-S | FRONIUS ECO 27.0-3-S    |
|--|----------------------|-------------------------|
| Máxima corriente de entrada ( $I_{dc\ máx.}$ )                 | 44,2 A               | 47,7 A                  |
| Máxima corriente de cortocircuito por serie FV                 |                      | 71,6 A                  |
| Mínima tensión de entrada ( $U_{dc\ mín.}$ )                   |                      | 580 V                   |
| Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{dc\ arranque}$ ) |                      | 650 V                   |
| Tensión de entrada nominal ( $U_{dc\ r}$ )                     |                      | 580 V                   |
| Máxima tensión de entrada ( $U_{dc\ máx.}$ )                   |                      | 1.000 V                 |
| Rango de tensión MPP ( $U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$ )       |                      | 580 - 850 V             |
| Número de seguidores MPP                                       |                      | 1                       |
| Número de entradas CC  |                      | 6                       |
| Máx. salida del generador FV ( $P_{dc\ máx.}$ )                |                      | 37,8 kW <sub>pico</sub> |

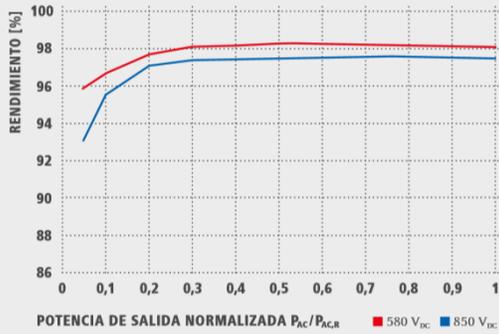
  

| DATOS DE SALIDA                               | FRONIUS ECO 25.0-3-S                                       | FRONIUS ECO 27.0-3-S |
|---|--|----------------------|
| Potencia nominal CA ( $P_{ac,r}$ )            | 25.000 W   | 27.000 W             |
| Máxima potencia de salida                     | 25.000 VA  | 27.000 VA            |
| Máxima corriente de salida ( $I_{ac\ máx.}$ ) | 36,1 A   | 39,0 A               |
| Acoplamiento a la red (rango de tensión)      | 3-NPE 380 V / 220 V o 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / - 30 %) |                      |
| Frecuencia (rango de frecuencia)              | 50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)                                 |                      |
| Coefficiente de distorsión no lineal          | < 2.0 %  |                      |
| Factor de potencia ( $\cos \varphi_{ac,r}$ )  | 0 - 1 ind. / cap.  |                      |

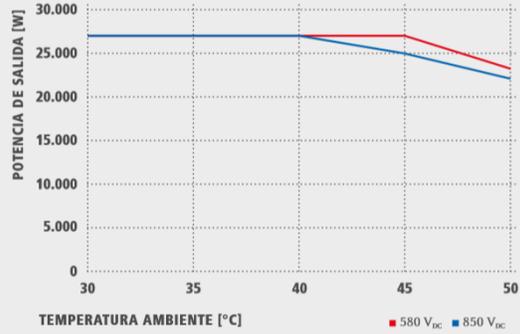
  

| DATOS GENERALES                                   | FRONIUS ECO 25.0-3-S  | FRONIUS ECO 27.0-3-S |
|---|---|----------------------|
| Dimensiones (altura x anchura x profundidad)      | 725 x 510 x 225 mm  |                      |
| Peso  | 35,7 kg   |                      |
| Tipo de protección                                | IP 66   |                      |
| Clase de protección                               | 1   |                      |
| Categoría de sobretensión (CC / CA) <sup>1)</sup> | 1 + 2 / 3   |                      |
| Consumo nocturno                                  | < 1 W   |                      |
| Concepto de inversor                              | Sin transformador   |                      |
| Refrigeración                                     | Refrigeración de aire regulada  |                      |
| Instalación                                       | Instalación interior y exterior   |                      |
| Margen de temperatura ambiente                    | -25 - +60 °C  |                      |
| Humedad de aire admisible                         | 0 a 100 %   |                      |
| Máxima altitud                                    | 2.000 m   |                      |
| Tecnología de conexión CC                         | Conexión de 6x CC+ y 6x CC- bornes roscados 2,5 mm <sup>2</sup> - 16 mm <sup>2</sup>  |                      |
| Tecnología de conexión principal                  | Conexión de 5 polos CA bornes roscados 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>   |                      |
| Certificados y cumplimiento de normas             | OVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21 |                      |

### CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS ECO 27.0.3-S



### REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS ECO 27.0.3-S



### DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

| RENDIMIENTO                               | FRONIUS ECO 25.0-3-S | FRONIUS ECO 27.0-3-S |
|---|----------------------|----------------------|
| Máximo rendimiento                        | 98,2 %               | 98,3 %               |
| Rendimiento europeo ( $\eta_{EU}$ )       | 98,0 %               | 98,0 %               |
| $\eta$ con 5 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>   | 95,1 / 91,5 %        | 95,9 / 93,1 %        |
| $\eta$ con 10 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>  | 97,0 / 95,2 %        | 96,8 / 95,7 %        |
| $\eta$ con 20 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>  | 97,8 / 96,9 %        | 97,7 / 97,1 %        |
| $\eta$ con 25 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>  | 98,0 / 97,0 %        | 98,1 / 97,3 %        |
| $\eta$ con 30 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>  | 98,1 / 97,2 %        | 98,1 / 97,4 %        |
| $\eta$ con 50 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>  | 98,2 / 97,5 %        | 98,3 / 97,5 %        |
| $\eta$ con 75 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>  | 98,2 / 97,5 %        | 98,2 / 97,6 %        |
| $\eta$ con 100 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup> | 98,2 / 97,5 %        | 98,1 / 97,5 %        |
| Rendimiento de adaptación MPP             |                      | > 99,9 %             |

| EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD                         | FRONIUS ECO 25.0-3-S  | FRONIUS ECO 27.0-3-S |
|---|---|----------------------|
| Medición del aislamiento CC                       |   | Si                   |
| Comportamiento de sobrecarga                      | Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia |                      |
| Seccionador CC                                    |   | Si                   |
| Portafusibles integrado para string <sup>2)</sup> |   | Si                   |
| Protección contra polaridad inversa               |   | Si                   |

| INTERFACES                               | FRONIUS ECO 25.0-3-S  | FRONIUS ECO 27.0-3-S  |
|--|---|---|
| WLAN / Ethernet LAN                      | Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON) |   |
| 6 inputs y 4 inputs/outputs digitales    |   | Interface receptor del control de onda                                |
| USB (Conector A) <sup>3)</sup>           |   | Datalogging, actualización de inversores vía USB                      |
| 2 conectores RJ 45 (RS422) <sup>3)</sup> |   | Fronius Solar Net   |
| Salida de aviso <sup>3)</sup>            |   | Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)             |
| Datalogger y Servidor web                |   | Incluido  |
| Input externo <sup>3)</sup>              |   | Conexión SO-Meter / Evaluación para la protección contra sobretensión |
| RS485                                    |   | Modbus RTU SunSpec o conexión del contador                            |

<sup>1)</sup> Y con  $U_{mpp\ min} = U_{dc,r} / U_{mpp\ máx}$ .

<sup>2)</sup> Opcionalmente equipado con 6 fusibles 15 A / 1.000 V en el lado positivo.

<sup>3)</sup> También disponible en la versión light.

### A.3.4 Inversor de carga bidireccional Infinisolar three phase 10kW.

#### On-Grid Inverter with Energy Storage

#### Infinisolar 10KW Three Phase On-grid Inverter with Energy Storage Selection Guide

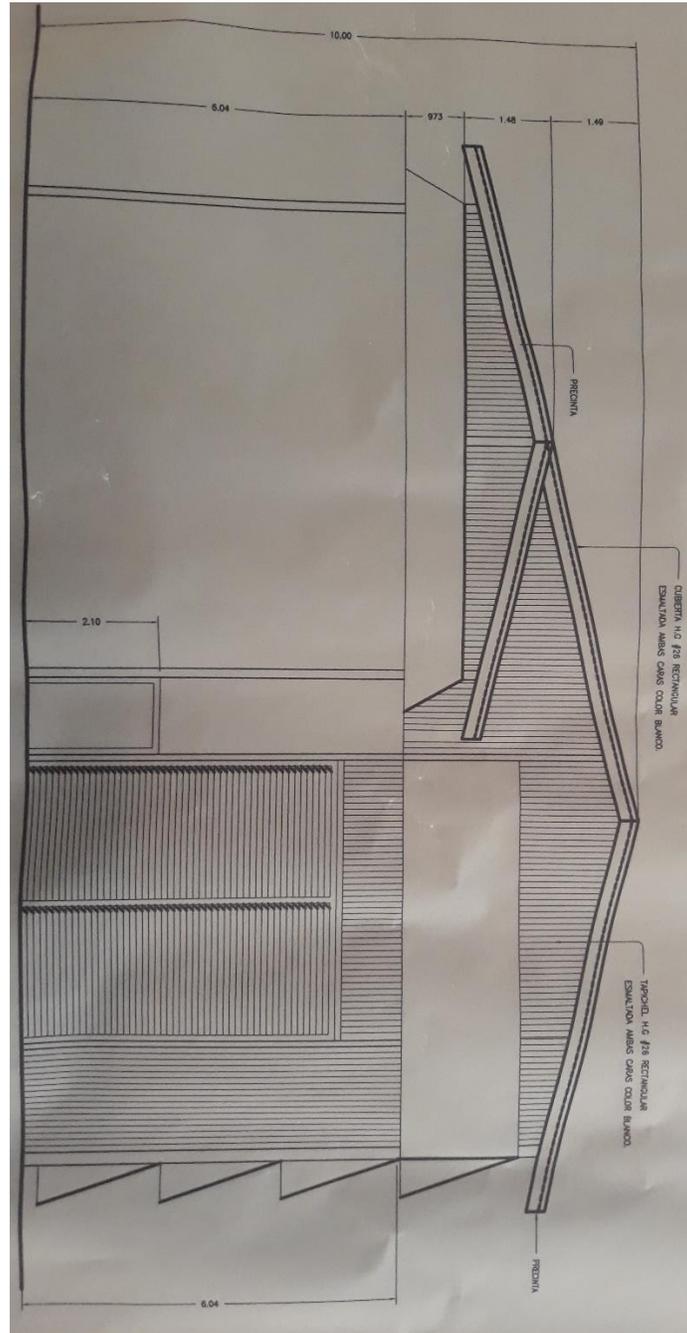
| MODEL   | InfiniSolar Three Phase 10KW                      |
|---|---|
| <b>PHASE</b>                                    | 3-phase in / 3-phase out                          |
| <b>RATED OUTPUT POWER</b>                       | 10000 W   |
| <b>MAXIMUM CHARGING POWER</b>                   | 9600 W  |
| <b>GRID-TIE OPERATION</b>                       |   |
| <b>PV INPUT (DC)</b>                            |   |
| Maximum PV Input Power                          | 14850W  |
| Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage         | 720 VDC / 900 VDC                                 |
| Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage      | 320 VDC / 350 VDC                                 |
| MPP Voltage Range / Full Load MPP Voltage Range | 350 VDC ~ 850 VDC / 400 VDC ~ 800 VDC             |
| Number of MPP Trackers / Maximum Input Current  | 2 / 2 x 18.6A                                     |
| <b>GRID OUTPUT (AC)</b>                         |   |
| Nominal Output Voltage                          | 230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)                     |
| Output Voltage Range                            | 184 - 265 VAC per phase                           |
| Nominal Output Current                          | 14.5 A per phase                                  |
| Power Factor                                    | > 0.99  |
| <b>EFFICIENCY</b>                               |   |
| Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)           | > 96%   |
| European Efficiency@ Vnominal                   | > 95%   |
| <b>OFF-GRID OPERATION</b>                       |   |
| <b>AC INPUT</b>                                 |   |
| AC Start-up Voltage/Auto Restart Voltage        | 120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase       |
| Acceptable Input Voltage Range                  | 170 - 280 VAC per phase                           |
| Maximum AC Input Current                        | 40A   |
| <b>PV INPUT (DC)</b>                            |   |
| Maximum DC Voltage                              | 900 VDC   |
| MPP Voltage Range / Full Load MPP Voltage Range | 350 VDC ~ 850 VDC / 400 VDC ~ 800 VDC             |
| Number of MPP Trackers / Maximum Input Current  | 2 / 2 x 18.6A                                     |
| <b>BATTERY MODE OUTPUT (AC)</b>                 |   |
| Nominal Output Voltage                          | 230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)                     |
| Output Waveform                                 | Pure Sinewave                                     |
| Efficiency (DC to AC)                           | 91%   |
| <b>HYBRID OPERATION</b>                         |   |
| <b>PV INPUT (DC)</b>                            |   |
| Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage         | 720 VDC / 900 VDC                                 |
| Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage      | 320 VDC / 350 VDC                                 |
| MPP Voltage Range / Full Load MPP Voltage Range | 350 VDC ~ 850 VDC / 400 VDC ~ 800 VDC             |
| Number of MPP Trackers / Maximum Input Current  | 2 / 2 x 18.6A                                     |
| <b>GRID OUTPUT (AC)</b>                         |   |
| Nominal Output Voltage                          | 230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)                     |
| Output Voltage Range                            | 184 - 265 VAC per phase                           |
| Nominal Output Current                          | 14.5 A per phase                                  |
| <b>AC INPUT</b>                                 |   |
| AC Start-up Voltage / Auto Restart Voltage      | 120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase       |
| Acceptable Input Voltage Range                  | 170 - 280 VAC per phase                           |
| Maximum AC Input Current                        | 40A   |
| <b>BATTERY MODE OUTPUT (AC)</b>                 |   |
| Nominal Output Voltage                          | 230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)                     |
| Efficiency (DC to AC)                           | 91%   |
| <b>BATTERY &amp; CHARGER</b>                    |   |
| Nominal DC Voltage                              | 48 VDC  |
| Maximum Charging Current                        | Default 60A, 10A - 200A (Adjustable)              |
| <b>GENERAL</b>                                  |   |
| <b>PHYSICAL</b>                                 |   |
| Dimension, D X W X H (mm)                       | 622 x 500 x 167.5                                 |
| Net Weight (kgs)                                | 45  |
| <b>INTERFACE</b>                                |   |
| Communication Port                              | RS-232/USB and CAN Interface                      |
| Intelligent Slot                                | Optional SNMP, Modbus, and AS-400 cards available |
| <b>ENVIRONMENT</b>                              |   |
| Humidity  | 0 ~ 90% RH (No condensing)                        |
| Operating Temperature                           | -10 to 55°C                                       |
| Altitude  | 0 ~ 1000 m*                                       |

\*Power derating 1% every 100 m when altitude is over 1000m  
Product specifications are subject to change without further notice.



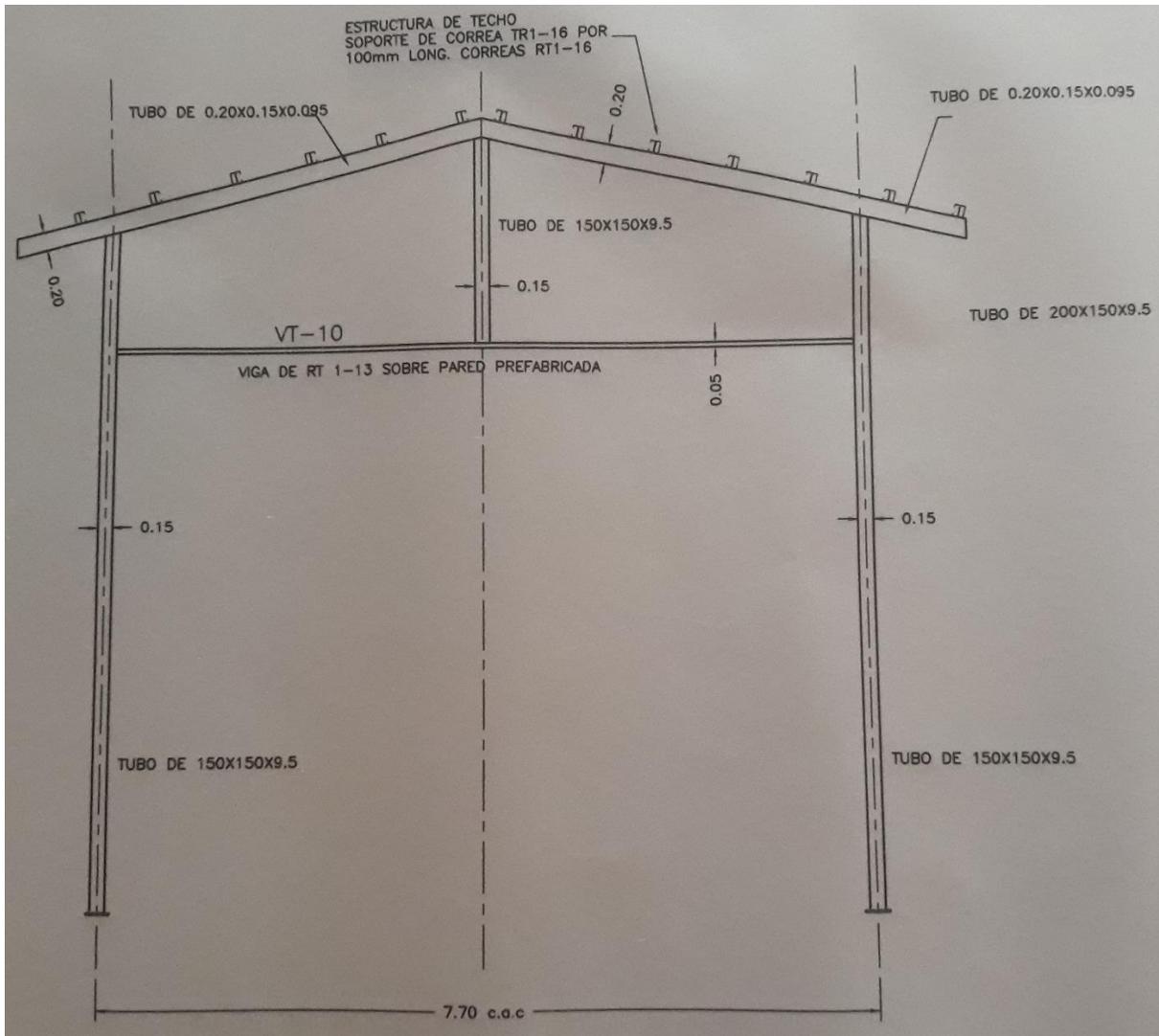
#### A.4 Planos del edificio consultados

Los planos utilizados para obtener información sobre el espacio e inclinaciones del techo del edificio de casa de máquinas en la Central Hidroeléctrica Platanar, se muestran en las siguientes figuras.



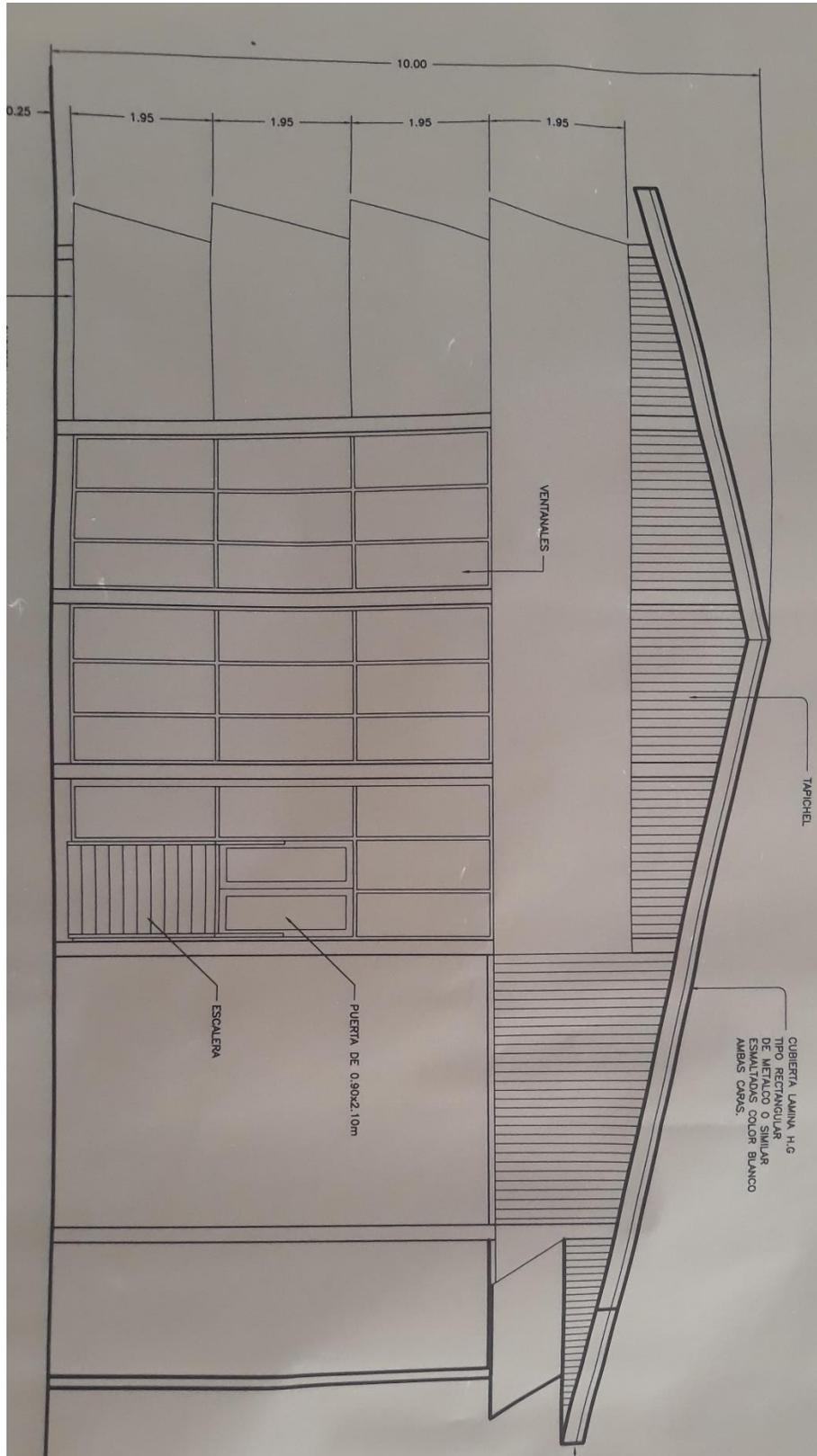
**Figura 9.8.** Planos de la vista lateral derecha.

**Fuente:** Elaboración propia.



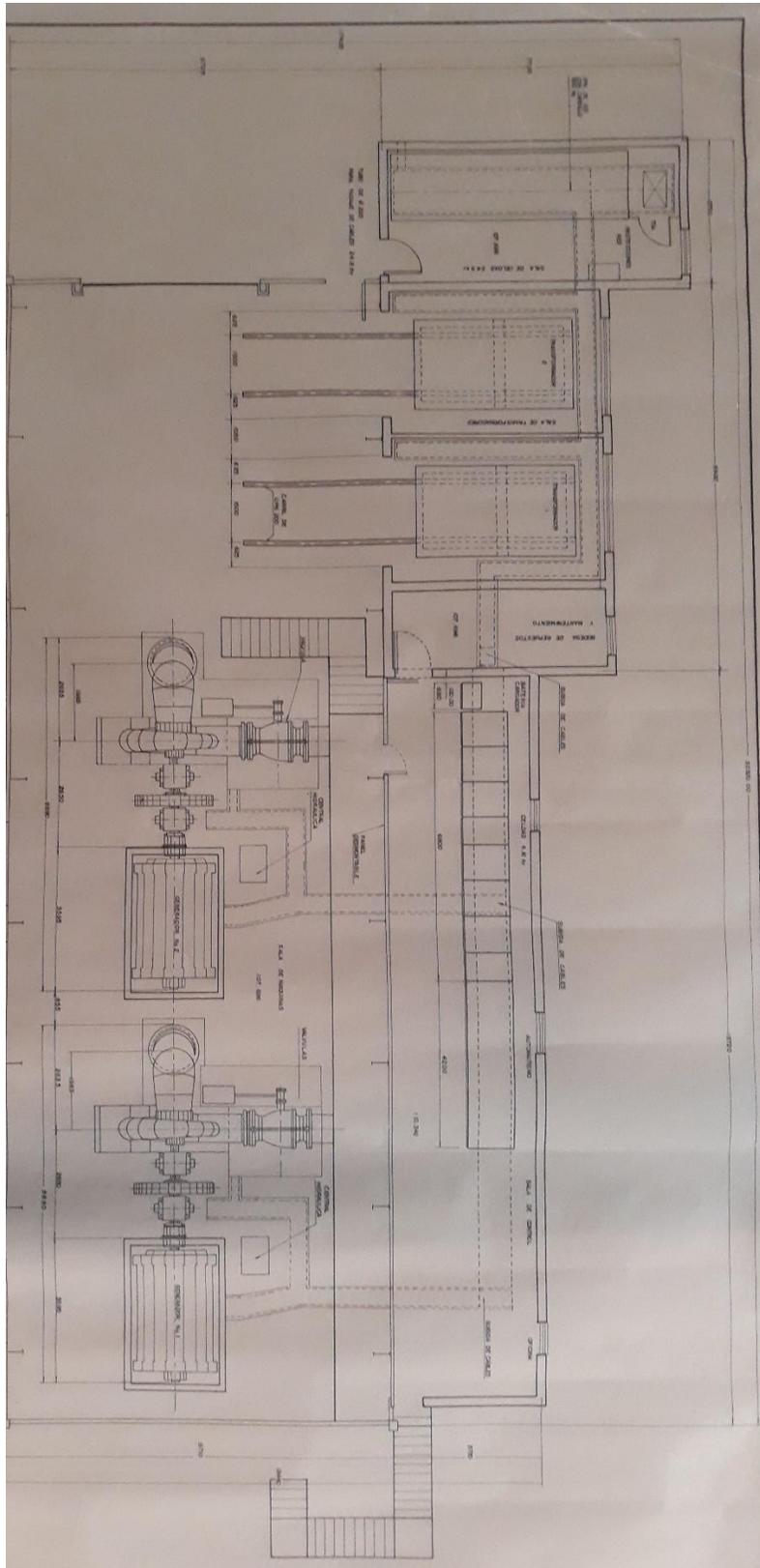
**Figura 9.9.** Planos de elevación de marco vista lateral derecha.

**Fuente:** Elaboración propia.



**Figura 9.10.** Planos de la vista lateral izquierda.

**Fuente:** Elaboración propia.



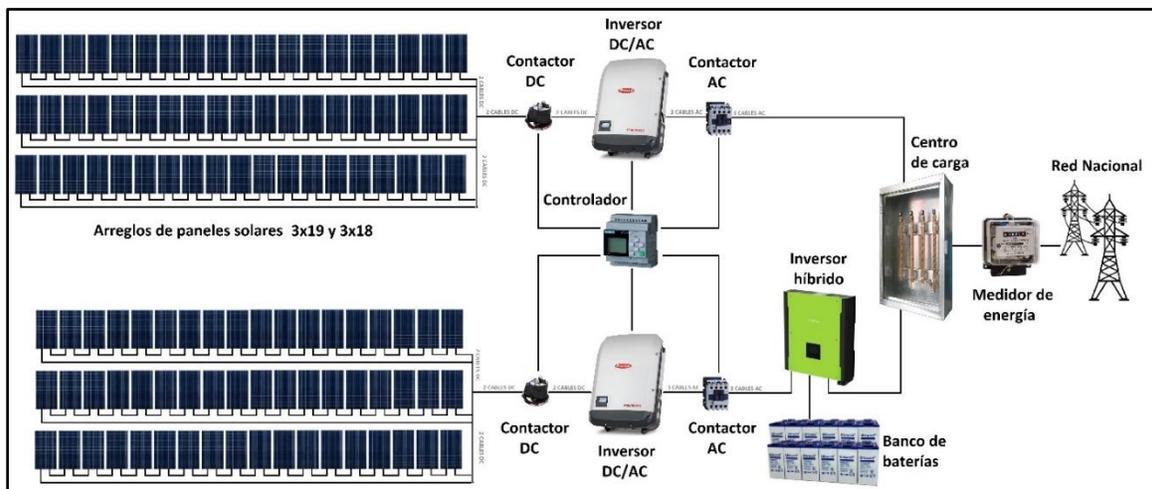
**Figura 9.11.** Planos de la vista superior.

**Fuente:** Elaboración propia.

## A.5 Propuesta de diseño alternativo con banco de baterías

En esta sección se presenta la propuesta de diseño alternativa que se realizó para el sistema fotovoltaico, es decir, el esquema que integra los componentes escogidos y dimensionados en los pasos anteriores.

Este esquema consta de 111 paneles solares Canadian Solar CS3W-415P agrupados en dos arreglos separados, el primero de 57 paneles (3 columnas de 19 paneles) y el segundo de 54 paneles (3 columnas de 18 paneles). Dos inversores Fronius Eco 25.0-3-S conectados de forma independiente en sus entradas a cada arreglo de paneles, el primero conectado en su salida a las barras de distribución de energía del edificio (las cuales se interconectan por medio de un contador de energía a la red de distribución nacional) y el segundo a la entrada de los 4 inversores híbridos Infinisolar 10kW, que en su salida se conecta a las barras de distribución. En las terminales de carga y descarga bidireccional de los inversores híbridos, un banco de 30 baterías Ultracell UCG-150-12, una unidad de control con PLC integrada en el monitoreo y control automático del edificio, conectada también a la comunicación ethernet de los inversores y a los cuatro dispositivos contactores conectados entre cada una de las etapas del sistema. Este esquema alternativo se muestra a continuación, en la figura 9.12.



**Figura 9.12.** Diseño alternativo del sistema fotovoltaico con banco de baterías.  
**Fuente:** Elaboración propia.

## A.6 Tarifa del consumo de energía eléctrica del ICE

La información brindada por la Central Hidroeléctrica Platanar para la tarifa de la factura eléctrica que les aplica el ICE (noviembre 2019) se puede observar en la figura 9.13.

| Energía |   |
|---------|---|
| •       | Consumo energía menor o igual a 3000 kWh, 127.14 colones. |
| •       | Para consumos mayores a 3000 kWh 74.46 colones.           |

| Demanda |                       |
|---------|-----------------------|
| •       | 12,360.98 colones kW. |

**Figura 9.13.** Tarifa factura eléctrica del ICE noviembre 2019.

**Fuente:** Central Hidroeléctrica Platanar.

Donde considerando la energía superior a los 3000 kWh, se obtiene un valor total de:

$$\text{Tarifa} = 127,14 + 74,46 = 201,6 \text{ colones por kWh}$$

Y tomando que el tipo de cambio del dólar según el Banco Central de Costa Rica para el 8 de noviembre de 2019 es 586,18 colones por dólar, se obtiene:

$$\text{Tarifa en dólares} = \frac{201,6}{586,18} = 0,344 \text{ dólares por kWh}$$

## **A.7 Hoja de información**

### **Información del estudiante:**

Nombre: Marvin Fauricio Saborío Corea

Cédula: 2 0724 0378

Carné ITCR: 2014080886

Dirección de residencia: Frente al auditorio del Liceo San Carlos, Ciudad Quesada.

Teléfono: +506 8429 3913

Email: fsabo1994@gmail.com

### **Información del Proyecto:**

Nombre del Proyecto: “Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos - Costa Rica”

Profesor Asesor: Luis Miguel Esquivel Sancho

### **Información de la Empresa:**

Nombre: Central Hidroeléctrica Platanar – Coopelesca R.L.

Zona: San Carlos

Dirección: San Juan de Platanar

Teléfono: 24604624

Actividad Principal: Generación de energía eléctrica.