

UNIVERSIDAD TÉCNICA NACIONAL

Sede Pacífico

Ingeniería Electrónica

OPTIMIZACIÓN Y CONTROL DE POTENCIA EN FIRME DE LOS EQUIPOS
AUXILIARES DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CHUCÁS, Balsa de Atenas,
DICIEMBRE DEL AÑO 2023

Trabajo final de graduación como requisito para optar por el grado académico de
LICENCIATURA EN INGENIERIA ELECTRÓNICA

Alonso Araya Zúñiga

Luis Alberto Cerda Chávez

Puntarenas, mayo del 2024

ACTA DE APROBACIÓN

En la ciudad de Puntarenas, a los 17 días del mes de mayo del año 2024 al ser las 17 horas con 00 minutos, estando presentes en el Campus Juan Rafael Mora Porras de la Sede del Pacífico de la Universidad Técnica Nacional, las siguientes personas:

Profesor Tutor: Jonathan Campos Fernández
Profesor Lector Interno: Alexander Peña Alvarado
Profesor Lector Externo: Karina Sánchez Ramos
Presidente del Tribunal Examinador: Mario Alberto Durán Varela.

En su condición de miembros del Tribunal Evaluador, para evaluar el Proyecto de Graduación para optar por el grado de **Licenciatura en Ingeniería Electrónica**, de las personas estudiantes, **Alonso Araya Zúñiga** y **Luis Alberto Cerda Chávez**.

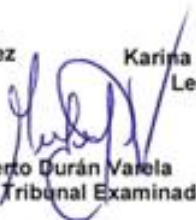
Reunido el Tribunal Evaluador los aspirantes procedieron a presentar y defender su Proyecto de Graduación titulado, "**Optimización y Control de Potencia en Firme de los Equipos Auxiliares de la Planta Hidroeléctrica Chucás, Balsa de Atenas, diciembre del año 2023**".

Concluida la presentación y defensa del Proyecto de Graduación, el Tribunal Evaluador consideró que, de conformidad con la normativa en la materia, las personas estudiantes obtuvieron una calificación de 92,5, cumpliendo con las exigencias requeridas para la aprobación del Proyecto y les es conferido el grado de **Licenciados en Ingeniería Electrónica**.

No () Si () mención honorífica



Jonathan Campos Fernández
 Profesor Tutor



Karina Sánchez Ramos
 Lector interno

Mario Alberto Durán Varela
 Presidente del Tribunal Examinador



Alexander Peña Alvarado
 Lector Interno

Sello




Alonso Araya Zúñiga

Estudiantes:



Luis Alberto Cerda Chávez

Dedicatoria

Les dedicamos el resultado de este trabajo a toda nuestra familia. Principalmente, a nuestros padres que nos apoyaron y animaron a seguir adelante a pesar de las adversidades. Gracias por enseñarnos a ser resilientes en cada una de las etapas de nuestras vidas.

Agradecimientos

Les agradecemos muy profundamente a nuestro tutor por su dedicación y paciencia, ya que con su guía y correcciones precisas se ha logrado alcanzar este objetivo anhelado desde la infancia. Sus consejos y enseñanzas nos han forjado el carácter para ser profesionales íntegros en el ámbito laboral.

TABLA DE CONTENIDOS.

Contenido		
Resumen.....	xiii
Abstract.....	xiv
CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción	2
1.2 Área de Estudio.....	3
1.3 Delimitación del Problema	5
1.4 Justificación	8
1.5 Estado de la Cuestión.....	11
1.5.1 Nivel Internacional.....	11
1.5.2 Nivel Nacional	12
1.6 Objetivos	13
1.6.1 Objetivo General.....	13
1.6.2 Objetivos Específicos.....	13
CAPITULO II	14
MARCO TEÓRICO Y REFERENCIAL.....	14
2.1 Capacidad Instalada	15
2.2 Disponibilidad.....	15
2.3 Potencia.....	15

2.4 Optimización de Potencia	15
2.5 Potencia en Firme	16
2.6 Equipos Auxiliares.....	16
2.7 Banco de Baterías	16
2.8 Cargador de Baterías.....	16
2.9 Sistema de Aire Comprimido.....	16
2.10 Subestación	16
2.11 Paneles Solares.....	17
2.12 SCADA	17
2.13 Inversores	17
2.14 HPU.....	17
2.15 UPS	17
2.16 PLC	18
CAPITULO III.....	19
MARCO METODOLÓGICO.....	19
3.1 Metodología de la Investigación.....	20
3.2 Análisis de Variables	20
3.3 Diseño del Sistema Solar Fotovoltaico	20
3.4 Obstáculos y Dificultades Encontradas	21
CAPITULO IV.....	23

PRESENTACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS.	23
4.1 Diseño e Implementación del Proyecto	25
4.1.1 Resultados Balance de Energía.....	25
4.1.2 Diseño de Generador Fotovoltaico	26
4.1.3 Memorias de Cálculo para el Generador Fotovoltaico	35
4.1.4 Coordenadas del Sitio	36
4.1.5 Orientación e Inclinación Óptima.....	36
4.1.6 Consumo de Equipos Auxiliares.....	37
4.1.7 Área Disponible	45
4.1.8 Estudio de Sombras por Características del Relieve.....	48
4.1.9 Selección de Inversor.....	56
4.1.10 Cantidad de Paneles Solares en Serie	56
4.1.11 Dimensionamiento de Conductores, Protecciones y Canalizaciones	62
4.1.12 Selección de Conductores y Disyuntores Inversor 110 KW 400 V.....	64
4.1.13 Selección de Transformador Trifásico.....	64
4.1.14 Selección del Sistema BESS.....	65
4.1.15 Aprobación de Las Memorias de Cálculo.....	68
CAPITULO V.....	69
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	69
5.1 Conclusiones.....	70

5.2 Recomendaciones	71
Referencias.....	72
Anexos	74
Anexo I: Cotización del Balance de Energía.	74
Anexo II: Orden de Compra del Balance de Energía.	78
Anexo III: Extracto Informe Balance de Energía ST1.....	79
Anexo IV: Extracto Informe Balance de Energía ST2.	88
Anexo V: Carta de Aprobación de Las Memorias de Cálculo.....	96
Anexo VI: Cartel de Licitación para Compra de Equipos.	97
Anexo VII: Carta de Aprobación de Filólogo.....	101
Anexo VIII: Carta de Autorización para Uso y Manejo de Trabajos Finales.....	102

Tabla de Ilustraciones.

ILUSTRACIÓN 1 P.H. CHUCÁS 1	4
ILUSTRACIÓN 2 P.H. CHUCÁS 2	4
ILUSTRACIÓN 3 CUARTO DE POTENCIA	9
ILUSTRACIÓN 4 DIAGRAMA UNIFILAR EQUIPOS AUXILIARES	10
ILUSTRACIÓN 5 PANEL DE CONTROL Y MONITOREO	10
ILUSTRACIÓN 6 DIAGRAMA BLOQUES SISTEMA FOTOVOLTAICO	21
ILUSTRACIÓN 7 RADIACIÓN SOLAR DIARIA,	26
ILUSTRACIÓN 8 TEMPERATURA AMBIENTE DIARIA.....	27
ILUSTRACIÓN 9 LUXÓMETRO.....	28
ILUSTRACIÓN 10 MEDICIÓN DE LUXES 1.....	28
ILUSTRACIÓN 11 MEDICIÓN DE LUXES 2.....	29
ILUSTRACIÓN 12 MEDICIÓN DE LUXES 3.....	30
ILUSTRACIÓN 13 SITIO ELEGIDO PARA COLOCACIÓN DE PANELES SOLARES.....	32
ILUSTRACIÓN 14 CROQUIS DEL ÁREA DE COLOCACIÓN DE PANELES SOLARES ..	32
ILUSTRACIÓN 15 MODULADO 3D VISTA 1	33
ILUSTRACIÓN 16 MODULADO 3D VISTA 2.....	34
ILUSTRACIÓN 17 MODULADO 3D VISTA 3.....	35
ILUSTRACIÓN 18 LICENCIAS DE PILOTOS DE DRONE	36
ILUSTRACIÓN 19 PERFIL DE CARGA ENERO	39
ILUSTRACIÓN 20 PERFIL DE CARGA FEBRERO	40
ILUSTRACIÓN 21 PERFIL DE CARGA MARZO.....	40

ILUSTRACIÓN 22 PERFIL DE CARGA ABRIL	41
ILUSTRACIÓN 23 PERFIL DE CARGA MAYO	41
ILUSTRACIÓN 24 PERFIL DE CARGA JUNIO	42
ILUSTRACIÓN 25 PERFIL DE CARGA JULIO	42
ILUSTRACIÓN 26 PERFIL DE CARGA AGOSTO	43
ILUSTRACIÓN 27 PERFIL DE CARGA SETIEMBRE	43
ILUSTRACIÓN 28 PERFIL DE CARGA OCTUBRE	44
ILUSTRACIÓN 29 PERFIL DE CARGA NOVIEMBRE	44
ILUSTRACIÓN 30 PERFIL DE CARGA DICIEMBRE	45
ILUSTRACIÓN 31 ESPECIFICACIONES PANEL SOLAR.....	46
ILUSTRACIÓN 32 VISTA AÉREA TERRENO 1	47
ILUSTRACIÓN 33 VISTA AÉREA TERRENO 2	48
ILUSTRACIÓN 34 COMPORTAMIENTO DEL SOL EN SOLSTICIO DE DICIEMBRE.....	49
ILUSTRACIÓN 35 LEVANTAMIENTO DE RELIEVE 1	50
ILUSTRACIÓN 36 LEVANTAMIENTO DE RELIEVE 2	51
ILUSTRACIÓN 37 LEVANTAMIENTO DE RELIEVE 3	52
ILUSTRACIÓN 38 AFECTACIÓN POR SOMBRAS.....	53
ILUSTRACIÓN 39 DISTRIBUCIÓN DE PANELES	54
ILUSTRACIÓN 40 PROYECCIÓN DE GENERACIÓN EN KWH	55
ILUSTRACIÓN 41 COBERTURA DE ENERGÍA.....	56
ILUSTRACIÓN 42 FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA TENSIÓN PARA MÓDULOS DE SILICIO CRISTALINOS Y MULTICRISTALINOS.....	57
ILUSTRACIÓN 43 TEMPERATURAS MEDIAS Y PRECIPITACIONES	57

ILUSTRACIÓN 44 FACTORES DE AJUSTE PARA MÁS DE TRES CONDUCTORES	
PORTADORES DE CORRIENTE EN UNA CANALIZACIÓN O CABLE	64
ILUSTRACIÓN 45 FICHA TÉCNICA BESS ST1145KWH-250KW	66
ILUSTRACIÓN 46 AIRE ACONDICIONADO INDUSTRIAL.....	67
ILUSTRACIÓN 47 EFICIENTE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE LAS BATERÍAS.....	67
ILUSTRACIÓN 48 EFICIENTE SISTEMA FIJO CONTRA INCENDIOS	68
ILUSTRACIÓN 49 CUMPLIMIENTO DEL ESTÁNDAR UL9540 Y UL9540A.....	68

Índice de tablas

TABLA 1 GENERACIÓN AL 27 DE JULIO DE 2022	6
TABLA 2 GENERACIÓN AL MES DE JULIO DE 2022	6
TABLA 3 GENERACIÓN ACUMULADA ANUAL AL MES DE JULIO DE 2022	7
TABLA 4 PÉRDIDAS POR DISPONIBILIDAD	7
TABLA 5 EQUIVALENCIA LUX - KW/M2	30
TABLA 6 COMPARACIÓN BASE DATOS VS MEDICIONES TOMADAS	31
TABLA 7 ENERGÍA TOTAL CONSUMIDA 2022	38
TABLA 8 CANTIDAD DE PANELES POR INVERSOR.....	60
TABLA 9 CANTIDAD DE PANELES POR SUBCONJUNTO.....	62

Resumen

Este trabajo describe el análisis desde el punto de vista de la ingeniería de un problema relacionado con la gestión de la Central Hidroeléctrica Chucás, propiedad del Corporativo Enel Green Power. Debido a algunas restricciones contractuales y naturales (niveles del embalse), dicha planta no puede funcionar de manera continua, razón por la cual, a partir de las 22:00 horas y en franjas horarias específicas, no genera electricidad y se encuentra detenida. Esto implica un gran gasto para alimentar los equipos auxiliares de la central, dado que, para permanecer en funcionamiento, necesitan consumir energía del sistema interconectado nacional. Este consumo es muy costoso debido a las altas tarifas vigentes para los usuarios industriales. En este estudio se procura dar una solución a este problema, en conjunto con la gerencia de O&M, diseñando un sistema fotovoltaico que puede suministrar las demandas de energía de los equipos auxiliares.

Palabras Claves: Optimización de potencia, Central hidroeléctrica, Energía renovable, Enel Green Power, Sistema fotovoltaico, Generación eléctrica, Gestión energética, Balance de energía, Paneles solares, Sistema BESS, Eficiencia energética, Ingeniería eléctrica, Ingeniería Electrónica, Proyectos de energía, Instalación solar.

Abstract

This work describes the engineering analysis of a problem related to the management of the Chucás Hydroelectric Plant, owned by the Enel Green Power Corporation. Due to certain contractual and natural restrictions (reservoir levels), this plant cannot operate continuously. As a result, it does not generate electricity and remains idle starting from 10:00 PM and during specific time slots. This leads to a significant expense to power the plant's auxiliary equipment, which needs to consume energy from the national interconnected system to stay operational. This consumption is very costly due to the high rates in effect for industrial users. This study aims to provide a solution to this problem, in collaboration with the O&M management, by designing a photovoltaic system that can supply the energy demands of the auxiliary equipment.

Keywords: Power optimization, Hydroelectric power plant, Renewable energy, Enel Green Power, Photovoltaic system, Electrical generation, Energy management, Energy balance, Solar panels, BESS system, Energy efficiency, Electrical engineering, Electronic engineering, Energy projects, Installation solar.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

El presente documento tiene como finalidad explicar al lector la metodología que se va a utilizar para el diseño un sistema de paneles solares que permita controlar la potencia requerida por los equipos auxiliares de la Planta Hidroeléctrica Chucás. De este modo se pretende lograr el pago íntegro de la disponibilidad mensual mediante la entrega total de la energía pactada en el contrato de compraventa de energía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Al continuar la lectura del documento, se podrá conocer los objetivos propios del proyecto, los cuales permitirán determinar la tasa de éxito de este.

En la sección del marco teórico se explicará en detalle cada uno de los componentes y equipos utilizados en el desarrollo del proyecto. El documento finalizará con las estrategias metodológicas, donde se explicará el proceso paso a paso para solventar el problema y cumplir con los objetivos.

1.2 Área de Estudio

Este proyecto se centra en el diseño de un sistema de paneles solares que suplirá la carencia de energía de los equipos auxiliares con los que cuenta la planta hidroeléctrica. Como primer paso, se debe realizar un balance de energía de cada uno de los equipos auxiliares, a saber: bombas del sistema contra incendios, bombas de drenaje, bombas del HPU del gobernador, bombas del HPU de las compuertas de presa, iluminación de la casa de máquinas, sistema de aire comprimido, cargadores de bancos de baterías, UPS, inversores y equipos de subestación.

Como segundo paso, se realizará el diseño del sistema que proporcionará la potencia a los equipos auxiliares, con base en los datos obtenidos del estudio de balance de energía. Como tercer paso, el diseño se someterá a valoración y aprobación por parte del personal técnico de Enel para realizar aclaraciones y correcciones, si las hubiese. Adicionalmente, se procederá con la adquisición de los diferentes equipos y componentes para realizar el proyecto (paneles solares/banco baterías de litio, medidores de energía, entre otros).

El proyecto se realizará en las instalaciones de la planta hidroeléctrica Chucás, propiedad de la transnacional italiana Enel Green Power, ubicada en Balsa de Atenas.

Figura 1

Ilustración 1 P.H. Chucás 1



Fuente: Elaboración propia.

Figura 2

Ilustración 2 P.H. Chucás 2



Fuente: Elaboración propia.

1.3 Delimitación del Problema

La planta hidroeléctrica Chucás fue construida bajo la modalidad BOT (*building, operation, and transfer*), lo cual implica que el concesionario tiene un lapso de 20 años para construir, operar y entregar las instalaciones al ICE. Con base en lo anterior, adicional al pago de la energía entregada al ente operador, se paga un rubro por disponibilidad que es proporcional al cumplimiento del predespacho de la energía enviado semanalmente.

Debido al consumo de los equipos auxiliares, en ocasiones no se cumple con la totalidad de la energía predespachada y esto implica un pago proporcional menor del rubro de disponibilidad mensual, lo cual motiva el desarrollo de este proyecto. La incorporación de un sistema que inyecte potencia al sistema actual permitirá que el consumo de los equipos auxiliares no impacte la energía entregada en la Subestación Garita, evitando así el incumplimiento de la disponibilidad estipulada en cada una de las proyecciones semanales.

Esta problemática se presenta principalmente en los meses de verano, debido a que la baja en las lluvias reduce directamente proporcional los niveles del embalse, afectando la eficiencia de las turbinas. En la estación lluviosa, se compensa la producción perdida por el exceso de agua. Seguidamente, en las figuras 3, 4 y 5 se muestra la generación al día 27 de julio de 2022, el acumulado del mes de julio y el acumulado del año al mes de julio:

Figura 3

Tabla 1 Generación al 27 de Julio de 2022

Generación del 27 de Julio de 2022 (GW)		
País	Actual	Actual vs Presupuesto
Argentina	1,90	-5,60
Brasil	19,90	8,00
Chile	30,60	4,30
Colombia	25,80	-17,10
Costa Rica	0,80	0,20
Guatemala	2,00	0,00
México	0,80	0,50
Panamá	4,50	0,50
Perú	9,60	1,20

Fuente: Elaboración propia.

Figura 4

Tabla 2 Generación al Mes de Julio de 2022

Generación del Mes de Julio 2022 (GW)		
País	Actual	Actual vs Presupuesto
Argentina	64,00	-137,00
Brasil	374,00	54,00
Chile	689,00	-21,00
Colombia	1005,00	-152,00
Costa Rica	22,00	6,00
Guatemala	58,00	3,00
México	15,00	7,00
Panamá	91,00	-18,00
Perú	260,00	34,00

Fuente: Elaboración propia.

Figura 5

Tabla 3 Generación Acumulada Anual al Mes de Julio de 2022

Generación Acumulada Anual al Mes de Julio 2022 (GW)		
País	Actual	Actual vs Presupuesto
Argentina	798,00	-191,00
Brasil	2394,00	-270,00
Chile	4103,00	-421,00
Colombia	7648,00	-247,00
Costa Rica	99,00	19,00
Guatemala	300,00	11,00
México	84,00	10,00
Panamá	686,00	-288,00
Perú	2600,00	81,00

Fuente: Elaboración propia.

El pago de la disponibilidad mensual contempla tanto el cumplimiento de la generación proyectada como las horas en que la máquina se mantiene disponible para el cliente. Debido a políticas internas y temas de confidencialidad de la compañía, no se pueden presentar datos monetarios sobre las pérdidas mensuales por el no pago de la disponibilidad; sin embargo, es posible hacer en términos porcentuales. A continuación, se presentarán las pérdidas mensuales hasta el mes de marzo de 2022:

Figura 6

Tabla 4 Pérdidas por Disponibilidad

Año	Mes	Presupuesto Disponibilidad	Disponibilidad Obtenida	Pérdida
2022	Enero	100 %	95,1613 %	-4,8387 %
2022	Febrero	100 %	95,0893 %	-4,9107 %
2022	Marzo	100 %	94,9597 %	-5,0403 %
Promedio			95,0669 %	-4,9299 %

Fuente: Elaboración propia.

1.4 Justificación

En una entrevista con el gerente mantenimiento de la planta hidroeléctrica Chucás, ubicada en el sector Balsa de Atenas, este menciona que enfrentan ciertos problemas para cumplir con la *potencia en firme*. Este concepto se define como la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo con lo que defina el Reglamento de la Ley de Concesiones (Decreto Ejecutivo 30065, 2001).

Actualmente, la planta hidroeléctrica cuenta con dos generadores eléctricos, cuya capacidad instalada es de 25 MW por generador, para un total de 50 MW para la planta. De esta capacidad, se utilizan aproximadamente 0.4 MW para dispositivos auxiliares, lo cual ocasiona que no se cumpla con los requerimientos exigidos por la ley de concesiones. Este problema se vuelve más notorio durante los periodos de bajas precipitaciones y verano, ya que afectan el nivel del embalse.

Por otra parte, este problema también la capacidad de acceder al pago por disponibilidad que el ICE otorga a los contratistas como contraprestación por mantener las unidades disponibles para ser despachadas según su conveniencia. Con el objetivo de cumplir con las regulaciones, se propone el diseño de un sistema de paneles solares para compensar la caída de potencia por el consumo de los equipos auxiliares. La incorporación de este sistema podría mejorar el pago de la disponibilidad en cerca de un 4.9299 % del monto mensual pactado según se detalla en la tabla 4 Pérdidas por Disponibilidad, lo cual representa un valor X, esto de acuerdo con los datos proporcionados por Enel en el 2022.

Con base en estos datos preliminares expuestos por Enel, se determina que el proyecto podrá pagarse en 24 meses, ya que se cuenta con un presupuesto de 24X. A partir del vigésimo

quinto mes, se tendrá un retorno sobre la inversión, quedando de esta manera justificada la inversión y la realización del proyecto.

El proyecto se centrará en el diseño de un sistema de paneles solares, cuyas memorias de cálculo serán sometidas a aprobación por parte de la gerencia de Enel. A continuación, en la figura 7, se muestra el cuarto de potencia donde se alojan las celdas de media tensión que alimentan los equipos auxiliares:

Figura 7

Ilustración 3 Cuarto de Potencia

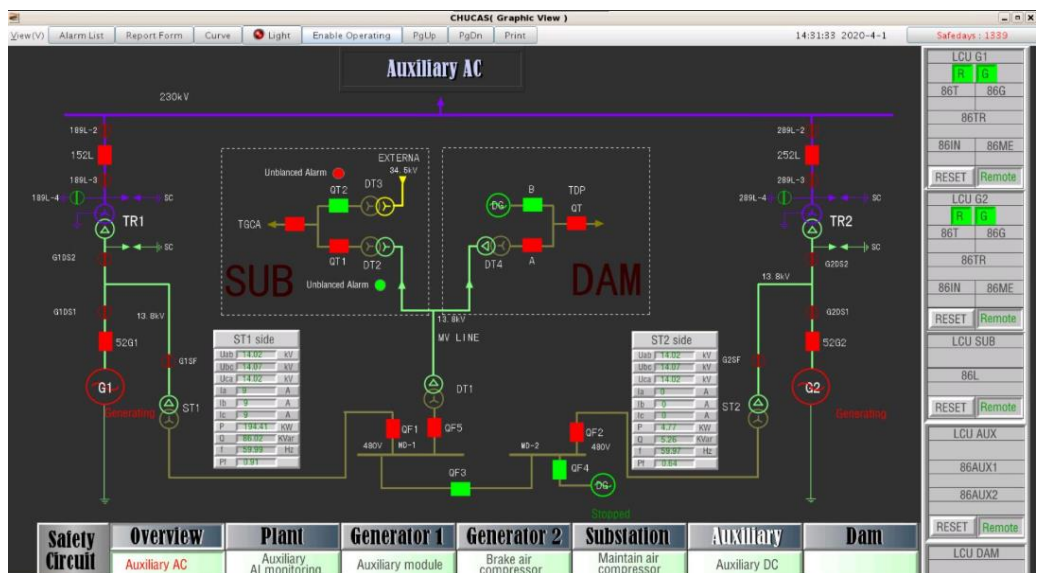


Fuente: Elaboración propia.

La figura 8 se expone la vista del diagrama unifilar de los equipos auxiliares en el PLC-SCADA actual, y en la figura 9, se puede ver uno de los paneles de monitoreo y control que permiten visualizar gráficamente las variables eléctricas de control:

Figura 8

Ilustración 4 Diagrama Unifilar Equipos Auxiliares



Fuente: Elaboración propia.

Figura 9

Ilustración 5 Panel de Control y Monitoreo



Fuente: Elaboración propia.

1.5 Estado de la Cuestión

Este apartado incluye información de algunos trabajos realizados tanto a nivel nacional como internacional, los cuales se relacionan con el proyecto propuesto. Los procesos referenciados en esta sección servirán como un punto de partida que ayudarán a visualizar de manera global los alcances del proyecto, pero con la salvedad que no son necesariamente iguales.

1.5.1 Nivel Internacional

Grupo Enel es una multinacional con sede en Italia y cuenta con una serie de divisiones, entre las cuales destacan *Enel Cuore*, *Enel Green Power* y *Enel X*. Estas subsidiarias tienen en su cartera de negocios tienen una gran cantidad de plantas generadoras de energía en diferentes tecnologías (hidroeléctrica, eólica, solar, térmica, nuclear, biomasa, entre otras), las cuales están bajo un régimen de estandarización en cada uno de sus ámbitos, específicamente según su categoría. Este proyecto en particular ha fomentado que se empiecen a gestionar procesos de optimización de potencia similares en algunas de las plantas que posee el corporativo, como El Quimbo en Colombia y El Canadá en Guatemala (Datos proporcionados por Enel en 2022).

El cálculo y mejoramiento de la potencia en firme en las centrales generadoras de electricidad se ha vuelto un tema común entre los industriales, hasta el punto de que existen países que han emitido procedimientos técnicos para este fin. Un ejemplo de ello es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú (Osinergmin), que emitió el Informe N°379-2018-GRT, el cual dicta las pautas a seguir para realizar dichos cálculos, (Osinergmin, 2018).

Gracias a las sinergias que existen entre las plantas de los diferentes países en los que la compañía está presente y a los procesos transversales entre estos, se podrá recopilar información

sobre las buenas prácticas utilizadas en los procesos y los obstáculos que se encontraron durante la ejecución de las actividades de optimización de potencia. Estos datos serán de mucha utilidad para lograr el objetivo sin contratiempos.

1.5.2 Nivel Nacional

A nivel nacional, Enel Green Power Costa Rica, subsidiaria del Grupo Enel, cuenta con tres centrales hidroeléctricas: P.H. Don Pedro y P.H. Río Volcán con turbinas Pelton de 14 y 17 MW respectivamente y P.H. Chucás con dos turbinas Francis de 25 MW de capacidad instalada. De estas, la última es objeto de estudio, a la que se le realizará la optimización de potencia en firme. Dado que no se cuenta con más centrales en el país, de momento es la primera de la compañía que se intervendrá de esta manera. Las otras dos plantas se encuentran sin generar por vencimiento de los contratos de compraventa de energía desde el año 2020.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

Desarrollar en doce meses, un sistema que permita controlar la potencia requerida por los equipos auxiliares de la Planta Hidroeléctrica Chucás y así lograr el pago íntegro de la disponibilidad mensual mediante la entrega total de la energía pactada en el contrato de compra – venta de energía con el Instituto Costarricense de Electricidad.

1.6.2 Objetivos Específicos

1. Diseñar un generador fotovoltaico que pueda suministrar al menos 0,35 MW para alimentar los equipos auxiliares de la Planta Hidroeléctrica Chucás.
2. Presentar las memorias de cálculo del sistema y someterlas a aprobación por parte de Enel Green Power.
3. Diseñar un sistema BESS con base en las memorias de cálculo del generador fotovoltaico, según las fichas técnicas presentes en el mercado.
4. Elaborar y entregar el cartel de licitación para la compra de los paneles solares para el sistema propuesto.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO Y REFERENCIAL

Capítulo 2. Marco Teórico Referencial

A continuación, se enlistan cada uno de los conceptos, componentes y equipos que se mencionan a lo largo de este trabajo de investigación. Esto con la finalidad de lograr una mayor comprensión por parte del lector a medida que avanza en la lectura de este documento:

2.1 Capacidad Instalada

Este concepto “se refiere a la disponibilidad de infraestructura necesaria para producir determinados bienes o servicios”, (Mejía, 2013, p. 1). En términos eléctricos, es la capacidad de generación de cada una de las máquinas de la planta hidroeléctrica.

2.2 Disponibilidad

Para efectos de esta investigación, la disponibilidad se puede entender como la medida de la capacidad de tener las unidades generadoras utilizables a disposición y conveniencia del cliente, (Comunicación personal con la empresa Enel, 2022).

2.3 Potencia

La potencia concierne a la cantidad de energía eléctrica absorbida por un componente eléctrico en un determinado momento se determina mediante la ecuación $P = V \cdot I$ donde P es la potencia, V es la tensión e I es la corriente, (Balcells et al., 2011).

2.4 Optimización de Potencia

La noción de optimización de la potencia se refiere a la mejora del consumo de energía de los equipos de un sistema (Comunicación personal con la empresa Enel, 2022).

2.5 Potencia en Firme

Esta es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo con lo que defina el Reglamento de la Ley de Concesiones (Decreto Ejecutivo 30065, 2001).

2.6 Equipos Auxiliares

Dichos equipos son aquellos que desempeñan funciones de apoyo para la unidad principal, tales como el aire comprimido, la lubricación y la presión de aceite, entre otros (Costas, 2005).

2.7 Banco de Baterías

A esto se le conoce como el conjunto de baterías que está conectado en serie o paralelo para lograr el nivel de tensión en corriente directa necesario (Burgos, 2013).

2.8 Cargador de Baterías

Este es el dispositivo que suministra la potencia requerida por el banco de baterías (Burgos, 2013).

2.9 Sistema de Aire Comprimido

Se conoce como sistema de aire comprimido al sistema mediante el cual se comprime aire y se almacena en cilindros para su uso en procesos industriales (Carnicer, 1991).

2.10 Subestación

Esta es la instalación diseñada para recibir energía eléctrica en diferentes niveles de tensión y adecuarlos para su posterior transmisión y distribución (Trashorras, 2015).

2.11 Paneles Solares

Los paneles solares son los dispositivos que convierten la radiación solar en electricidad mediante un proceso denominado efecto fotovoltaico (Arencibia, 2016).

2.12 SCADA

SCADA es el acrónimo en inglés de Supervisory, Control and Data Acquisition (supervisión, control y adquisición de datos), este es el sistema que se utiliza para controlar los equipos de sus centros, recopilar y registrar datos de sus operaciones (Daneels, 1999).

2.13 Inversores

Dispositivos eléctricos que convierte corriente directa (DC) en corriente alterna (AC), (Arencibia, 2016).

2.14 HPU

Es el acrónimo en inglés para *Hydraulic Power Unit* (unidad de potencia hidráulica), la cual permite suministrar potencia hidráulica a los diferentes equipos (Davis, 2010).

2.15 UPS

Este es el acrónimo en inglés de *Uninterruptable Power Supply* (fuente de alimentación ininterrumpida), la cual alimenta los equipos si el suministro eléctrico falla (Arencibia, 2016).

2.16 PLC

Es el acrónimo de *Programmable Logic Controller* (controlador lógico programable), el cual es un dispositivo con múltiples señales de entradas y salidas que permite automatizar procesos industriales (Pérez et al., 2009).

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

Capítulo 3. Marco Metodológico

3.1 Metodología de la Investigación

En esta sección se detallan los pasos de la metodología que se emplearon para satisfacer los objetivos de este proyecto. Se utilizan medidores de energía para determinar los consumos de los equipos auxiliares y se muestran las gráficas respectivas.

3.2 Análisis de Variables

Para lograr ejecutar el primer objetivo específico del proyecto, fue necesario recolectar información mediante entrevistas a los operadores de las máquinas y al personal de mantenimiento de la planta. La información registrada se analizó mediante un enfoque cuantitativo, además se revisó la información documental de planos, esquemáticos de equipo eléctrico, electrónico y neumático, manuales, entre otros, proporcionada por Enel (comunicación personal, 2022).

Se realizó una investigación detallada para determinar el potencial solar en la planta hidroeléctrica chucas, intentando recabar información relevante en cuanto a las condiciones meteorológicas.

3.3 Diseño del Sistema Solar Fotovoltaico

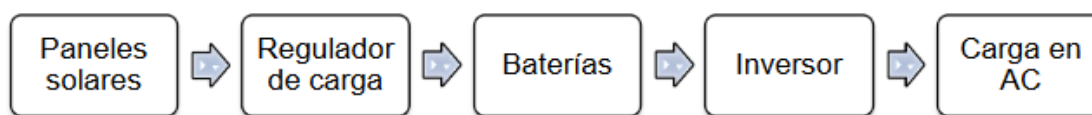
El sistema solar fotovoltaico se desarrolló teniendo en cuenta que esta tecnología es una de las fuentes de energía más apropiadas para utilizar de manera complementaria con otro tipo de generación eléctrica. Dando a su bajo mantenimiento y las bajas emisiones contaminantes la hacen idónea para este proyecto.

El sistema solar fotovoltaico consta de cuatro elementos. Entre los cuales, se tienen los paneles solares, sobre los cuales incide la luz solar para convertirla en electricidad. Por otro lado,

está el regulador para evitar sobre cargas y la reducción de la vida útil de las baterías. Estas, a su vez, conforman el tercer componente y son las encargadas de acumular la energía generada. Por último, como cuarto elemento se encuentran los inversores que se conectan a la carga con el objetivo de suplir la energía en periodos de alta demanda o desabastecimiento de agua de la planta (como se puede observar en la figura 10).

Figura 10

Ilustración 6 Diagrama Bloques Sistema Fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia.

3.4 Obstáculos y Dificultades Encontradas

Al iniciar con el proyecto, se presentaron tres inconvenientes muy puntuales, los cuales se describirán a continuación:

1. Presupuesto: el proyecto se viene gestando desde hace tres años debido a la relevancia de este, pero una vez que se iniciaron las gestiones, la casa matriz (Enel Corporativo – Italia) congeló la partida presupuestaria por razones logísticas, la cual fue liberada a mediados del mes de octubre de 2022, ocasionando un atraso de aproximadamente dos meses en la ejecución del balance de energía.
2. Realización del Balance de Energía: una vez que se contaba con el presupuesto, se intentó realizar el balance de energía de la planta, no obstante, la agenda de trabajos del proveedor, con el cual se tiene contrato para soporte de redes operativas, estaba saturada, lo cual ocasionó un atraso de dos semanas adicionales.

3. Cadena de Aprobación: dada la magnitud del proyecto, el alto costo de implementación y el impacto que este proyecto podría tener en toda la organización, cada etapa ha sido sometida a diversos filtros de aprobación por parte de la alta gerencia, lo cual ha sido un proceso increíblemente burocrático que ha ocasionado un retraso de casi 10 meses.

CAPITULO IV

PRESENTACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS.

Capítulo 4. Presentación y análisis de resultados

Como primer paso, se realizó un balance de energía en el que se concluyó que no se apreciaron variaciones significativas de la señal de voltaje promedio manteniéndose en el rango aceptable del $\pm 10\%$ máximo permitido por la ARESEP. Adicionalmente, las lecturas máximas de consumo del ST1 y ST2 sumaron un total de 218,76 KW, que es consecuente con el valor de 230 KW obtenido del medidor del generador auxiliar de combustión cuando está en operación.

Posteriormente, se realizó una comprobación del comportamiento de la radiación solar en la zona de Atenas, utilizando para ello Se y comparando los datos obtenidos con los de la base de datos de la NASA desde el año 2016 hasta el 2021, se determinó que las lecturas son similares, por consiguiente, se consideran veraces.

Se procedió a diseñar el sistema fotovoltaico, para ello se utilizó el software *HelioScope*, con licencia de Enel Green Power Panamá, quienes cuentan con plantas solares y, por ende, experiencia en este ámbito. Con ayuda de esta herramienta, se logró definir en un área aproximada de 4.000 m² un generador fotovoltaico de 736 módulos de 545W con una capacidad instalada de 401,1 KWp/330 KW AC, cuyo ángulo óptimo de inclinación es de 15° y con una orientación hacia el Sur con una afectación máxima de sombra de 1,9 %, esto en caso de que se coloquen los paneles con una distancia de separación entre filas de 2,5 m y una distancia de separación de 2 m respecto al muro de concreto de la propiedad.

Con base en los parámetros del generador fotovoltaico, se seleccionó el sistema BESS SunGrow ST1145kWh-250kW-4h, dado que es el que satisface los parámetros de diseño respectivos (Sungrow, 2019).

4.1 Diseño e Implementación del Proyecto

4.1.1 Resultados Balance de Energía

Tal y como se muestra en la Figura 8, la planta cuenta con dos ramales de celdas de media tensión: una por cada unidad generadora. Las cuales, a su vez, cuentan con un transformador de servicio propio que bajan el nivel de tensión de 13,8 KV a 480 V denominados ST1 (*Service Transformer 1*) para la unidad generadora 1 y ST2 (*Service Transformer 2*) para la unidad generadora 2. Ambos sistemas son redundantes entre sí, pero la mayor carga está concentrada en el transformador ST1, debido a que suministra potencia al transformador elevador DT1 que eleva el nivel de tensión de 480 V a 13, KV para alimentar los equipos de la presa y la subestación.

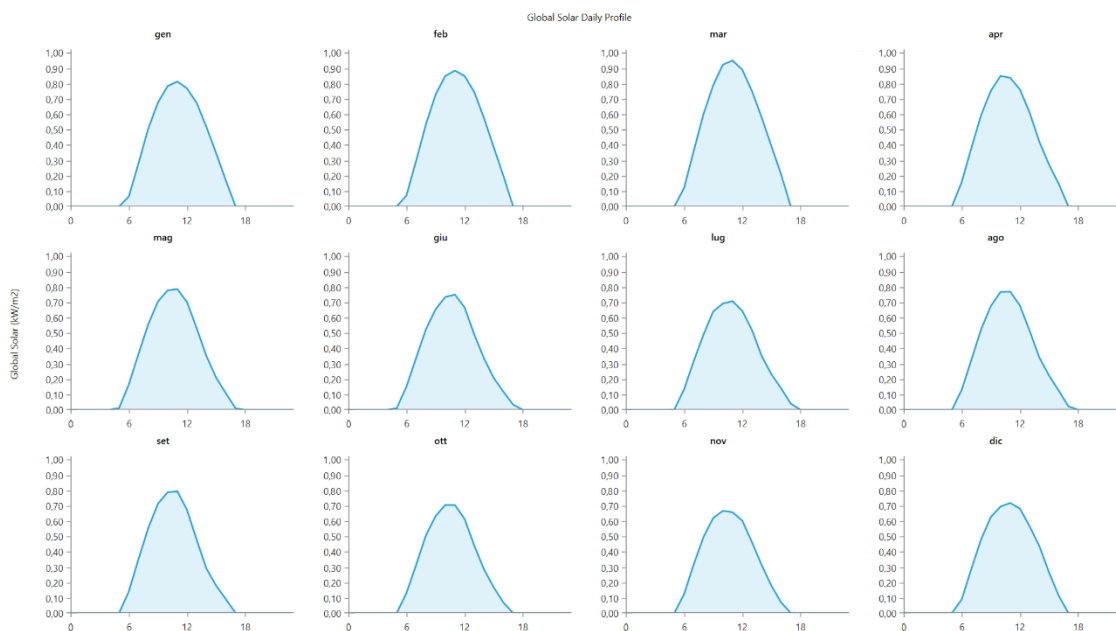
Con base en los datos anteriores, la empresa *NRG Solutions Group*, que fue subcontratada por el proveedor de *Enel Energy Solutions*, realizó el balance de energía en las acometidas secundarias de los transformadores ST1 y ST2, esto por un periodo de siete días consecutivos en el mes de noviembre de 2022. Los informes entregados por el contratista concluyeron que no se apreciaron variaciones significativas de la señal de voltaje promedio manteniéndose en el rango aceptable del ± 10 % máximo permitido por la ARESEP y por las normativas en general con relación al nivel de tensión 277 V. Adicionalmente, la lectura máxima de consumo del ST1 fue de 211,5 KW y del ST2 de 7,26 KW, lo cual da un total de 218,76 KW que es consecuente con el valor de 230 KW obtenido del medidor del generador auxiliar de combustión con el que cuenta la central hidroeléctrica en lapsos de indisponibilidad total programada para efectos de mantenimiento. Los valores citados anteriormente pueden ser consultados en el Anexo III: Extracto Informe Balance de Energía ST1 y Anexo IV: Extracto Informe Balance de Energía ST2.

4.1.2 Diseño de Generador Fotovoltaico

Dos de los parámetros medulares para realizar el diseño del sistema fotovoltaico son el comportamiento de la radiación solar (Kw/m^2) y la temperatura ambiente ($^{\circ}C$) en la zona de Atenas. Por esta razón, se utilizó la base de datos *MERRA* de la NASA (2022) para este propósito, y se generó un gráfico con los promedios de ambas magnitudes desde el año 2016 (inicio de operaciones de la Central) hasta el año 2021. A continuación, tanto en la figura 11 como en la 11, se presentan los datos obtenidos:

Figura 11

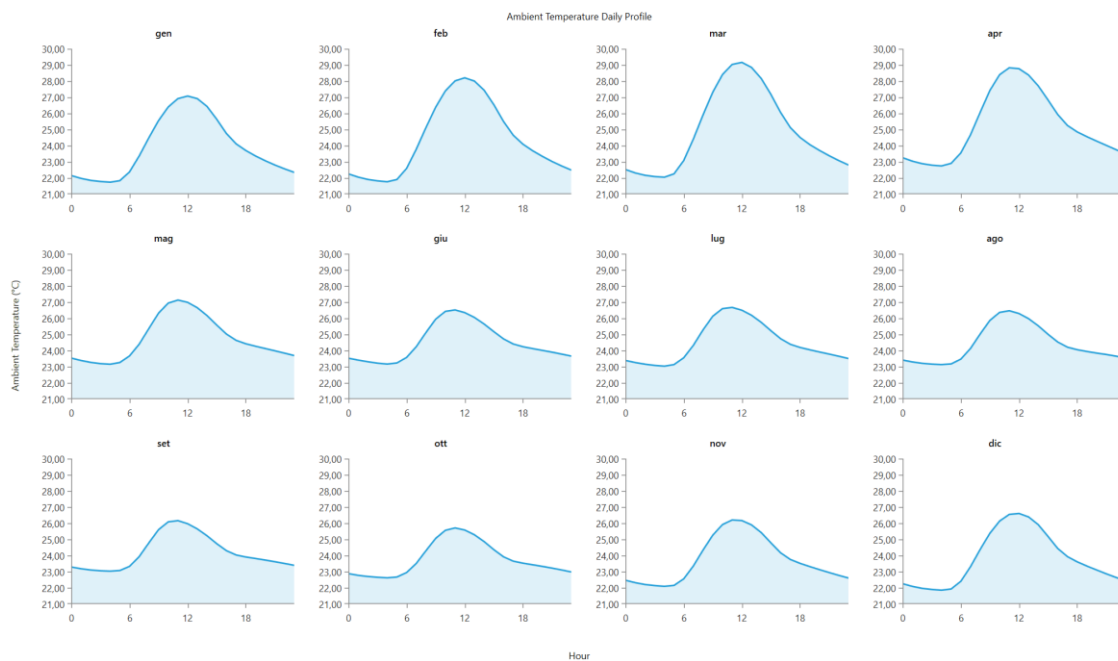
Ilustración 7 Radiación Solar Diaria,



Fuente: NASA (2022).

Figura 12

Ilustración 8 Temperatura Ambiente Diaria

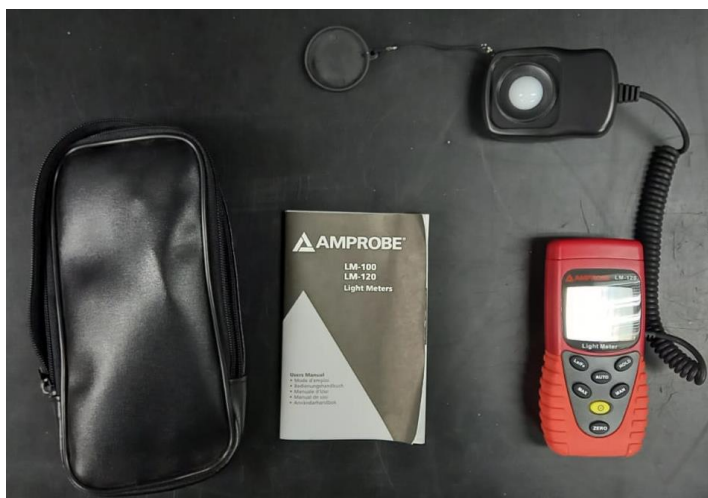


Fuente: NASA (2022).

Con base en los gráficos brindados por la herramienta de la NASA (2022), se determinó que la radiación solar es muy alta entre los meses de enero a abril. Para realizar una comprobación de estos datos, se procedió a adquirir un Luxómetro para medir la intensidad luminosa de forma precisa y compararla con la base de datos de la entidad norteamericana. A continuación, en la figura 13 se muestra el equipo adquirido:

Figura 13

Ilustración 9 Luxómetro



Fuente: Elaboración propia.

Una vez que el equipo llegó a las instalaciones de la planta, se procedió a realizar las respectivas mediciones para realizar las comparativas. A continuación, en las figuras 14, 15 y 16, se muestran las mediciones tomadas:

Figura 14

Ilustración 10 Medición de Luxes 1



Fuente: Elaboración propia.

La medición fue tomada en el sitio seleccionado para la instalación del generador fotovoltaico.

Figura 15

Ilustración 11 Medición de Luxes 2



Fuente: Elaboración propia.

El dato arrojado por el equipo muestra mediciones en una escala de 1×10^2 y en la tabla 5 (figura 17) se muestra la tabla de equivalencias respectiva.

Figura 16

Ilustración 12 Medición de Luxes 3



Fuente: Elaboración propia.

La escala que utiliza el equipo es 1×10^2 y empleando la equivalencia de que $1 \text{ Lux} = 0,0079 \text{ W/m}^2$ se procedió a realizar los cálculos y se obtuvieron los siguientes resultados, según se muestra en las figuras 17 y 18:

Figura 17

Tabla 5 Equivalencia Lux - KW/m²

Descripción	Dato Medido (Lux 1×10^2)	Equivalencia (0,0079)	Valor (KW/m ²)
Medición 1	987	0,0079	0,77973
Medición 2	985	0,0079	0,77815

Fuente: Elaboración propia.

Figura 18

Tabla 6 Comparación Base Datos vs Mediciones Tomadas

Descripción	Base de Datos NASA Diciembre (KW/m2)	Datos Medidos con Luxómetro	Diferencia
Medición 1	0,77	0,77973	-0,00973
Medición 2	0,77	0,77815	-0,00815

Fuente: Elaboración propia.

Con base en las comparaciones de las figuras 17 y 18, se determina que los valores de la NASA (2022) y los medidos en sitio son casi idénticos, razón por la cual se consideran veraces.

Después de una evaluación detallada de los posibles sitios para la colocación de los paneles solares, se definió como locación idónea un área de parqueos de aproximadamente 4000 m² que está frente a la entrada principal de la central hidroeléctrica, debido a varias razones:

- No tiene problemas de sombra, excepto las del horizonte cuando se oculta el sol.
- La línea de alimentación interna de media tensión de 13.8 KV pasa muy cerca de esta zona.
- No la afecta la bruma de agua y barro proveniente de las compuertas de vertedero de la presa cuando se regulan niveles, lo cual implicaría una limpieza continua de los equipos.

A continuación, en la figura 19 se muestra una foto del sitio seleccionado y en la figura 20 el croquis del área donde se colocaron los paneles solares:

Figura 19

Ilustración 13 Sitio Elegido para Colocación de Paneles Solares

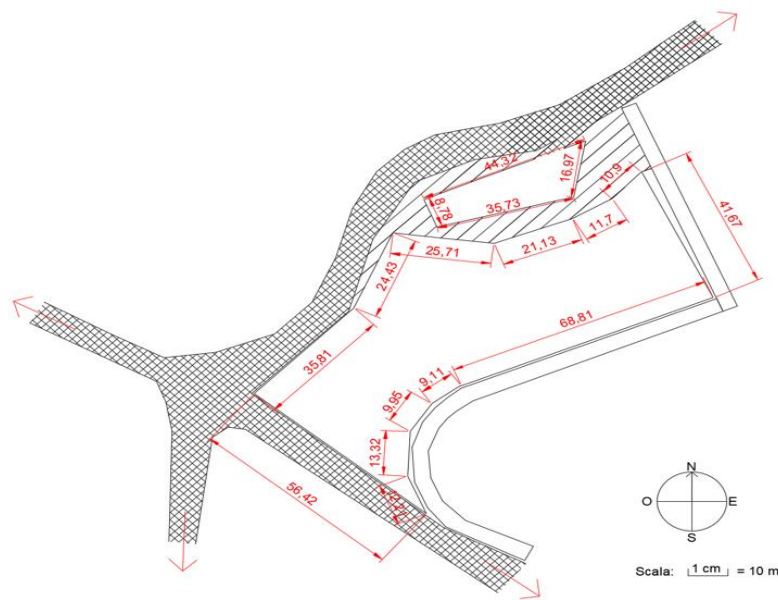


Fuente: Elaboración propia.

La figura 19 muestra el sitio donde se instalarán los paneles solares.

Figura 20

Ilustración 14 Croquis del Área de Colocación de Paneles Solares



Fuente: Elaboración propia.

La figura 20 muestra el croquis del área de colocación de los paneles solares.

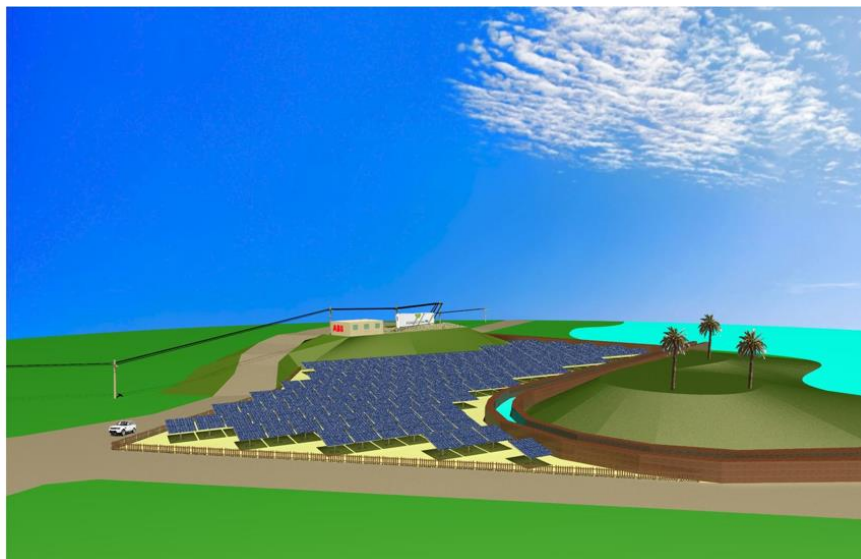
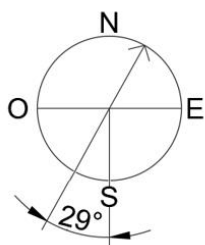
A continuación, en las figuras 21, 22 y 23 se muestra un modulado 3D para demostrar la disposición y colocación de los paneles solares con tres vistas en diferentes ángulos:

Figura 21

Ilustración 15 Modulado 3D Vista 1

Render 3D

➤ Vista 1



Fuente: Elaboración propia.

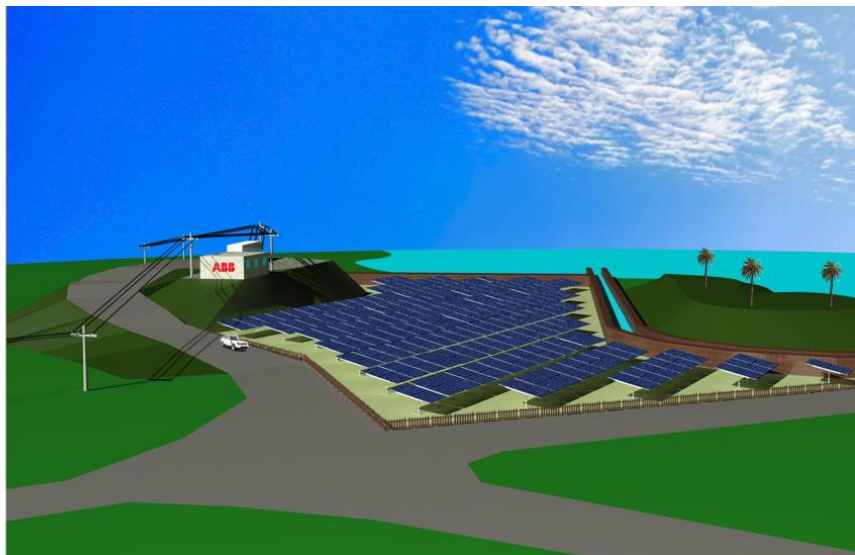
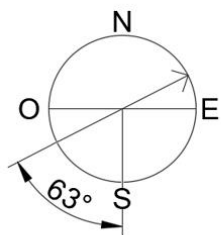
La figura 21 muestra el modulado 3D Vista 1 del área de colocación de los paneles solares.

Figura 22

Ilustración 16 Modulado 3D Vista 2

Render 3D

➤ Vista 2



Fuente: Elaboración propia.

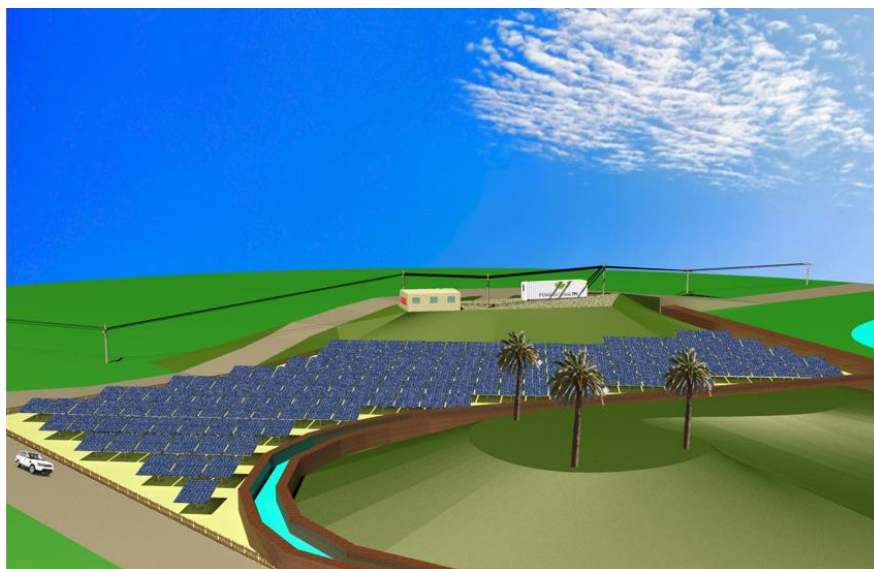
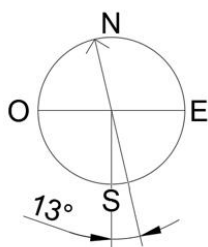
La figura 22 muestra el modulado 3D Vista 2 del área de colocación de los paneles solares.

Figura 23

Ilustración 17 Modulador 3D Vista 3

Render 3D

> Vista 3



Fuente: Elaboración propia.

La figura 23 muestra el modulador 3D Vista 3 del área de colocación de los paneles solares.

4.1.3 Memorias de Cálculo para el Generador Fotovoltaico

Gracias a que Enel cuenta con plantas solares en diversos países, posee a su vez un alto grado de conocimiento en este particular, siendo Panamá el país más cercano a Costa Rica en contar con esta tecnología. Con base en lo anterior, se contactó con colegas del país vecino y se proporcionó una cuenta bajo licencia del software *Helioscope*, la cual es la herramienta que se utiliza para el diseño de parques fotovoltaicos y que fue de gran ayuda para la parametrización del proyecto y obtención de datos. Adicionalmente, el hecho de que la empresa cuente con dos drones y cuatro pilotos con licencia para volar naves no tripuladas (figura 24) facilitó el levantamiento fotográfico y revisión de los puntos donde se instalarán los paneles.

Figura 24

Ilustración 18 Licencias de Pilotos de Drone



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presenta el paso a paso para la realización del diseño del sistema fotovoltaico:

4.1.4 Coordenadas del Sitio

Las coordenadas del sitio son las siguientes: 9.932134, -84.383132

4.1.5 Orientación e Inclinación Óptima

El grado de inclinación óptimo para una planta fotovoltaica depende directamente de la latitud en la que se encuentre el sitio donde se realizará el proyecto. Siendo que Costa Rica se encuentra ubicada entre los 8° y 11° latitud Norte, el sol se observa, en la mayoría de los meses del año, ligeramente inclinado hacia el Sur. Por tal razón, la orientación idónea para captar forma perpendicular la irradiancia es orientando la planta solar fotovoltaica hacia el Sur con un ángulo de inclinación de 10°. No obstante, un ángulo de inclinación tan leve ocasiona inconvenientes por

el empozamiento de agua en los módulos y que, a su vez, cuando se evapora el agua, produce manchas por acumulación de suciedad, típicamente en los bordes inferiores. Esto implica que se deban aumentar los costos por concepto de mantenimiento de lavado de los módulos, lo que afecta directamente el ROI (retorno de inversión) del proyecto. Por estas razones, el ángulo de inclinación óptimo se establece en 15° , siendo este un ángulo que permite que la gota de agua no se acumule por empozamiento.

4.1.6 Consumo de Equipos Auxiliares

El estudio de variables eléctricas realizado revela que, para los 2 MW de capacidad en transformadores, la demanda de los equipos auxiliares en ST1 y ST2 corresponden al 11,67 % de la capacidad instalada. Es decir, una demanda de equipos auxiliares de 233,3 KVA.

Con ayuda del perfil de carga anual, fue posible determinar la cantidad de energía consumida mes a mes por parte de los equipos auxiliares. Además, de rastrear en el tiempo el comportamiento de la demanda mediante gráficos. De esta forma, se obtiene un panorama más claro de la cantidad de energía que se requiere generar por medio de los módulos fotovoltaicos y que tan coincidentes serán estas curvas en el tiempo.

A continuación, en la figura 25 se procede a resumir el consumo encontrado mes a mes del año 2022:

Figura 25

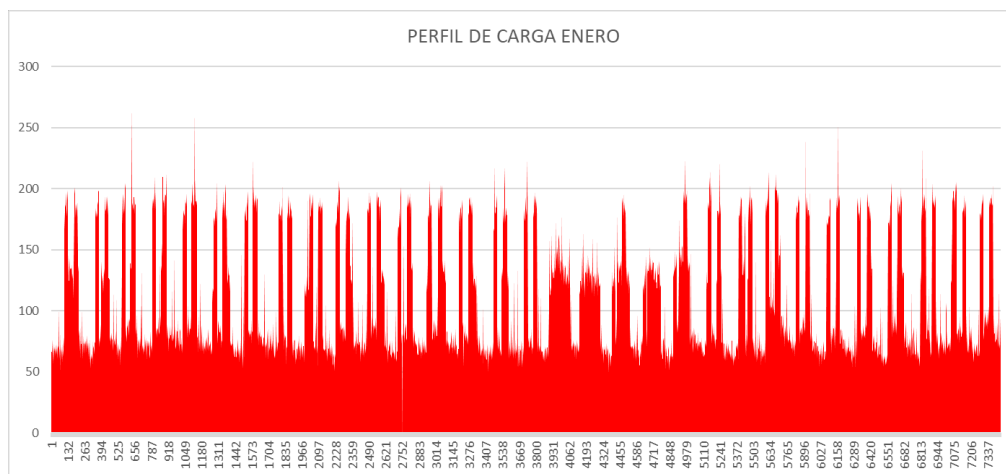
Tabla 7 Energía Total Consumida 2022

Energía Total Consumida (KWh)	
Enero	80807,46
Febrero	75593,42
Marzo	76830,16
Abril	62924,26
Mayo	103673,21
Junio	110130,57
Julio	113679,09
Agosto	114388,78
Setiembre	113222,82
Octubre	121362,56
Noviembre	114078,60
Diciembre	57742,23
TOTAL	1144433,17
PROMEDIO MENSUAL	95369,43

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 7 (figura 25) muestra el consumo de energía de la planta del año 2022 visto de manera mensual.

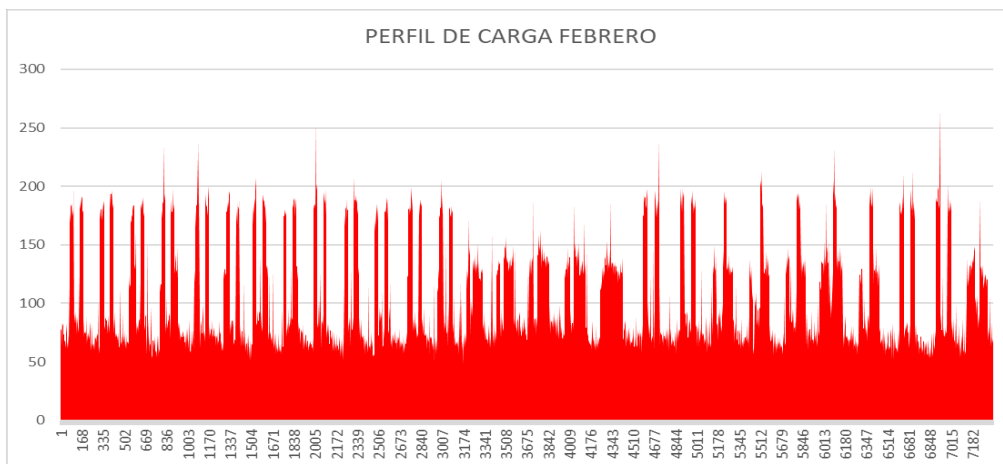
Para una mejor comprensión en el tiempo, se procede a mostrar los siguientes gráficos en donde se visualiza la potencia en KVA consumida por los equipos auxiliares en donde se evidencia que es directamente proporcional a la generación entregada, a mayor potencia suministrada, mayor consumo de los equipos:

Figura 26**Ilustración 19 Perfil de Carga Enero**

Fuente: Elaboración propia.

Figura 27

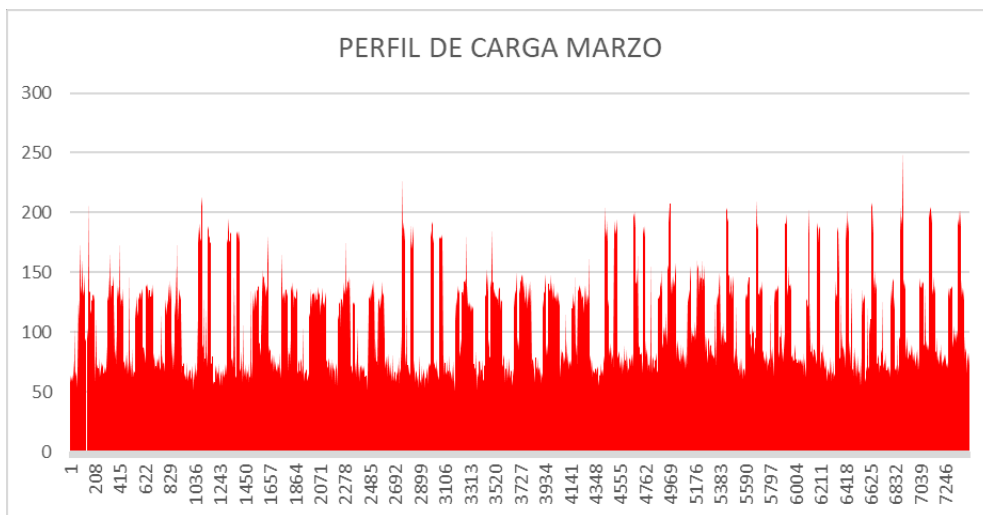
Ilustración 20 Perfil de Carga Febrero



Fuente: Elaboración propia.

Figura 28

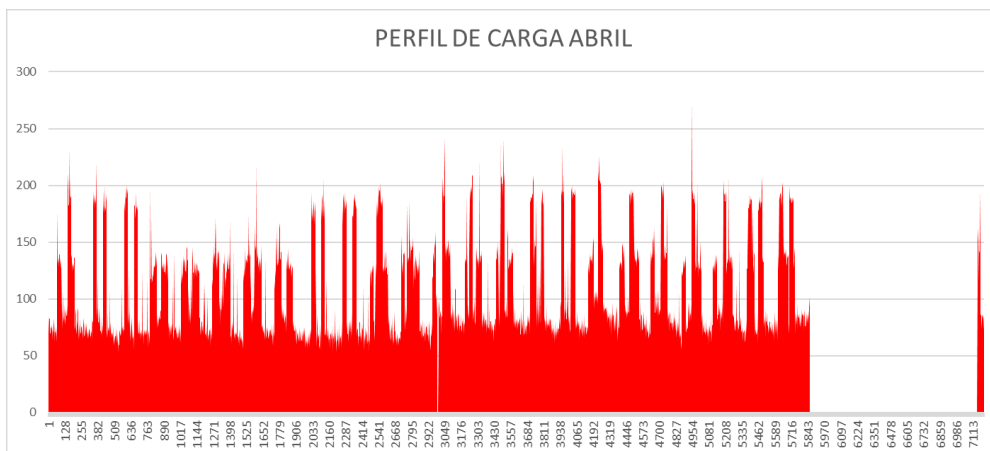
Ilustración 21 Perfil de Carga Marzo



Fuente: Elaboración propia.

Figura 29

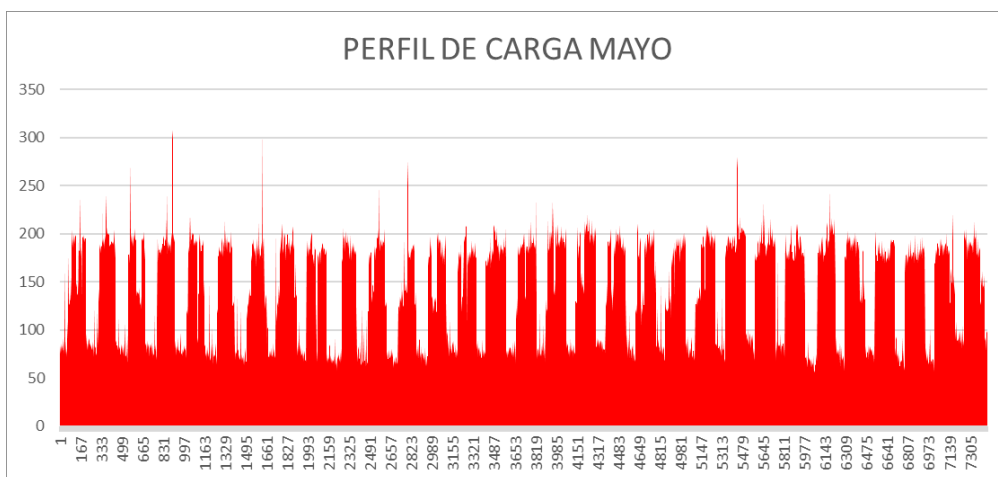
Ilustración 22 Perfil de Carga Abril



Fuente: Elaboración propia.

Figura 30

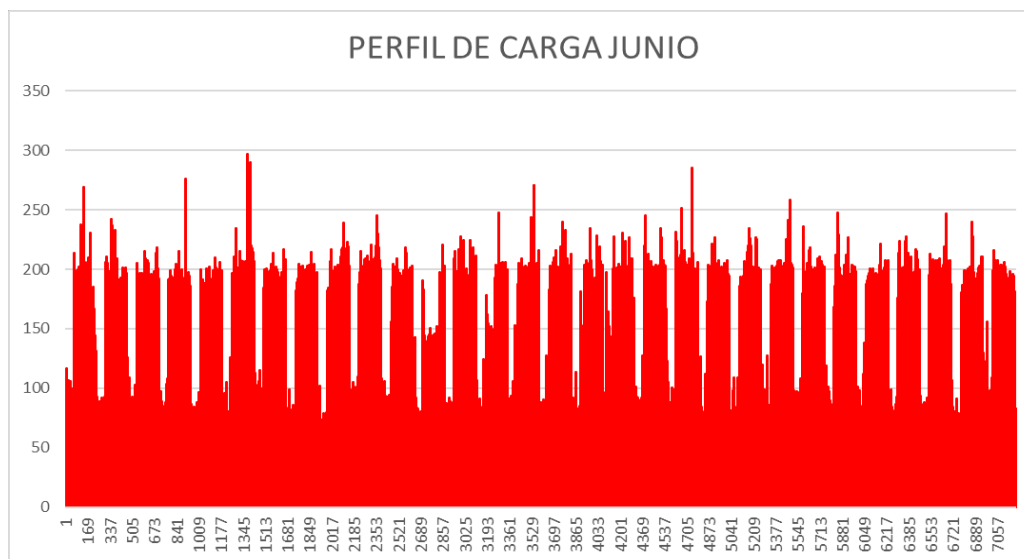
Ilustración 23 Perfil de Carga Mayo



Fuente: Elaboración propia.

Figura 31

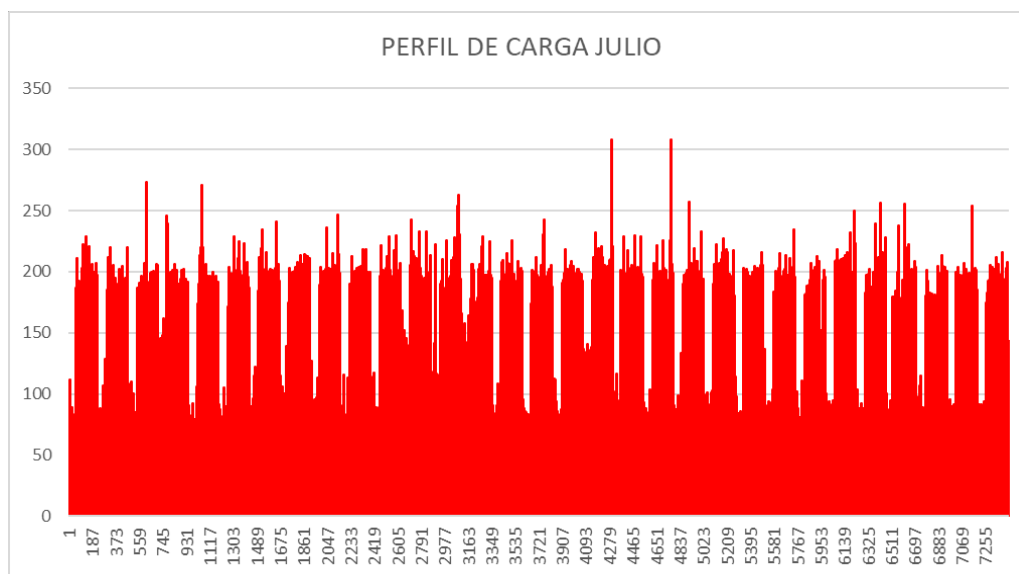
Ilustración 24 Perfil de Carga Junio



Fuente: Elaboración propia.

Figura 32

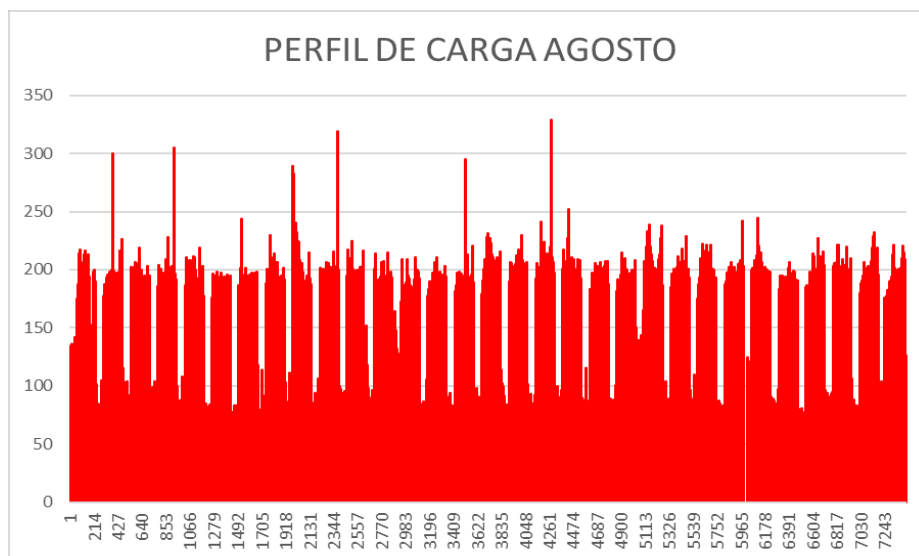
Ilustración 25 Perfil de Carga Julio



Fuente: Elaboración propia.

Figura 33

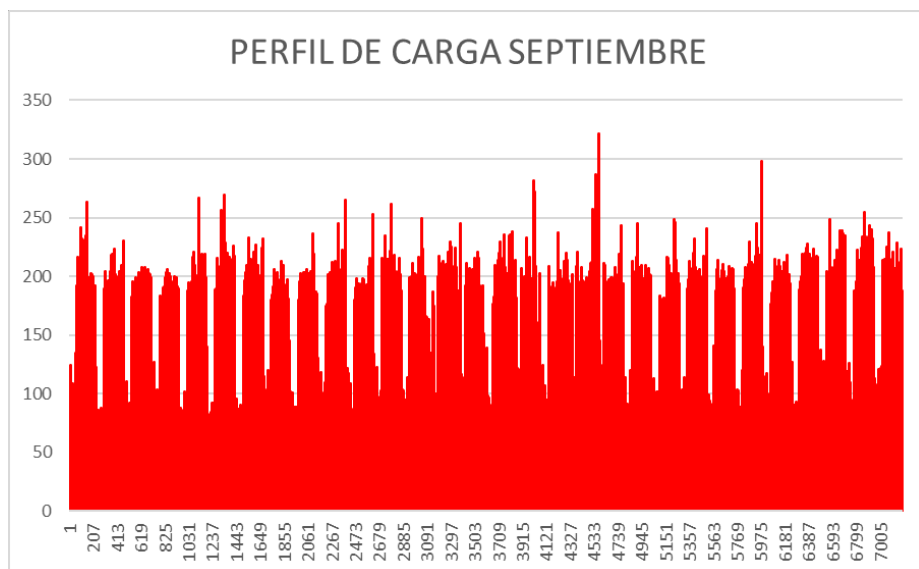
Ilustración 26 Perfil de Carga Agosto



Fuente: Elaboración propia.

Figura 34

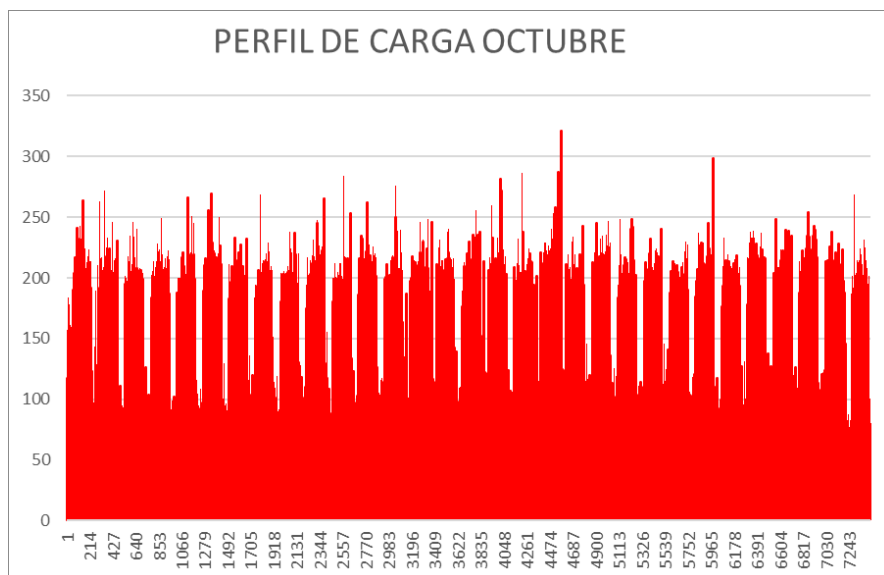
Ilustración 27 Perfil de Carga Setiembre



Fuente: Elaboración propia.

Figura 35

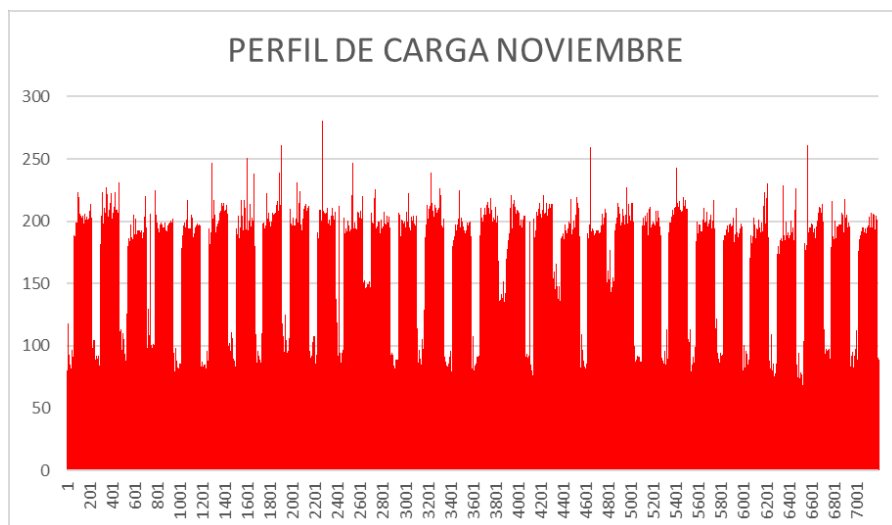
Ilustración 28 Perfil de Carga Octubre



Fuente: Elaboración propia.

Figura 36

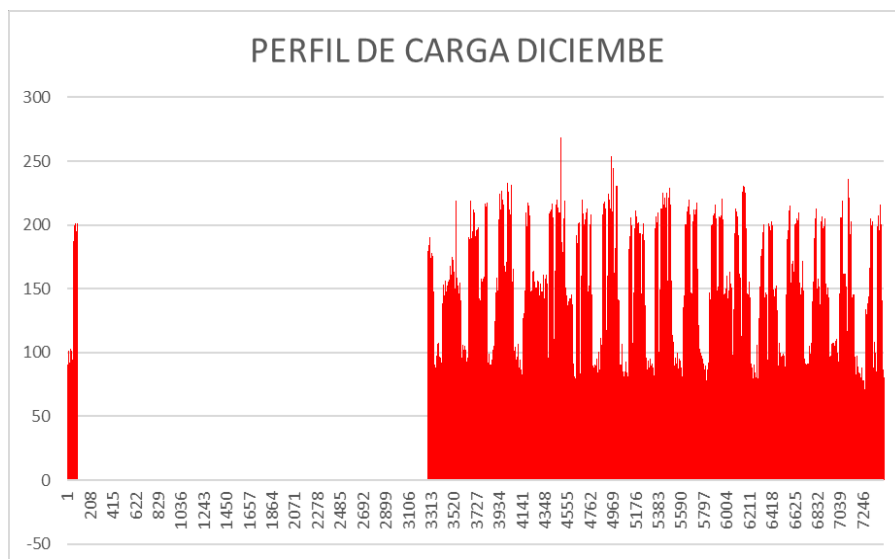
Ilustración 29 Perfil de Carga Noviembre



Fuente: Elaboración propia.

Figura 37

Ilustración 30 Perfil de Carga Diciembre



Fuente: Elaboración propia.

Con base en los datos arrojados de las mediciones de energía, se comprobó que los meses de estación seca de enero a mayo son los más críticos en cuanto a recurso hidráulico, lo cual incide directamente en la generación y a su vez, en el consumo de los equipos auxiliares para tal fin. Teniendo claro este escenario, toma mayor relevancia el hecho de contar con un parque fotovoltaico eficiente que pueda suministrar la potencia en la temporada seca, ventana de tiempo en la que los equipos no están en la mayor eficiencia, debido a las fluctuaciones en los caudales del embalse y cualquier afectación a nivel de la red podría provocar el no cumplimiento de la energía pactada con anterioridad ante el ente regulador.

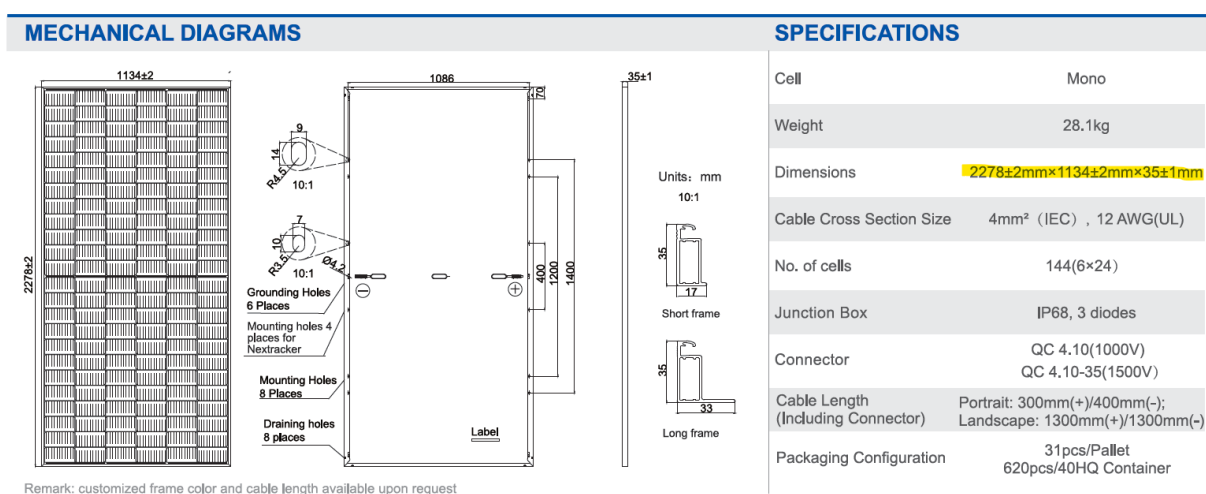
4.1.7 Área Disponible

El tamaño de los módulos fotovoltaicos varía en función de la marca y potencia seleccionada. Para este caso específico, se ha seleccionado el modelo JAM72S30-545/MR de

545W de potencia del fabricante JA SOLAR, puesto que son equipos con los que colegas en otros países han trabajado, se conocen los fabricantes, poseen un alto stock de repuestos y se han demostrado su efectividad en sitio. A partir de las características de estos equipos es que se empieza a diseñar el sistema. La ficha técnica del producto muestra las siguientes dimensiones:

Figura 38

Ilustración 31 Especificaciones Panel Solar



Fuente: Elaboración propia.

Cada módulo representa un área de 2,583 m². Además, se cuenta con el siguiente terreno (figura 39) de aproximadamente 4.000 m² para poder desarrollar e implementar el proyecto fotovoltaico en cuestión:

Figura 39

Ilustración 32 Vista Aérea Terreno 1



Fuente: Elaboración propia.

La ilustración 32 (figura 39) muestra la vista aérea 1 del terreno tomada con la ayuda de drones propios de la empresa.

Mediante Drones, *Google Maps* y la licencia de Software *HelioScope*, se escaló la imagen y estimó la cantidad de módulos que podrían instalarse. La figura 40 muestra la distribución acorde al área disponible donde se contabiliza un total de 736 módulos fotovoltaicos de 545W cada uno:

Figura 40

Ilustración 33 Vista Aérea Terreno 2



Fuente: Elaboración propia.

La ilustración 33 (figura 40) muestra la vista aérea 2 del terreno tomada con la ayuda de drones propios de la empresa.

4.1.8 Estudio de Sombras por Características del Relieve

Para un profundizar en estos conceptos, es importante recalcar que las sombras presentes y que influyen directamente en la planta solar fotovoltaica, que pueden ser estimadas y controladas son:

- ✓ Sombra ocasionada por vegetación y muros cercanos.
- ✓ Sombra ocasionada por diferencia de altura en niveles de terreno como montañas o colinas.

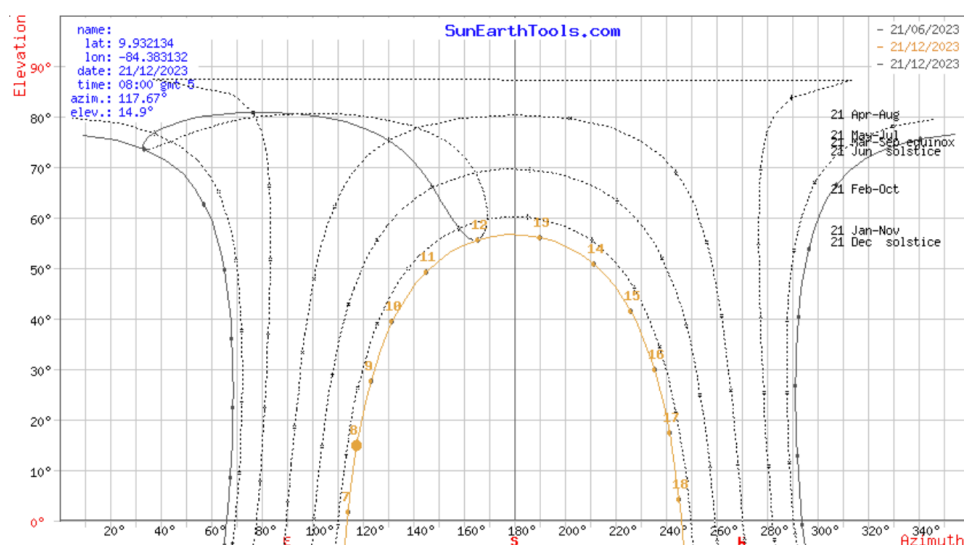
- ✓ Sombras ocasionadas por el ángulo de inclinación, altura y distancias de separación entre conjuntos establecidos.

Estas sombras obedecen directamente a la ubicación del sitio específico en el que se instalará la planta solar fotovoltaica. Es por esto por lo que es necesario entender, por un lado, que, tal y como se mencionó anteriormente, Costa Rica se encuentra ubicada en una latitud Norte y que, además, la Tierra gira alrededor del Sol de tal forma que se percibe una trayectoria de Este a Oeste. Por otro lado, adicionalmente existen otros conceptos importantes que se deben tomar en cuenta, dado a que también es posible percibir una oscilación de Norte a Sur por parte del Sol. Esto ocurre debido a que el ángulo de inclinación del eje del planeta con respecto a su órbita es de $23,5^\circ$.

El sitio que recibirá la planta solar fotovoltaica se encuentra ubicado a $9,93^\circ$ latitud Norte y se desea evaluar la posición de la sombra en el solsticio de diciembre dentro de una ventana de tiempo desde las 8:00 hasta las 15:00 horas. Seguidamente, en la figura 41 se muestra el comportamiento del sol en dicho día del año:

Figura 41

Ilustración 34 Comportamiento del Sol en Solsticio de Diciembre



Fuente: *SunEarthTools.com* (2023).

La ilustración 34 (figura 41) muestra el comportamiento del sol en el solsticio de diciembre, lo cual brinda el grado de inclinación de este con respecto al planeta y la sombra que generan los obstáculos cercanos al sitio donde se instalarán los paneles solares.

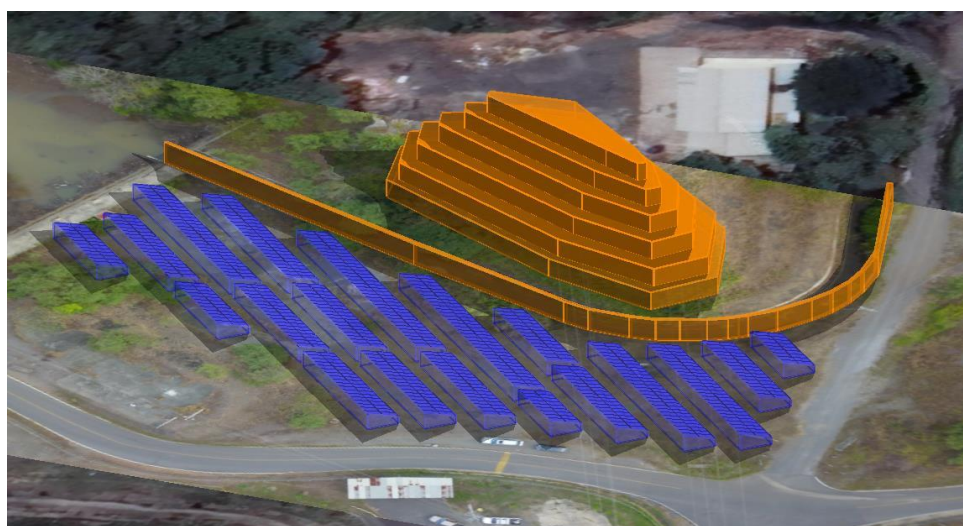
Las características del terreno hacen estrictamente necesario la evaluación de factores como sombras para poder contar con una proyección de generación fiable. Para esto se ha corrido la simulación del software considerando lo siguiente:

- ✓ Evaluación de la sombra durante el Solsticio de Diciembre (21 de diciembre).
- ✓ Ángulo de inclinación óptimo de 15° y orientación óptima hacia el Sur.
- ✓ Elevación de los paneles solares de 1 metro con respecto al suelo.
- ✓ Altura de la montaña de 15 metros.
- ✓ Altura del muro de 1,8 metros.

A continuación, el levantamiento de relieve acorde al sitio y reporte de HelioScope se puede observar en la figura 42:

Figura 42

Ilustración 35 Levantamiento de Relieve 1

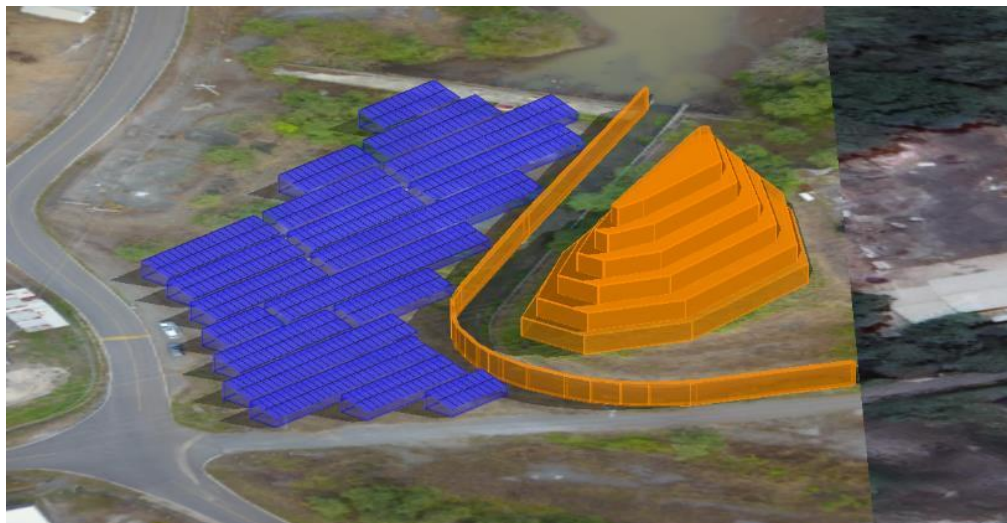


Fuente: Elaboración propia.

La ilustración 35 (figura 42) muestra el modelado 1 levantamiento del relieve de la zona donde se colocarán los paneles solares, dato indispensable para calcular la afectación por sombras del sitio.

Figura 43

Ilustración 36 Levantamiento de Relieve 2

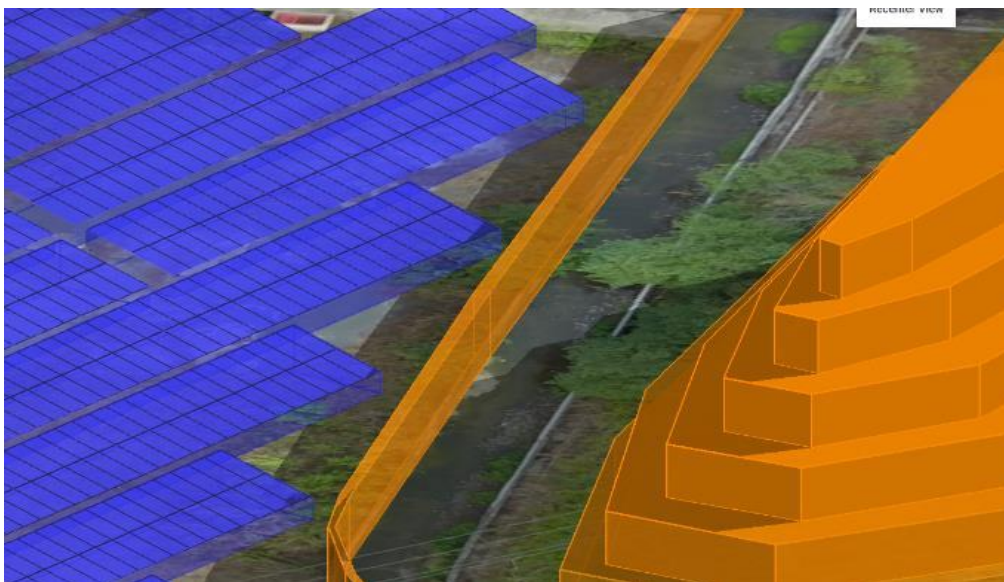


Fuente: Elaboración propia.

La ilustración 36 (figura 43) muestra el modelado 2 levantamiento del relieve de la zona donde se colocarán los paneles solares, dato indispensable para calcular la afectación por sombras del sitio.

Figura 44

Ilustración 37 Levantamiento de Relieve 3



Fuente: Elaboración propia.

La ilustración 37 (figura 44) muestra el modelado 3 levantamiento del relieve de la zona donde se colocarán los paneles solares, dato indispensable para calcular la afectación por sombras del sitio

De la corrida en software se logra determinar lo siguiente:

- ✓ Distancia entre separación de filas de 2,5m.
- ✓ Distancia de separación del muro de 2 m para evitar afectación por sombra.
- ✓ Afectación por sombra por altura de montaña.

En la figura 45 se logra evidenciar una afectación máxima por sombras de solo el 1.9 %, si se respetan las distancias de separación de los paneles con respecto a los obstáculos como el muro y la montaña, así como la distribución y acomodo de estos en el terreno:

Figura 45

Ilustración 38 Afectación por Sombras



Fuente: Elaboración propia.

La ilustración 38 (figura 45) muestra la afectación por sombras real de todo el terreno con base en los modelados 1,2 y 3 de las ilustraciones 35, 36 y 37.

La figura 46 muestra la distribución de los paneles en 19 segmentos con cantidades variables en cada uno de ellos que suman un total de 736 módulos de 545W con una capacidad instalada de 401,1 KWp:

Figura 46

Ilustración 39 Distribución de Paneles

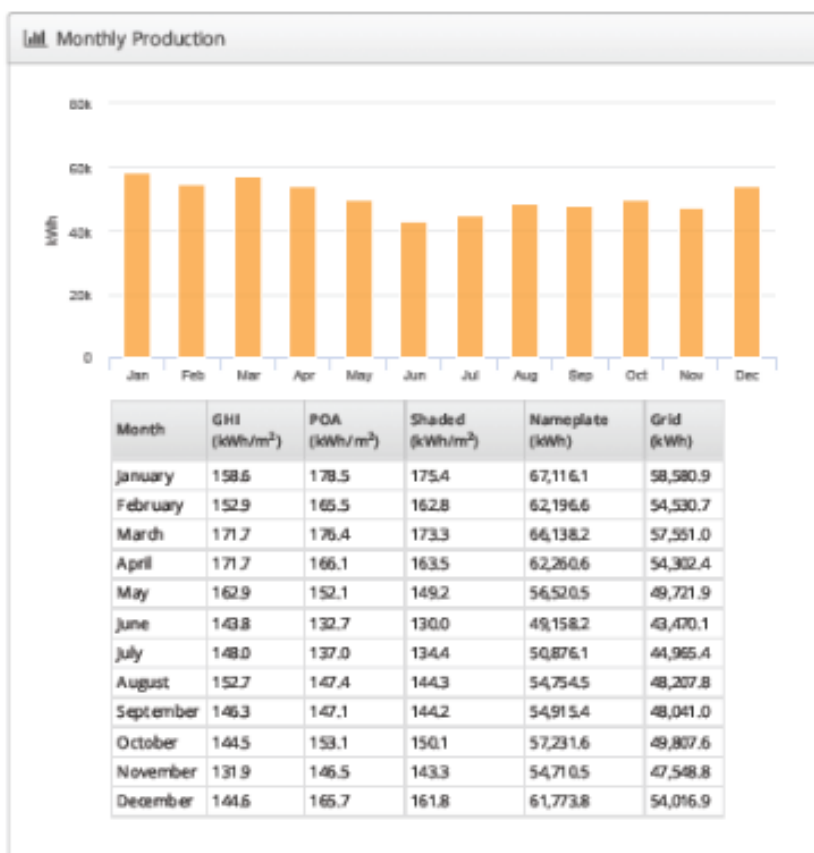
Shading by Field Segment									
Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Avg TSRF ²
Field Segment 1	15.0°	180.0°	36	19.6 kWp	1,843.8kWh/m ²	30.0 MWh ¹	100.0%	98.7%	98.7%
Field Segment 1 (copy)	15.0°	180.0°	36	19.6 kWp	1,835.4kWh/m ²	29.9 MWh ¹	100.0%	98.2%	98.2%
Field Segment 1 (copy 1)	15.0°	180.0°	54	29.4 kWp	1,836.2kWh/m ²	44.9 MWh ¹	100.0%	98.3%	98.2%
Field Segment 1 (copy 2)	15.0°	180.0°	36	19.6 kWp	1,843.4kWh/m ²	30.0 MWh ¹	100.0%	98.7%	98.6%
Field Segment 1 (copy 3)	15.0°	180.0°	36	19.6 kWp	1,829.9kWh/m ²	29.8 MWh ¹	100.0%	97.9%	97.9%
Field Segment 1 (copy 4)	15.0°	180.0°	48	26.2 kWp	1,821.5kWh/m ²	39.6 MWh ¹	100.0%	97.5%	97.5%
Field Segment 1 (copy 5)	15.0°	180.0°	36	19.6 kWp	1,837.9kWh/m ²	30.0 MWh ¹	100.0%	98.4%	98.3%
Field Segment 1 (copy 6)	15.0°	180.0°	66	36.0 kWp	1,814.3kWh/m ²	54.3 MWh ¹	100.0%	97.1%	97.1%
Field Segment 1 (copy 8)	15.0°	180.0°	64	34.9 kWp	1,814.7kWh/m ²	52.7 MWh ¹	100.0%	97.1%	97.1%
Field Segment 1 (copy 10)	15.0°	180.0°	30	16.4 kWp	1,805.9kWh/m ²	24.6 MWh ¹	100.0%	96.7%	96.6%
Field Segment 1 (copy 11)	15.0°	180.0°	36	19.6 kWp	1,840.8kWh/m ²	30.0 MWh ¹	100.0%	98.5%	98.5%
Field Segment 1 (copy 12)	15.0°	180.0°	24	13.1 kWp	1,846.9kWh/m ²	20.1 MWh ¹	100.0%	98.9%	98.8%
Field Segment 1 (copy 13)	15.0°	180.0°	18	9.81 kWp	1,840.7kWh/m ²	15.0 MWh ¹	100.0%	98.5%	98.5%
Field Segment 1 (copy 14)	15.0°	180.0°	24	13.1 kWp	1,840.5kWh/m ²	20.0 MWh ¹	100.0%	98.5%	98.5%
Field Segment 1 (copy 15)	15.0°	180.0°	36	19.6 kWp	1,837.5kWh/m ²	29.9 MWh ¹	100.0%	98.4%	98.3%
Field Segment 1 (copy 16)	15.0°	180.0°	54	29.4 kWp	1,832.4kWh/m ²	44.8 MWh ¹	100.0%	98.1%	98.0%
Field Segment 1 (copy 18)	15.0°	180.0°	52	28.3 kWp	1,842.3kWh/m ²	43.4 MWh ¹	100.0%	98.6%	98.6%
Field Segment 1 (copy 20)	15.0°	180.0°	32	17.4 kWp	1,843.4kWh/m ²	26.7 MWh ¹	100.0%	98.7%	98.6%
Field Segment 1 (copy 21)	15.0°	180.0°	18	9.81 kWp	1,845.6kWh/m ²	15.0 MWh ¹	100.0%	98.8%	98.8%
Totals, weighted by kWp			736	401.1 kWp	1,832.2kWh/m ²	610.7 MWh	100.0%	98.1%	98.0%

Fuente: Elaboración propia.

Una vez que se obtuvo el número total de paneles solares y su respectiva distribución, se realizó una proyección de generación en la herramienta informática (HelioScope) para determinar la eficiencia del generador fotovoltaico. A continuación, se muestran los resultados, según la figura 47:

Figura 47

Ilustración 40 Proyección de Generación en KWh

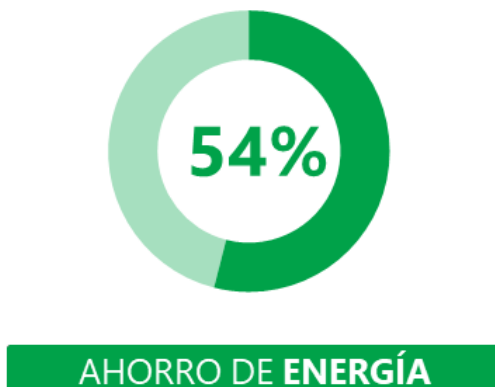


Fuente: Elaboración propia.

En resumen, con el área disponible para colocar la planta fotovoltaica de 736 módulos solares con una capacidad total de 401,1 KWp DC y 330 KW AC, la cantidad de energía que se llegará a generar anualmente sería de 610.740,8 KWh y si se compara contra el consumo de los equipos auxiliares, muestra la siguiente cobertura energética:

Figura 48

Ilustración 41 Cobertura de Energía



Fuente: Elaboración propia.

4.1.9 Selección de Inversor

Tomando como base los parámetros brindados por el software, se selecciona el inversor *SUNNY TRIPOWER CORE2 STP 110-60*, esto debido a que satisface los niveles y umbrales de tensión y corriente requeridos por la configuración de la herramienta. A continuación, se presentan las variables que fueron determinantes en la decisión:

- ✓ Potencia del campo fotovoltaico máximo 165 KWp.
- ✓ Voltaje máximo de entrada de 1100 VDC.
- ✓ Rango de voltaje MPPT 500V-800VDC.
- ✓ Voltaje de arranque de 250VDC.

4.1.10 Cantidad de Paneles Solares en Serie

En esta oportunidad, los cálculos se basaron en el artículo 690.7 (A) – Tabla 690.7 (NEC 2017), y en los datos históricos de temperaturas del sitio Meteoblue (2023), esto con la finalidad

de determinar la cantidad de paneles en serie a conectar por cada inversor. A continuación, la información recabada:

Figura 49

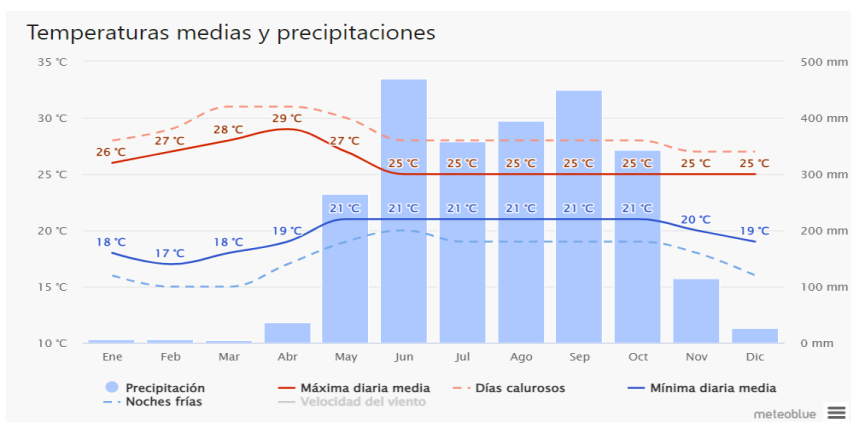
Ilustración 42 Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalinos y multicristalinos

Factores de corrección para temperaturas ambiente inferiores a 25° C (77° F) (Se multiplica la tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección adecuado que se muestra a continuación.)		
Temperatura ambiente (°C)	Factor	Temperatura ambiente (°F)
24 a 20	1.02	76 a 68
19 a 15	1.04	67 a 59
14 a 10	1.06	58 a 50
9 a 5	1.08	49 a 41
4 a 0	1.10	40 a 32
-1 a -5	1.12	31 a 23
-6 a -10	1.14	22 a 14
-11 a -15	1.16	13 a 5
-16 a -20	1.18	4 a -4
-21 a -25	1.20	-5 a -13
-26 a -30	1.21	-14 a -22
-31 a -35	1.23	-23 a -31
-36 a -40	1.25	-32 a -40

Fuente: NEC 2017.

Figura 50

Ilustración 43 Temperaturas Medias y Precipitaciones



Fuente: Meteoblue (2023).

Si el Voc en condiciones estándar del módulo solar seleccionado es de 49.75 V, el verdadero valor corregido a una temperatura ambiente mínima de 17°C sería de 51.74 V. Por lo

tanto, para determinar la cantidad máxima de módulos en serie que se deben colocar en función a los parámetros de entrada del inversor, se tiene la siguiente ecuación:

$$\# \text{paneles solares en serie} = \frac{V_{\text{max in inversor}}}{V_{\text{oc corregida del módulo solar}}}$$

Por lo tanto:

$$\text{Paneles en serie} = \frac{1100V}{54.71V}$$

$$\# \text{ paneles en serie} = 21.26$$

Seguidamente, se muestra la ecuación para determinar la cantidad de paneles mínima aceptable producto del voltaje mínimo esperado durante la operación de los módulos:

$$T_{\text{celda}} = T_{\text{ambiente}} + T_{\text{suma}}$$

$$\text{Factor de temperatura} = 1 + [(T_{\text{celda}} - 25^{\circ} \text{C}) * (\text{Coeficiente de Temp} / 100)]$$

$$V_{\text{mp corregido}} = V_{\text{mp}} * \text{Factor de Temperatura}$$

Donde:

- $T_{\text{suma}} = 30^{\circ}\text{C}$ para instalaciones sobre techo
- $T_{\text{suma}} = 25^{\circ}\text{C}$ para instalaciones sobre suelo
- $T_{\text{suma}} = 20^{\circ}\text{C}$ para instalaciones sobre poste
- Coeficiente de Temp = $-0.275 \% / ^{\circ}\text{C}$
- $V_{\text{mp}} = 41.8 \text{ V}$
- $T_{\text{ambiente}} = 33^{\circ}\text{C}$

Por lo tanto:

$$V_{mp} \text{ corregido} = 41.8 * \{1 + [(33 + 25 - 25)] * (-0.275 / 100)\}$$

$$V_{mp} \text{ corregido} = 38 \text{ V}$$

Para estimar la cantidad mínima de módulos en serie, se debe tener en cuenta que el voltaje mínimo del rango MPP de operación del inversor es 500 V:

Por lo tanto:

- # paneles en serie mínimo = 500 V / 38 V
- # paneles en serie mínimo = 13.15 ≈ 14

Con los cálculos anteriores se han determinado las cantidades máximas y mínimas de módulos en serie por inversor: 21 y 14 respectivamente. Para determinar la cantidad óptima entre esos dos rangos se debe evaluar antes el rango de operación máximo de la tensión MPP y utilizar el V_{mp} indicado en la ficha técnica del módulo solar (41,8 V) estando dentro del rango de operación de 800 V:

$$\# \text{ paneles óptimo en serie} = V_{\text{max operación MPP}} / V_{mp} \text{ corregido}$$

$$V_{mp} \text{ corregido} = 41.8 * \{1 + [(17 - 25)] * (-0.275 / 100)\}$$

$$V_{mp} \text{ corregido} = 42.72 \text{ V}$$

Por lo tanto:

- # paneles óptimo en serie = 800 V / 42.72 V
- # paneles óptimo en serie = 18.72 ≈ 18

Para efectos de diseño, se tomó en cuenta que no se debió superar el 33.34 % de la capacidad de toda la planta en un solo inversor teniendo un mínimo de tres inversores. Adicionalmente, se deseó una relación DC/AC menor al 1,22 para aprovechar al máximo el recurso solar. Cada inversor permite una potencia DC de 165 KWp y la potencia AC de salida es de 110 kW. Por lo tanto, la relación DC/AC máxima definida por el fabricante es de 1,5:

$$\text{Potencia máxima de diseño} = [(\text{Relación DC/AC}) * \text{Potencia Máxima Inversor AC}]$$

Por lo tanto:

- Potencia máxima de diseño = $1.22 * 110 \text{ KW}$
- Potencia máxima de diseño = 134.2 KWp

Dado que la capacidad del módulo es de 545W, se puede determinar la cantidad de módulos por inversor de la siguiente manera:

$$\text{Cantidad Máxima de Paneles por inversor} = 134200 \text{ Wp} / 545 \text{ Wp}$$

$$\text{Cantidad Máxima de Paneles por inversor} = 246$$

Con la finalidad de balancear las cargas por inversor, se distribuyen de la siguiente manera (según la figura 51):

Figura 51

Tabla 8 Cantidad de Paneles por Inversor

Descripción	Cantidad
Inversor A	246
Inversor B	245
Inversor C	245
Total	736

Fuente: Elaboración propia.

Para determinar el acople de los módulos solares al inversor, se debe hacer uso de los parámetros de la ficha técnica de la siguiente manera:

- ✓ Corriente de entrada máxima utilizable por seguidor del MPP = 26 A: para condiciones estándar la I_{mp} es de 13,04 A, por lo que dos cadenas conectadas en paralelo implican 26,08 A.
- ✓ Corriente de cortocircuito máxima por seguidor del MPPT = 40 A: la corriente de cortocircuito del módulo (I_{sc}) es de 13,93 A, razón por la cual dos cadenas en paralelo por MPPT implican 27.86 A y están por debajo de los 40 A tolerados por el subconjunto MPPT del inversor.
- ✓ Strings por seguidor del MPP = 2: como máximo se podrán colocar dos grupos de strings por cada subconjunto MPPT.
- ✓ Cantidad de seguidores del MPP independientes = 12:, dado que los grupos deseados son de 18 unidades en serie y que existen 12 subconjuntos disponibles a los cuales se les puede colocar dos grupos de 18 módulos por cada subconjunto, se determinó que utilizando solo un grupo de 18 por cada subconjunto, se logra un total de 216 módulos solares. Debido a que es necesario llegar hasta un total de 246 o 245 unidades, aún están pendientes por definir 30 paneles solares, se ha confeccionado la siguiente tabla que resume la cantidad de módulos asociados a cada subconjunto:

Figura 52

Tabla 9 Cantidad de Paneles por Subconjunto

Cantidad de Paneles por String y Subconjunto MPPT																									
Inversor	MPPT 1		MPPT 2		MPPT 3		MPPT 4		MPPT 5		MPPT 6		MPPT 7		MPPT 8		MPPT 9		MPPT 10		MPPT 11		MPPT 12		Total
	ST 1	ST 2	ST 3	ST 4	ST 5	ST 6	ST 7	ST 8	ST 9	ST 10	ST 11	ST 12	ST 13	ST 14	ST 15	ST 16	ST 17	ST 18	ST 19	ST 20	ST 21	ST 22	ST 23	ST 24	
Inversor A	18		18		18		18		18		18		18		18		17		17		17	17	17	17	246
Inversor B	18		18		18		18		18		18		18		17		17		17		17	17	17	17	245
Inversor C	18		18		18		18		18		18		18		17		17		17		17	17	17	17	245

Fuente: Elaboración propia.

4.1.11 Dimensionamiento de Conductores, Protecciones y Canalizaciones

Para la selección de los conductores de los *strings*, se utilizaron los siguientes parámetros:

- ✓ Corriente Máxima por *string* = $13.93 \text{ A} * 1.25 * 1.25 = 21.77 \text{ A}$. Según NEC 690.8 A (1) y 690.8 B (1), (NEC, 2017).
- ✓ Ampacidad de PV Wire 12 AWG = 30 A.
- ✓ Ampacidad de PV Wire 10 AWG = 40 A.

Se seleccionó el calibre de cable 12 AWG para los conductores de cada uno de los *strings* de la matriz fotovoltaica; sin embargo, fue necesario estimar dos puntos importantes:

- ✓ Pérdida porcentual por caída de tensión.
- ✓ Reducción de la ampacidad del conductor por cantidad de conductores portadores de corriente sobre una misma canalización.

Para el cálculo de la caída de tensión, se utilizó PV Wire 12 AWG y se evaluó la tensión más baja presente en el sistema, es decir, la de 17 módulos conectados en serie mientras se encuentran en operación (710.6 V) y a una distancia de 85m:

$$\Delta V = \{[(2 * R * L * Imp) / 1000] / V_{mpp \text{ max}}\} * 100$$

$$\Delta V = \{[(2 * 5.43 \Omega/\text{km} * 85 \text{ m} * 13.04 \text{ A}) / 1000] / 71.06 \text{ V}\} * 100$$

$$\Delta V = 1.7 \%$$

Al tratarse de generación de energía, se recomienda minimizar al máximo las pérdidas del sistema, por tal razón, no debe superar más de un 1,5 % por concepto de caída de tensión. Debido a lo anterior, se procede a recalcular para un conductor de 10 AWG:

$$\Delta V = \{[(2 * R * L * \text{Imp}) / 1000] / V_{\text{mpp max}}\} * 100$$

$$\Delta V = \{[(2 * 3.41 \Omega/\text{km} * 85 \text{ m} * 13.04 \text{ A}) / 1000] / 71.06 \text{ V}\} * 100$$

$$\Delta V = 1.06 \%$$

Se tiene un total de 84 conductores (28 por inversor) portadores de corriente saliendo de la matriz fotovoltaica. Se debe optimizar en la cantidad de canalización a utilizar sin comprometer la integridad del conductor. Para esto es necesario ajustar la ampacidad del conductor tal y como se detalla a continuación:

- ✓ El PV Wire 12 AWG deberá sufrir un factor de ajuste en su ampacidad del 50% según tabla 310.15 (B) (3) (a) NEC 2017

$$\text{Ampacidad requerida} \geq I_{\text{max}} / F$$

Donde:

$$I_{\text{max}} = I_{\text{sc}} * 1.25 = 13.93 * 1.25 = 17.41 \text{ A}$$

$F = 0.5$ (por cantidad de conductores portadores de corriente) tabla 310-15(b)(2)(a), de acuerdo con el NEC (2017).

Figura 53

Ilustración 44 Factores de Ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje de los valores en las Tablas 310-16 a 310-19, ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y en adelante	35

Fuente: NEC (2017).

$$\text{Ampacidad requerida} \geq 17.41 / 0.5$$

$$\text{Ampacidad requerida} \geq 34.82$$

4.1.12 Selección de Conductores y Disyuntores Inversor 110 KW 400 V

Se procedió a realizar los cálculos con base en el artículo 690.9 (A) del NEC (2017):

$$I_{\max} = [110000 / (400 * \sqrt{3})] * 1.25$$

$$I_{\max} = 198.3 \text{ A}$$

Con base en los datos obtenidos, se seleccionaron disyuntores de 200 A.

4.1.13 Selección de Transformador Trifásico

Se determinó que se va a utilizar un transformador trifásico tipo pedestal modo lazo, con tensiones primarias de 7620/13800 V y tensiones secundarias de 400 V, dado que la tensión secundaria va sujeta a la tensión de salida de los inversores *SMA Sunny Tripower CORE2*, los

cuales entregan una tensión de salida en AC de 400 V. Debido a que se debía contar con un factor de seguridad del 30 % adicional, a continuación, se detallan los cálculos:

- ✓ Capacidad neta transformador = $110 \text{ KVA} * 3 = 330 \text{ KVA}$.
- ✓ Aplicando factor de seguridad = $110 \text{ KVA} * 30 \% = 99 \text{ KVA}$.

Se debió considerar como mínimo un transformador con una capacidad de = $330 \text{ KVA} + 99 \text{ KVA} = 430 \text{ KVA}$.

4.1.14 Selección del Sistema BESS

Tomando en cuenta los parámetros del generador fotovoltaico, se analizaron las opciones del mercado para la selección del sistema BESS y el equipo que cumple con los requerimientos técnicos es el *SunGrow* ST1145kWh-250kW-4h, ya que satisface puntualmente los criterios de diseño vistos anteriormente. A continuación, en la figura 54, se muestra la ficha técnica del mismo:

Figura 54**Ilustración 45 Ficha Técnica BESS ST1145kWh-250kW**

Product Name	ST570kWh-250kW-2h	ST1145kWh-250kW-4h
Battery cabinet data		
Cell type	LFP	
System battery configuration	320S2P	320S2P*2
Battery capacity (BOL) at DC side	573 kWh	573 kWh*2
System output voltage range	864~1168V	
Dimensions of battery unit (W * H * D)*	2180*2450*1730mm(single cabinet)	
Weight of battery unit *	6100kg(single cabinet)	
Degree of protection	IP54	
Anti-corrsion grade	C3	
Relative humidity	0 ~ 95 % (non-condensing)	
Operating temperature range	-30 to 50°C (> 45°C derating)	
Max. working altitude	3000m	
Cooling concept of battery chamber	Liquid cooling	
Fire safety equipment	Combustible gas detection and ventilation system, Water-based fire suppression	
Communication interfaces	Ethernet	
Communication protocols	Modbus TCP	
Compliance	IEC62619,IEC63056,IEC62040,IEC62477,UN38.3, UL9540,UL9540A	
PCS cabinet data		
Nominal AC power	250kVA@45°C	
Max.THd of current	<3%(at nominal power)	
DC component	<0.5%(at nominal power)	
Nominal grid voltage	480V	
Nominal grid voltage range	422.4V~528V	
Nominal grid frequency	60Hz	
Nominal grid frequency range	55Hz~65Hz	
Dimensions(W*H*D)*	1800*2450*1230mm	
Weight*	1500kg	
Degree of protection	IP54	
Anti-corrsion grade	C3	
Allowable relative humidity range	0 ~ 95 % (non-condensing)	
Operating temperature range	-30 to 50°C (> 45°C derating)	
Max. working altitude	3000m	
Communication interfaces	Ethernet	
Communication protocols	Modbus TCP	
Compliance	UL1741, UL1741SA Rule 21,IEEE1547.2018,UL1741 SB	

Fuente: Sungrow (2019).

Debido a que se cuenta con dos unidades generadoras, se requirieron de igual forma dos sistemas BESS para tal efecto, uno para cada máquina. Esto debido a que estas pueden trabajar conjunta o individualmente, y la inyección de potencia puede requerirse en cualquiera de los dos ramales de las celdas de media tensión. A continuación, algunas de las características adicionales por las cuales se seleccionó este equipo en particular:

Figura 55

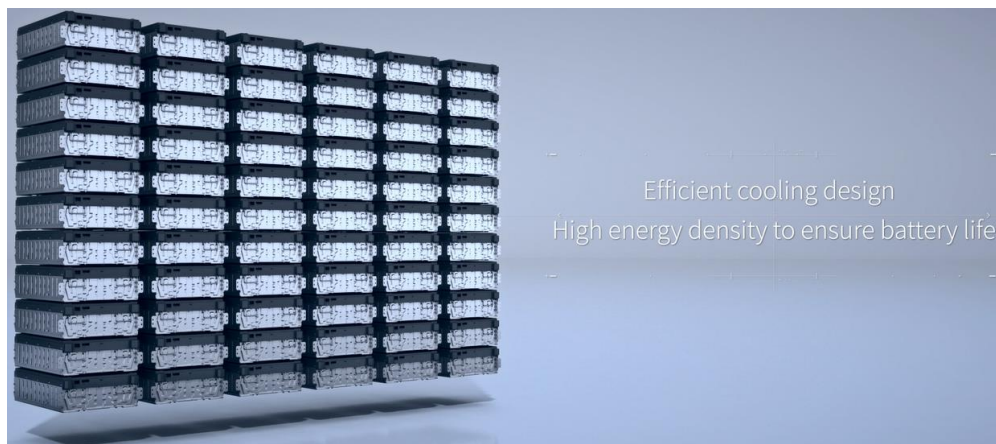
Ilustración 46 Aire Acondicionado Industrial



Fuente: Sungrow (2019).

Figura 56

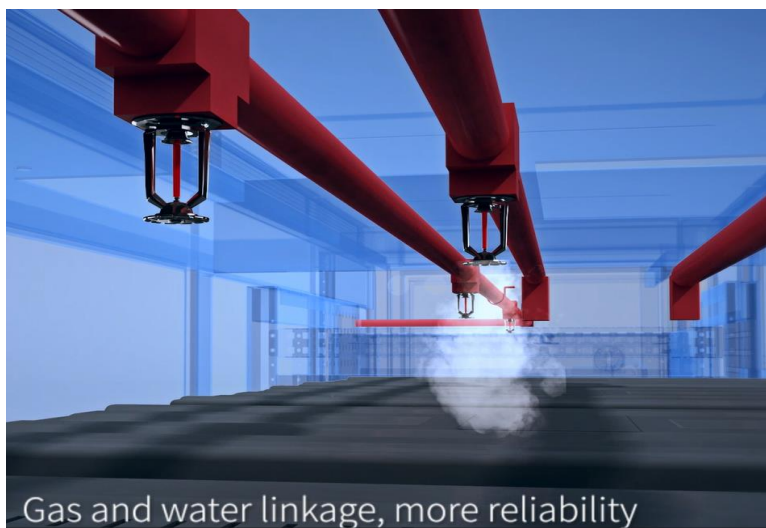
Ilustración 47 Eficiente Sistema de Enfriamiento de las Baterías



Fuente: Sungrow (2019).

Figura 57

Ilustración 48 Eficiente Sistema Fijo Contra Incendios



Fuente: Sungrow (2019).

Figura 58

Ilustración 49 Cumplimiento del Estándar UL9540 y UL9540A



Fuente: Sungrow (2019).

4.1.15 Aprobación de Las Memorias de Cálculo

En el Anexo V, se adjunta la carta de aprobación de las memorias de cálculo.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Capítulo 5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

Se realizó el diseño de un generador fotovoltaico con una capacidad instalada de 401,1 KWp/330 KW AC, utilizando para ello los valores nominales de los equipos presentes en el mercado actualmente. Dicha potencia satisface la limitante de 0.4 MW impuesta contractualmente por el ICE para la alimentación de los equipos auxiliares, ya que de superarse este valor se incurriría en una repotenciación de la Central Hidroeléctrica, situación que implicaría una adenda al contrato y el visto bueno por parte de la ARESEP. Este diseño permitirá suplir la demanda de dichos equipos y así cumplir con la entrega total de la energía pre despachada, lo cual contribuirá al pago de la disponibilidad mensual respectiva.

Con la ayuda de la herramienta HelioScope, con licencia de Enel Green Power Panamá, se definió en un área aproximada de 4.000 m² un generador fotovoltaico de 736 módulos de 545W con una capacidad instalada de 401,1 KWp/330 KW AC, cuyo ángulo óptimo de inclinación es de 15° y orientación hacia el Sur con una afectación máxima de sombra de 1,9 % si se colocan los paneles con una distancia de separación entre filas de 2,5 m y una distancia de separación de 2 m respecto al muro de concreto de la propiedad. Las memorias de estos cálculos fueron presentadas a la gerencia de operaciones de *Enel Green Power*, siendo aprobadas en su totalidad y comisionadas para elaborar un cartel de licitación para la compra de los equipos.

En vista de que los sistemas BESS son modulares y se adaptan a los diseños específicos del cliente, se analizaron todos y cada uno de los parámetros desarrollados y se seleccionó el SunGrow ST1145kWh-250kW-4h por la capacidad de almacenaje de energía, tiempos de carga y descarga, tamaño de los gabinetes, sistemas de enfriamiento, sistema fijo contra incendios y cumplimiento del estándar UL9540 y UL9540A.

Una vez que se contó con la aprobación de las memorias de cálculo por parte de la gerencia de operaciones de *Enel Green Power*, se procedió a montar el cartel de licitación para el suministro e instalación de los paneles solares. Concluido dicho cartel, se incluyó en el plan de necesidades 2024 de la compañía por un monto de \$426.070, el cual fue aprobado por el comité global para ejecución entre los meses de agosto a diciembre de 2024, con pagos parciales por avance de obra de \$208.320 en el primer mes y \$54.500 en los meses subsecuentes.

5.2 Recomendaciones

Reunirse previamente con la gerencia para analizar los temas presupuestarios, esto dado que la cadena de aprobaciones ocasiona atrasos considerables que pueden afectar la ejecución respectiva. En esta ocasión, la casa matriz (Enel Corporativo – Italia) congeló la partida presupuestaria por razones logísticas, que más tarde fue liberada a mediados del mes de octubre de 2022, ocasionando un atraso de aproximadamente dos meses en la ejecución del balance de energía, y este, a su vez, ocasionó una serie de atrasos en cadena que imposibilitaron la fluidez de los demás procesos.

Referencias

- Arencibia, G. (2016). La importancia del uso de paneles solares en la generación de energía eléctrica. *REDVET. Revista Electrónica de Veterinaria*, 17(9) 1-4.
<https://www.redalyc.org/pdf/636/63647456002.pdf>
- Balcells, J., Autonell, J., Barra, V., Brossa, J., Fornieles, F., Garcia, B. y Ros, J. (2010). *Eficiencia en el uso de la energía eléctrica*. Marcombo.
- Burgos, C. (2013). *Estimación del estado de carga para un banco de baterías basado en modelación* [Tesis de maestría]. Universidad de Chile.
https://www.cec.uchile.cl/~dsaez/wp-content/uploads/2017/03/cf-burgos_cm.pdf
- Costas, P. (2011). *Montaje e instalación de accesorios, elementos y equipos auxiliares*. Ideaspropias Editorial S.L.
- Daneels, A. (1999). *What is SCADA?* (Conferencia). International Conference on Accelerator and Large Experimental Physics Control Systems, En Trieste, Italia
<https://cds.cern.ch/record/532624/files/mc1i01.pdf>
- Davis, J., Arderiu, J., Lin, H., Nevins, Z., Schuon, S., Gallo, O. y Yang, M. (2010). The HPU. *2010 IEEE Computer Society Conference On Computer Vision And Pattern Recognition - Workshops*. <https://doi.org/10.1109/cvprw.2010.5543192>
- Decreto Ejecutivo 30065 de 2001. Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica. 28 de noviembre de 2001.
- Gerencia de Regulación, P. (Agosto de 2018). Informe N° 379-2018-GRT. Obtenido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/861740/Osinergmin-379-2018-GRT-IT.pdf.pdf>

- Mejía, C. (Julio de 2013). *El concepto de la capacidad instalada* [Archivo de PDF]. Planing consultores gerenciales. https://planning.com.co/bd/valor_agregado/Julio2013.pdf
- Meteoblue. (2023). *Meteoblue Weather Close to You*. https://www.meteoblue.com/es/tiempo/semana/nueva-york_estados-unidos_5128581
- NASA. (2022). *Power Data Access Viewer*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- NEC. (2014). *Código Eléctrico Nacional 2014 NFPA 70 Español* [Archivo de PDF]. https://www.academia.edu/42674546/C%C3%B3digo_El%C3%A9ctrico_Nacional_2014_NFPA_70_Espa%C3%B1ol
- Pérez, E. M., Silva, C. F., Armesto, I., y Acevedo, J. M.(2009). *Automatas programables y sistemas de automatización*. Marcombo.
- Carnicer, E. (1991). *Teoría y Cálculo de Instalaciones de Aire Comprimido*. Editorial Gustavo Gil.
- Sungrow. (septiembre 25, 2019). *Sungrow-Samsung SDI ST556KWH-250UD Energy Storage System* [video]. YouTube. [Sungrow-Samsung SDI ST556KWH-250UD Energy Storage System \(youtube.com\)](https://www.youtube.com/watch?v=...)
- Trashorras, J. (2015). *Subestaciones Eléctricas*. Ediciones Paraninfo.

Anexos

Anexo I: Cotización del Balance de Energía.



CNERGY SOLUTIONS C.R. SOCIEDAD ANONIMA

Lo inteligente es automatizar

75 m al este del plantal del AyA

San José

Costa Rica

PH CHUCAS S.A.
 200 MTS SUR PARQUEO CINEMARK
 MULTIPLAZA ESCAZU
 Edificio Terraforte 2do Piso
 Escazú, San José
 San José
 Costa Rica
 Cédula: 3-101-528730

Presupuesto # SO3108

Fecha de presupuesto: 19/10/2022 16:06:05 Comercial: Esteban Solís Castro Términos de pago: 45 Días Fecha de caducidad: 25/10/2022

Fecha de # compromiso	Descripción	Cantidad	Precio unidad	Impuestos	Importe
1 19/10/2022	Servicios Profesionales por Medición y Evaluación de Variables Eléctricas de Calidad de la Energía en 5 Switchboards por 1 semana (7 días) de medición cada uno, midiendo con un equipo especializado trifásico marca Dranetz.	1,00 Unidad(es)	\$ 8 493,00	IVA 13%	\$ 8 493,00

Alcances:

La oferta incluye el costo de la mano de obra técnica y profesional, seguros, cargas sociales, uso de equipo especializado, etc.

La consultoría pretende evaluar las condiciones de la alimentación del sistema eléctrico en los siguientes puntos de la planta:

- 1 Alimentación a 480 V proveniente del ICE, salida de transformador de 800 kVA
- 2 Distribution Switchboard C1D
- 3 Distribution Switchboard G1D
- 4 Distribution Switchboard G2D
- 5 Distribution Switchboard LED

- El método de medición se apegará a lo estipulado en toda la normativa vigente con relación a la Calidad de la Energía Eléctrica tal como la IEEE 519, EN 50160, la norma DEN-2002N, RRG-2441 de la ARESEP, etc.

- Las mediciones servirán para determinar: Voltajes entre fases y fases a neutro, Corrientes por fase, Potencia Activa, Potencia Reactiva, Máxima Demanda, Energía, Factor de Potencia y valores promedio generales de THD V y de THD I totales.

- También se registrarán los siguientes parámetros: desbalances de cargas, desbalances de voltajes de

☎ 4110-2700 @ventas@cnergy.cr 🌐 <https://www.cnergy.cr> 📄 Cédula: 3-101-428386



CENERGY SOLUTIONS C.R. SOCIEDAD ANONIMA **Lo inteligente es automatizar**
 75 m al este del plantal del AyA
 San José
 Costa Rica

Fecha de compromiso	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio	Impuestos	Importe
2 19/10/2022	<p>acuerdo con la norma EN 50160, nivel de contenido armónico del sistema, niveles máximos permitidos de voltaje, frecuencia, voltaje y corriente.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Registro de eventos distorsionantes de la señal de voltaje o corriente tales como sags, swells, transientes de alta frecuencia, flickers, huecos de tensión, comportamientos oscilatorios, etc. - El estudio considera la evaluación de las formas de onda existentes y evaluar las características de Calidad de la Energía que pueden influir en los disparos de las protecciones u otras fallas del sistema. - El análisis de la información será llevado a cabo por un profesional en Ingeniería Eléctrica con amplia experiencia en temas de Calidad de la Energía. - No se incluye la apertura del punto requerido para la medición. Esto será responsabilidad del personal técnico de Planta Chucús. - Debe considerarse que aquellos eventos que no son periódicos podrían no ser registrados y que otras condiciones de operación que estén fuera de los días de medición tampoco se registrarían. - Los resultados del estudio podrían definir las situaciones más críticas existentes como también determinar la necesidad de estudios posteriores o incluso el tener que realizar mediciones en otros puntos del sistema. Estos servicios adicionales no están considerados en la presente oferta debido a que no es factible dimensionarlos hasta no tener un estudio preliminar. - Se elaborará un informe en digital únicamente, que incluye la revisión de la información registrada en la medición, se incluirán tablas, gráficos, etc., además se detallarán todos los eventos distorsionantes que sean registrados y los niveles de carga existentes. Dicho informe podrá ser revisado ya por medio virtual reunión Zoom o similar o en una reunión presencial en Planta Chucús. - Dentro de las perspectivas de esta medición y revisión será también establecer posibles causas y efectos que puedan estar afectando en consumo de energía excesiva. Y nos permitirá encontrar las posibles herramientas que nos indiquen como reducir el consumo y aprovecharlo en crear capacidad extra dentro de la toma de carga. Asimismo, buscar en su funcionamiento una reacción de máquina más rápida. Dependiendo de los resultados podremos definir la necesidad de realizar estudios adicionales o acciones específicas completas para detallar o mejorar los mismos. <p>Servicios Profesionales por calibración de 14 medidores tpe ION y ACUAVIUM II de P.H. Chucús.</p> <p>La oferta incluye el costo de la mano de obra técnica y profesional, seguros, cargas sociales, uso de equipo especializado, etc.</p> <p>La oferta incluye el reemplazo de las unidades existentes por las de repuesto que tienen en bodegas de P.H. Chucús para realizar proceso de calibración en laboratorio acreditado y luego la colocación de los calibrados para sustituir los de repuesto y llevarlos a calibrar.</p> <p>Se adjunta detalle de las pruebas a realizar para la certificación de los mismos.</p>	1,00	Unidad(es)	\$ 4 584,00	IVA 13%	\$ 4 584,00

☎ 4110-2700 @ventas@cnergy.cr 🌐 <https://www.cnergy.cr> 📄 Cédula: 3-101-428386



CNERGY SOLUTIONS C.R. SOCIEDAD ANONIMA **Lo inteligente es automatizar**

75 m al este del plantel del AyA
San José
Costa Rica

Fecha de # compromiso	Descripción	Cantidad	Precio unidad Impuestos	Importe
	<p>La oferta contempla el reemplazo de las unidades de medición que no es necesario realizar ninguna tarifa adicional para montar los de repuesto tales como la necesidad de alguna variación en las señales de medición o comunicación, ajuste en el tablero por diferencia en las medidas de los medidores, etc.</p> <p>Si fuese necesario realizar algún reacondicionamiento para el montaje de los medidores, se evaluarán los trabajos y se presentará el costo adicional para aprobación.</p> <p>La calibración de los medidores de energía se realizaría de la siguiente manera:</p> <p>Calibración No.1: 3 medidores de energía eléctrica ION 7550 - Entrega 1</p> <p>Calibración No.2: 2 medidores de energía eléctrica ACUAVIUM II - Entrega 1</p> <p>Calibración No.3: 1 medidor de energía eléctrica ION 7550 - Entrega 2</p> <p>Calibración No.4: 2 medidores de energía eléctrica ACUAVIUM II - Entrega 2</p> <p>Calibración No.5: 3 medidores de energía eléctrica ION 9510 - Entrega 3</p> <p>Calibración No.6: 3 medidores de energía eléctrica ION 9510 - Entrega 4</p> <p>Se garantizan los servicios brindados de acuerdo con el alcance requerido.</p>			
<p>NOTA:</p> <p><i>P.H. Cívica se compromete a garantizar la seguridad de nuestros equipos en cuanto a daños por terceros o robo mientras permanezcan en las instalaciones del cliente durante las mediciones, esto con la sola aceptación de la presente oferta mediante la orden de compra o servicios.</i></p> <p>Plazo de duración 7-10 días hábiles.</p> <p>Forma de pago: 60% por adelantado 40% contra entrega</p>				

☎ 4110-2700 ✉ ventas@cnergy.cr 🌐 <https://www.cnergy.cr> 📄 Cédula: 3-101-428386



CENERGY SOLUTIONS C.R. SOCIEDAD ANONIMA

75 m al este del plantel del AyaA

San José


Costa Rica

Lo inteligente es automatizar

	Subtotal	\$ 13 077,00
	IVA 13%	\$ 1 700,01
	en \$ 13 077,00	
	Total	\$ 14 777,01

Condiciones de pago: 45 días

Anexo II: Orden de Compra del Balance de Energía.

		PH CHUCAS SA Cédula Jurídica : 3-101-528730 200 mts. Sur parqueo Cinemark Multiplaza Escazú. CP 163-1255 Escazú, San José Tlf: (506) 22014500 Fax:		1 / 2		
		Orden de Compra		N.3500376392 20.10.2022		
Entregar a : Dirección de Entrega: Nombre del Proveedor: Cnergy Solutions Costa Rica S.A.. Dirección del Proveedor: El Alto Guadalupe, contiguo a A 218. Guadalupe. .. Costa Rica Contacto del Proveedor: Condiciones de Pago: dentro de los 45 días sin DPP				Fecha de entrega: 20.10.2022 Cédula Jurídica : 3101428386 Número Proveedor: 2000126518 Tlf.Contacto: +50622450421 Moneda : USD		
ITEM	CANTIDAD	UM	CODIGO	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
00010	27.824	VAL		SOPORTE REDES OPERATIVAS (HORAS)	470.00	13,077.28
Total en Letras: TRECE MIL SETENTA Y SIETE CON 28 /100 Dólar USA					Dcto	0.00
Notas: 1.Los Precios son fijos. 2.La guía de entrega y la factura deberán indicar el número de esta orden. 3.No aceptan facturas por mayor valor al arriba indicado sin orden complementaria.					Flete	0.00
					Seguro	0.00
					Subtotal	\$ 13,077.28
					Impto	\$ 1,700.05
					TOTAL	\$ 14,777.33
Autorizado por:		<i>Luis Carlos Chaves</i>		Firma del Proveedor:		
Persona Autorizada	Firma	Persona Autorizada	Firma			
ID	Fecha	ID	Fecha			

Horario de entrega de materiales en bodegas: Lunes a viernes de 8:00 a 12 m. y de 1 a 4 p.m.

Anexo III: Extracto Informe Balance de Energía ST1.



Informe de Resultado de Calidad de la Energía en alimentador de ST1

P.H. CHUCAS

ELABORADO POR:

ING. JUAN CARLOS CHAVARRÍA ARAYA

NRG 199/2023
05 DE DICIEMBRE DE 2022

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	2
1.1.	Objetivo	2
2.	METODOLOGÍA	2
3.	RESULTADOS OBTENIDOS	2
3.1.	Niveles de Voltaje y Desbalances de Voltaje	2
3.2.	Niveles de Voltaje Neutro – Tierra	7
3.3.	Niveles de Corriente y Desbalances de Corriente	9
3.4.	Potencia Activa y Aparente Total	13
3.5.	Máxima Demanda y Factor de Potencia	13
3.6.	Energía Consumida	17
3.7.	Niveles de Armónicas en Tensión	18
3.8.	Niveles de Armónicas en Corriente	21
3.9.	Flickers o parpadeos del voltaje	26
3.10.	Huecos de tensión, sobretensiones y transitorios	27
a)	HUECOS DE TENSIÓN	27
b)	TRANSITORIOS DE TENSION	31
3.11.	EN50160 INFORME DE CUMPLIMIENTO	33
4.	CONCLUSIONES	35
5.	RECOMENDACIONES GENERALES	389

1. INTRODUCCIÓN

P.H. CHUCAS requiere conocer la condición de los sistemas eléctricos en cuanto a calidad de la energía y a los niveles de carga existentes, así como medir también los niveles de armónicos en voltaje y corriente para determinar factores distorsionantes y la posibilidad de desplazar carga a energías alternativas como la solar.

1.1. Objetivo

El principal objetivo del presente estudio radica en evaluar las variables eléctricas en la acometida secundaria del Transformador ST1, las cuales se midieron por 7 días consecutivos, para determinar las condiciones de operación y poder establecer si existen factores distorsionantes críticos que puedan afectar los equipos críticos y sistemas eléctricos internos, además de conocer con detalle su nivel de carga y demanda.

2. METODOLOGÍA

La medición realizada por los días consecutivos indicados en el apartado 1.1 tiene como fin monitorear todas las variables eléctricas críticas, se registraron todos los parámetros básicos que sirvieron para determinar: desbalances de cargas, desbalances de voltajes de acuerdo con la norma EN 30160, nivel de contenido armónico del sistema, niveles máximos y mínimos de voltajes, formas de onda de voltaje y corriente, demanda máxima, factor de potencia con y sin desplazamiento por armónicos, acorde también con lo estipulado por la ARESEP en su norma sobre "Calidad del Voltaje de Suministro" (AR-NTCVS) y "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCAL). Las mediciones por registrar también incluyeron los siguientes parámetros: Voltajes, Corrientes, Potencia Activa, Potencia Reactiva, Energía, valores promedio generales de THD V y de THD I, a su vez también se buscó registrar cualquier perturbación que pudiera tener el sistema y que sea crítica.

3. RESULTADOS OBTENIDOS

3.1. Niveles de Voltaje y Desbalances de Voltaje

No se apreciaron variaciones significativas de la señal de voltaje promedio, salvo por dos huecos de tensión instantáneos que serán revisados más adelante.

Podemos ver en la Figura No.1, el gráfico del comportamiento de la señal de voltaje durante todo el periodo de mediciones y la Tabla No.1 muestra el resumen de los principales valores encontrados.

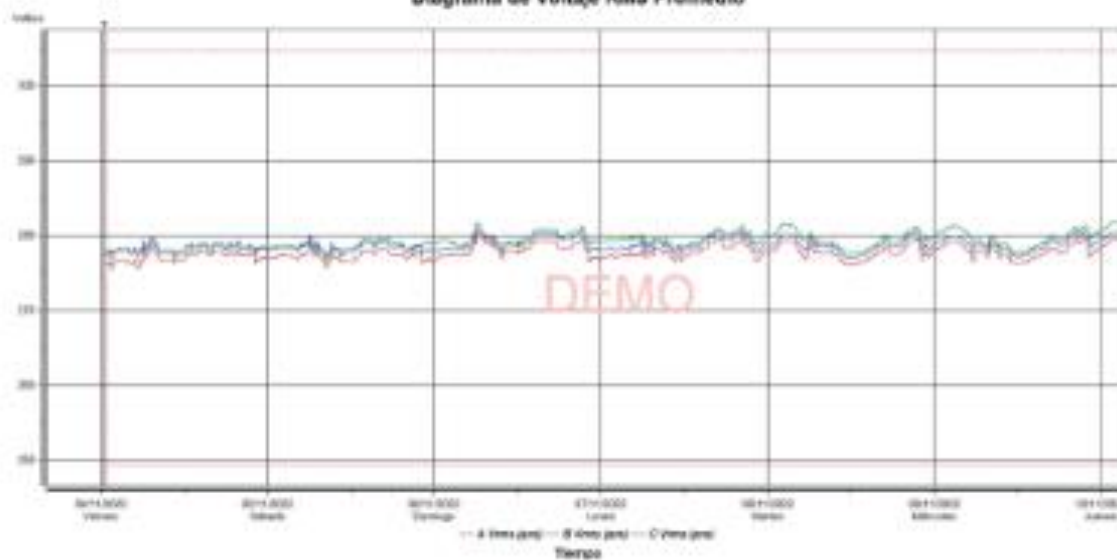
Las señales de voltaje en los periodos estables no produjeron variaciones significativas, es decir, se mantienen en el rango aceptable del $\pm 10\%$ máximo permitido por la ARESEP y por las normativas en general con relación al nivel de 277 V. La máxima desviación de los 277 V registrada fue de 1,73%, tal y como puede observarse en la Tabla No.1.

Tabla No. 1: Valores de Voltajes RMS y su desviación estándar de los 277 V



	Mínimo	Máximo	Promedio	Máxima Desviación de los 277 V
AVrms	275,60	280,50	277,70	1,26%
BVrms	276,40	281,60	279,20	1,73%
CVrms	276,60	281,10	276,60	1,46%

Figura No. 1
Diagrama de Voltaje RMS Promedio



Los niveles de desbalance de voltaje no superan el 3% requeridos por la ARESEP en los métodos de cálculo Promedio, de Secuencia Inversa y Secuencia Homopolar (ver Tabla No.2), por lo que se pueden considerar estables los tres voltajes de fase – neutro. Se recomienda realizar mediciones periódicas como parte de los mantenimientos para asegurarse que no se vayan a presentar problemas en el desbalance, lo cual, si ocurriera, implicaría la necesidad de evaluar las condiciones de carga internas, como también asegurarse de la calidad del suministro de voltaje del ICE y propio de la planta.

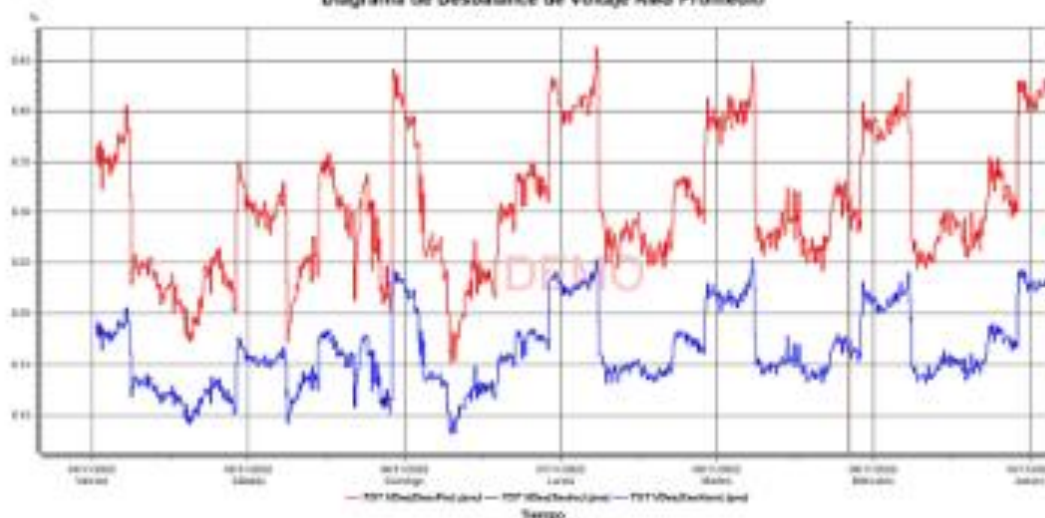
Tabla No. 2: Valores de Desbalance de Voltaje en porcentaje

	Mínimo	Máximo	Promedio
TOT VDes (DescPro)	0,15	0,46	0,31
TOT VDes (SecInv)	0,06	0,25	0,16

TDT VDes (SechHom)	0,08	0,25	0,16
PROMEDIO TOTAL	0,11	0,32	0,21

En la Figura No.2 se muestra el diagrama de Desbalance respectivo.

Figura No. 2
Diagrama de Desbalance de Voltaje RMS Promedio



El factor de cresta de la onda de voltaje no presenta distorsión crítica dentro del promedio aceptable con relación al **valor requerido de 1,41**, lo que significa que no existen factores distorsionantes de la forma de onda y la cercanía con la fuente de tensión. En la Tabla No.3 y la Figura No.3 se muestran los valores del Factor de Cresta y el gráfico respectivo de comportamiento de esta, en tanto en la Figura No.4 se muestra la forma de onda de voltaje, donde no se aprecia ninguna deformación de la onda.

Tabla No. 3: Valores del Factor de Cresta en la señal de Voltaje

	Mínimo	Máximo	Promedio
AVFC	1,41	1,43	1,42
BVFC	1,41	1,43	1,42
CVFC	1,41	1,43	1,42

Figura No. 3
Diagrama de Factor de Cresta de Voltaje Promedio

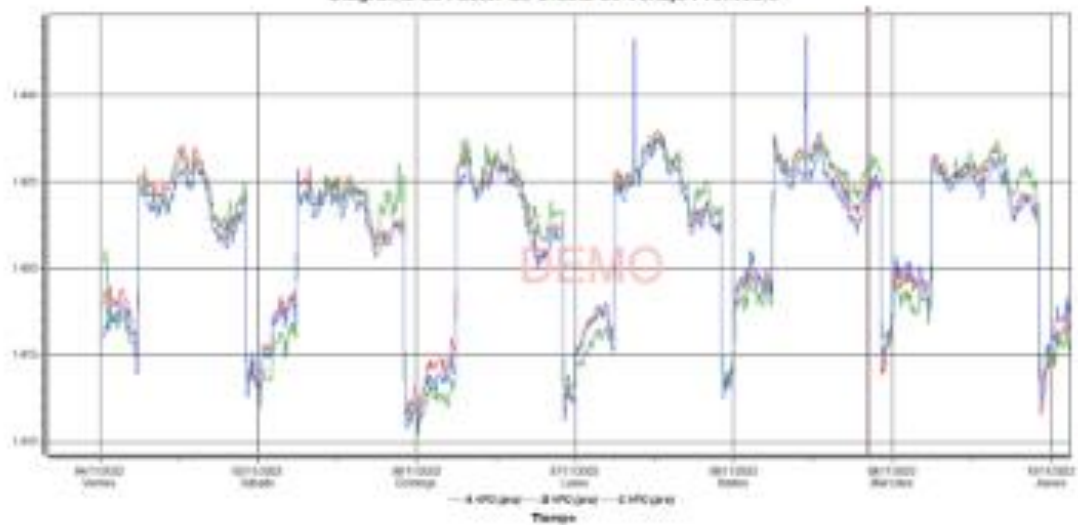


Figura No. 4
Diagrama de forma de onda de Voltaje



INFORME RESUMEN MIN/MAX/PRO

Sitio: ST1_CHUCAS

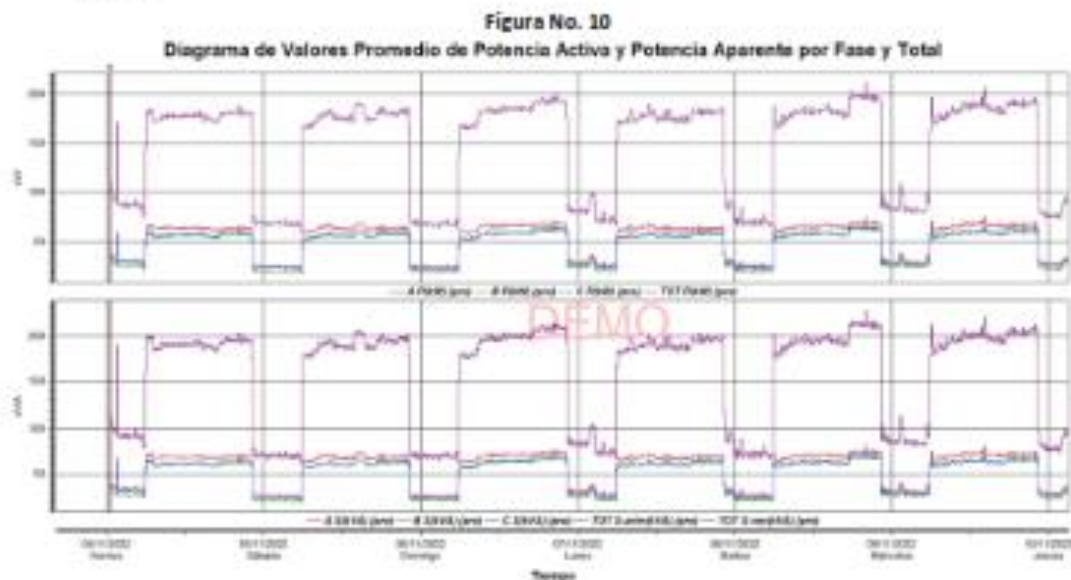
Medido desde 04/11/2022 00:27:30.0 Hasta 10/11/2022 22:55:00.0

TENSIÓN

	Canal A	Canal B
Min Voltios	230,74 en 06/11/2022 20:20:00	236,06 en 06/11/2022 22:00:00
Máx Voltios	283,26 en 06/11/2022 20:20:00	284,79 en 06/11/2022 20:20:00
Mediana Voltios	277,64	279,11
Promedio Voltios	277,76	279,27
	Canal C	Canal D
Min Voltios	260,79 en 06/11/2022 20:20:00	0,040 en 04/11/2022 01:10:00
Máx Voltios	284,16 en 06/11/2022 20:20:00	0,226 en 10/11/2022 13:50:00
Mediana Voltios	276,63	0,057
Promedio Voltios	276,79	0,057
	Canal A-B	Canal B-C
Min Voltios	418,5 en 06/11/2022 22:00:00	430,0 en 06/11/2022 22:00:00
Máx Voltios	490,6 en 06/11/2022 20:20:00	493,6 en 06/11/2022 20:20:00
Mediana Voltios	461,5	462,6
Promedio Voltios	461,9	463,1
	Canal C-A	
Min Voltios	415,0 en 06/11/2022 20:20:00	
Máx Voltios	491,7 en 06/11/2022 20:20:00	
Mediana Voltios	462,6	
Promedio Voltios	462,7	

3.4. Potencia Activa y Aparente Total

El gráfico de la Figura No.10 muestra el comportamiento de la carga total en kilowatts y kVA por fase y total.



	Min	Max	Pro
AP(kW)	22.50	76.07	52.90
BP(kW)	18.48	67.11	46.60
CP(kW)	20.31	69.65	48.27
TOTP(kW)	61.29	211.5	147.8
AS(kVA)	23.12	80.78	56.42
BS(kVA)	18.82	72.71	50.04
CS(kVA)	20.67	75.28	51.50
TOTS-arim(kVA)	62.61	228.8	158.0
TOTS-vec(kVA)	61.48	228.2	157.2

INFORME DE POTENCIA MIN/MAX/PRO

Site: ST1_CHUCAS

Medido desde 04/11/2022 00:27:30,0 Hasta 10/11/2022 22:55:00,0

POTENCIA**POTENCIA ACTIVA P(W)**

	A	B	C	D	TOTAL
Min kW	15,07	14,74	-0,20	-0,000	50,18 en 06/11/2022 06:00:00
Máx kW	125,09	108,38	88,27	0,000	297,98 en 07/11/2022 11:00:00
Mediana kW	63,62	56,28	56,92	-0,000	177,83
Promedio kW	53,66	47,28	48,93	-0,000	149,87

POTENCIA APARENTE, S(VA)

	A	B	C	D	TOTAL
Min kVA	17,79	15,40	16,57	0,000	51,42 en 06/11/2022 06:00:00
Máx kVA	164,15	196,77	139,57	0,002	500,48 en 10/11/2022 08:30:00
Mediana kVA	68,20	61,03	61,08	0,001	190,75
Promedio kVA	57,23	50,78	52,19	0,001	160,21



gsolarsolutions@gmail.com

Anexo IV: Extracto Informe Balance de Energía ST2.



2023

Informe de Resultado de Calidad de la Energía en alimentador de ST2

P.H. CHUCAS

ELABORADO POR:

ING. JUAN CARLOS CHAVARRÍA ARAYA

NRG-203/2023

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1. Objetivo.....	2
2. METODOLOGÍA.....	2
3. RESULTADOS OBTENIDOS	2
3.1. Niveles de Voltaje y Desbalances de Voltaje.....	2
3.2. Niveles de Voltaje Neutro – Tierra.....	4
3.1. Niveles de Corriente y Desbalances de Corriente.....	6
3.2. Potencia Activa y Aparente Total.....	7
3.3. Máxima Demanda y Factor de Potencia	9
3.4. Energía Consumida.....	10
4. CONCLUSIONES.....	112
5. RECOMENDACIONES GENERALES.....	134

1. INTRODUCCIÓN

P.H. CHUCAS requiere conocer la condición de los sistemas eléctricos en cuanto a calidad de la energía y a los niveles de carga existentes, así como medir también los niveles de armónicos en voltaje y corriente para determinar factores distorsionantes y la posibilidad de desplazar carga a energías alternativas como la solar.

1.1. Objetivo

El principal objetivo del presente estudio radica en evaluar las variables eléctricas en la acometida secundaria del Transformador ST2, las cuales se midieron por 7 días consecutivos, para determinar las condiciones de operación y poder establecer si existen factores distorsionantes críticos que puedan afectar los equipos críticos y sistemas eléctricos internos, además de conocer con detalle su nivel de carga y demanda.

2. METODOLOGÍA

La medición realizada por los días consecutivos indicados en el apartado 1.1 tiene como fin monitorear todas las variables eléctricas críticas, se registraron todos los parámetros básicos que sirvieron para determinar: desbalances de cargas, desbalances de voltajes de acuerdo con la norma EN 30160, nivel de contenido armónico del sistema, niveles máximos y mínimos de voltajes, formas de onda de voltaje y corriente, demanda máxima, factor de potencia con y sin desplazamiento por armónicos, acorde también con lo estipulado por la ARESEP en su norma sobre "Calidad del Voltaje de Suministro" (AR-NTCVS) y "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCAL). Las mediciones por registrar también incluyeron los siguientes parámetros: Voltajes, Corrientes, Potencia Activa, Potencia Reactiva, Energía, valores promedio generales de THD V y de THD I, a su vez también se buscó registrar cualquier perturbación que pudiera tener el sistema y que sea crítica.

3. RESULTADOS OBTENIDOS

3.1. Niveles de Voltaje y Desbalances de Voltaje

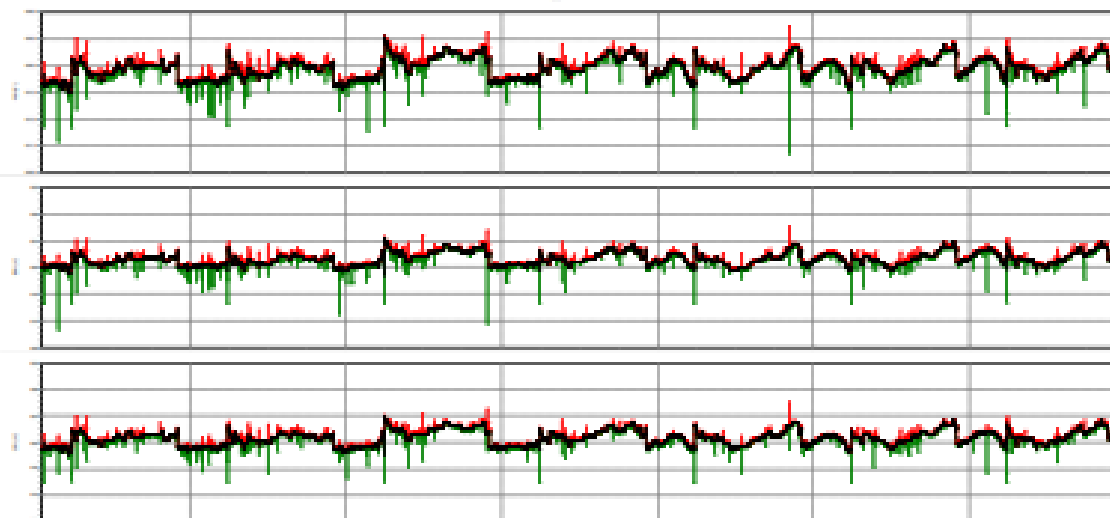
No se apreciaron variaciones significativas de la señal de voltaje promedio.

Podemos ver en la Figura No.1, el gráfico del comportamiento de la señal de voltaje durante todo el periodo de mediciones y la Tabla No.1 muestra el resumen de los principales valores encontrados.

Las señales de voltaje en los periodos estables no produjeron variaciones significativas, es decir, se mantienen en el rango aceptable del $\pm 10\%$ máximo permitido por la ARESEP y por las normativas en general con relación al nivel de 277 V. La máxima desviación de los 277 V registrada fue de 2,68%, tal y como puede observarse en la Tabla No.1.

Tabla No. 1: Valores de Voltajes RMS y su desviación estándar de los 277 V

	Mínimo	Máximo	Promedio	Máxima Desviación de los 277 V
AVrms	277,42	283,74	280,27	2,43%
BVrms	278,78	284,42	281,26	2,68%
CVrms	277,96	283,84	280,62	2,47%

Figura No. 1

Los niveles de desbalance de voltaje no superan el 3% requeridos por la ARESEP (ver Tabla No.2), por lo que se pueden considerar estables los tres voltajes de fase – neutro. Se recomienda realizar mediciones periódicas como parte de los mantenimientos para asegurarse que no se vayan a presentar problemas en el desbalance, lo cual, si ocurriera, implicaría la necesidad de evaluar las condiciones de carga internas, como también asegurarse de la calidad del suministro de voltaje del ICE y propio de la planta.

Tabla No. 2: Valores de Desbalance de Voltaje en porcentaje

	Mínimo	Máximo	Promedio
TOT VDes (DesvPro)	0,64	2,61	1,52

3.2. Niveles de Voltaje Neutro – Tierra

Los niveles recomendados de los voltajes neutro – tierra varían de acuerdo con el punto de la instalación en que se midan de acuerdo con la NFPA 70B – 2019, sección 14.3.4.1 para el punto de unión el voltaje no debe exceder 0,1 V, en tanto para puntos más alejados no deben ser superiores a los 3 V o inferiores a 0,5 V según la sección 14.3.4.2:

14.3.4.1 En el puente de conexión a tierra, la tensión normalmente debería ser inferior a 0,1 volts c.a.

14.3.4.2 Es normal encontrar tensión aguas abajo del puente de conexión a tierra principal en los circuitos energizados, debido al flujo de corriente en el conductor puesto a tierra. Las lecturas por encima de 3 volts c.a. o menos de 0,5 volts c.a. en lugares alejados del puente de conexión a tierra deberían ser investigados para determinar si esto representa un problema para el sistema.

Para el presente caso, es importante verificar dónde se realiza la conexión neutro – tierra, que deberá ser en el primer sistema de desconexión luego de un sistema derivado, que sería un transformador, incluso una UPS, es decir, para el sistema aguas abajo. Allí el valor debe ser inferior a 0,1 V entre el neutro y la tierra y conforme se alejan dentro de la instalación deberá permanecer entre 0,5 V y 3 V.

Con las consideraciones anteriores y tomando en cuenta que la medición se realiza en la entrada del alimentador de ST2, se esperaría que el voltaje entre neutro y tierra se encuentre aún en valores inferiores a 0,1 V.

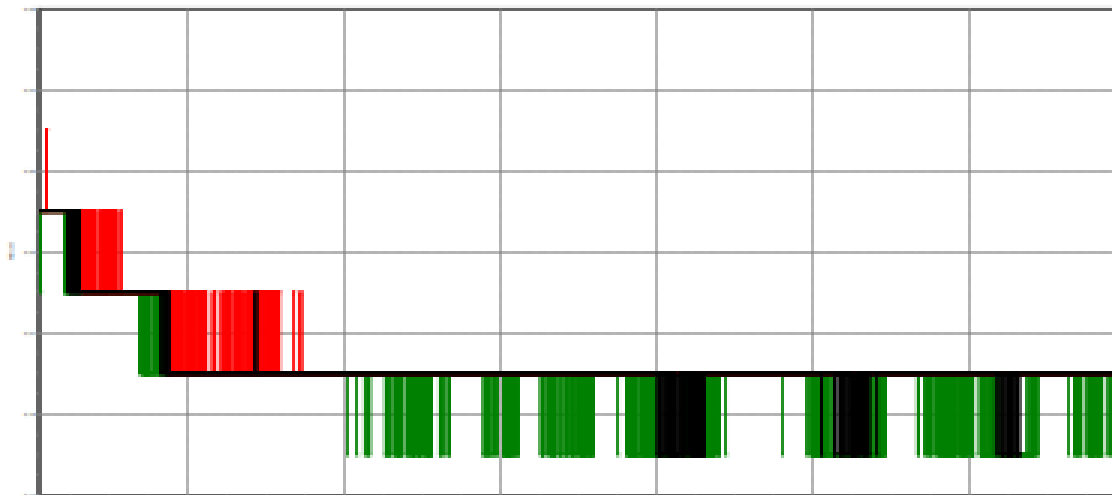
Basado en lo anterior, se encontró que los voltajes Neutro – Tierra variaban desde mínimos de 0,18 A hasta máximos de 0,24 A, con promedios de 0,20 V. El comportamiento aunque algo superior a 0,1 deseable, se puede considerar estable por lo que se puede suponer que no existe ninguna deficiencia en la conexión entre Neutro y Tierra desde la fuente, pero sí como plan de mantenimiento, se recomienda revisar la existencia de la unión Neutro – Tierra.

Es importante mantener un adecuado control del voltaje Neutro – Tierra, el cual si los valores tienden a ser más elevados podría suponer problemas en la calidad de la conexión a tierra, así como desbalances y efectos armónicos muy elevados con afectación a los equipos más sensibles.

Es necesario un monitoreo constante y valoración de las variables eléctricas, principalmente los niveles armónicos, los cuales serán revisados más adelante.

En el gráfico de la Figura No.2 se puede observar el comportamiento del voltaje Neutro – Tierra con relación a las corrientes de neutro.

Figura No. 2



3.2. Potencia Activa y Aparente Total

El gráfico de las Figura No. 4 y 5 muestran el comportamiento de la carga total en kilowatts y kVA.

Figura No. 4

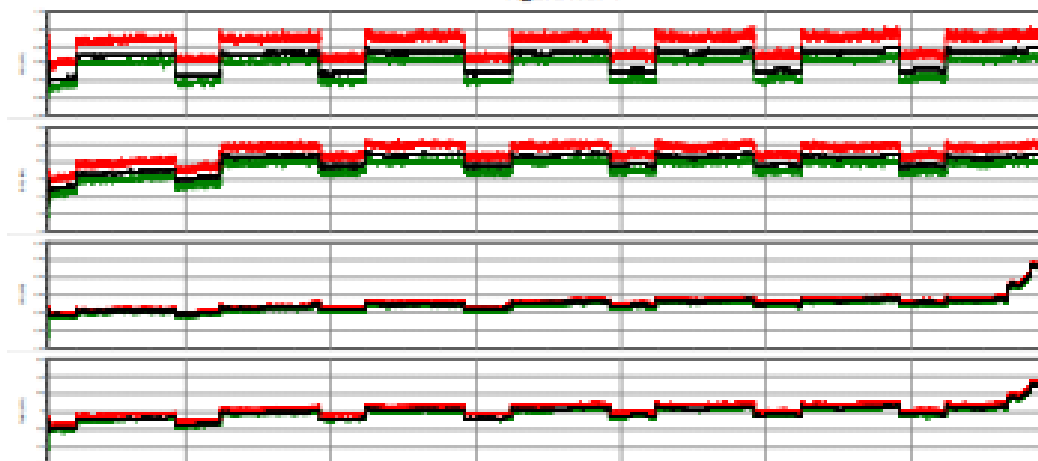


Figura No. 5

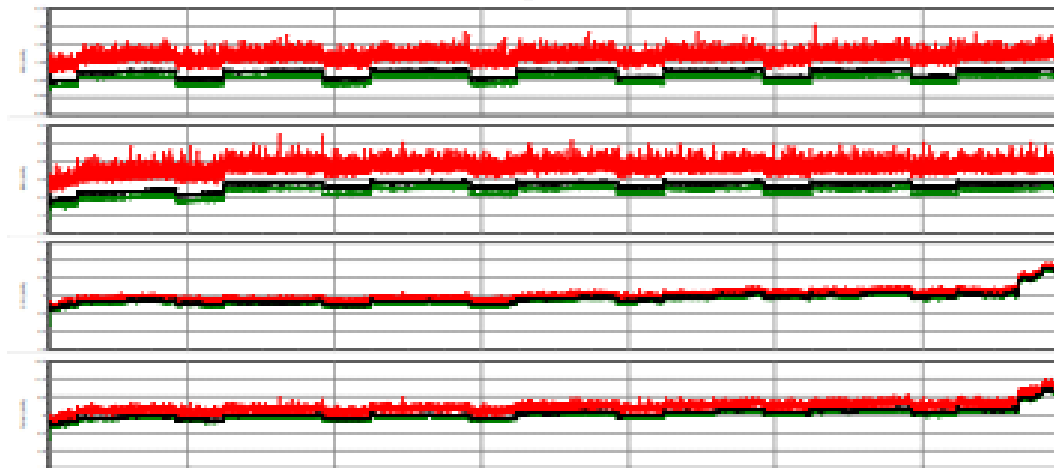


Tabla No. 5: Valores de potencia activa y aparente totales

	Mínimo	Máximo	Promedio
TOT P(kW)	5,04	7,26	5,96
TOT S(kVA)	6,72	10,26	8,10

Anexo V: Carta de Aprobación de Las Memorias de Cálculo.

Atenas, 4 de diciembre de 2023

Señores:

Comisión de Trabajos Finales de Graduación

Universidad Técnica Nacional (UTN)

Sede Pacífico


Estimados Señores:

Por medio de la presente Yo, Danny Chaves Soto, Gerente de Operaciones de la Tecnología Hydro de Enel Green Power Costa Rica, filial de Enel Green Power Colombia y Centro América, hago de su conocimiento la aprobación de las memorias de cálculo del proyecto "Optimización y Control de Potencia en Firme de los Equipos Auxiliares de la Planta Hidroeléctrica Chucás, Balsa de Atenas", desarrolladas por los estudiantes Alonso Araya Zúñiga y Luis Alberto Cerda Chávez, las cuales servirán de sustento técnico para la elaboración del cartel de licitación para la compra de los paneles solares de dicho proyecto. Sin más por el momento y agradeciendo toda la ayuda que puedan brindarle a los estudiantes, se despide su servidor.

Atentamente,

Ing. Danny Chaves Soto

Anexo VI: Cartel de Licitación para Compra de Equipos.

	CROSS TECHNOLOGY IMPROVEMENT CO-PE-CAM			CÓDIGO- CODE	
				PÁGINA - PAGE 1 de/ of 19	
TERMINOS DE REFERENCIA SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUCIDA PARA AUTOCONSUMO					
REV.	DESCRIPCIÓN	FECHA	PREPARADO	VALIDADO	REVISADO
REV.	DESCRIPTION	DATE	PREPARED	VALIDADO	CHECKED
0	Objeto del proyecto.	11/12/2023	Erick Rodríguez Alvarado		
1	Especificaciones Técnicas	11/12/2023	Luis Cerda Chávez		
CLASIFICACIÓN CLASSIFICATION	PÚBLICO PUBLIC	EMPRESA COMPANY	CONFIDENCIAL CONFIDENTIAL	RESTRINGIDA RESTRICTED	REF. ARCHIVO ARCHIVE ID
					XXXXXXXXXX
<small>Este documento contiene información de propiedad de Enel Green Power SpA y tendrá que ser utilizado exclusivamente por el destinatario en relación a las finalidades para las que se ha recibido. Queda prohibida la reproducción o divulgación sin la aprobación expresa de Enel Green Power SpA. This document is a property of Enel Green Power SpA. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power SpA.</small>					



**CROSS TECHNOLOGY
IMPROVEMENT CO-PE-CAM**

CÓDIGO - CODE

PÁGINA - PAGE

2 de/of 19

Tabla de contenido

1. UBICACIÓN	3
2. ACCESO.....	3
3. OBJETO	3
4. NORMAS DE REFERENCIA	3
5. CONDICIONES AMBIENTALES	3
6. COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	3
7. ALCANCES DEL TRABAJO	6
8. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	6
A. MÓDULO FOTOVOLTAICO	6
B. INVERSOR CC/CA.....	8
C. SISTEMA FOTOVOLTAICO	10
9. MANIPULEO Y TRANSPORTE.....	12
10. GARANTIA TÉCNICA	12
11. EMBALAJE.....	12
12. OBLIGACIONES POR EL CONTRATISTA.....	13
13. PREPARACIÓN DE LAS PROPUESTAS.....	13
14. MODALIDAD.....	14
15. HSE REQUERIMIENTOS	14
16. ANEXO.....	15



**CROSS TECHNOLOGY
IMPROVEMENT CO-PE-CAM**

CÓDIGO - CODE

PÁGINA - PAGE

3 de/of 19

1. UBICACIÓN

El área del proyecto está ubicada en el distrito de Picagres del cantón Mora, provincia de San José a 301 m.s.n.m.

Coordenadas:

<https://www.google.com/maps/search/google+maps+ph+chucas/@9.9323364,-54.3550092,16.55z?entry=ttu>

2. ACCESO

La principal vía de acceso a la zona del proyecto es la carretera ruta 27 San José Caldera, desvío de Balsa de Atenas.

Ruta alternativa La Garita – Atenas.

3. OBJETO

La presente Especificación Técnica establece las características generales, físicas, de funcionamiento, condiciones extremas de operación y protecciones, que deben cumplir el "TERMINOS DE REFERENCIA SISTEMA DE GENERACION DISTRIBUCIDA PARA AUTOCONSUMO" con baterías y sus componentes, para su aplicación en el sistema de Servicio Propio e Inyección de energía en la estabilidad de la potencia en firme de las unidades de generación.

Potencia de diseño del sistema fotovoltaico: cubrir entre un 40% a 54% del consumo de la energía de los sistemas auxiliares de planta.

Energía Total Consumida (kWh)	
Enero	80807,46
Febrero	75593,42
Marzo	76830,16
Abril	62924,26
Mayo	103673,21
Junio	110130,57
Julio	113679,09
Agosto	114388,78
Septiembre	113222,82
Octubre	121362,56
Noviembre	114078,60
Diciembre	57742,23
TOTAL	1144433,17
PROMEDIO MENSUAL	95369,43

Elementos del sistema:

A: módulos fotovoltaicos

B: conductor

C: Punto de conexión, tablero de baja tensión



CROSS TECHNOLOGY IMPROVEMENT CO-PE-CAM

CÓDIGO- CODE

PÁGINA - PAGE

4 de/of 19

- Terreno adyacente a galpones de materiales.



La distribución acorde al área disponible donde se contabiliza un total de 736 módulos fotovoltaicos de 545W para una potencia total instalada de 401.1 kWp.

A continuación, el levantamiento de relieve acorde al sitio y reporte de Helioscope.

De la corrida en software se logra determinar la forma en la que se deben de instalar los paneles para conseguir una alta disponibilidad de la potencia calculada:

1. Distancia entre separación de filas de 2,5m.
2. Distancia de separación del muro para evitar afectación por sombra.
3. Afectación por sombra por altura de montaña.

Tablero de distribución donde se conectará el sistema fotovoltaico (punto C).



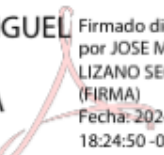
Anexo VII: Carta de Aprobación de Filólogo.

17 de abril de 2024

Señores Universidad Técnica Nacional Sede del Pacífico,

Estimado Ing. Mario Alberto Dura Varela:

El suscrito da fe de que el Trabajo Final de Graduación titulado *Optimización y Control de Potencia en Firme de los Equipos Auxiliares de la Planta Hidroeléctrica Chucás, Balsa de Atenas, diciembre del año 2022*, escrito por los señores Alonso Araya Zúñiga, cédula 6-0315-0460, y Luis Alberto Cerda Chávez, cédula 6-0331-0591, fue sometido a revisión filológica. Se han realizado las modificaciones pertinentes en los distintos niveles textuales, a saber, coherencia y cohesión, puntuación y ortografía. Además, se ha realizado una revisión de las citas y las referencias de dicho documento para ajustarlas a las normas APA de séptima edición y se le brindaron las recomendaciones a los estudiantes.

**JOSE MIGUEL
LIZANO
SEGURA
(FIRMA)**  Firmado digitalmente
por JOSE MIGUEL
LIZANO SEGURA
(FIRMA)
Fecha: 2024.04.17
18:24:50 -06'00'

Bach. José Lizano

Filólogo

Número de colegiado 95107

Cédula 1-1228-0702

Anexo VIII: Carta de Autorización para Uso y Manejo de Trabajos Finales.



**CARTA DE AUTORIZACIÓN PARA USO Y MANEJO DE LOS TRABAJOS
FINALES DE GRADUACIÓN UNIVERSIDAD TÉCNICA NACIONAL
(Trabajo colectivo)**

Señores/as
Vicerrectoría de Investigación
Sistema Integrado de Bibliotecas y Recursos Digitales

Estimados señores:

Nombre completo de sustentantes	Número de identificación
Alonso Araya Zuñiga	603150460
Luis Alberto Cerda Chólez	603310591

Nosotros en calidad de autores del trabajo de graduación titulado:

Optimización y Control de planta de en firme de los equipos auxiliares de la planta hidroeléctrica Chucús

El cual se presenta bajo la modalidad de, marque una opción:

- Seminario de Graduación
 Proyecto de Graduación
 Tesis de Graduación

Presentado en la fecha 17/5/24 autorizamos a la Universidad Técnica Nacional, Sede Pacífico, para que nuestro trabajo pueda ser manejado de la siguiente manera:

Autorizamos Ver CAPÍTULO V, DISPOSICIONES, FINALES. Artículo 43. RTFG.	
Marque con una X o un ✓	
Conservación de ejemplares para préstamo y consulta física en biblioteca	X
Inclusión en el catálogo digital del SIBIREDI (Cita catalográfica)	X
Comunicación y divulgación a través del Repositorio Institucional	X
Divulgación del resumen en el Repositorio UTN con una cantidad de 200 a 500 palabras.	X
Consulta electrónica con texto protegido	X
Descarga electrónica del documento en texto completo protegido	X
Inclusión en bases de datos y sitios web que se encuentren en convenio con la Universidad Técnica Nacional contando con las mismas condiciones y limitaciones aquí establecidas.	X



Ingeniería Electrónica
Sede del Pacífico



2024
UNIVERSIDADES
PÚBLICAS CON LOS
PUEBLOS ORIGINARIOS

Por otra parte, declaramos que el trabajo que aquí presentamos es de plena autoría, es un esfuerzo realizado de forma conjunta, académica e intelectual con plenos elementos de originalidad y creatividad. Garantizamos que no contiene citas, ni transcripciones de forma indebida que puedan devenir en plagio, pues se ha utilizado la normativa vigente de la American Psychological Association (APA). Las citas y transcripciones utilizadas se realizan en el marco de respeto a las obras de terceros. La responsabilidad directa en el diseño y presentación son de competencia exclusiva, por tanto, eximo de toda responsabilidad a la Universidad Técnica Nacional. Conscientes de que las autorizaciones no reprimen nuestros derechos patrimoniales como autores del trabajo. Confiamos en que la Universidad Técnica Nacional respete y haga respetar nuestros derechos de propiedad intelectual.
Día: 17/5/24

Nombre del estudiante	Cédula	Firma
Abrao Anaya Zuñiga	603150460	
Luis Alberto Cerda Chaves	603310591	Luis Cerda Chaves