

TEC | Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica



“Análisis de los efectos resultantes por la integración de una nueva planta de energía solar fotovoltaica a la red de distribución de Cocorí y la adquisición de un sistema de almacenamiento de energía para la gestión de la inyección de potencia”.

*Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título de Ingeniero en Mantenimiento Industrial,
Grado de Licenciatura*

Autor:

Alfredo Josué Ellis Rodríguez

Cartago, Mayo 2023


Carrera Acreditada por:





Este obra está bajo una licencia de
Creative Commons Reconocimiento 4.0
Internacional.

<a rel="license"href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/».

	Tipo: FORMULARIO	Código: PAAC.PR1.FM1	
Rige a partir de:	Carta	Versión:	Página: 1 de 2

01 de noviembre, 2022
 OPER-DIST-166-2022

Asunto: Atención Solicitud de Trabajo final de Graduación Alfredo Ellis Rodríguez

Ing. Ignacio del Valle Granados
Coordinador de Práctica Profesional de la Carrera
Escuela de Ingeniería Electromecánica.
Tecnológico de Costa Rica
Presente

Estimado Señor:


Por este medio se le informa que el Señor Alfredo Ellis Rodríguez, cédula de identidad 1-1753-0819, estudiante de la Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, cuenta con el visto bueno para realizar la Práctica Profesional en JASEC, específicamente en el Área Distribución, a cargo del Ingeniero Mario Jiménez Brenes, Jefatura del Área Distribución.

En relación a la fecha de inicio de la práctica será el próximo 06 de febrero del 2022, fecha que puede ser acordada entre las partes, si así se requiere, en relación a la jornada laboral se implementará mixto Presencial-virtual, en caso que deba presentarse a las instalaciones de JASEC, la hora de ingreso es a las 7:24am y de salida 5:00pm.

Respecto a la remuneración hacia el estudiante, JASEC no realiza el pago de la práctica a los estudiantes, y tampoco de viáticos de transporte y alimentación.

Cualquier consulta adicional por medio del correo electrónico mario.jimenez@jasec.go.cr.

Sin más por el momento se despide,

	Tipo: FORMULARIO	Código: PAAC.PR1.FM1	
Rige a partir de:	Carta	Versión:	Página: 2 de 2

Atentamente,

MARIO
ALBERTO
JIMENEZ
BRENES (FIRMA)

Firmado digitalmente
por MARIO ALBERTO
JIMENEZ BRENES
(FIRMA)
Fecha: 2022.11.01
16:50:13 -06'00'

Ing. Mario Jiménez Brenes
Jefe de Área Distribución - Operaciones

mra
c/

Consecutivo
Ing. Cristian Acuña Brenes, Director de Operaciones.
Lic. Arnold Mora Muñoz, Jefe, Departamento Talento Humano.

Hoja de Datos

Información del Estudiante:

Nombre: Alfredo Josué Ellis Rodríguez

Cédula: 1-1753-0819

Carné ITCR: 2018102438

Dirección de residencia en época lectiva: Cartago, El Guarco, Tejar, frente al Salón la División.

Teléfono: +506 8498-6673

Correo electrónico: ellisrodrigueza@gmail.com

Información del Proyecto:

Título: “Análisis de los efectos resultantes por la integración de una nueva planta de energía solar fotovoltaica a la red de distribución de Cocorí y la adquisición de un sistema de almacenamiento de energía para la gestión de la inyección de potencia”.

Asesor Industrial: Ing. Mario Alberto Jiménez Brenes

Profesor Guía: Ing. Gustavo A. Gómez Ramírez. M.Sc

Jurado Evaluador:

- Profesora Rebeca Solís Ortega. M.Sc
- Ing. Gonzalo Mora Jiménez. M.Sc

Información de la Empresa:

Nombre: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago

Zona: Cartago

Dirección: Plantel de JASEC, Barrio Fátima 350m Norte 125m Oeste de la Iglesia María Auxiliadora, Cartago.

Actividad principal: Responsable de dotar a la provincia de Cartago de un sistema eléctrico eficiente y servicios como internet.

Contacto: Ing. Mario Alberto Jiménez Brenes

Correo: mario.jimenez@jasec.go.cr

Resumen

Para el presente estudio se llevó a cabo un análisis de los efectos que pueden resultar de la integración de una planta de energía solar fotovoltaica al circuito de Cocorí que opera en la ciudad de Cartago. Además, se consideró añadir un sistema de almacenamiento de energía con el fin de gestionar la inyección de esa energía al sistema, para cubrir la demanda en las horas en las que se presenta su punto máximo y analizar su efecto sobre la red. Para examinar los efectos resultantes de la integración de la planta de energía solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía electroquímico, se hizo una simulación de la red de Cocorí con herramientas de modelado y simulación usando ETAP[®]. El objetivo de esas simulaciones fue obtener los perfiles de tensión y demanda del sistema para su posterior análisis.

Las simulaciones contemplaron tres casos de análisis. El primero consistió en simular la operación normal del circuito actualmente, con el propósito de obtener un punto de comparación, respecto a la implementación de la planta y el sistema de almacenamiento de energía. En el segundo caso, se simuló el comportamiento de la red, integrando la planta de generación de energía fotovoltaica. En el tercer caso, se analizó la integración de la granja solar y el sistema de almacenamiento en conjunto. Las simulaciones se realizaron con el módulo de análisis de flujo de potencia en el dominio del tiempo. Un equipo de JASEC brindó datos de una semana de alto consumo por parte de los abonados del circuito Cocorí. Estos perfiles de consumo se adjuntaron al modelo de la red en ETAP[®] para tener los perfiles de demanda a lo largo de una semana de análisis. Por otro lado, se determinaron los perfiles de generación de la planta mediante el uso del software PVsyst y se propone un ciclo de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía.

Por último, se llevó a cabo un análisis financiero sobre la integración de estos elementos, el cual contempla las ganancias y costos que se producen de integrar únicamente la planta de energía solar y de agregar la planta de energía solar en conjunto con el sistema de almacenamiento de energía electroquímico. Este análisis financiero propone, a su vez, un enfoque de rentabilidad para la toma de decisiones gerenciales.

Los resultados del estudio revelaron que el circuito de Cocorí no presenta problemas en los perfiles de tensión, en ninguno de los tres casos de análisis. Sin embargo, este circuito no cuenta con perfiles de consumo lo suficientemente elevados para absorber la potencia brindada por la planta de generación de energía solar fotovoltaica propuesta. Por otro lado, también se concluyó que la integración de la granja solar resulta rentable; no obstante, al integrar tanto la planta como el sistema de almacenamiento de energía en conjunto el proyecto no es rentable.

En general, este estudio destaca las consideraciones técnicas y financieras de la integración de una planta de energía solar y un sistema de almacenamiento de energía en el circuito de Cocorí, proporcionando información para futuros procesos de toma de decisiones.

Palabras Clave: Simulación de circuitos, Medición de voltaje, Almacenamiento de energía, Baterías, Simulación de sistemas de potencia, Sistemas fotovoltaicos, Demanda de energía.

Abstract

This study examines the effects of integrating a photovoltaic solar power plant into the Cocorí circuit and explores the addition of an energy storage system for managing energy injection and analyzing its impact on the network. Using ETAP[®] simulation tools, the Cocorí network is modeled and simulated to obtain voltage and demand profiles for analysis.

The simulations consider three cases. The first case simulates the circuit's current operation as a baseline for comparison. The second case integrates the photovoltaic power plant, and the third case examines the integration of the solar farm and storage system together. Time domain power flow analysis is performed during the simulations. Consumption profiles provided by the JASEC team for a high-demand week in the Cocorí circuit are incorporated into the ETAP[®] network model. Generation profiles from the plant are determined using PVsyst software, and a charge-discharge cycle is proposed for the energy storage system.

A financial analysis is conducted to assess the integration of these elements, considering the profits and costs associated with integrating only the solar power plant and both the plant and the energy storage system. The analysis focuses on profitability for managerial decision making.

The study's results indicate that the Cocorí circuit does not experience voltage profile issues in any of the three cases. However, the circuit's consumption profiles are insufficient to absorb the power generated by the proposed solar photovoltaic plant. Furthermore, while integrating the solar farm alone proves profitable, the project does not yield profitability when integrating both the plant and the energy storage system.

Overall, this study highlights the technical and financial considerations of integrating a solar power plant and energy storage system into the Cocorí circuit, providing insights for future decision-making processes.

Key Words: Circuit simulation; Voltage measurement; Energy storage; Batteries; Power system simulation; Photovoltaic systems; Power demand.

Agradecimientos

A Dios por la bendición de la salud y guiarme siempre para alcanzar esta meta en mi vida.

A mis padres, mis abuelos, al equipo de JASEC, al profesor Gustavo Gómez y al equipo de ETAP® por facilitar la licencia con la que desarrollé este estudio y cada una de aquellas personas, familiares, amistades, profesores y compañeros que me ayudaron a encontrar fuerzas en los momentos difíciles y sirvieron como un apoyo en mi camino hasta encontrarme donde estoy actualmente. En especial a mi mamá y a mi papá, por estar siempre apoyándome en cada paso. También quiero dedicar un saludo especial a mis amigos del grupo de investigación y tarea 5, quienes se convirtieron en mis hermanos durante tantos años. Los Felipes, Ulloa, Alvarado, Chuta, Andy, Picado, Dj Esteban y todos los que me faltaron. Por otro lado, un agradecimiento a Pablo, Tatiana, Ashley y Lizzy por los buenos momentos a lo largo de mi formación universitaria.

Dedicatoria

Este trabajo va dedicado a mis familiares más cercanos, así como aquellas personas que considero mi familia. Sin embargo, quiero destacar una dedicatoria especial a mi mamá y a mi papá, quienes han dedicado su tiempo y esfuerzo con el único fin de verme crecer y cumplir mis metas por tantos años. Sin ellos no hubiera logrado estar aquí. Soy todo lo que soy gracias a ellos y por esa razón este logro está dedicado a ellos.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Reseña de la Empresa	1
1.1.1. Historia	1
1.1.2. Misión	2
1.1.3. Visión	2
1.2. Planteamiento del Problema	2
1.2.1. Problema a resolver	2
1.3. Objetivo General	3
1.4. Objetivos Específicos	3
1.5. Justificación	3
1.6. Viabilidad	4
1.7. Antecedentes del Proyecto	5
1.7.1. Antecedentes	5
1.8. Metodología	6
1.9. Alcance	8
1.10. Limitaciones	8
2. Marco Teórico	9
2.1. Generación distribuida	9
2.2. Baterías solares fotovoltaicas	10
2.3. Sistemas fotovoltaicos	10
2.4. Inversor	10
2.5. Calidad de la energía	10
2.6. Células fotovoltaicas	11
2.7. Factor de rendimiento	11
2.8. Mercado fotovoltaico	11
2.9. Radiación solar	11
2.10. Horas de pico solar	12
2.11. Onda electromagnética	12

2.12. Fotón	12
2.13. Redes de distribución eléctrica	12
2.14. Sistema de almacenamiento de energía solar	13
2.15. Recuperación de pérdidas por exceso de producción	13
2.16. Desplazamiento de la producción	14
2.17. Control de la velocidad de rampa	15
2.18. Configuración de las baterías	16
2.18.1. Acoplamiento independiente	16
2.18.2. Acoplamiento en corriente continua con carga fotovoltaica	16
2.18.3. Acoplamiento en corriente continua con carga flexible	16
2.18.4. Acoplamiento en corriente alterna	17
2.19. Tecnología para sistemas de almacenamiento electroquímico	17
2.19.1. Batería de plomo y ácido	17
2.19.2. Batería de Níquel Cadmio	17
2.19.3. Batería de Níquel Hidruro metálico	18
2.19.4. Baterías de ion de litio	18
2.19.5. Batería de polímero Ión Litio	18
2.19.6. Batería de Cloruro de níquel Sódico	18
2.19.7. Baterías de flujo redox	18
2.19.8. Baterías de sal fundida	19
2.20. Impacto de la generación distribuida en un sistema eléctrico	19
2.20.1. Flujos de potencia	19
2.20.2. Pérdidas de potencia	20
2.20.3. Estabilidad de tensión	20
2.20.4. Análisis de fallos	20
2.20.5. Capacidad de transferencia de potencia	20
2.20.6. Análisis de estabilidad transitoria	20
2.21. Impacto en el sistema de distribución por la penetración de energía solar fotovoltaica	21
2.22. Tarifas de consumo eléctrico	21
2.22.1. Periodo Punta	21
2.22.2. Periodo Valle	21
2.22.3. Periodo Nocturno	22
2.23. Matriz energética del país	22
2.24. Normativa relacionada a la energía solar fotovoltaica	23
3. Construcción del circuito y su comportamiento.	25
4. Desarrollo de escenarios de análisis.	50
4.1. Descripción de los casos de análisis	50

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	XI
4.2. Primer caso de análisis	53
4.3. Segundo caso de análisis	56
4.4. Tercer caso de análisis	62
5. Análisis financiero	68
5.1. Inversión inicial para el sistema de almacenamiento electroquímico	68
5.2. Inversión inicial para la planta solar fotovoltaica.	69
5.3. Modelos tarifarios utilizados para comprar y vender energía y potencia en JASEC.	71
5.4. Producción y ganancias asociadas con la implementación del proyecto.	72
5.5. Costos asociados a la operación, mantenimiento y pólizas del proyecto.	77
5.6. Financiamiento.	79
5.7. Flujo de caja para el proyecto.	81
6. Conclusiones y Recomendaciones	87
6.1. Conclusiones	87
6.2. Recomendaciones	88
A. Información técnica de la planta fotovoltaica	93
A. Demanda de la red Cocorí para cada día de análisis	102
B. Reportes de PVsyst	109

Índice de tablas

4.1. Porcentaje de incremento en los perfiles de tensión del Bus donde se presenta el mayor cambio en el segundo caso de análisis.	60
4.2. Porcentaje de incremento en los perfiles de tensión del Bus donde se presenta el mayor cambio en el tercer caso de análisis.	66
5.1. Indicadores económicos utilizados para determinar los costos asociados al sistema de almacenamiento de energía.	68
5.2. Datos del sistema de almacenamiento necesarios para el análisis económico.	69
5.3. Costos totales para el sistema de almacenamiento electroquímico.	69
5.4. Inversión inicial para el sistema de almacenamiento proyectado al 2025 y sus costos asociados.	69
5.5. Costos asociados a los principales elementos de la planta de energía solar fotovoltaica.	70
5.6. Costos asociados a los proyectos de generación solar fotovoltaica útiles para el proyecto.	70
5.7. Costos totales de inversión inicial para la planta de energía solar fotovoltaica en la actualidad.	70
5.8. Costos totales de inversión inicial para la planta de energía solar fotovoltaica proyectados al 2025.	71
5.9. Tarifa T-SD del ICE para ventas a empresa de distribución.	71
5.10. Modelos tarifarios utilizados por los abonados de la red de Cocorí.	71
5.11. Porcentaje de clientes del circuito de Cocorí que utiliza cada tipo de modelo tarifario.	72
5.12. Porcentaje de clientes del circuito de Cocorí que utiliza cada bloque de cada tarifa utilizada por los abonados de la red Cocorí.	72
5.13. Ganancias relacionadas con la planta de generación solar fotovoltaica.	74
5.14. Ganancias que tiene JASEC actualmente por la venta de la energía que genera la planta comprándola al ICE y vendiéndola en sus tarifas.	75
5.15. Ganancias y costos relacionadas con la energía y potencia de la planta de generación solar fotovoltaica con el sistema de almacenamiento electroquímico.	76
5.16. Ganancias que tiene JASEC actualmente por la venta de la energía de la planta de energía solar y el almacenamiento electroquímico, comprándola al ICE y vendiéndola a sus tarifas.	77
5.17. Costos asociados a la operación, mantenimiento y póliza para el proyecto de generación fotovoltaica.	78
5.18. Costos asociados a la operación, mantenimiento y póliza para el sistema de almacenamiento de energía electroquímico.	79
5.19. Condiciones iniciales para el préstamo de la planta solar fotovoltaica.	80

5.20. Pago del financiamiento y cuenta acumulada de amortizaciones para la granja solar. . . .	80
5.21. Condiciones iniciales para el préstamo de todo el proyecto.	80
5.22. Pago del financiamiento y cuenta acumulada de amortizaciones para todo el proyecto. . .	81
5.23. Flujo de caja para el proyecto de generación solar.	82
5.24. Flujo de caja para el proyecto completo, contemplando la granja solar y sistema de alma- cenamiento.	83
5.25. Indicadores relacionados con el flujo de caja del proyecto.	84
5.26. Cálculo del aumento tarifario por la integración del proyecto.	85
5.27. Determinación del costo por kWh del proyecto.	85

Índice de figuras

1.1. Metodología de investigación	7
2.1. Comportamiento de las pérdidas por exceso de producción	14
2.2. Representación gráfica del desplazamiento de producción	15
2.3. Representación gráfica del control de la velocidad de rampa.	16
2.4. Atención de demanda por fuente desde enero a diciembre para el año 2022.	22
3.1. Ubicación física de la planta dentro del circuito de Cocorí.	25
3.2. Estructura del circuito de Cocorí simulado en ETAP [®]	26
3.3. Extracto del circuito de Cocorí simulado en ETAP [®] con cargas y transformadores.	27
3.4. Detalle de las configuraciones técnicas para los transformadores en ETAP [®]	28
3.5. Detalle del apartado para definir las impedancias de transformadores en ETAP [®]	29
3.6. Detalle del apartado para la regulación de tensión en transformadores en ETAP [®]	30
3.7. Detalle del apartado de información general para las configuraciones en las cargas en ETAP [®]	31
3.8. Detalle del apartado para las configuraciones en cargas en ETAP [®]	32
3.9. Detalle del apartado de información general para las configuraciones en líneas de transmisión ETAP [®]	33
3.10. Detalle del apartado de parámetros para las configuraciones en líneas de transmisión ETAP [®]	34
3.11. Detalle del apartado de configuraciones para las líneas de transmisión en ETAP [®]	35
3.12. Equivalente de la subestación tejara en la red de Cocorí con ETAP [®]	35
3.13. Detalle de la información general para las configuraciones de la subestación Tejar en ETAP [®]	36
3.14. Comportamiento porcentual de consumo con respecto al promedio de la demanda de la red.	37
3.15. Perfiles de demanda del circuito Cocorí durante la semana de análisis.	38
3.16. Disposición óptima de paneles solares en el terreno de la granja solar.	39
3.17. Detalle de la disposición de los paneles en las estructuras.	39
3.18. Datos referentes a la orientación del módulo fotovoltaico.	40
3.19. Datos técnicos y de generación del sistema fotovoltaico.	41
3.20. Módulo fotovoltaico con inversor DC/AC y sistema de almacenamiento en CC con inversor conectados al circuito de Cocorí en ETAP [®]	42
3.21. Configuraciones técnicas sobre los módulos fotovoltaicos en ETAP [®]	43

3.22. Configuraciones para el arreglo de paneles fotovoltaicos en ETAP [®]	44
3.23. Generación de la granja solar fotovoltaica para un día representativo.	45
3.24. Aspectos técnicos propios de la simulación del inversor del sistema de almacenamiento electroquímico en ETAP [®]	46
3.25. Apartado para Configuraciones técnicas del inversor del sistema de almacenamiento en ETAP [®]	47
3.26. Aspectos técnicos para la simulación del cargador del sistema de almacenamiento de energía en ETAP [®]	48
3.27. Proceso de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía.	49
4.1. Composición del circuito para modelar el caso de análisis del circuito sin la granja solar ni el sistema de almacenamiento.	51
4.2. Composición del circuito para modelar el caso de análisis del circuito sin la granja solar ni el sistema de almacenamiento.	52
4.3. Composición del circuito para el estudio de los efectos de la adición del sistema de almacenamiento en la red.	53
4.4. Perfiles de tensión en la fase A (a), fase B (b) y fase C (c) de la red de Cocorí, funcionando sin la granja solar ni el sistema de almacenamiento.	54
4.5. Comportamiento de la demanda en la red de Cocorí sin la generación solar ni el almacenamiento electroquímico.	55
4.6. Comportamiento de la subestación Tejar para el primer caso de análisis.	56
4.7. Perfiles de tensión en la fase A (a), fase B (b) y fase C (c) de la red de Cocorí funcionando con la granja solar sin el sistema de almacenamiento.	57
4.8. Perfiles de demanda total de la red de Cocorí cuando se adjunta la planta fotovoltaica.	58
4.9. Potencia entregada desde la subestación de la planta de energía solar sin el almacenamiento de energía.	59
4.10. Localización de Busp05239 respecto a la planta de energía solar en el circuito de Cocorí simulado en ETAP [®]	60
4.11. Comportamiento de la subestación Tejar durante el segundo caso de análisis.	61
4.12. Perfiles de tensión en la fase A (a), fase B (b) y fase C (c) de la red de Cocorí funcionando con la granja solar y el sistema de almacenamiento.	63
4.13. Perfiles de demanda de la red de Cocorí con la generación de energía solar y el almacenamiento de energía.	64
4.14. Potencia activa entregada desde la subestación de la planta solar con el sistema de almacenamiento adjunto.	65
4.15. Comportamiento de la potencia activa en la subestación Tejar durante el tercer caso de análisis.	66
A.1. Ficha técnica del módulo fotovoltaico parte 1 de 3	94
A.2. Ficha técnica del módulo fotovoltaico parte 2 de 3	95
A.3. Ficha técnica del módulo fotovoltaico parte 3 de 3	96
A.4. Ficha técnica del transformador del proyecto.	97
A.5. Ficha técnica de los combinadores de la planta fotovoltaica parte 1 de 3.	98

A.6. Ficha técnica de los combinadores de la planta fotovoltaica parte 2 de 3.	99
A.7. Ficha técnica de los combinadores de la planta fotovoltaica parte 3 de 3.	100
A.8. Ficha técnica del inversor central de la planta fotovoltaica.	101
A.1. Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Lunes de la semana de análisis . .	102
A.2. Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Martes de la semana de análisis . .	103
A.3. Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Miércoles de la semana de análisis	104
A.4. Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Jueves de la semana de análisis . .	105
A.5. Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Viernes de la semana de análisis .	106
A.6. Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Sábado de la semana de análisis .	107
A.7. Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Domingo de la semana de análisis	108
B.1. Información de pérdidas de la planta fotovoltaica en PVsyst	109
B.2. Información general sobre generación de la granja solar en PVsyst.	110

Capítulo 1

Introducción

En Costa Rica la mayor parte de la producción energética proviene de fuentes renovables (CENCE, 2021a). Esto coloca al país en una posición privilegiada en cuanto al avance en temas de sostenibilidad. Sin embargo, tan sólo el 0.07% de la energía total proviene de energía solar (CENCE, 2021a).

El aumento de esta energía es necesario, dado que el sistema de generación nacional es vulnerable, debido a su dependencia del recurso hídrico y a fuentes de energía intermitentes, como lo es la eólica (CONARE, 2021). Es por razones como estas que JASEC plantea un nuevo proyecto de energía solar fotovoltaica en la zona de Cartago. No obstante, existen diversos estudios que revelan que la integración de energía solar fotovoltaica puede resultar en efectos adversos en una red de distribución (Tedoldi, 2017).

Al contar únicamente con un 0.07% de integración de energía solar en la red eléctrica nacional, no se tiene un panorama real de los posibles efectos, positivos o negativos, que un mayor nivel de penetración de energía solar pueda generar. Esto promueve un interés en conocer la reacción que tendrá el circuito del país ante una mayor inyección de potencia solar fotovoltaica. En el presente proyecto se plantea analizar el efecto de la integración de energía solar fotovoltaica en el circuito de Cocorí por medio de la simulación de ese circuito operando con mayores niveles de integración de potencia, proveniente de dicha fuente para el análisis de los efectos que se manifiesten.

Por otro lado, el proyecto actual de generación planteado en JASEC no cuenta con un sistema de almacenamiento de energía. Al ser un sistema de generación de energía solar, la inyección de potencia se daría en el momento en el que se genere esa energía. Esto significa que el plan no tiene un buen nivel de gestión a la hora de entregar potencia y deja por fuera las horas de demanda máxima en el país. Es por ese motivo que también se lleva a cabo un estudio de los efectos resultantes de la implementación de bancos de baterías para un sistema de almacenamiento y se toma en cuenta este escenario entre las simulaciones del sistema.

Las conclusiones producto de este proyecto ofrecen un pequeño panorama de la situación de la red nacional con respecto a una mayor integración de energía solar en Costa Rica.

1.1. Reseña de la Empresa

1.1.1. Historia

En 1964 a través de la Ley No. 3300 publicada en La Gaceta No. 166, se constituye la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) con la finalidad de administrar la empresa eléctrica del cantón central de Cartago. La empresa JASEC fue el resultado de una gran huelga realizada por los habitantes de esa provincia en contra de los pagos del servicio eléctrico. La historia se centra en el

mes de noviembre del año 1961 cuando un aumento de tarifas y la aplicación del factor térmico, sumado al reclamo por mejores instalaciones, generaron la “huelga de pagos eléctricos”.

En los años posteriores, se le autoriza a JASEC a prestar el servicio de alumbrado público y al aprovechamiento de la fuerza hidráulica del Sistema Hidroeléctrico Birris. Pero no fue sino hasta el 2003 que se otorga la competencia nacional para desarrollar y operar plantas de generación de energía eléctrica.

1.1.2. Misión

La misión de JASEC es contribuir a mejorar la calidad de vida de sus clientes mediante la prestación eficiente de servicios de interés público, con los más altos principios éticos que procuran la igualdad de oportunidades, el desarrollo sostenible y la responsabilidad social.

1.1.3. Visión

Su visión es brindar a sus clientes servicios de interés público caracterizados por la disponibilidad y continuidad, siendo reconocidos por la eficiencia, tecnológica e innovación, que contribuyen al desarrollo de Cartago.

1.2. Planteamiento del Problema

El plan de Descarbonización Nacional vigente indica que se debe tener un sistema eléctrico nacional flexible y resiliente (Meza, 2018). Sin embargo, el Informe de la Nación 2021 clasifica al sistema generador del país como dependiente al recurso hídrico y vulnerable respecto a sequías (CONARE, 2021). Para enfrentar esto, JASEC tiene la intención de aumentar su generación solar con un nuevo proyecto de energía solar fotovoltaica, aunque al haber únicamente un 0.07 % de generación de energía solar se desconoce el efecto que puede tener un mayor nivel de penetración de esa energía fotovoltaica en la red del país (CENCE, 2021a).

1.2.1. Problema a resolver

Existen numerosos estudios sobre la integración de energía solar fotovoltaica en redes de distribución en los que se revelan efectos, tanto positivos como negativos, dependiendo de la estructura del circuito y el nivel de penetración de esta energía en la red (Tedoldi, 2017). Esta integración puede repercutir en la calidad de los perfiles de tensión y por eso la calidad de la energía entregada por la red se puede ver comprometida, aspecto que afecta a la empresa generadora y a sus clientes (Seme, Lukač, Štumberger, y Hadžiselimović, 2017).

Se ha detectado que las pérdidas de energía se ven afectadas en ciertos casos, y que puede presentarse una reducción en la carga del alimentador a partir de la integración de energía fotovoltaica en las redes de distribución (Pillai y Naser, 2017). Al respecto, en el Informe de la Nación 2021 se clasifica el sistema generador del país como vulnerable y dependiente del recurso hídrico, lo cual coloca a Costa Rica en una posición complicada con respecto a sequías y al cambio climático (CONARE, 2021). Y al haber únicamente un 0.07 % de generación de energía solar en el país, el aumento de este tipo de generación representa un paso importante para mitigar esta vulnerabilidad (CENCE, 2021a). Es por esto que realizar estudios del efecto de un mayor nivel de integración de energía solar fotovoltaica en la red nacional adquiere una gran relevancia que escala a nivel del país y sus metas, al presentar datos relevantes sobre la integración de energía con fuentes renovables solares, aportando versatilidad y resiliencia al sistema.

Por otro lado, la presente investigación tiene una relevancia económica a nivel de Cartago, dado que centrarse en la calidad de la energía puede proteger los equipos de los consumidores de baja y

mediana tensión en la zona de Cocorí. El impacto económico a la empresa también es considerable, porque plantear un sistema de almacenamiento para el nuevo proyecto de generación de energía solar ayudaría a gestionarla e inyectarla a la red según la demanda, reduciendo de esta forma las pérdidas de energía que producen, a su vez, pérdidas económicas. Un aspecto importante es que este proyecto aporta al avance que se tiene con respecto a las energías alternativas y esto adquiere una relevancia a nivel ambiental considerable. Por último, este trabajo tiene un significado contemporáneo destacable para la nación, debido a que actualmente se genera 0.07% de la energía total a partir de energía solar (CENCE, 2021a). Dicho porcentaje indica que Costa Rica apenas empieza a implementar estas tecnologías en proyectos grandes y que las repercusiones de un mayor nivel de penetración de energía solar fotovoltaica en la red nacional, es un campo que requiere una exploración más profunda.

1.3. Objetivo General

Realizar un estudio de penetración de energía fotovoltaica dentro de la red de JASEC, incorporando almacenamiento electroquímico para el manejo de la gestión de la demanda a partir herramientas de modelado y simulación usando ETAP[®] 22.02.

1.4. Objetivos Específicos

1. Construir el circuito de distribución Cocorí JASEC, utilizando herramientas de modelado y simulación usando ETAP[®] 22.02 para la determinación y caracterización de la red.
2. Desarrollar escenarios de análisis de generación fotovoltaica y almacenamiento electroquímico en la red de distribución para la determinación de los perfiles de potencia, tensión y demanda, mediante análisis de flujos de potencia.
3. Determinar los beneficios económicos mediante un estudio financiero para la toma de decisiones gerenciales para su implementación.

1.5. Justificación

El proyecto en curso servirá para determinar los efectos de la inyección de potencia por medio de generación solar fotovoltaica en la zona de Cocorí, provincia de Cartago y analizar la posibilidad de añadir un sistema de almacenamiento de energía que brinde un nivel de mayor gestión al inyectarle potencia al circuito.

La aplicación de la generación distribuida con fuentes fotovoltaicas se propone como la forma más accesible y atractiva (Tedoldi, 2017). Aun así, esta energía puede provocar un impacto en la red eléctrica que alerta a las empresas distribuidoras, llegando incluso al punto de generar rechazo con respecto a su regulación e implementación (Tedoldi, 2017).

La repercusión de la energía fotovoltaica sobre las pérdidas en la red es un aspecto importante de análisis. La mayor reducción de pérdidas se liga a perfiles de generación que se adapten mejor a la demanda. Por su lado, la energía fotovoltaica depende de la radiación solar que llega a los paneles, resultando en una curva de potencia que varía en el tiempo, conforme la época del año y a la inestabilidad ante un clima nublado (Tedoldi, 2017).

De manera conceptual, la producción por medio de generadoras fotovoltaicas puede tener un fuerte impacto sobre los perfiles de tensión que percibe un usuario de la red. La variación repentina de esa generación es perjudicial sobre el perfil y la regulación de tensión, esto en comparación con las tecnologías de generación estables. Estos cambios repentinos son difíciles de prever, porque dependen del nivel de

nubosidad de la zona, con lo que la generación distribuida fotovoltaica puede perturbar la tensión eléctrica en las redes y su control (Tedoldi, 2017). En una red de distribución la inclusión de fuentes dispersas en la red con baja potencia de cortocircuito, podría comprometer la calidad de tensión (Seme et al., 2017). Además, se ha detectado que las pérdidas de energía se ven afectadas en ciertos casos y que puede presentarse una reducción en la carga del alimentador, a partir de la integración de energía fotovoltaica (Pillai y Naser, 2017).

El Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050 en su sección 5, referente a las metas y acciones de corto, mediano y largo plazo para la descarbonización de la economía costarricense, en el eje 4, indica que debe haber una consolidación del sistema eléctrico nacional con capacidad, flexibilidad, inteligencia, y resiliencia necesarias para abastecer y gestionar energía renovable a costo competitivo (Meza, 2018). Sin embargo, sólo el 0.07% de la energía generada en el país proviene de energía solar, por lo que aumentar la energía producida por este recurso es conveniente (CENCE, 2021a). Eso significa que se requiere analizar el comportamiento de las redes nacionales ante un mayor nivel de penetración en búsqueda de posibles efectos adversos o beneficiosos, para lograr la resiliencia y flexibilidad planteada en el plan mencionado.

Asimismo, el planteamiento de un sistema de generación de energía fotovoltaica que inyecte potencia a la red conforme es generada, no cumple con la correcta gestión en cuanto al abastecimiento ni al nivel de flexibilidad que se busca en el Plan Nacional en esa materia. Lo antes descrito, debe a que, conforme clara Tedoldi (2017), este sistema alcanza su punto de máxima generación cerca del mediodía, y en Costa Rica el pico de demanda máxima de potencia se presenta en horas de la tarde y noche, en los que la planta de energía solar no produce energía (Regional, 2023). Por ese motivo, se analiza la posibilidad de añadir un sistema de almacenamiento que inyecte la energía cuando ea demandada. Tal como se comentó previamente, la mayor reducción de pérdidas se asocia a perfiles de generación que se adapten mejor a la demanda, con lo que un sistema de almacenamiento que inyecte potencia al circuito según la demanda, puede generar beneficios para la red de distribución, tanto como para un proyecto de energía solar fotovoltaica (Tedoldi, 2017).

El avance en el uso de energía solar trae beneficios a largo plazo en un país, dado que este tipo de energía permite regular su suministro durante las sequías y se considera una fuente abundante (Ferreira et al., 2018). Los efectos dañinos que puede generar a la red de distribución solo son una parte del panorama total. La energía solar, en este caso en particular, puede traer ventajas al sistema eléctrico, desde el punto de vista de la reducción de pérdidas por transmisión y distribución de energía, en vista que la electricidad se consume cercanamente a donde se produce, como es el caso de la planta en Cocorí para la distribución en la provincia de Cartago por JASEC (Ferreira et al., 2018).

Existen estudios que detectan una mejora al perfil de tensión de la red y la reducción de pérdidas, ante bajos niveles de integración de energía solar fotovoltaica (Singh, Tripathi, y Yatendra, 2019). Al efectuarse investigaciones sobre la penetración de la nueva planta de energía solar en el sistema de Cocorí, es posible determinar cuáles efectos tendrá dicha integración. De esta forma, se logran los mejores perfiles de tensión en la red, beneficiando al consumidor de mediana y baja tensión en la zona de Cartago y a la empresa generadora.

La información desarrollada en este estudio puede brindar un panorama del comportamiento de la red nacional ante una mayor penetración de energía solar fotovoltaica, porque en la actualidad solo se produce 0.07% de la energía total del país por medio de energía solar conforme se ha venido citando (CENCE, 2021b).

1.6. Viabilidad

Para llevar a cabo este proyecto se cuenta con una licencia de ETAP[®], donada por el equipo de dicho software, con el único propósito de realizar el presente estudio. Con esta licencia es posible diseñar el circuito de Cocorí mediante el software y hacer las simulaciones de flujo de carga en las que se puede verificar los perfiles de tensión, con las distintas realidades operativas que se plantean en este análisis.

La licencia posee los módulos necesarios para comprobar el impacto de la integración de energía solar y sistemas de almacenamiento electroquímicos en el circuito de Cocorí.

Por otro lado, es posible contar con el cálculo de la cantidad de potencia que genera la planta de energía solar fotovoltaica. Ese cálculo fue realizado por Monge en el año 2018. El informe final de ese proceso, se encuentra en el repositorio de prácticas profesionales del Instituto Tecnológico de Costa Rica y contiene la información técnica requerida para la simulación más realista del proyecto.

Finalmente, se dispone de la información relacionada al proyecto que mantiene la empresa generadora JASEC, entre la que se dispone de los planos y datos técnicos del circuito de Cocorí.

1.7. Antecedentes del Proyecto

1.7.1. Antecedentes

Este trabajo representa la segunda etapa del elaborado en el año 2018 por Jorge Barrantes Monge. En ese proyecto el objetivo general fue elaborar un estudio técnico económico para la construcción de una planta de energía solar fotovoltaica en la provincia de Cartago. Se utilizó una metodología de análisis de huella solar con modelos estadísticos con el cual se estima un porcentaje de error bajo. Se determina a su vez, un Performance Ratio del 80.63% para la nueva planta, que representa un buen resultado para esta zona, ya que está por encima del 75%. Para el caso se obtuvo la TIR (Tasa Interna de Retorno) del 16.07% lo cual se considera aceptable al estar por encima de cero (Monge, 2018).

Entre los estudios relacionados al análisis del impacto de la generación distribuida por medio de tecnología fotovoltaica, se puede mencionar el llevado a cabo en el 2017, en el que se analizó en el impacto de la integración de la energía solar fotovoltaica en la calidad de energía en una red de distribución. Con esos fines se realizaron mediciones de distorsión armónica total y de esta forma se detectó que la inclusión de fuentes dispersas con baja potencia de corto circuito en la red, podía afectar la calidad de la tensión (Seme et al., 2017).

También en estudios en los que se evalúa el impacto técnico resultante del incremento del nivel de penetración de energía solar fotovoltaica en una red eléctrica, se encontraron afectaciones en las pérdidas de energía y una reducción en la carga del alimentador (Pillai y Naser, 2017).

En otro estudio se analizó el impacto de la integración de este tipo de energía en una red de distribución de prueba en cuanto a términos de rendimiento de la tensión y pérdidas del sistema. Entre los hallazgos se pudo detectar una repercusión positiva en la red al mejorar el perfil de tensión y reducir las pérdidas globales de energía en el sistema. Estos resultados se detectaron con bajos niveles de penetración de energía solar fotovoltaica (Singh et al., 2019).

Se finaliza citando que para el 2018 igualmente, se planteó un estudio con el que se examinó el impacto de generación fotovoltaica en redes de distribución por medio de la técnica de barrido progresivo-regresivo. En este caso se reportaron mejoras en el perfil de tensión en los buses a lo largo de la red y reducciones en las pérdidas por transmisión (Aguilar y Gómez, 2018).

1.8. Metodología

Para alcanzar el propósito general del presente proyecto, se deben desglosar los pasos necesarios para completar cada uno de sus objetivos específicos. El primero de ellos se resume en la construcción del circuito de Cocorí, utilizando Etap[®] 22.02. Este objetivo, como se aprecia en la figura 1.1, se aborda en el capítulo 3. Además, para resolver este paso inicialmente se deben obtener los datos necesarios del circuito, tales como la cantidad de postes, información sobre cada abonado del circuito, sus conexiones, los transformadores y sus capacidades, entre otros.

Una vez que se cuente con la información del circuito, el segundo paso es modelarlo en ETAP[®], por lo que en este proceso se indaga a profundidad sobre las características de cada módulo de este software.

El último paso, consiste en correr el circuito, aspecto que depende de la adecuada configuración y de su adaptación para lograr los datos más completos y exactos con los módulos disponibles en la licencia de ETAP[®] disponible para el estudio. Asimismo, se requiere verificar que los datos de las primeras simulaciones sean razonables.

Con la construcción de la red Cocorí completada y conocido su comportamiento, se procede a desarrollar el segundo objetivo específico, que se basa en desarrollar los escenarios de análisis a evaluar en el proyecto. Para esto se debe tomar en cuenta que se trata de estudiar el comportamiento del circuito ante la integración de una planta de generación solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía electroquímico.

Para abordar ese objetivo, tal como se aprecia en la figura 1.1, se plantea el cuarto capítulo del presente estudio. Como primer paso para su solución es determinar las características técnicas, tanto de la planta de energía solar, como del sistema de almacenamiento y añadirlos al circuito resultante de la solución del primer objetivo específico.

El segundo paso en ese objetivo pretende cargar comportamientos del circuito para analizar la red con el módulo del flujo de carga en el dominio del tiempo. Esta acción es fundamental, porque en ese dominio del tiempo se consideran variaciones propias del funcionamiento normal del circuito y uno de los intereses más grandes del estudio es analizar la reacción de la red, frente a las variaciones descritas.

El último paso para lograr este objetivo, y culminar el capítulo cuatro, se traduce en generar los casos de análisis, apuntando al interés del proyecto, que es observar la reacción del circuito ante la integración de una planta de energía solar y un sistema de almacenamiento electroquímico.

El tercer objetivo específico se resuelve en el quinto capítulo del proyecto y se centra en un análisis de los beneficios económicos producidos en cada caso. Para este apartado se debe determinar la inversión y la relación entre costos y beneficios, para establecer la rentabilidad y ayudar a la toma de decisiones gerenciales.

La metodología se detalla y resume en la figura 1.1, en la que se logran apreciar los pasos a seguir para la resolución del proyecto y los entregables resultantes de cada objetivo específico.

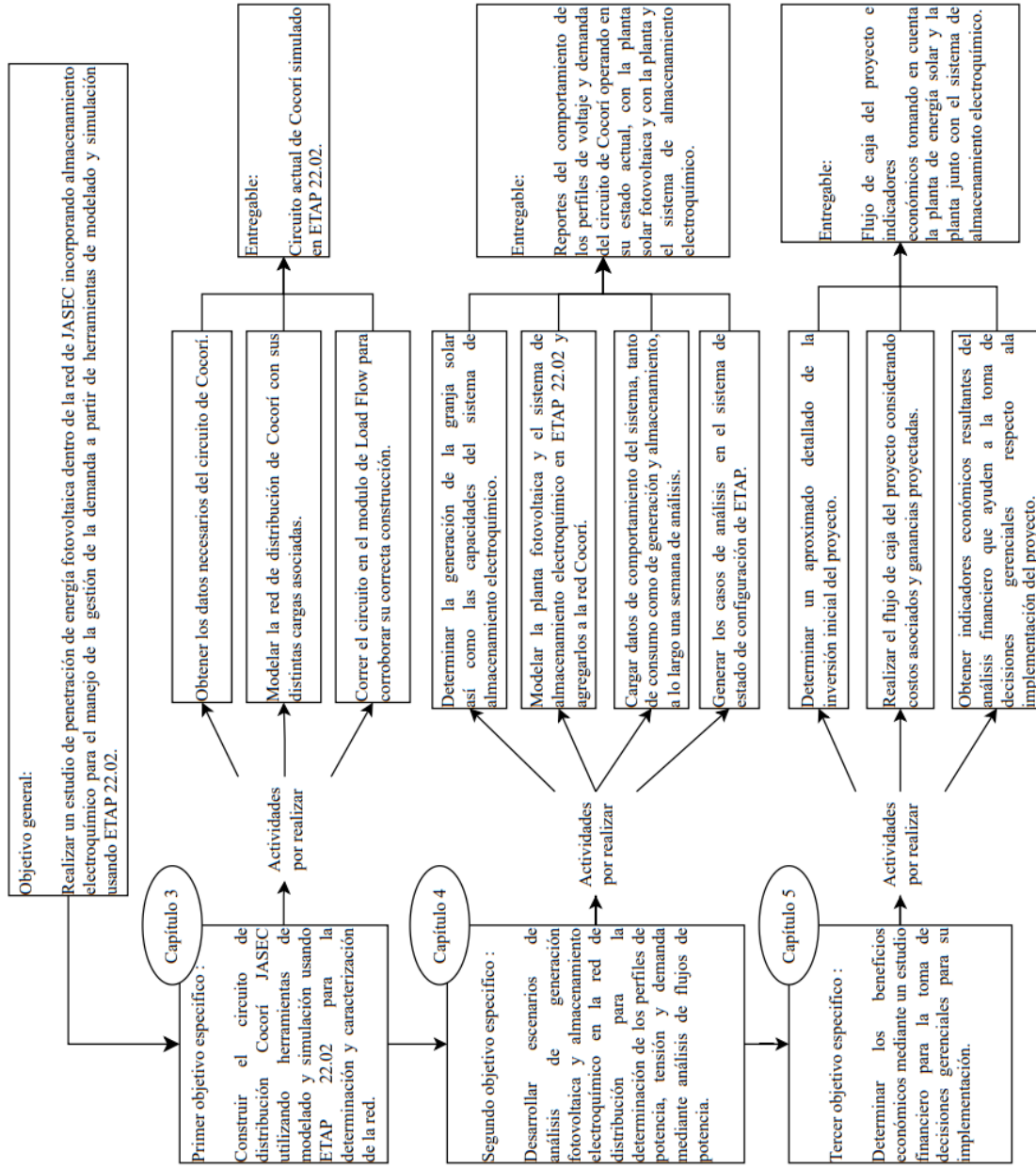


Figura 1.1: Metodología de investigación
Nota: Elaboración Propia

1.9. Alcance

Este proyecto tiene un alcance investigativo, con el objetivo de revelar el impacto que puede generar la nueva planta generadora de energía solar de JASEC sobre el circuito de Cocorí. Esto le aporta a este proyecto de generación, los datos suficientes para prevenir efectos no deseados que se puedan presentar en los perfiles de tensión y el comportamiento de la demanda y generación del sistema. Por su parte, también muestra los efectos positivos que resulten de añadir energía solar fotovoltaica en la red de Cartago. De esta forma, la información que se produzca el estudio impactará en la calidad de los servicios que presta JASEC, dado que se obtiene una visión más profunda y respaldada del impacto de la penetración de energía solar fotovoltaica. Esas son razones por las cuales a nivel de empresa crea un beneficio en la calidad y robustez de sus circuitos. Además, el análisis de la integración de un sistema de almacenamiento de energía que ayude a gestionar la inyección de potencia, en vez de inyectarla a la red en el momento en el que se genera, le ofrece a la empresa un nivel de flexibilidad importante. De igual modo, JASEC plantea información significativa, en cuanto a la generación distribuida, un concepto creciente en los últimos años.

A nivel de país, este proyecto aporta un vistazo a la respuesta de la red nacional frente al aumento en la integración de energía solar fotovoltaica, como un avance en cuanto a brindarle al sistema eléctrico del país una mayor robustez, resiliencia, flexibilidad y adaptabilidad como lo recomienda el Plan Nacional de Descarbonización vigente.

1.10. Limitaciones

A momento de llevar a cabo este proyecto se presentaron pocas limitaciones. Las más evidentes tienen relación con las características de la licencia de ETAP[®] disponible para realizar el estudio, que cuenta con capacidad para 1000 buses, aspecto que reduce la cantidad de circuitos que pueden modelarse por completo. Esta limitación se enfrentó a través de un proceso de selección del circuito y el enfoque que se utiliza en el estudio para conseguir resultados con un nivel de confianza aceptable.

Los datos de consumo del circuito con los que se efectuó el proyecto no cuentan con un rango extenso de tiempo. Para enfrentar esta limitación, se enfoca el estudio a un análisis de la operación del sistema a lo largo de una semana, ya que el comportamiento semanal del circuito posee tendencias repetitivas. De esa forma, analizar los siete días de una semana con altos niveles de consumo, representa un estudio significativo del comportamiento del sistema.

Por otra parte, la licencia de ETAP[®] empleada para el estudio no contaba con la totalidad de módulos que tiene el software. Para afrontar esta limitación se enfoca el estudio al análisis de los perfiles de demanda, generación y tensión del circuito. De ese modo, utilizando el módulo de flujo de carga en el dominio del tiempo, se pueden detectar las tendencias del comportamiento semanal de la operación del sistema para los distintos casos de análisis.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo se definen los conceptos necesarios para resolver y entender el proyecto en curso. Es además un componente primordial, en vista que proporciona una base sólida de conocimientos sobre los conceptos, teorías y estudios relevantes en el campo. Su finalidad es comprender el panorama existente y establecer las bases necesarias para abordar el problema de investigación de manera fundamentada. Los conceptos relevantes para la comprensión del estudio se abordan a continuación.

2.1. Generación distribuida

Existe un gran número de definiciones para la generación distribuida. Para la IEEE se define como la producción de electricidad con instalaciones lo suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, con el beneficio de poderse conectar casi en cualquier punto del sistema eléctrico. En general, se acepta que va desde unos pocos kW hasta unos 20 MW (Tedoldi, 2017).

Otro atributo aceptado de la generación distribuida es que los sistemas generadores se conectan a las redes de distribución en baja y mediana tensión (Tedoldi, 2017).

Este cambio de paradigma en la forma de generar energía requiere una especial atención sobre dos aspectos centrales. El primero es la repercusión económica y legal que genera la aparición de un nuevo ente en el mercado, el prosumidor, exige redefinir roles y responsabilidades. Este intercambio de energía entre prosumidores y distribuidores requiere regulaciones, lo que requiere nuevas tareas administrativas por las partes mencionadas y los entes reguladores.

En ese sentido, los operadores de las redes de distribución enfrentan cambios en la planificación, el diseño, la operación y la explotación de estas. Para gestionarlos hace falta saber cómo se ven afectadas dichas redes cuando en ellas se implementa la generación distribuida (Tedoldi, 2017).

Para la planificación y el diseño en una red de distribución con generación distribuida, se debe considerar cómo se integran los nuevos sistemas que desean conectarse a la red y qué criterio se debe adoptar para ello. Además, se deben tomar en cuenta los cambios o ampliaciones en la red que son necesarios para absorber la energía inyectada por dichos sistemas. Para integrar este tipo de generación visualizar las sobrecargas, el perfil de tensión, las pérdidas en la red, protecciones y la calidad de la energía (Tedoldi, 2017).

2.2. Baterías solares fotovoltaicas

El funcionamiento de una batería solar fotovoltaica consiste en una o más celdas electroquímicas, las cuales convierten la energía química almacenada en electricidad. Las celdas constan de un electrodo positivo y un electrodo negativo que junto con electrolitos permiten a los iones movilizarse entre los electrodos. Este proceso facilita que la corriente fluya fuera de la batería. Durante el día el panel solar fotovoltaico recibe la radiación solar y la convierte en electricidad y a su vez es suministrada a la instalación. Si existe un excedente de energía, es almacenado en la batería o banco de baterías que formen parte de la instalación y que se utilizará durante la noche o durante los días de poca generación de energía solar (Rocket, 2018).

La capacidad de las baterías para acumular energía es directamente dependiente de la velocidad de su descarga. De esa manera, a mayor tiempo de descarga se logra la mayor cantidad de energía que la batería solar es capaz de entregar. La capacidad de una batería se suele dimensionar según criterios como tipo de uso, consumo diario, días de autonomía o potencia máxima de la instalación (Rocket, 2018).

Existe una gran variedad de tipos de baterías solares. Entre ellas las baterías de ciclo bajo que son aquellas cuyo diseño es supe una cantidad de corriente por un corto periodo de tiempo. Estas soportan pequeñas sobrecargas sin perder sus electrolitos y tienen un funcionamiento semejante a las de los automóviles. Una característica importante sobre estas baterías es que no soportan descargas profundas. Es decir, al descargarse de manera repentina, por debajo del 20 %, su vida se acorta de manera considerable.

Están las baterías de ciclo profundo que se diseñan para ser descargadas de forma repentina hasta un 80 % de su capacidad total. Las características de este tipo de baterías son apropiadas para un sistema de energía solar fotovoltaica.

2.3. Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas eléctricos solares, también conocidos como sistemas fotovoltaicos, convierten la luz solar en electricidad. Cuando las células solares interconectadas convierten la luz del sol directamente en electricidad, forman un panel solar o "módulo", y varios módulos conectados entre sí eléctricamente forman una matriz. La mayoría de la gente se imagina un sistema eléctrico solar simplemente como un panel solar, pero un sistema completo consta de varios otros componentes (Kubba, 2017).

2.4. Inversor

Un inversor convierte la electricidad de corriente continua, producida por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna, utilizable de 120 voltios. Los inversores conectados a la red se utilizan para sincronizar la electricidad que producen, con la electricidad de CA de grado de servicio público de la red. Los inversores suelen tener una garantía de 5 a 10 años (Kubba, 2017).

2.5. Calidad de la energía

La calidad de la energía proviene de una atención continua. La importancia de este factor crece con los años, gracias al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas de distribución, que constituyen una causa de la degradación en la calidad de la energía eléctrica. Cuando hay buena calidad de energía eléctrica, es suministrada a los equipos y dispositivos con las características y condiciones adecuadas, permitiéndoles operar sin que se afecte su desempeño ni provoque fallas a su estructura (Rodríguez-Gámez, Vázquez-Pérez, Vélez-Quiroz, y Saltos-Arauz, 2018). Las perturbaciones eléctricas y la calidad de la energía, es un tema esencial desde la última década a escala mundial. La calidad se relaciona

con las perturbaciones eléctricas que afectan las condiciones de suministro y pueden resultar en un mal funcionamiento o daño de equipos. Es así que un tratamiento integral al problema desde diversos frentes es vital. Cabe señalar, que proceso comprende investigación básica y aplicada, diseño, selección, operación, mantenimiento, entre otros. Los elementos como las variaciones de frecuencia, variaciones de amplitud, variaciones en la forma de onda de tensión o intensidad de corriente y desbalance entre las fases, son factores determinantes en la calidad de la energía.

2.6. Células fotovoltaicas

Las células fotoeléctricas están formadas normalmente por pequeñas células de silicio. Cuando el sol las golpea, produce que los electrones se muevan en la misma dirección, creando una corriente de energía que se almacena en celdas de carga o inversores (Steckman et al., 2020).

2.7. Factor de rendimiento

El valor del coeficiente de rendimiento refleja la efectividad que tendrá la instalación fotovoltaica. Las pérdidas térmicas por calentamiento de los módulos o pérdidas en los conductores, entre otros factores, impiden que este valor sea del 100 %. No obstante, las instalaciones fotovoltaicas eficientes alcanzan un coeficiente de rendimiento de hasta el 80 % (SMA, 2018). El rendimiento de una planta generadora es una comparativa entre el rendimiento real en kWh que se mide en dicha planta y el rendimiento nominal de la planta (SMA, 2018). En el cálculo regular del coeficiente de rendimiento, realizado a intervalos prefijados, no se trata de efectuar una comparación absoluta, sino de la posibilidad de llevar a cabo un control de la evolución y del rendimiento (SMA, 2018).

2.8. Mercado fotovoltaico

El mercado fotovoltaico consiste en una relación entre la oferta y la demanda de dicha tecnología. Este mercado muestra un rápido crecimiento y durante el periodo entre 2000 y 2015 la tasa de aumento de las instalaciones fotovoltaicas fue del 41 %. A fines de 2015, su participación de mercado era de aproximadamente el 71 %. Es probable que el mercado de los sistemas fotovoltaicos siga creciendo en el futuro con tanta fuerza como hasta ahora, debido al empuje de los subsidios, exenciones fiscales y otros incentivos financieros. Este apoyo, junto al cambio tecnológico fotovoltaico, son aspectos cruciales para acelerar la adopción generalizada de sistemas fotovoltaicos. Y estos dos aspectos juegan un papel clave en la política climática (Sampaio y González, 2017).

2.9. Radiación solar

La radiación solar llega a la atmósfera de la tierra considerablemente debilitada gracias a la distancia entre el sol y el planeta. Además, cuando la radiación atraviesa la capa atmosférica sufre una atenuación, por lo que al llegar a la superficie terrestre pasa a tener un valor aproximado de 1000 W/m^2 . La forma en la que los rayos inciden en la tierra distingue entre tres distintos tipos de radiación solar. La radiación solar directa es aquella que se recibe desde el sol sin ninguna desviación al pasar por la atmósfera. La radiación solar difusa es aquella que sufre cambios en su dirección por la reflexión y difusión que se produce en la atmósfera. Por último, la radiación solar albedo o reflejada es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies (Aparicio, 2020).

Entre los tres tipos de radiación, el más importante a la hora de plantear aplicaciones fotovoltaicas es

la radiación directa. No obstante, en aquellos días con abundante nubosidad se sigue recibiendo radiación solar difusa (Aparicio, 2020).

2.10. Horas de pico solar

La energía captada solo es recogida durante un lapso de tiempo determinado. Este lapso de tiempo se indica en horas y se denomina horas de pico solar (HPS) y son las utilizadas para los cálculos de energía generada por los paneles y colectores solares. Es con estos datos que se procede a dimensionar la instalación, de acuerdo con la producción necesaria. El valor de las HPS varía, dependiendo del mes y la ubicación de la instalación, pero generalmente va entre las 3 y las 7 horas (Aparicio, 2020).

2.11. Onda electromagnética

Una onda electromagnética es una superposición de los campos magnéticos y eléctricos que se propagan por el espacio. Estos campos transportan energía y son la forma de propagación de la radiación electromagnética. Esa radiación viaja en el vacío con una rapidez de propagación y cuyo espectro comprende ondas de radio, microondas, infrarrojo, luz visible, ultravioleta, rayos X, entre otros. Las ondas electromagnéticas están vinculadas con un conjunto de mecanismos de transportación de los flujos de energía (Subías Ruíz, 2022).

2.12. Fotón

Un fotón se describe como una onda que no requiere de un medio material para propagarse, es decir, se propaga por el espacio vacío. Así como las ondas de sonido son contracciones y expansiones del medio en el que se propagan, el fotón es una contracción y expansión del espacio, razón por la cual se entiende que el espacio se expande, contrae y se curva (Subías Ruíz, 2022).

2.13. Redes de distribución eléctrica

Una red de distribución eléctrica consta de un conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que permiten llevar energía eléctrica desde las centrales que la generan, hasta los consumidores (Revelo Ger, 2017).

La operación de las redes de distribución en cuanto a la generación distribuida de autoconsumo, se regula por medio del reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, modelo de contracción, medición neta sencilla y sus reformas (Ministerio de Ambiente y Energía, 2021).

Para la red de distribución eléctrica nacional se espera una alta interacción con los abonados, ya que actualmente se adoptan nuevas tecnologías como la generación distribuida para autoconsumo, vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento. Se requiere una transición hacia redes de distribución más activas que conlleva un aumento de la observabilidad y controlabilidad del sistema. Debido a la inserción de los recursos energéticos distribuidos a nivel de mediana y baja tensión, los operadores deberán aumentar la coordinación con el operador del sistema (Ministerio de Ambiente y Energía, 2021). Esta necesidad de un mayor nivel de controlabilidad y confiabilidad del sistema indica que, en un escenario ideal, la nueva planta de energía solar debe contar con un sistema de almacenamiento de energía que ayude a gestionar la inyección de potencia y sostener sus niveles en momentos en los que se tenga menos producción de energía en la planta por motivos externos.

Por otro lado, entre los retos que se enfrenta en la actualidad en las distribuidoras, está el control de las pérdidas eléctricas en las redes de distribución. Todas las empresas reconocen esta problemática (Ministerio de Ambiente y Energía, 2021). Aproximadamente dos tercios de la inversión total de un sistema de potencia están dedicados a la parte de distribución. Esto implica un trabajo cuidadoso en cuanto al sistema de distribución, en aspectos tales como el planeamiento, diseño, construcción y operación (Callasi Quispe, 2020). No obstante lo anterior, proyectos de generación distribuida aportan en este aspecto en vista que el consumo de la energía generada se consume de forma circunvecina, lo que evita que la energía viaje largos trayectos de conductores en los que pueden aumentarse estas pérdidas por conducción.

2.14. Sistema de almacenamiento de energía solar

Un sistema de almacenamiento de energía solar se basa en el uso de bancos de baterías interconectadas, que almacenan la energía generada por las matrices solares.

Al utilizar baterías integradas en una planta de energía solar, se añade un gran número de posibilidades en cuanto a su operación. Por una parte, facilita retener energía y venderla en el momento más conveniente para la empresa generadora, ofreciendo una maximización de las ganancias. Esta implementación promueve beneficios a la red, como un mayor nivel de estabilidad y la recuperación de pérdidas por exceso de producción, sobre las que se comenta más adelante. Asimismo, este sistema proporciona un nivel de flexibilidad deseable para el sistema (Subías Ruíz, 2022).

Este tipo de sistemas es especialmente funcional cuando se añade a fuentes energéticas, en las que no puede controlarse la oferta, como resulta en la fotovoltaica, perteneciente a las energías renovables (Subías Ruíz, 2022). En general se recomienda que un sistema de almacenamiento de energía varíe sus dimensiones, dependiendo de la cantidad de energía que desee almacenar y los requerimientos de la red a la que se adjunte dicho sistema. No obstante, cuando se adicionan estos sistemas a plantas solares, se recomienda que el almacenamiento tenga una capacidad de al menos el 20 % de la capacidad de generación en kilovatios-hora de dicha planta (P.Swarnakar, 2018; Saini G, 2019).

2.15. Recuperación de pérdidas por exceso de producción

La recuperación de pérdidas por exceso de producción consiste en recuperarlas cuando el parque genera energía por encima de la demanda de la red, con lo que nace de un sobredimensionamiento de ese parque. Muchos de ellos son contruidos con una relación DC:AC mayor a la unidad, lo que se traduce en que la potencia instalada es superior a la potencia que puede ser transmitida a la red, lo cual puede deberse a varias razones. Un ejemplo son las limitaciones de los inversores seleccionados. El factor de capacidad, que representa una relación entre la potencia generada sobre la instalada, no suele sobrepasar el 25 % en plantas de energía solar, por lo que un sobredimensionamiento en la construcción de este tipo de plantas suele ser justificado (Subías Ruíz, 2022).

En la figura 2.1 se puede observar el proceso de recuperación de pérdidas por exceso de producción de forma ilustrativa, donde la línea de máxima potencia AC representa el límite que puede absorber la red. La energía que sobrepasa este nivel es la que se recupera, de lo contrario significaría pérdidas para el sistema.

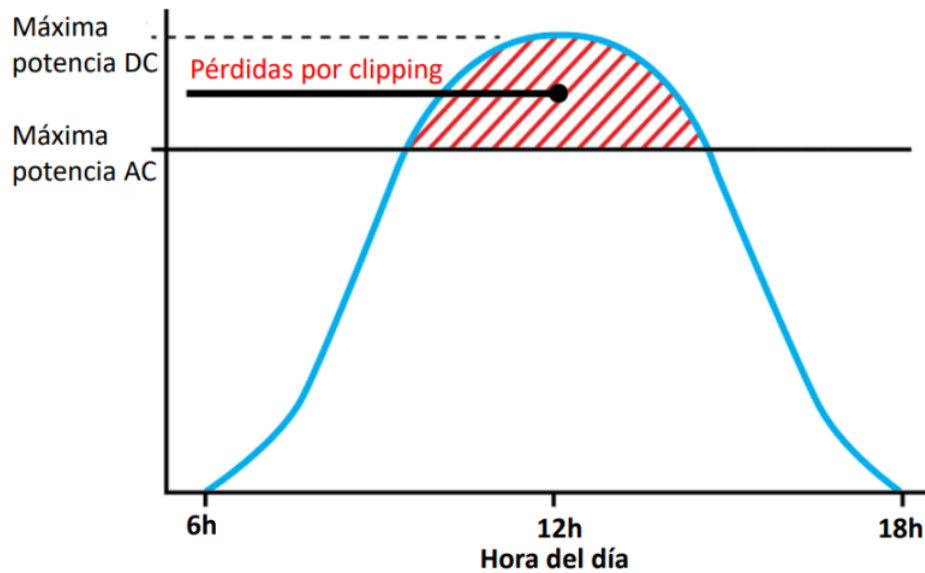


Figura 2.1: Comportamiento de las pérdidas por exceso de producción
Nota: Fuente (Power, 2022)

Finalmente, para plantas generadoras se considera un lapso de aproximadamente 25 años de vida útil antes de realizar cambios grandes. Esto es un punto importante debido a que la matriz energética de la zona puede presentar cambios relevantes en la demanda y generación de potencia, por lo que un sistema capaz de recuperar pérdidas exceso de producción se considera oportuno (Subías Ruíz, 2022).

2.16. Desplazamiento de la producción

Existe un gran inconveniente relacionado a la generación de energía fotovoltaica, que consiste en que su producción está directamente ligada a las horas de luz solar y las condiciones ambientales que determinan la radiación que reciben los paneles. Evidentemente eso fija la producción a un instante en el cual la demanda de potencia no es necesariamente la más alta.

La idea detrás del proceso de desplazamiento de la producción es desligar la producción de energía en la planta de su consumo en la red. El funcionamiento implica que durante las horas de producción solar en las que los precios de la energía no son atractivos para la compañía generadora, la energía generada se almacena para posteriormente ser vertida en la red cuando el precio del consumo de energía aumente. Este proceso se puede comparar con la producción de energía en los momentos cuando es más necesaria, que es también el instante en que el precio de la energía se incrementa (Subías Ruíz, 2022).

El proceso de desplazamiento de la producción se ejemplifica en la figura 2.2, donde la energía solar es el área bajo la curva de la línea verde y la demanda del sistema es el área bajo la curva de la línea roja. Como se puede observar, la energía solar que sobrepasa la demanda se almacena para atender la demanda durante las horas pico.

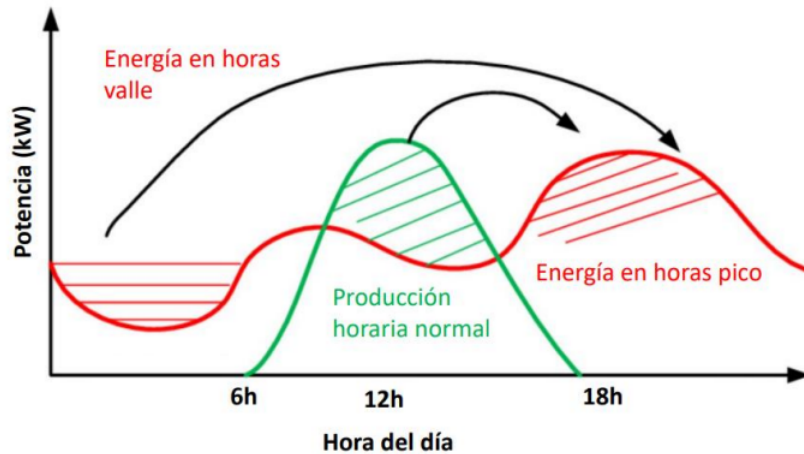


Figura 2.2: Representación gráfica del desplazamiento de producción
 Nota: Fuente (Hassan, Cipcigan, y Jenkins, 2017)

El dimensionamiento de un sistema de almacenamiento para esta opción es un proceso complejo, porque la energía disponible no es algo predecible. El nivel de control de la carga y descarga de las baterías y su coordinación con los precios y tarifas de forma diaria requieren de especial atención, debido a la evolución constante del circuito y sus comportamientos (Subías Ruíz, 2022).

2.17. Control de la velocidad de rampa

El concepto conocido como velocidad de rampa se refiere a la tasa de incremento de la energía inyectada a la red derivada de la entrada o salida de un sistema de producción energética. En resumen, es la velocidad de la variación de la energía aportada a la red cuando se altera la producción. Controlar este proceso adquiere una gran importancia, dado que la operación de la red es un proceso que coordina decenas de puntos de generación, los cuales deben gozar de un alto nivel de coordinación y cuidado, para evitar repercusiones como pueden ser las variaciones de frecuencia.

Para cumplir con estos aspectos, al tener poco control con respecto a los niveles de generación de la planta por la naturaleza de la generación fotovoltaica, existen situaciones en las que no se inyecta toda la energía generada, sino que se regula su cantidad para cumplir con la rampa que se requiera. Bajo las condiciones anteriormente descritas, un sistema de almacenamiento de energía puede almacenar la energía producida excedente a la rampa mencionada (Subías Ruíz, 2022).

El proceso previamente descrito, se puede observar en la figura 2.3, donde la línea punteada representa una curva saludable para el aumento de producción de energía en una red, por lo que la energía que excede estos niveles se almacena con la finalidad de mantener la red bajo las mejores condiciones sin necesidad de desperdiciar excedentes.

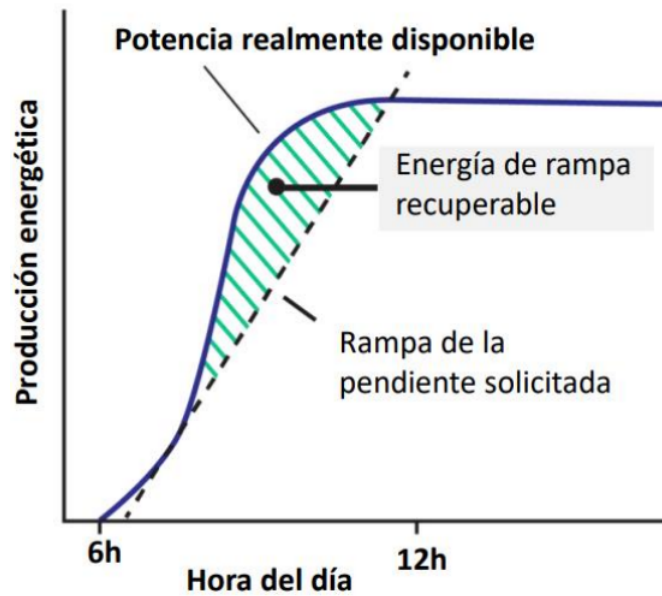


Figura 2.3: Representación gráfica del control de la velocidad de rampa.
Nota: Fuente (Power, 2022)

2.18. Configuración de las baterías

Cuando se plantea un sistema de almacenamiento de energía para una planta de energía solar fotovoltaica, se debe considerar la configuración resulta más acorde a la composición de esa planta. En la literatura existen varios tipos de configuraciones, las cuales se describen a continuación.

2.18.1. Acoplamiento independiente

El acoplamiento independiente consiste en que las baterías del sistema sean autónomos de la generación de la planta. En este caso las baterías toman energía desde la red y se descargan para completar la inyección de potencia que debe entregar o cuando sea económicamente más beneficioso (Subías Ruíz, 2022).

2.18.2. Acoplamiento en corriente continua con carga fotovoltaica

Al utilizar la configuración de acoplamiento en corriente continua con carga fotovoltaica se colocan las baterías a la entrada del inversor. De esta manera, las baterías se cargan y se descargan en corriente continua. De igual forma, se cargan con la potencia generada por los módulos fotovoltaicos y se descargan en el momento más oportuno, inyectando esta potencia desde el inversor hacia la red (Subías Ruíz, 2022).

2.18.3. Acoplamiento en corriente continua con carga flexible

Cuando se emplea la configuración de acoplamiento en corriente continua con carga fotovoltaica, se colocan las baterías a la entrada del inversor. Así las baterías se cargan y se descargan en corriente continua. Las baterías se cargan con la potencia generada por los módulos fotovoltaicos y se descargan en el momento más oportuno, sumando esta potencia desde el inversor hacia la red (Subías Ruíz, 2022).

2.18.4. Acoplamiento en corriente alterna

Para el acoplamiento en corriente alterna los módulos y el sistema de almacenamiento de energía cuentan con inversores separados. Tanto los módulos como el sistema de almacenamiento se encuentran conectados a la entrada del transformador. En este caso, las baterías pueden cargarse con la red convirtiendo corriente AC a DC y desde los módulos, convirtiendo la corriente AC que proviene de la salida del inversor de los módulos fotovoltaicos a corriente DC. El funcionamiento de la planta no se altera en lo absoluto cuando se utiliza esta composición. La desventaja principal radica en la necesidad de un inversor extra para el sistema (Subías Ruíz, 2022).

Para lograr discernir entre los distintos tipos de acoplamiento para el sistema de almacenamiento y seleccionar el más adecuado, es necesario tomar en cuenta que para el presente estudio se plantea examinar los efectos del sistema de almacenamiento, actuando propiamente sobre la red para comparar los efectos con el comportamiento actual del circuito de Cocorí. Por esta razón, una configuración de acoplamiento independiente es la apropiada.

2.19. Tecnología para sistemas de almacenamiento electroquímico

Los sistemas de almacenamiento de energía electroquímicos proveen una herramienta de control efectiva para las fuentes de energía intermitentes como la solar. La generación intermitente en combinación con un sistema de almacenamiento de energía pueden ser una opción para lograr mantener un balance de potencia generación-carga, con el propósito de mejorar la estabilidad transitoria, de frecuencia y tensión. Además, el almacenamiento electroquímico representa una de las tecnologías más maduras y mantienen una reducción de costos sostenida que se proyecta hasta el año 2050 (Gómez-Ramírez, Meza, y Morales-Hernández, 2021).

A ese respecto, existen varios tipos de tecnologías utilizados para la construcción de los sistemas de almacenamiento de energía electroquímicos. Cada tecnología tiene sus características, motivo por el cual se debe explorar entre los tipos de baterías disponibles para entender cuáles desafíos se van a enfrentar, de acuerdo con la que se seleccione para la planta.

2.19.1. Batería de plomo y ácido

Las baterías de plomo y ácido se caracterizan por su antigüedad y le aporta a este tipo de tecnología un nivel de maduración destacable. Su operación consta de un electrodo positivo, formado por dióxido de plomo y otro negativo de plomo esponjoso. Estos electrodos se hallan inmersos en un depósito de ácido sulfúrico. Uno de los aspectos positivos más destacables de este tipo de baterías es su precio, que generalmente resulta atractivo para los proyectos. Se suma el hecho que su diseño es robusto y resistente a condiciones adversas y a su mal uso. Ofrece un alto nivel de tensión eléctrica por célula, un tiempo de respuesta rápido y poca autodescarga. Su mantenimiento y seguridad tienen pocos requisitos; no obstante, al ser uno de los diseños más antiguos se pueden detectar varias deficiencias. Este tipo de batería sufre de una densidad energética baja, por lo que suelen tener un tamaño considerable. Otro factor relevante es que su vida útil en cuanto a ciclos de carga y de descarga es más baja. Por eso al tener un proyecto de generación para el que se espera una vida útil de 25 años de generación se debe atender esa característica. Además, su carga es más lenta en comparación a otros tipos y sus componentes representan un efecto ambiental adverso y significativo (Subías Ruíz, 2022).

2.19.2. Batería de Níquel Cadmio

Su tecnología aumentó su vida útil gracias a un incremento en el número de ciclos de carga y descarga. El uso de cadmio es su principal aspecto negativo, porque es un metal muy contaminante y se requiere tener

mucho cuidado al descargar estas baterías, en vista que tienen efecto memoria, que reduce su capacidad de carga total si no se descarga completamente (Gómez-Ramírez et al., 2021).

2.19.3. Batería de Níquel Hidruro metálico

Estas baterías se asemejan a las baterías de níquel cadmio en su construcción y operación, pero casi no presentan el efecto memoria, por lo que resultan más ventajosas (Gómez-Ramírez et al., 2021).

2.19.4. Baterías de ion de litio

En la actualidad, la batería de ion de litio es considerada una de las tecnologías más prometedoras. Para construirlas se utiliza un electrodo positivo que normalmente es de un ion metálico como el cobalto, níquel o manganeso junto con el oxígeno, y un electrodo negativo que suele ser de algún material de carbono como el grafito. El electrolito para estos electrodos que se emplea es un líquido orgánico con sales de litio. Se separan los polos por medio de una lámina de polímero poroso. Entre sus ventajas se puede mencionar que ha contado con un continuo desarrollo y margen de mejora. Estas baterías cuentan con una densidad energética superior a los otros tipos, una alta eficiencia por ciclo, un tamaño compacto, peso ligero y un elevado ciclo de vida. Además, tienen una extensa profundidad de descarga y un efecto de autodescarga y efecto memoria mínimos. Esta tecnología ayuda a una tensión estable durante la descarga y una tensión por celda elevada. La problemática ambiental no es un tema para esta batería, porque sus componentes son fáciles de reciclar y no son tan dañinos. Aun así estas baterías requieren de un sistema de refrigeración, dado que tienden a sobrecalentarse, lo que puede culminar en un incendio o una explosión. Su diseño se estima delicado, cualquier daño físico a la membrana porosa de polímero puede fomentar un sobrecalentamiento. La carga y descarga de este tipo de baterías son procesos complejos que requieren un alto nivel de monitorización. En contraste con las de plomo y ácido, su uso inadecuado puede limitar seriamente su vida útil (Subías Ruíz, 2022).

2.19.5. Batería de polímero Ión Litio

El ciclo de vida de estas baterías es mayor respecto a las de Ión Litio, pero requieren un mayor nivel de circuitería electrónica para evitar problemas en sus ciclos de carga y descarga, ya que su estabilidad se ve comprometida con las sobrecargas (Gómez-Ramírez et al., 2021).

2.19.6. Batería de Cloruro de níquel Sódico

Esta batería tiene un amplio rango de operación en temperatura y una alta densidad de energía almacenada. No obstante, deben considerarse aspectos como seguridad y el almacenamiento por periodos extensos (Gómez-Ramírez et al., 2021).

2.19.7. Baterías de flujo redox

Se diferencian de las convencionales debido a que tienen dos tanques externos en los que se almacena el electrolito, el cual generalmente es de vanadio. El electrolito se bombea a través de las celdas durante su carga y descarga, donde una membrana selectiva de iones separa el electrolito negativo del positivo. Entre sus ventajas se puede anotar un alto número de ciclos de carga y descarga, flexibilidad de su diseño en relación con las capacidades de potencia, bajas pérdidas por autodescarga y operación simple. Su alta eficiencia, profundidad de descarga y velocidad de respuesta resultan características beneficiosas. Entre las desventajas está que su precio es elevado, tanto para la instalación como para la operación, en vista de

las bombas para el electrolito. Su densidad energética es la más baja entre los tipos de tecnología descritos y su complejo diseño hace que sea útil solo para proyectos a gran escala (Subías Ruíz, 2022).

2.19.8. Baterías de sal fundida

Esta tecnología presenta una solución poco convencional y que no goza de mucha popularidad en el mercado actual. Para su funcionamiento se necesita de temperaturas que rondan los 300 °C, a la que los electrodos deben de fundirse para poder operar. La mayor transmisividad eléctrica que ofrecen los electrodos fundidos, permiten que estas baterías dispongan una densidad energética muy alta, una gran cantidad de ciclos de carga y descarga, un tiempo de descarga elevado y una respuesta muy rápida. Este tipo de batería no exige mayor mantenimiento; no obstante, su coste es muy elevado y tiende a descargarse. Esto sin mencionar que requiere de una fuente de calor constante para su operación y que su seguridad es limitada, ya que su operación fuera de condiciones adecuadas tiende a generar incendios (Subías Ruíz, 2022).

2.20. Impacto de la generación distribuida en un sistema eléctrico

Con el objetivo de asegurar servicios de alta calidad, las empresas distribuidoras de electricidad deben evaluar los impactos resultantes de su modelo de generación sobre su red de distribución, para garantizar la confiabilidad del servicio.

Existen varias clases de estudios para evaluar la confiabilidad con respecto a los diversos puntos que envuelven una red de distribución. Sin embargo, para cada uno se deben tomar en cuenta los pasos a seguir para realizar análisis de evaluación de confiabilidad en circuitos de transmisión que se detallan a continuación (Gómez-Ramírez, 2016):

1. Descripción física del sistema: Se deben especificar los componentes y valores del circuito.
2. Criterio de funcionamiento: Se deben establecer criterios para que indiquen el correcto funcionamiento de la red. En este caso los criterios son que los perfiles de tensión no estén fuera del rango entre 0.95 pu y 1.05 pu.
3. Objetivo de confiabilidad: Se requiere establecer un nivel de satisfacción con el funcionario, conociendo el criterio de funcionamiento en forma acertada.
4. Análisis de efectos y fallas: Se refiere a todo el análisis secuencial y cronológico de contingencias investigadas. Aquí se especifican las condiciones de la carga y el estado de los componentes mantenidos; además se revisan para obtener conclusiones de importancia.
5. Resumen de los efectos de falla y conclusiones: Se deberá preparar una lista de eventos de falla con la finalidad de efectuar un análisis probabilístico.

Una vez conocida la manera de proceder para desarrollar un análisis completo sobre la confiabilidad en circuitos de transmisión, se pueden aplicar para evaluar el impacto de la generación distribuida en las redes de distribución eléctrica. Para hacerlo de la forma más completa, esos pasos se deben aplicar al análisis de los aspectos que se describen a continuación (Callasi Quispe, 2020).

2.20.1. Flujos de potencia

Esta es una valoración cuantitativa de la transferencia de potencia que se produce en la red. Cuando se reconoce la potencia generada y las cargas del sistema, se pueden calcular los flujos de potencia bajo diversas condiciones de operación (Callasi Quispe, 2020). Este estudio se plantea llevar a cabo en el

presente proyecto para el circuito de Cocorí, con el que se pretende añadir la planta de energía solar, con el fin de entender los efectos de este nuevo elemento sobre dicho circuito.

2.20.2. Pérdidas de potencia

La distribución de la energía por medio de la electricidad es un proceso que conlleva también pérdidas de energía (Callasi Quispe, 2020). El efecto de la generación distribuida sobre las pérdidas de potencia, en comparación con la generación centralizada, ha sido objeto de investigaciones a lo largo de los años y ejemplo de esto es el estudio de Singh et al. (2019), en el que se examinó el impacto de la integración de este tipo de energía en una red de distribución de prueba, en cuanto a términos de rendimiento de la tensión y pérdidas del sistema. Los resultados se resumen en una repercusión positiva en la red al mejorar el perfil de tensión y reducir las pérdidas globales de energía en el sistema (Singh et al., 2019).

2.20.3. Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión en un sistema de potencia se define como su capacidad para mantener la tensión en la totalidad de sus nodos, dentro de los rangos aceptables de operación cuando se presentan condiciones normales de operación y después de alguna anomalía. Una caída de tensión en presencia de esas condiciones de funcionamiento anormales, puede provocar que un sistema experimente un estado de inestabilidad (Callasi Quispe, 2020). Esta característica puede ser estudiada, utilizando ETAP[®], pero este análisis está fuera del alcance del proyecto.

2.20.4. Análisis de fallos

Un defecto en las condiciones de funcionamiento de un sistema de transmisión puede ocasionar un fallo de los elementos que la componen. Y una de las consecuencias más usuales es la alta corriente en la localización de dicho fallo. Estas consecuencias son un riesgo para los componentes que forman la red (Callasi Quispe, 2020).

2.20.5. Capacidad de transferencia de potencia

Este aspecto hace referencia a la cantidad que puede incrementarse la potencia que se transfiere, entre las distintas zonas del sistema eléctrico, sin comprometer su seguridad e integridad. Entre los problemas que podría llegar a enfrentar un sistema eléctrico con generación distribuida, si se tiene una mala planificación, es la congestión de las líneas.

2.20.6. Análisis de estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia es su habilidad para recuperar su estado de operación en equilibrio, después de una perturbación, de manera que el sistema quede intacto. Un fallo que genere inestabilidad transitoria repercute en un aumento de las oscilaciones angulares de algunos generadores (Callasi Quispe, 2020).

Como se comentó con anterioridad, este estudio se centra en realizar simulaciones de flujo de potencia para generar reportes sobre los perfiles de la red, bajo circunstancias que podrían presentarse al añadir generación distribuida fotovoltaica a la red en estudio.

2.21. Impacto en el sistema de distribución por la penetración de energía solar fotovoltaica

Cuando se adiciona generación distribuida por medio de energía solar fotovoltaica, se pueden presentar inconvenientes resultado de la naturaleza variable, en cuanto a la disponibilidad del recurso solar de la zona. Esto significa alteraciones en los niveles de tensión, sobretensiones, modificaciones en los esquemas de coordinación de protecciones, flujo inverso y problemas de calidad de potencia, como armónicos y deterioro de equipo e intercambiadores de tomas de los transformadores (Garzón Zamora, 2022).

Con respecto a las variaciones de tensión derivada de la generación distribuida de energía solar fotovoltaica, se han documentado variaciones de tensión y sobretensiones. Las variaciones de tensión son consecuencia de las fluctuaciones de la potencia que se genera e inyecta al sistema de distribución. La velocidad del viento, la intensidad de la radiación y demás aspectos ambientales que se pudieran manifestar son parte de las causas de dichas variaciones. Asimismo, las sobretensiones se producen sobre todo hacia el mediodía, cuando se reportan las mayores radiaciones. Esto se debe a que desde el punto de conexión se ve una reducción de la carga demandada, lo cual disminuye la potencia reactiva e incrementa los niveles de tensión en los nodos cercanos a la planta de generación (Garzón Zamora, 2022).

El flujo inverso de potencia en las plantas de generación de energía solar fotovoltaica es fruto de los niveles de tensión de los nodos cercanos a la planta. Al incrementarse la tensión en estos nodos considerablemente, se puede llegar al punto en que dichas tensiones son superiores a las de la cabecera. Como consecuencia de esto se da un flujo de potencia inverso que generalmente se reporta en lapsos en los que los recursos energéticos muestran una mayor disponibilidad. Este fenómeno puede ocurrir en las horas valle, porque la generación total es mayor a la demanda de la carga, lo cual produce una sobrecarga en el alimentador e incrementa las pérdidas, afectando los intercambiadores de tomas de los transformadores de potencia y reguladores automáticos de tensión (Garzón Zamora, 2022).

2.22. Tarifas de consumo eléctrico

Para el cobro eléctrico hay varias tarifas. Entre ellas se cuenta con tarifas para comercios y servicios industriales, tarifas de media tensión, tarifa residencial, tarifa de acceso y tarifa preferencial. Para estas tarifas existen diversos bloques que se dividen por el consumo de potencia o por el periodo horario en el que se consume la potencia.

La planta de energía solar que plantea JASEC se conecta a mediana tensión y la tarifa de mediana tensión depende del periodo horario en el que se consume la potencia, por lo que se considera preciso definir los periodos horarios existentes.

2.22.1. Periodo Punta

Este periodo tiene 2 lapsos: el primero va desde las 10:01 hasta las 13:00 horas y el segundo entre las 18:01 y las 21:00 horas (Gaceta, 2022).

2.22.2. Periodo Valle

Este periodo tiene 3 lapsos: el primero va desde las 05:31 hasta las 10:00 horas, el segundo entre las 13:01 y las 18:00 horas y el tercero entre las 21:01 y las 05:30 horas (Gaceta, 2022).

2.22.3. Periodo Nocturno

El periodo nocturno va desde las 23:01 hasta las 05:30 horas (Gaceta, 2022). El Ente Operador Regional se encarga de controlar los flujos de potencia entre varios países, entre ellos Costa Rica. En su página web se puede consultar la demanda que se reporta en cada país controlado por esa entidad. Con ayuda de este operador se pueden apreciar los períodos pico, valle y nocturno con más detalle.

2.23. Matriz energética del país

La matriz energética nacional se centra en la producción de energía por medio de fuentes renovables. Estas son aquellas que ofrecen un mayor nivel de facilidad para obtener energías limpias, cuyos impactos ambientales sean menos significativos. Un beneficio que resulta del uso de las energías renovables es conservar los recursos menos renovables (Monge, 2018).

En la figura 2.4 se puede observar la atención a la demanda por cada tipo de fuente en el país, para el 2022. En esta misma figura se refleja que la atención de la demanda energética por medio de energía solar para el 2022 representa un 0.07% de la atención de demanda total. No obstante, esta fuente se utiliza a gran escala en las granjas solares capaces de generar grandes cantidades de energía, en pequeña escala en instalaciones realizadas en techos de casas, por lo que ofrece un nivel de versatilidad que resulta en la capacidad de adaptarse a la necesidad de los usuarios de dicha energía (Monge, 2018).



Figura 2.4: Atención de demanda por fuente desde enero a diciembre para el año 2022.

Nota: Fuente(CENCE, 2021b)

Según el Informe del Estado de la Nación (2021), la matriz energética nacional presenta un alto nivel de vulnerabilidad en relación con las sequías que resulta del gran porcentaje de generación que se deriva de la fuente hidroeléctrica (CONARE, 2021). Igualmente, el mercado fotovoltaico muestra un avance considerable en los últimos años, lo cual brinda como resultado una mejor tecnología con precios más atractivos (Sampaio y González, 2017). Lo mencionado contempla una oportunidad de diversificación de fuentes de energía renovable, al poder aumentar el porcentaje de generación de energía solar por medio de los sistemas fotovoltaicos.

2.24. Normativa relacionada a la energía solar fotovoltaica

En Costa Rica, el MINAE mediante el Decreto N° 39220 estableció la regulación de generación distribuida para autoconsumo, la cual se puede aplicar para cualquier tipo de tecnología de generación eléctrica que utilice fuentes renovables, como en el caso de la energía solar fotovoltaica. Entre las razones principales por las que se regula este tipo de generación, se encuentra que por lo general se conecta a la red, tal como sucede en el presente proyecto (ACESOLAR, 2018).

En la norma POASEN, en su capítulo XII, se trata directamente de la generación distribuida, en cuanto a los detalles técnicos se refiere (ACESOLAR, 2018).

Por otra parte, para las centrales generadoras o granjas solares que operen en el sistema eléctrico nacional, se necesitan cumplir ciertos aspectos (Energías, 2018), los cuales fueron listados y se exponen a continuación (Monge, 2018):

1. No se debe exceder los 60 MW de generación.
2. Deben ser capaces de soportar (sin desconectarse) huecos de tensión, producidos por cortocircuitos trifásicos, bifásicos (a tierra o entre fases) y monofásicos, con los perfiles de tensión y duración de hasta 300 ms.
3. Simulaciones dinámicas para condiciones de operación del SEN de demanda máxima y mínima.
4. Para las condiciones de operación, simular cortocircuitos transitorios en la red de transmisión o de distribución que causen huecos de tensión en el punto de conexión. Obtener la característica de tensión en los terminales de los generadores. Demostrar que las protecciones y sistemas de control de los generadores no saldrían de servicio, según sus ajustes.
5. Para las condiciones de operación antes indicadas, demostrar que los sistemas de protección instalados entre la planta y el punto de conexión con el SEN no causan la desconexión de la planta.

Además, para el diseño y puesta en marcha del proyecto se deben cumplir con ciertas leyes, normas y reglamentos, que se deben considerar en la realización del sistema fotovoltaico, entre las que están:

1. AR-NT-SUCAL-2015: Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión.
2. AR-NT-SUMEL-2015: Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica.
3. AR-NT-SUCOM-2015: Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.
4. AR-NT-POASEN-2015: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.
5. AR- NTCVS: Calidad de voltaje y suministro.
6. Norma UL-1741: Inverters, Converts and Controllers and Interconnection System Equipment for use with Independent Power System.
7. Norma IEEE-1547: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (Estándar para la interconexión de recursos distribuidos en sistemas eléctricos de potencia).
8. Norma IEEE-519: Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
9. Norma IEEE-929: Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.

10. RJD-022-2015: Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Estos aspectos requieren de atención y cobran relevancia para el presente proyecto, porque demanda varias simulaciones para la puesta en marcha de una planta grande de generación fotovoltaica, dando como resultado que el impacto del proyecto es considerable, en cuanto a su desarrollo.

Capítulo 3

Construcción del circuito y su comportamiento.

En este capítulo se describe el proceso de construcción del circuito de Cocorí con el uso de ETAP[®] y su comportamiento con respecto a la demanda. Para construirlo el primer paso fue recolectar información sobre este circuito, con lo que se recurrió al departamento GIS de JASEC, donde manejan el sistema de información geográfica. Esa dependencia se enfoca en el control de activos, por lo que aquí se puede consultar donde están los postes, transformadores y la dirección de las líneas de transmisión, tanto en el primario, como en el secundario. Cada poste y cada transformador posee un código de identificación con el cual se nombran los elementos en ETAP[®] para que en un futuro el equipo de JASEC se ubique rápidamente, en caso de utilizar al circuito resultante del presente estudio.

El circuito de Cocorí en el software QGIS se puede visualizar en la figura 3.1.

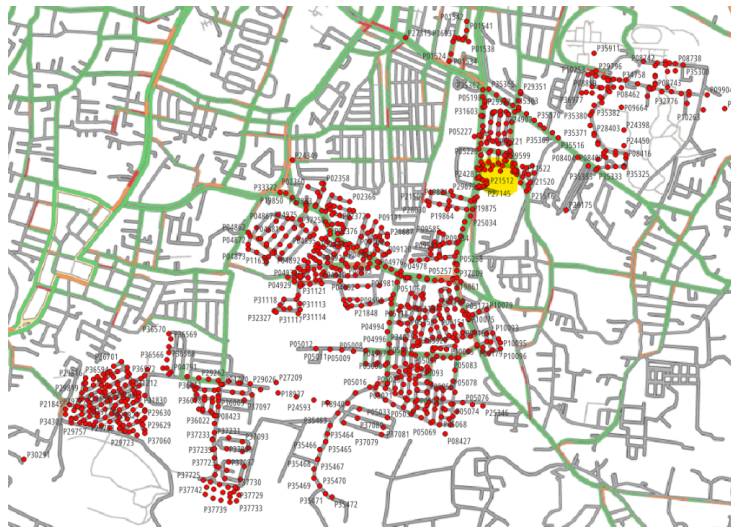


Figura 3.1: Ubicación física de la planta dentro del circuito de Cocorí.

Nota: Elaboración propia

Como una breve descripción del circuito, se detalla que consta de 961 postes, de los cuales cerca de 220 tienen transformadores que pasan de mediana tensión a baja tensión para alimentar cargas residenciales,

que sumados son 3611.

Para describir la metodología de simulación, se explica que el circuito se construye en ETAP[®] de forma trifásica. Lo anterior, con el fin de resumirlo y para simplificar su construcción, acción necesaria debido a sus dimensiones, al tiempo disponible con la licencia y al proceso de práctica profesional, por lo que a aquellos postes que tienen arreglos de varios transformadores, se les añade un único transformador que suma las potencias de todos los transformadores relacionados a ese poste. Con respecto a la impedancia, a los transformadores, se les adjuntó valores típicos de los conocidos en esta potencia, para los cuales ETAP[®] cuenta con librerías de datos. Este proceso de agrupación señalado, se llevó a cabo a su vez con las cargas asociadas a los transformadores. Es decir, cuando se tengan varias cargas asociadas a un transformador se asume una única carga equivalente en potencia a todas las mencionadas. También cabe destacar que el circuito se simuló con la misma forma del real, observado en la figura 3.1, la cual lo representa en el programa QGIS, obtenido del departamento GIS de JASEC.

Con lo indicado antes, se simula la estructura del circuito, que es posible ver en la figura 3.2.

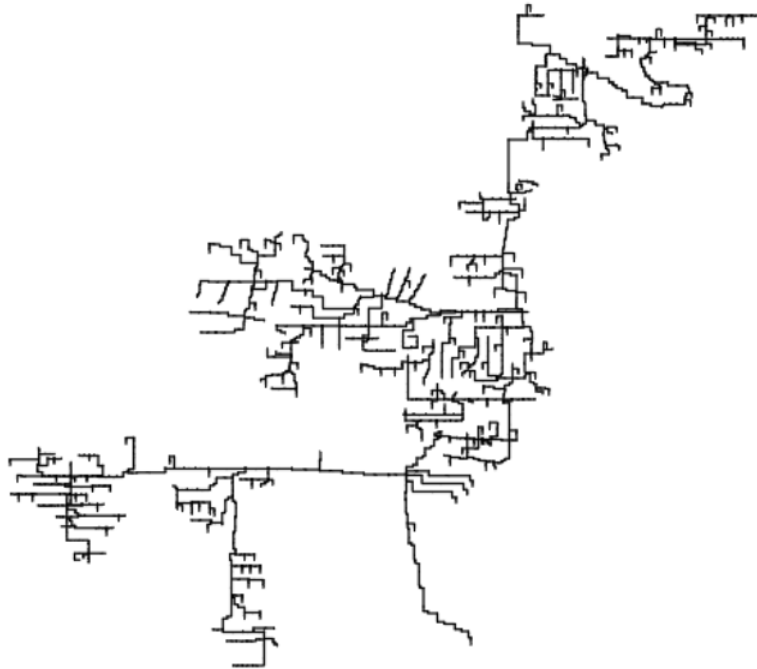


Figura 3.2: Estructura del circuito de Cocorí simulado en ETAP[®].

Nota: Elaboración propia con ETAP[®]

Como se observa en la figura 3.2, el tamaño del circuito dificulta apreciar sus componentes cuando se pretende visualizar por completo. Por eso para ejemplificar el proceso de simulación relacionado a los transformadores y las cargas, se debe recurrir a la figura 3.3.

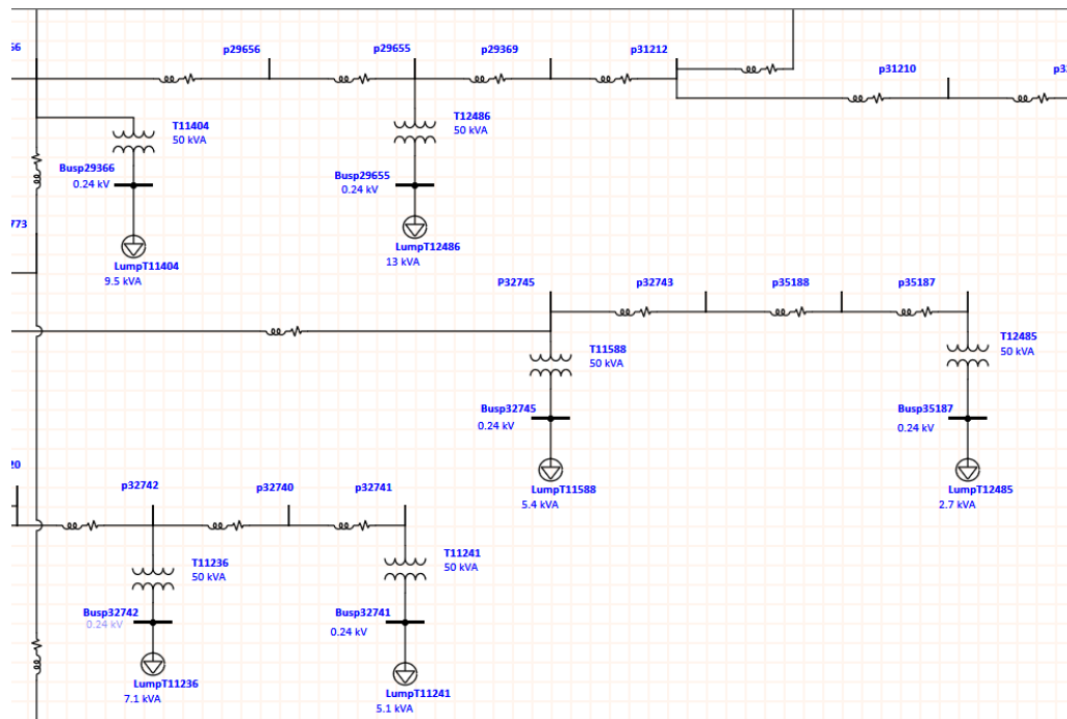


Figura 3.3: Extracto del circuito de Cocorí simulado en ETAP[®] con cargas y transformadores.
Nota: Elaboración propia con ETAP[®]

En la figura 3.3, se muestra de forma ilustrativa la metodología empleada para simular el circuito de Cocorí. De esta figura se destaca la existencia de una sola carga para cada transformador y un único transformador por cada poste, que representa un arreglo de transformadores, conforme con el proceso de agrupamiento señalado anteriormente. Es importante resaltar que para el dimensionamiento de las cargas se tuvieron en cuenta datos de consumo mensuales brindados por el equipo de JASEC. Estos datos fueron suministrados al estudio en kilovatio hora, por lo que para obtener su valor promedio se divide entre 720, que es la cantidad de horas que hay en un mes. El valor representa un promedio del consumo horario de los clientes.

Para lograr una descripción detallada del proceso de simulación, se requiere contar con las especificaciones utilizadas para cada elemento simulado. Para los transformadores, las especificaciones necesarias para replicar este estudio se encuentran en las figuras 3.4, 3.5 y 3.6.

En la figura 3.4, se ilustra como se especificó la tensión en el primario y en el secundario, así como la potencia del transformador, que usa aceite mineral y la altitud que es propia de la provincia de Cartago.

The screenshot shows the '2-Winding Transformer Editor - T09528' window. The main configuration area is titled '50 kVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C' with a secondary label '34.5 0.24 kV'. The interface is divided into several sections:

- Info:** 50 kVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C
- Rating:**
 - Voltage Rating:**

	kV	FLA	Nominal Bus kV
Prim.	34.5	0.837	34.5
Sec.	0.24	120.3	0.24
 - Z Base:** 50 kVA
- Power Rating:**
 - Rated: 50 kVA
 - Other 65
 - Derated: 49.16
 - % Derating: 1.7
- Alert - Max:** 49.16 kVA, with radio buttons for 'Derated MVA' (selected) and 'User-Defined'.
- Installation:**
 - Altitude: 4700 ft
 - Ambient Temp.: 30 °C
- MFR:** (Empty text field)
- Type / Class:**

Type	Sub Type	Class	Temp. Rise
Liquid-Fill	Mineral Oil	Other	65

At the bottom, there is a toolbar with icons for file operations and a status bar showing 'T09528' with 'OK' and 'Cancel' buttons.

Figura 3.4: Detalle de las configuraciones técnicas para los transformadores en ETAP®.
 Nota: Elaboración propia con ETAP®

En la figura 3.5, se especifica la información respectiva acerca de la impedancia de los transformadores. En este caso se vincularon datos de impedancia típicos para transformadores con las características definidas previamente.

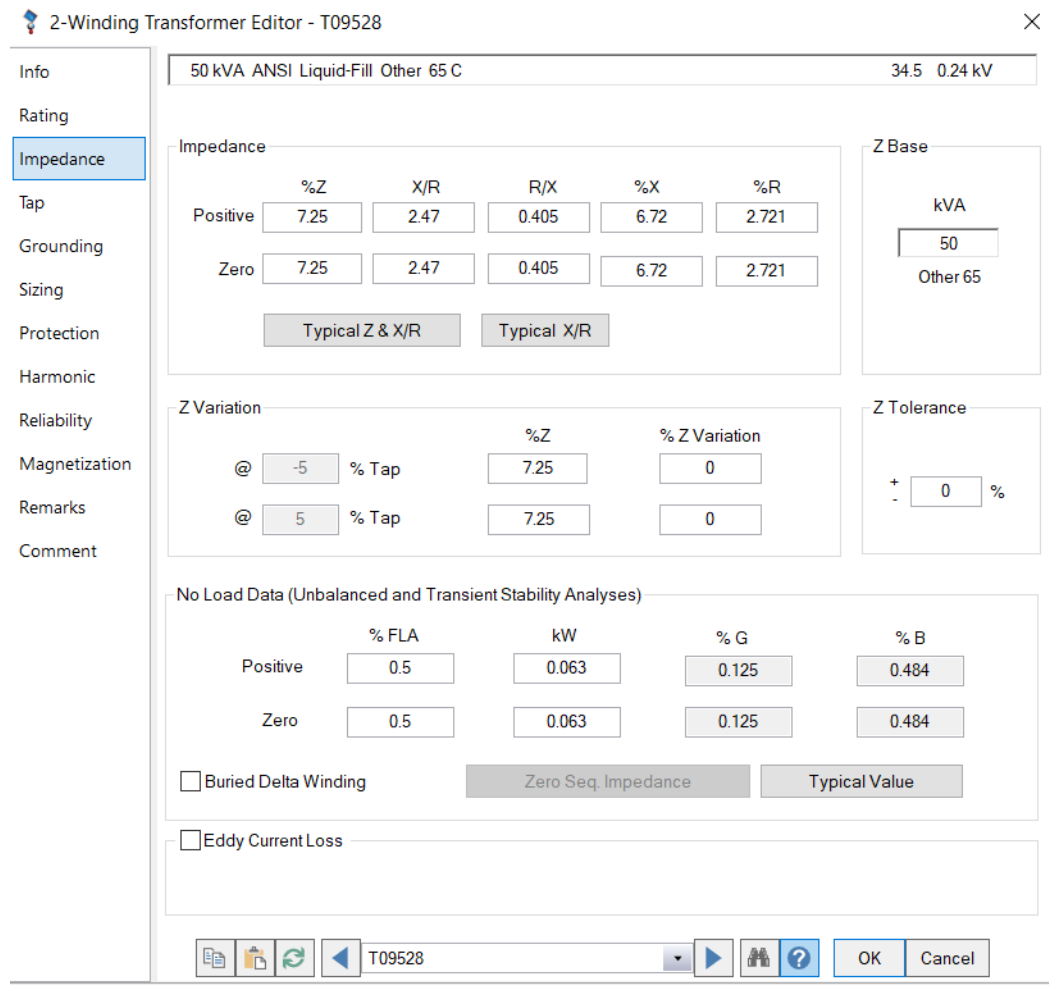


Figura 3.5: Detalle del apartado para definir las impedancias de transformadores en ETAP®.
 Nota: Elaboración propia con ETAP®

En la figura 3.6, se puede determinar el subapartado empleado para regular las tensiones donde resultó necesario. Es de rigor comentar que el máximo aplicado no excede un 5 %, en el caso más crítico para el presente circuito.

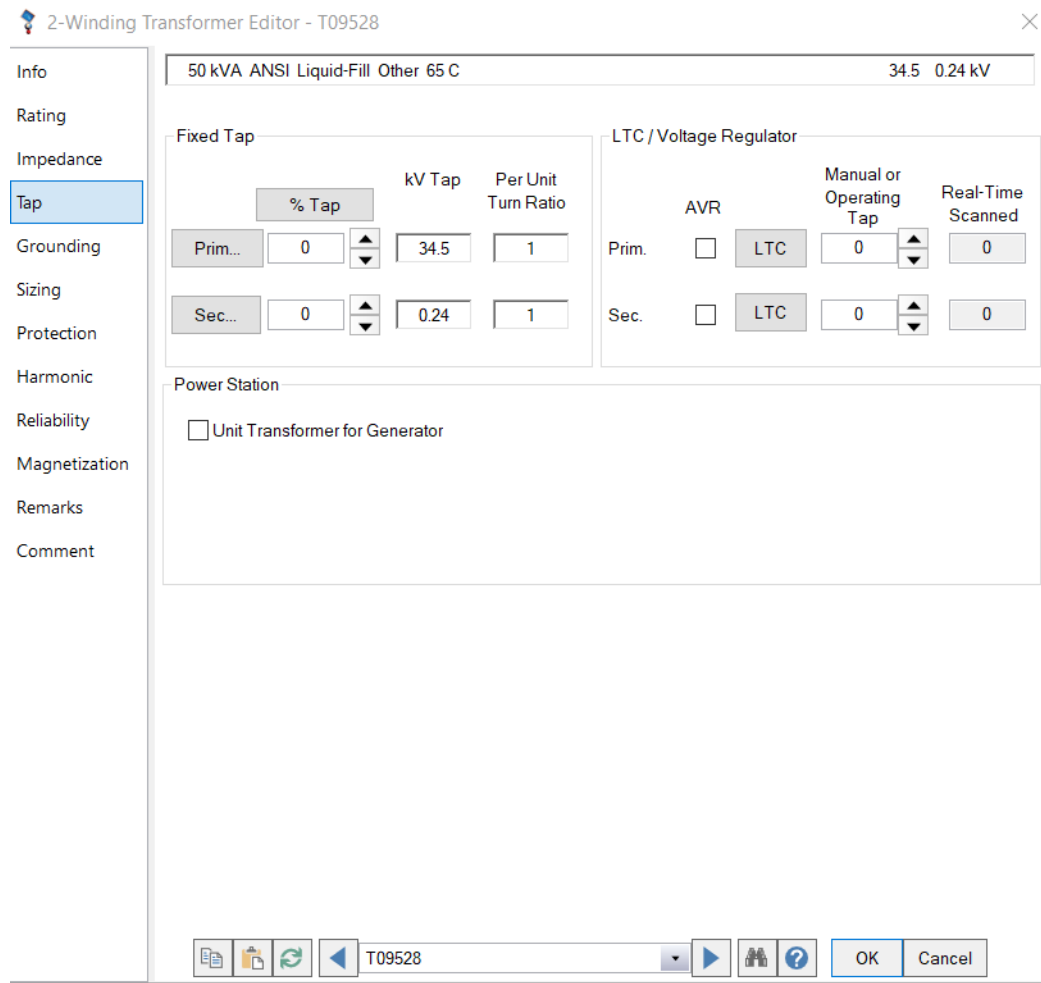


Figura 3.6: Detalle del apartado para la regulación de tensión en transformadores en ETAP®.
Nota: Elaboración propia con ETAP®

De igual modo, para establecer a detalle las configuraciones propias de las cargas, se siguen los pasos descritos en las figuras 3.7 y 3.8.

En la figura 3.7 se muestra donde se le indica al software que las cargas son de tipo trifásicas. Al respecto, para este estudio se consideraron todas las cargas trifásicas; sin embargo, este aspecto se puede especificar tanto como se considere necesario para obtener los datos más exactos. Es importante mencionar esto, ya que existen circuitos a nivel de la red nacional que pueden estar desbalanceados entre sus fases, entonces es apropiado actualizar en el futuro las fases a las que se conecta cada carga. No obstante, se requiere de una mayor cantidad de tiempo y no se consideró en el alcance de esta investigación.

The screenshot shows the 'Lumped Load Editor - LumpT09528' dialog box. The title bar indicates the load is '10.1 kVA 0.24 kV (80% Motor 20% Static)'. The left sidebar lists various tabs: Info (selected), Nameplate, Short-Circuit, Dyn Model, Time Domain, Reliability, Remarks, and Comment. The main area is divided into several sections:

- Info:** ID: LumpT09528; Bus: Busp29634 (0.24 kV).
- Equipment:** Tag #, Name, and Description fields; Data Type: Estimated; Priority: Other; Load Type: Other.
- Condition:** Service: In (selected); State: As-Built.
- Configuration:** Normal; Status: Continuous.
- Connection:** 3 Phase (selected), 1 Phase.
- Demand Factor:** Continuous: 100; Intermittent: 50; Spare: 0 %.
- Reference kV:** Calculated (selected), User-Defined: 0.

At the bottom, there are navigation icons, a dropdown menu showing 'LumpT09528', and 'OK' and 'Cancel' buttons.

Figura 3.7: Detalle del apartado de información general para las configuraciones en las cargas en ETAP®.
Nota: Elaboración propia con ETAP®

En la figura 3.8 se le adjuntaron valores de potencia y energía promedio a las cargas, aunque para tener los datos finales se debe agregar el comportamiento de toda la semana de análisis, lo que se realiza más adelante cuando se detalle el módulo de flujo de carga en el dominio del tiempo.

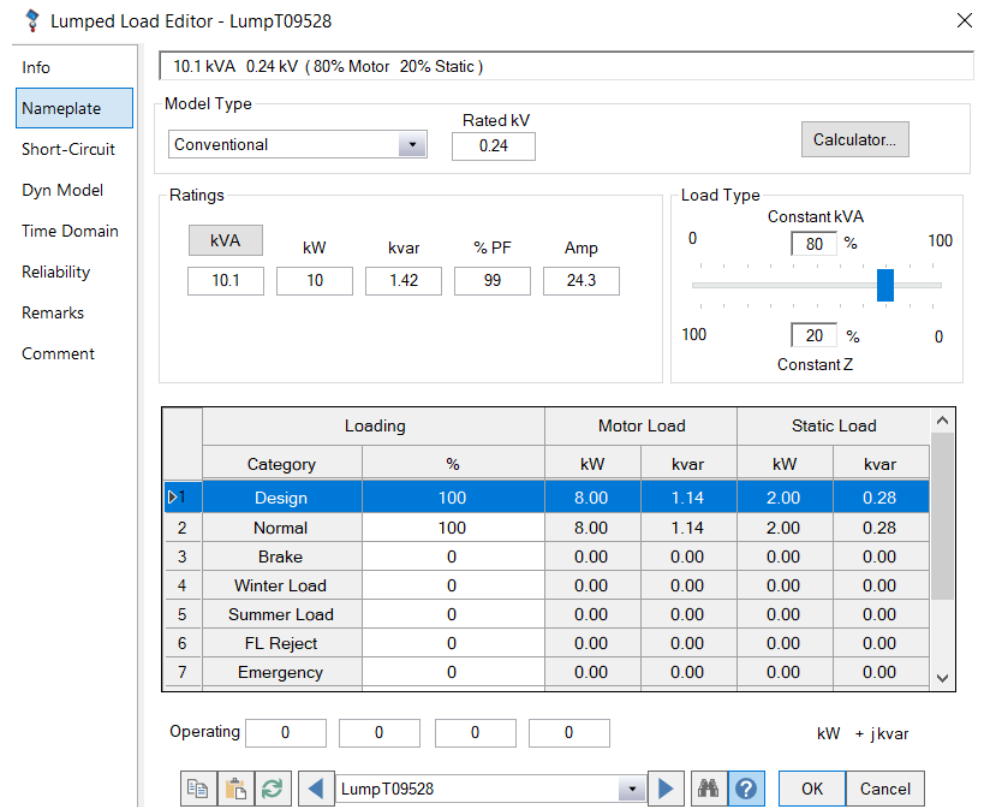


Figura 3.8: Detalle del apartado para las configuraciones en cargas en ETAP®.
 Nota: Elaboración propia con ETAP®

Con respecto a las líneas de transmisión, para determinar el alcance de sus configuraciones se pueden consultar las figuras 3.9, 3.10 y 3.11.

En la figura 3.9, se visualiza la información relacionada con el inicio y el final de la línea de transmisión, junto con la distancia entre cada uno de los postes a los que se conecta.

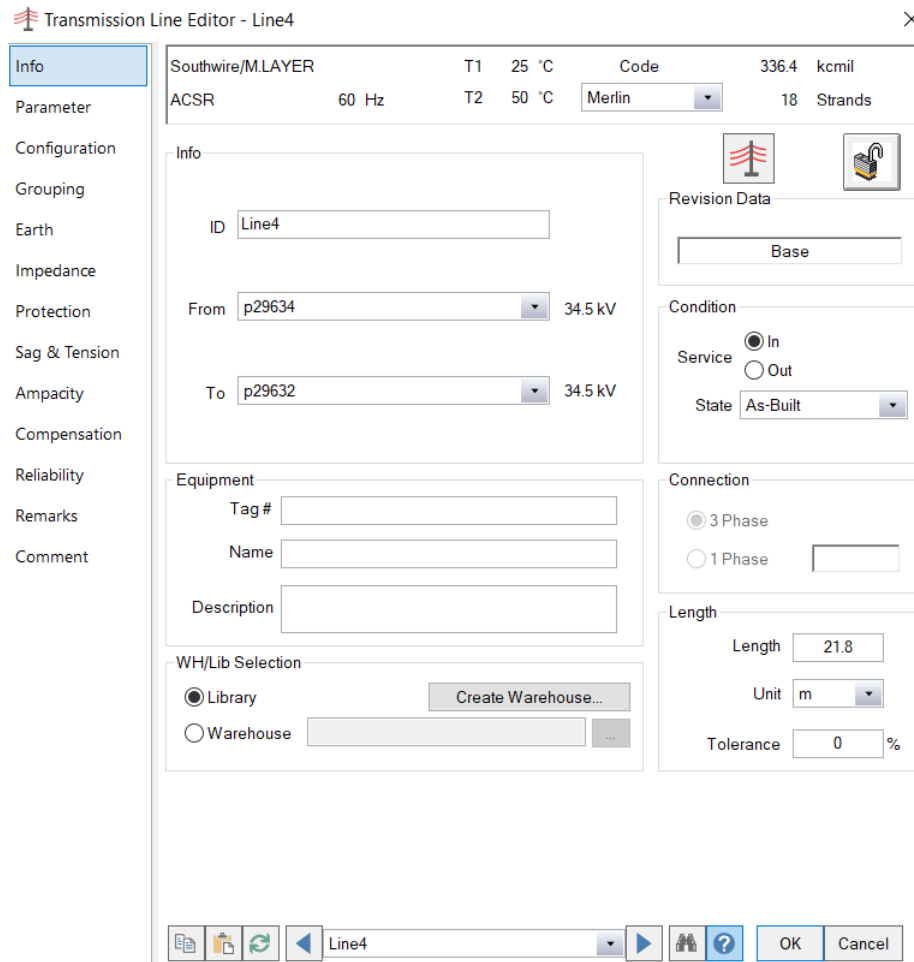


Figura 3.9: Detalle del apartado de información general para las configuraciones en líneas de transmisión ETAP®.

Nota: Elaboración propia con ETAP®

Otro aspecto a especificar con respecto a las líneas de transmisión, son sus parámetros en los que se utilizan las librerías disponibles en ETAP®. Este proceso está presente en la figura 3.10. El equipo de JASEC indica que las líneas de transmisión que se usan para transmisión en mediana tensión, se pueden simular como Merlín de calibre 336 kcmil. Es así como se contó con dicha librería para determinar los parámetros propios de las líneas de transmisión.

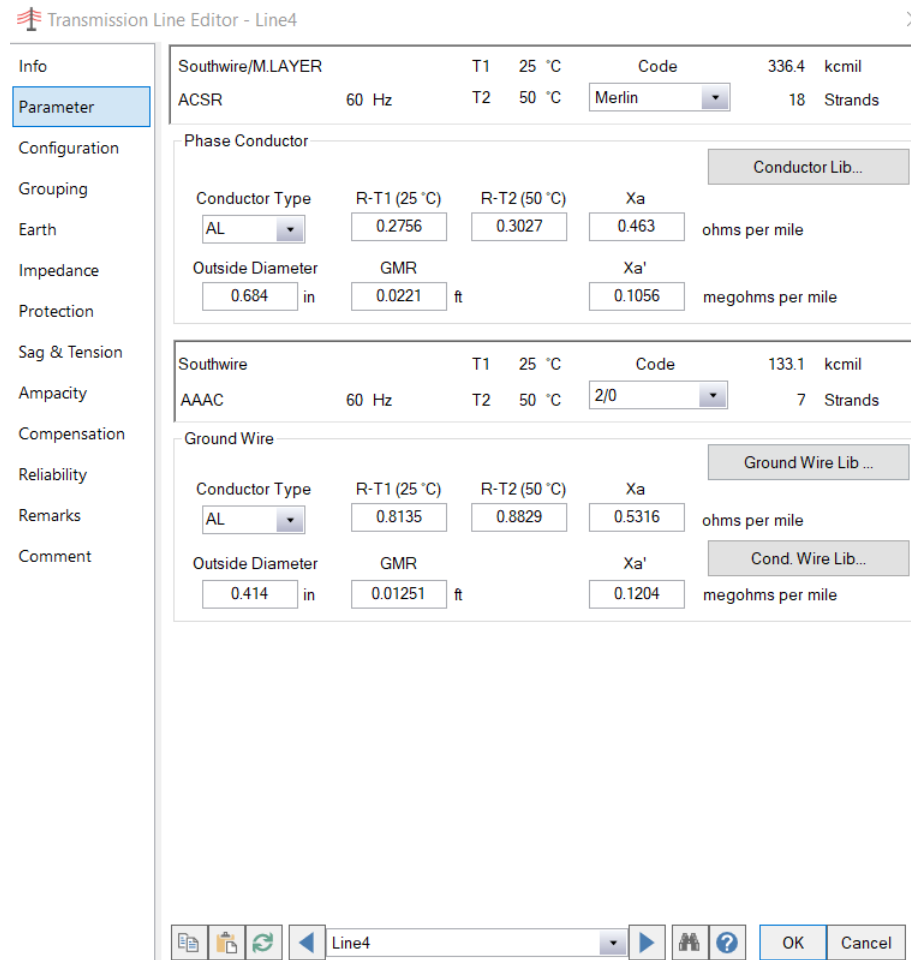


Figura 3.10: Detalle del apartado de parámetros para las configuraciones en líneas de transmisión ETAP®.
 Nota: Elaboración propia con ETAP®

El último paso, para brindarle todas las características necesarias a las líneas de transmisión y llevar a cabo la simulaciones con alto nivel de exactitud, es la configuración. Al ser líneas de transmisión de energía en mediana tensión su disposición es horizontal como se muestra en la figura 3.11. Además, la altura de los postes y las distancias entre las líneas también se simulan.

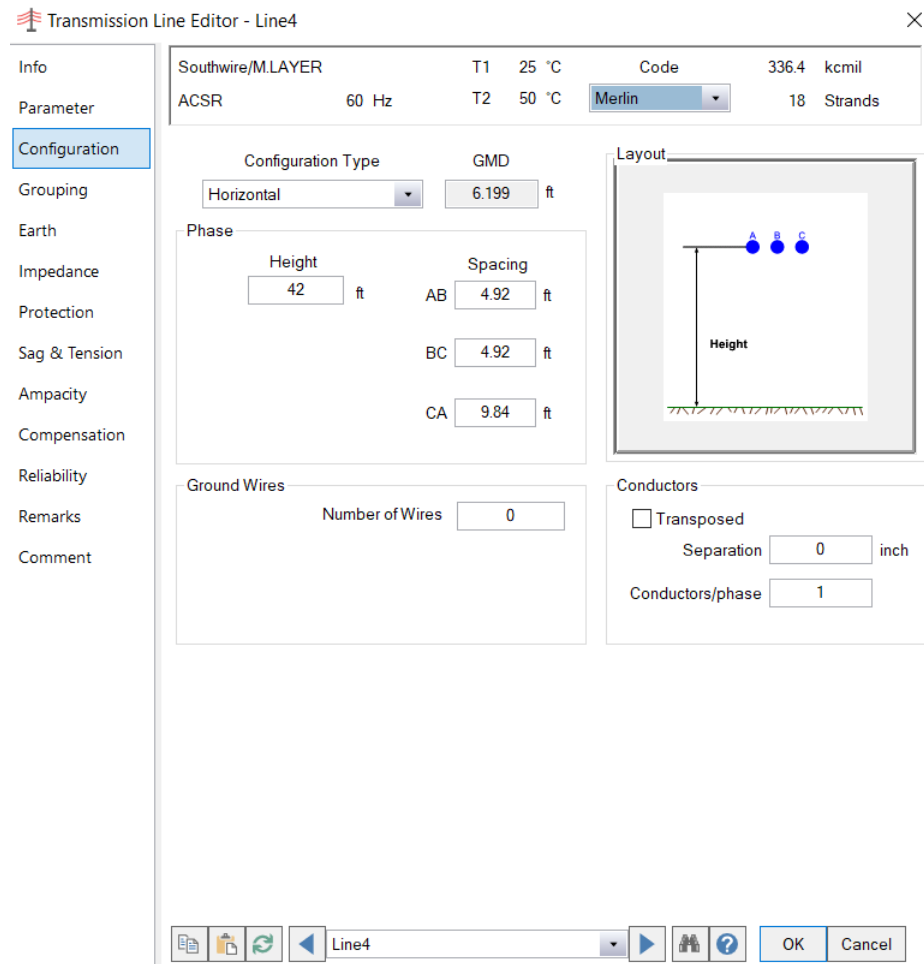


Figura 3.11: Detalle del apartado de configuraciones para las líneas de transmisión en ETAP®.
 Nota: Elaboración propia con ETAP®

Otro elemento primordial es la subestación, que representa la subestación Tejar, a la cual se conecta el circuito de Cocorí. Este elemento se aprecia en el circuito como se ilustra en la figura 3.12.

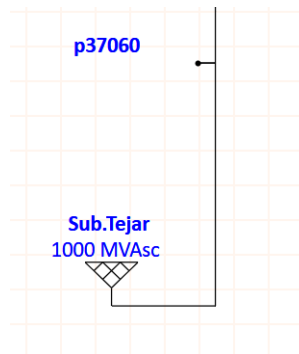


Figura 3.12: Equivalente de la subestación tejar en la red de Cocorí con ETAP®.
 Nota: Elaboración propia con ETAP®

Para localizar la subestación, que se simuló como una barra infinita en el circuito de ETAP[®], se utilizaron los postes más cercanos a la subestación para efectuar la conexión.

La información necesaria para simular la subestación está en la figura 3.13, en la que se describe que su modo de operación es Swing, de acuerdo con la información brindada por el equipo de JASEC. Del mismo modo, al simular un sistema trifásico se debe indicar que la subestación también es trifásica, porque aquella alimenta el circuito cuando la planta de generación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento no entregue suficiente potencia para satisfacer la demanda presente en la red.

Power Grid Editor - Sub.Tejar

34.5 kV Swing

Info

ID Sub.Tejar

Bus p37060 34.5 kV

Revision Data

Base

Condition

Service In Out

State As-Built

Connection

3 Phase 1 Phase

Equipment

Tag #

Name

Description

Configuration

Normal

Operation Mode

Swing Voltage Control Mvar Control PF Control

Sub.Tejar

OK Cancel

Figura 3.13: Detalle de la información general para las configuraciones de la subestación Tejar en ETAP[®].
Nota: Elaboración propia con ETAP[®]

Para lograr un análisis completo del circuito con respecto a la incorporación de la planta de energía fotovoltaica, se usó la función de flujo de carga en el dominio del tiempo. Este módulo de ETAP[®] utiliza un repertorio de datos históricos para simular un lapso de tiempo. Los datos utilizados en el presente proyecto son los de consumo de las cargas del circuito de Cocorí, a lo largo de una semana. En ese entendido una semana que muestra datos representativos con respecto al comportamiento usual del sistema y que refleja situaciones en las que las demandas sean elevadas, para someter al circuito a un estudio de sus casos más críticos.

El comportamiento general del sistema agregado a la simulación de ETAP[®] fue suministrado por el equipo de JASEC con mediciones cada 15 minutos, ya que este es el reporte que se obtiene de los medidores vinculados a los clientes de la red. Ese comportamiento se adjunta a cada una de las cargas del circuito, partiendo del hecho de que las cargas se comportan de manera similar entre ellas, consenso al que se llegó con el equipo de JASEC para este estudio. Este proceso mencionado, se basa en cargar el comportamiento en forma de porcentaje con respecto al promedio de la demanda y al realizarlo, ETAP[®] le

adjunta únicamente el comportamiento a la carga, que es construido a base de porcentajes y se multiplica por el valor promedio de consumo de cada carga de manera individual, es decir, el valor anterior dividido por 720. Al multiplicar el comportamiento del consumo con el valor promedio de la carga se obtienen datos más representativos.

En la figura 3.14 se observa el comportamiento porcentual en relación con el promedio de la demanda que se le aplica a cada carga del sistema.

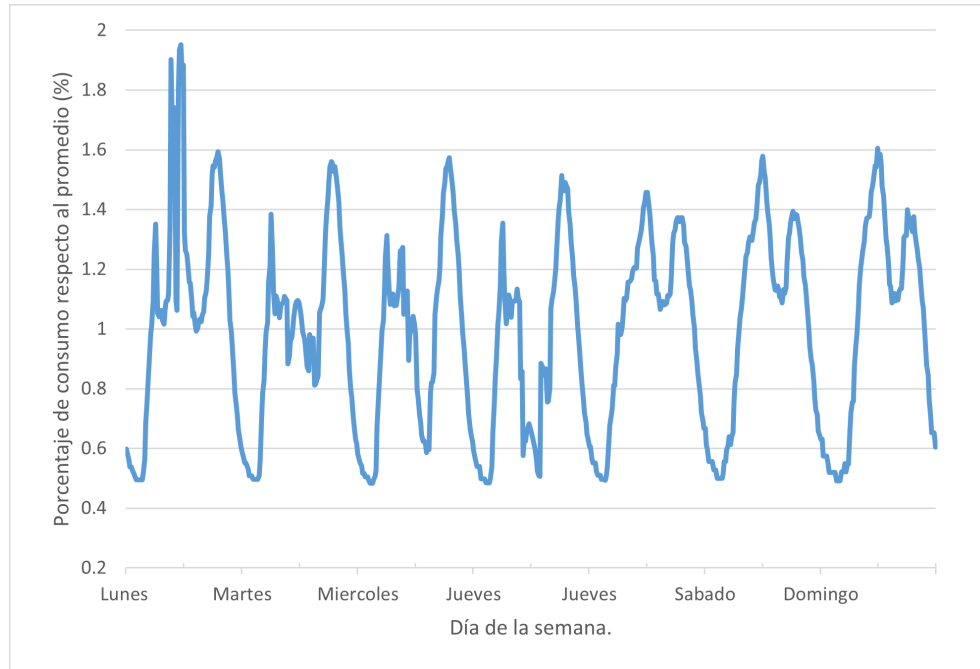


Figura 3.14: Comportamiento porcentual de consumo con respecto al promedio de la demanda de la red.
Nota: Elaboración propia

El comportamiento de consumo cargado está ligado al comportamiento real del sistema, el cual se puede ver en la figura 3.15.

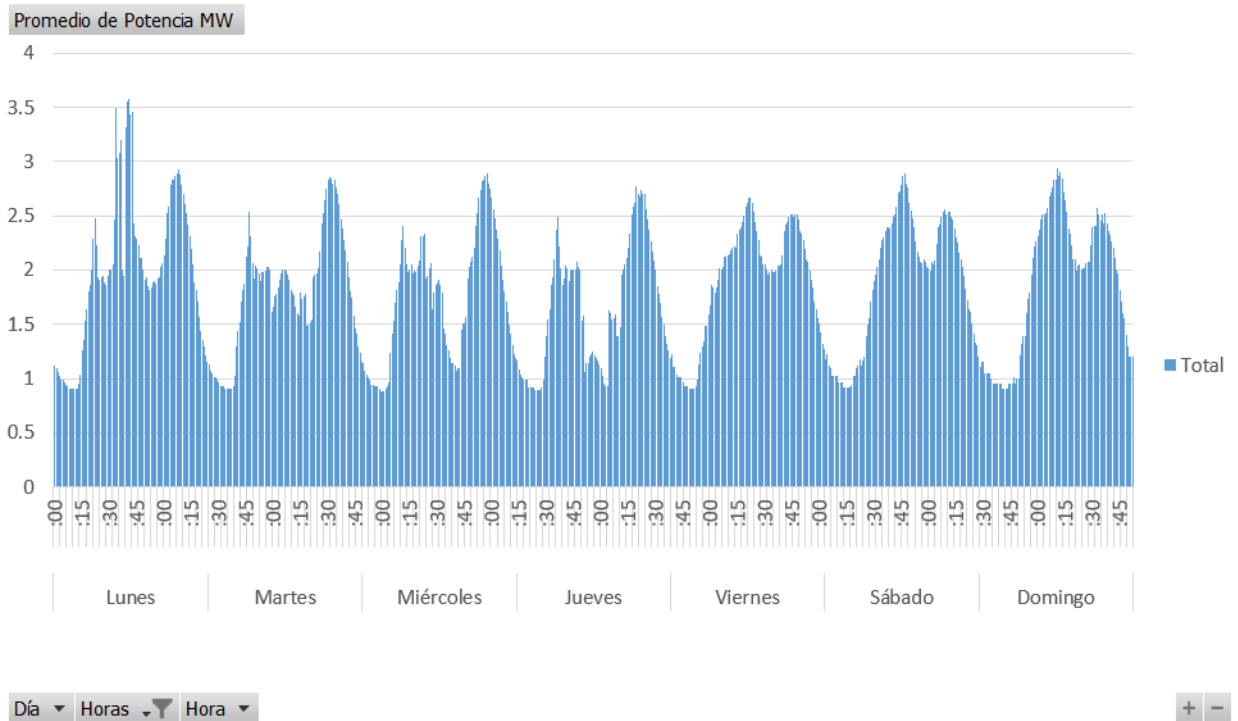


Figura 3.15: Perfiles de demanda del circuito Cocorí durante la semana de análisis.

Nota: Elaboración propia

En el apéndice A, referente a la demanda de la red Cocorí para cada día de análisis, se halla el comportamiento de los días de la semana de forma más específica y para su mejor apreciación. Los comportamientos se muestran desde la figura A.1, para el día Lunes, hasta la figura A.7 para el día Domingo. Todas las figuras entre las dos mencionadas señalan el comportamiento de su día respectivo.

Una vez cargados los comportamientos de la demanda del sistema al ETAP[®], para lograr un análisis del comportamiento del sistema con la granja solar fotovoltaica y con el sistema de almacenamiento, y de esta forma completar los primeros dos objetivos específicos del proyecto, se procedió primero a cargar al software información sobre la generación que presenta la planta de energía solar en cuestión. Sin embargo, esta última no ha sido construida por el momento. Su análisis técnico financiero fue realizado en el año 2018, por lo que las características técnicas de la planta se deben renovar, a petición del equipo de JASEC, que argumenta que al ser un estudio técnico con tantos años de antigüedad en un mercado que avanza de una forma tan acelerada como lo es el fotovoltaico, este ya se encuentra desactualizado.

A su vez, entre los objetivos del presente proyecto no se encuentra realizar un estudio técnico financiero de la planta de energía solar, por lo que la actualización se completó con el único afán de determinar cuánta potencia podría generar una planta de energía solar con la tecnología más actual.

Para alcanzar esta actualización, inicialmente se obtuvo información del terreno. Estos datos se fueron brindados por el equipo de JASEC (Monge, 2018). Después de obtener esa información, este se dibujó en AutoCAD y se llenó de paneles. Se tomaron en consideración 10 metros desde los bordes del terreno para evitar sombras de muros y tener una distancia prudencial respecto a las carreteras. Dentro del área, en la parte superior derecha se encuentra un centro de control de JASEC, por lo que hay un terreno no utilizable. De la misma manera, en la parte izquierda del terreno se tiene un almacén de postes viejos en el que, en la parte superior, se planea ubicar la subestación propia de la planta. Teniendo todas estas características en cuenta, se hicieron varias propuestas con respecto a la disposición de los paneles, concluyéndose que la

óptima tiene 123 cadenas de 27 paneles cada una. Esto se aprecia mejor en la figura 3.16 a continuación.

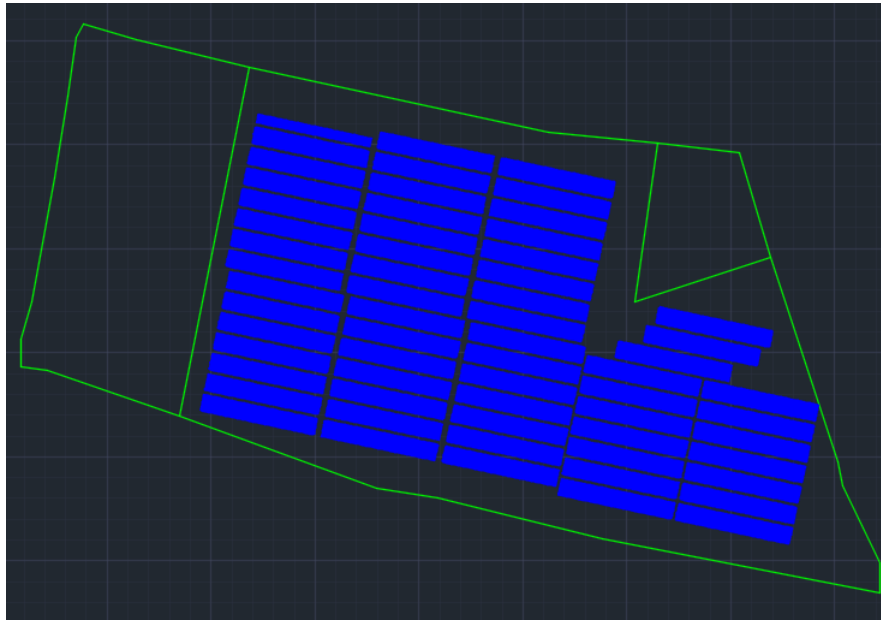


Figura 3.16: Disposición óptima de paneles solares en el terreno de la granja solar.
Nota: Elaboración propia

En la figura 3.16 se presenta la disposición de los paneles en la granja solar. Cabe destacar que contempla dos paneles en vertical, montados por cada estructura. Esto se observa mejor en la figura 3.17 a continuación.

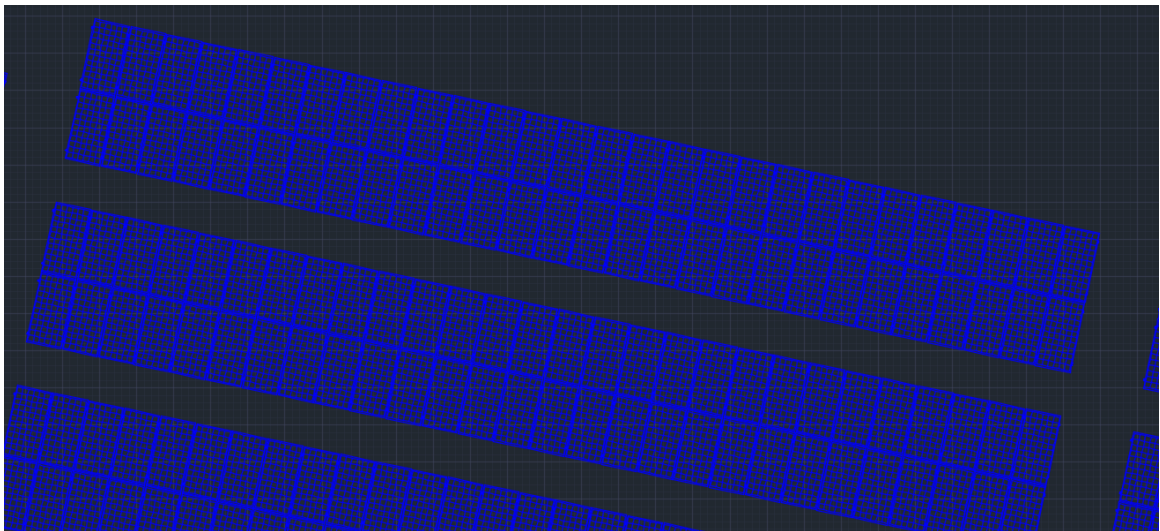


Figura 3.17: Detalle de la disposición de los paneles en las estructuras.
Nota: Elaboración propia

Con la configuración propuesta se deben considerar 0.2535 metros de distancia, entre cada arreglo de paneles, para no generar sombras que puedan afectar la generación de la planta. No obstante, se calculó

un metro de distancia entre cada estructura, tomando en cuenta un espacio adecuado para brindarle mantenimiento a los paneles fotovoltaicos.

Con esta información se hallaron un módulo y un inversor que permitieran esta disposición, porque los primeros tienen un valor máximo de tensión eléctrica de salida fijo y el inversor tiene valores nominales de entrada que se deben estimar. Es importante que el inversor y el módulo sean compatibles entre sí y que funcionen con el número de paneles en serie que tiene la propuesta. Por ese motivo, se recurre al software de simulación de sistemas generación solar fotovoltaicos PVsyst. En esta herramienta el primer paso fue especificar la orientación que tiene el panel solar, aspecto que tiene que ver con el hemisferio en el que se encuentra Costa Rica y que se puede apreciar en la figura 3.18.

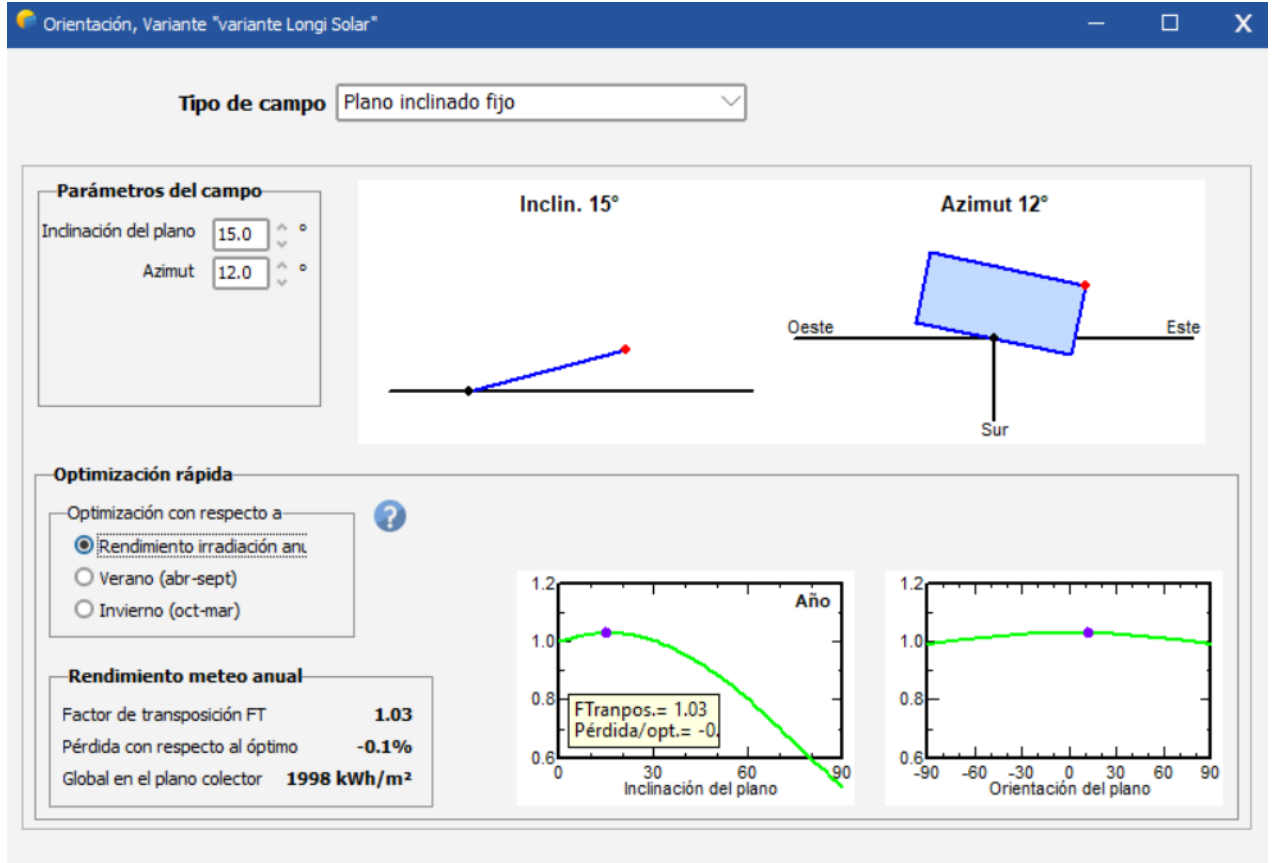


Figura 3.18: Datos referentes a la orientación del módulo fotovoltaico.

Nota: Elaboración propia

Como se muestra en la figura 3.18, con una inclinación del plano de 15° y un azimut de 12° para una optimización del rendimiento con respecto a la irradiación anual, se obtuvo que el factor de pérdida con respecto al óptimo es de -0.1% y un factor de transposición de 1.03, considerados valores aceptables.

El segundo paso para determinar la producción de este sistema fue generar un arreglo de módulos e inversor que sean compatibles entre sí. A petición del equipo de JASEC el módulo debe rondar los 500 W de potencia pico. El resultado de este proceso se observa en la figura 3.19.

Definición del sistema de red, Variante VC6: "variante Longi Solar"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre:
 Oriente: **Plano inclinado fijo**
 Inclinación: **15°**
 Azimut: **12°**

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento
 Ingrese potencia planeada: kWp
 ... o área disponible(módulos): m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: Filtro:
 Longi Solar | 515 Wp 33V | Si-mono | LR5-66HPH-515M G2 | Desde 2022 | Manufacturer 2022 |
 Usar optimizador
 Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **33.5 V**
 Voc (-10°C) **50.5 V**

Seleccione el inversor
 Disponible ahora: Voltaje de salida 550 V Tri 50Hz
 Siemens | 1000 kW | 802 - 1500 V TL | 50/60 Hz | Sinacon PV1000 | Desde 2017 |
 Núm. de inversores: Voltaje de funcionamiento: **802-1500 V** Poder global inversor: **2000 kWca**
 Voltaje máximo de entrada: **1500 V**

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: entre 24 y 29
 Núm. cadenas:
 Pérdida sobrecarga: **0.0 %**
 Proporción Pnom: **0.86**

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C): 905 V
 Vmpp (20°C): 1053 V
 Voc (-10°C): 1363 V

Irradia. plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 1665 A
 Isc (STC): 1738 A
 Isc (en STC): 1738 A

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.
 Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. **1568 kW**
 (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 1710 kWp

Figura 3.19: Datos técnicos y de generación del sistema fotovoltaico.

Nota: Elaboración propia

En la figura 3.19, se señala que el panel solar adecuado para cumplir con los requerimientos del equipo de JASEC y la disposición óptima del terreno disponible es el Longi Solar LR-66HPH-515MG2, el cual se manufactura desde el año 2022, con lo que resulta es bastante actual.

Al haber determinado la potencia nominal del sistema, se continuó con el proceso de simulación del comportamiento de la planta en ETAP[®]. El siguiente paso para la simulación de esta granja solar fue adjuntar el módulo a una barra. En dicha barra, a su vez, se adjuntó el sistema de almacenamiento como se aprecia a continuación en la figura 3.20.

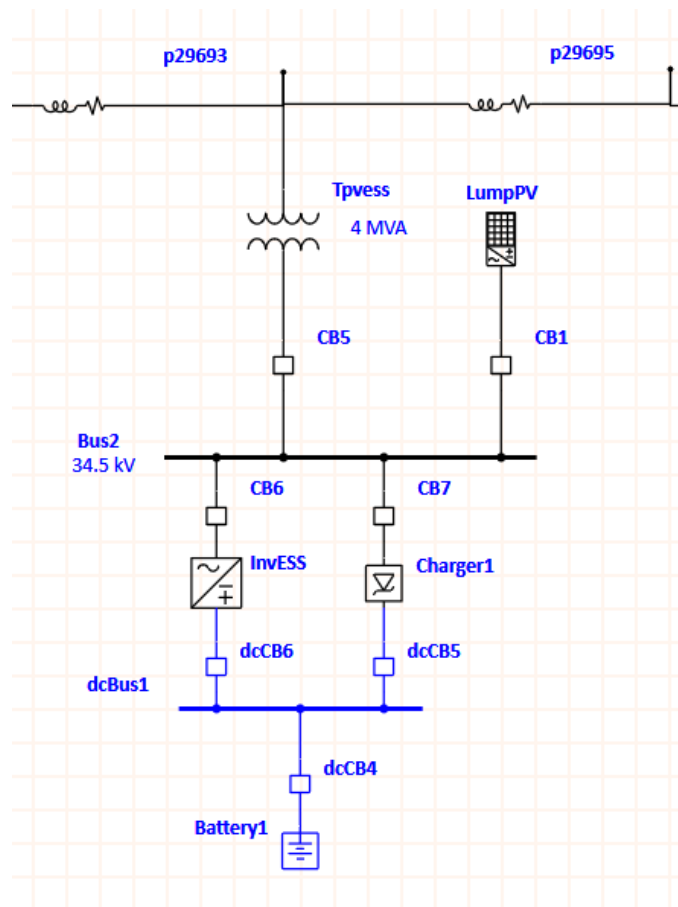


Figura 3.20: Módulo fotovoltaico con inversor DC/AC y sistema de almacenamiento en CC con inversor conectados al circuito de Cocorí en ETAP[®].

Nota: Elaboración propia con ETAP[®]

Para definir las características de los módulos fotovoltaicos se requiere seleccionar, dentro de las librerías disponibles en ETAP[®], el modelo de módulo fotovoltaico para hacer las simulaciones. Esto se realizó con el apartado “PVpanel” de ETAP[®] como se ve en la figura 3.21.

Es relevante destacar que ETAP[®] muestra información significativa sobre las curvas de comportamiento de los paneles seleccionados y estos datos se encuentran en las librerías propias del software. Asimismo, se puede consultar el tipo de tecnología que utiliza el panel seleccionado, en este caso es un monocristalino.

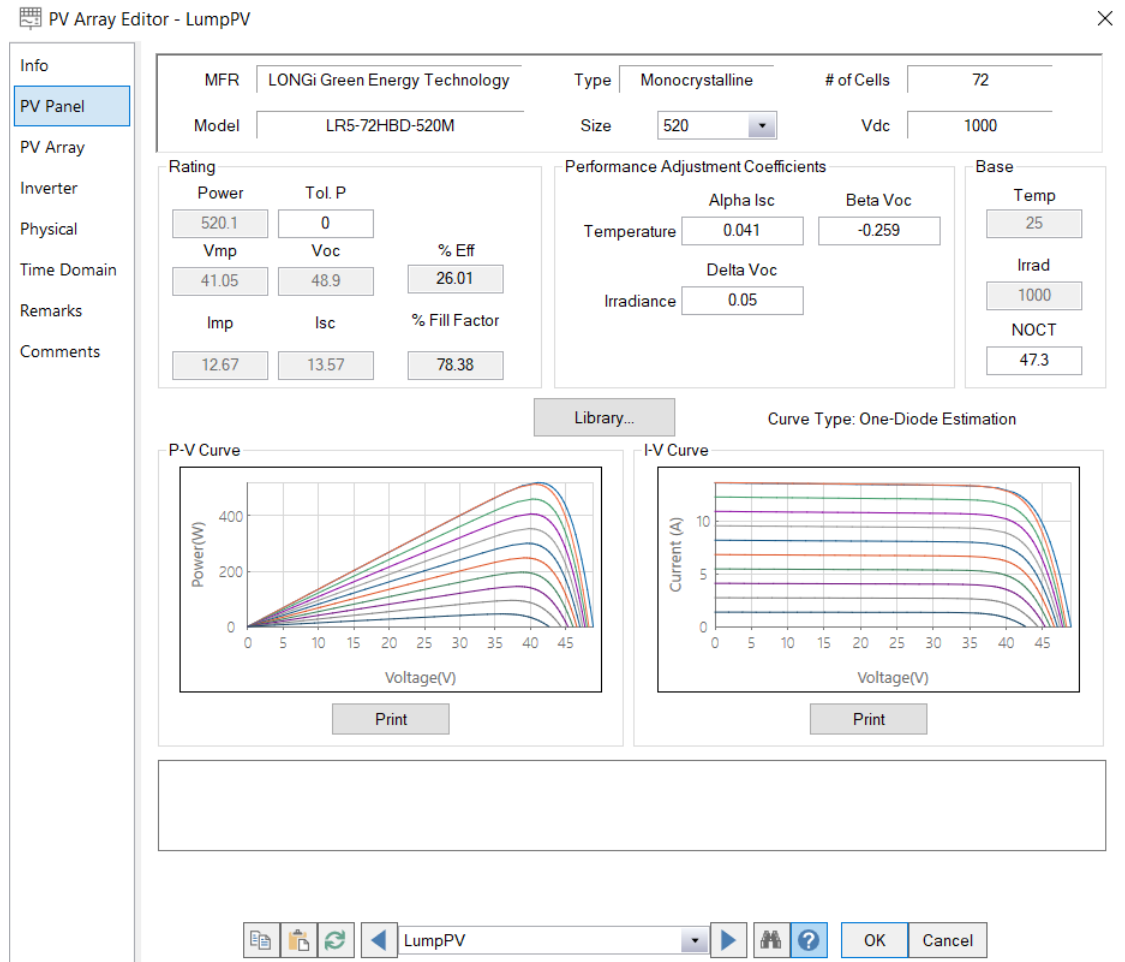


Figura 3.21: Configuraciones técnicas sobre los módulos fotovoltaicos en ETAP®.
 Nota: Elaboración propia con ETAP®

En la figura 3.22 se advierte el número de módulos por serie y de series, los cuales se definen en el apartado para configuraciones del arreglo fotovoltaico, dentro de las configuraciones propias del módulo con inversor.

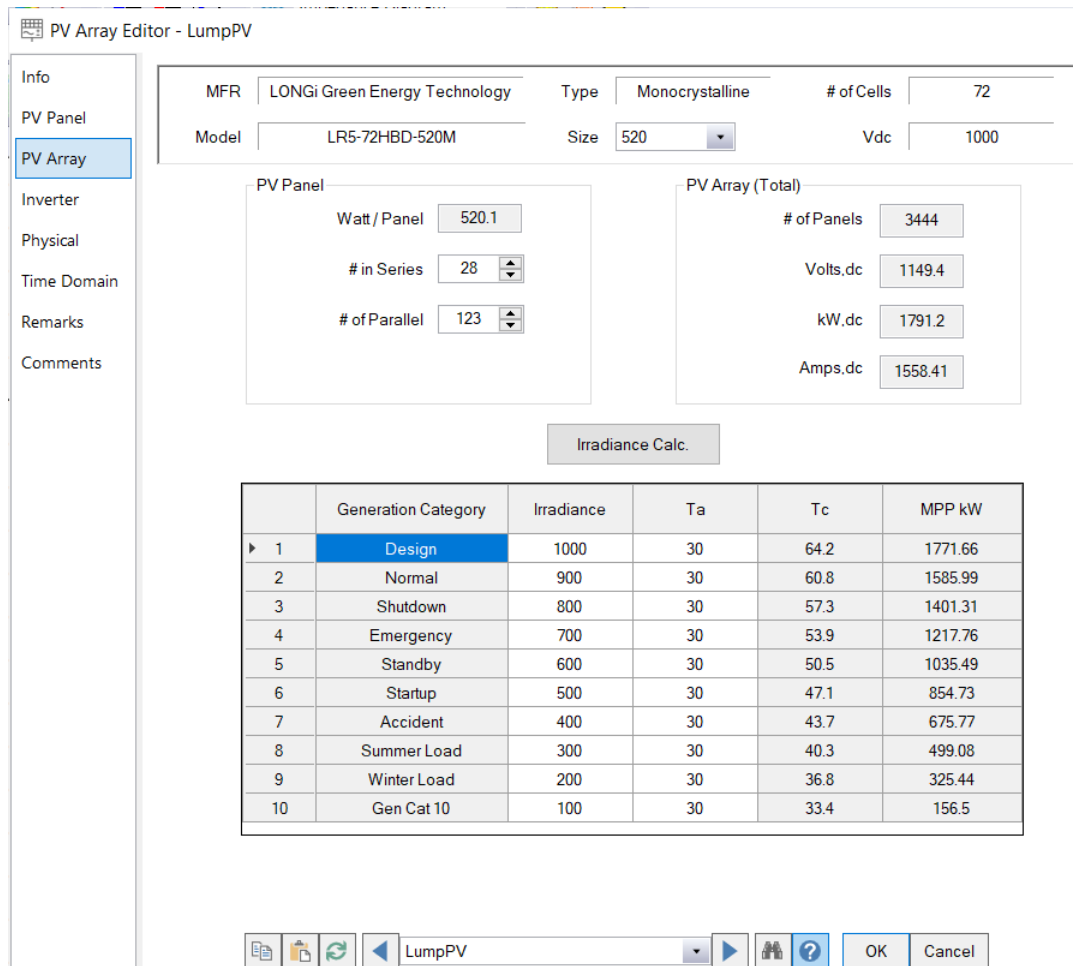


Figura 3.22: Configuraciones para el arreglo de paneles fotovoltaicos en ETAP[®].
 Nota: Elaboración propia con ETAP[®]

Para simular el comportamiento del sistema fotovoltaico en la red, es necesario obtener su producción a lo largo de una semana con mediciones cada 15 minutos. Para conseguir estos valores, primero se le proporciona al sistema fotovoltaico en ETAP[®] las características más similares posibles a las de la planta anteriormente descrita, como se aprecia en las figuras 3.21 y 3.22. Posteriormente, con el módulo de flujo de carga se recopilaban los datos, empleando la latitud y longitud de la zona y extrayendo la información para cada uno de los instantes necesarios. Esto se llevó a cabo con las configuraciones del arreglo fotovoltaico que se observan en la figura 3.22 en su opción de cálculo de irradiancia. La generación de la planta se puede ver en la figura 3.23.

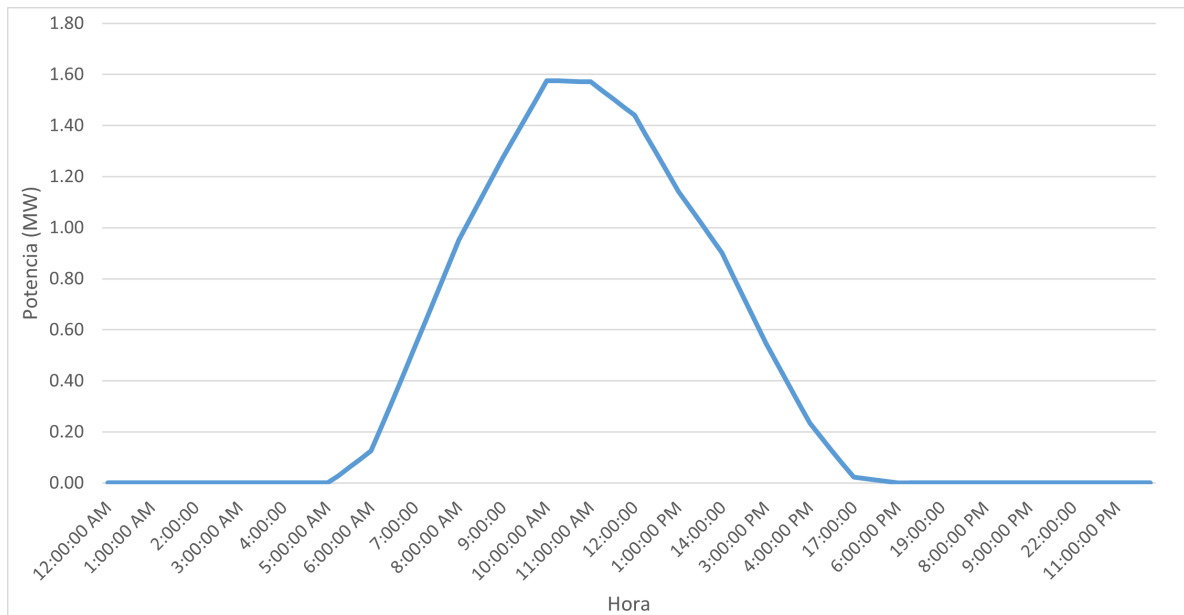


Figura 3.23: Generación de la granja solar fotovoltaica para un día representativo.
Nota: Elaboración propia.

En la figura 3.23 se analiza la generación de la planta solar fotovoltaica del día Lunes de la semana en análisis. Pero los cambios del comportamiento de generación entre este día y los demás es insignificante, por lo que es casi el mismo todos los días de la semana examinada.

Como se aprecia en la figura 3.20, el sistema de almacenamiento se conecta de forma que se puede cargar con la red o con la granja solar. Para cargarlo y descargarlo se requiere información sobre su cargador y su inversor. Para el inversor se utilizaron las configuraciones que se presentan en las figuras 3.24 y 3.25.

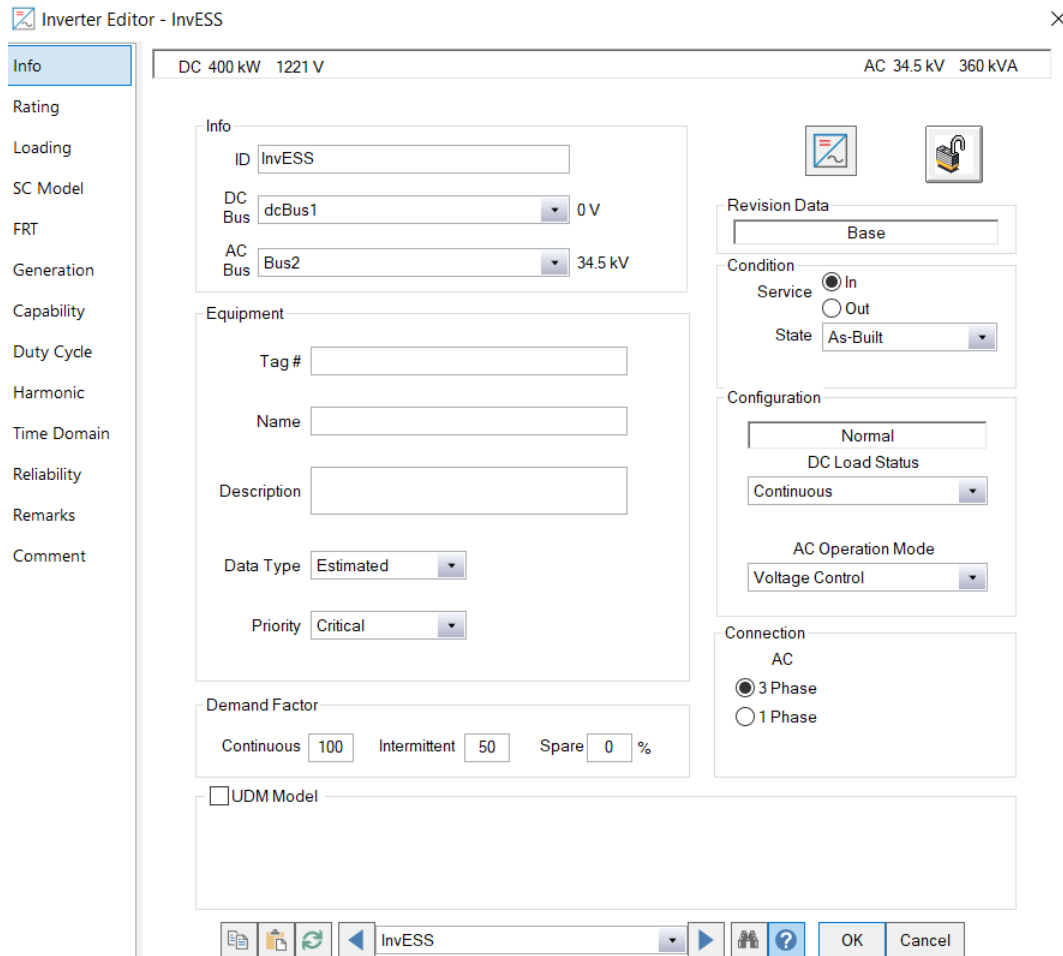


Figura 3.24: Aspectos técnicos propios de la simulación del inversor del sistema de almacenamiento electroquímico en ETAP®.

Nota: Elaboración propia con ETAP®

The screenshot shows the 'Inverter Editor - InvESS' window with a sidebar on the left containing menu items: Info, Rating, Loading, SC Model, FRT, Generation, Capability, Duty Cycle, Harmonic, Time Domain, Reliability, Remarks, and Comment. The 'Rating' tab is selected. The main area displays the following configuration parameters:

- DC Rating:** kW 400, V 1221, Vmax 110 %, Vmin 0 %, FLA 327.6
- Efficiency:** %Load (100, 75, 50, 25), %Eff. (90, 90, 90, 90), I_{max} 105 %
- AC Rating:** kVA 360, kV 34.5, FLA 6.025, Normal Operating Voltage (Vmin 90 %, Vmax 110 %), %PF 100
- AC Grounding:** Grounded

At the bottom, there is a toolbar with icons for file operations and a status bar showing 'InvESS' with 'OK' and 'Cancel' buttons.

Figura 3.25: Apartado para Configuraciones técnicas del inversor del sistema de almacenamiento en ETAP® .

Nota: Elaboración propia con ETAP®

Por otra parte, para el cargador se utilizaron las configuraciones que se observan en la figura 3.26.

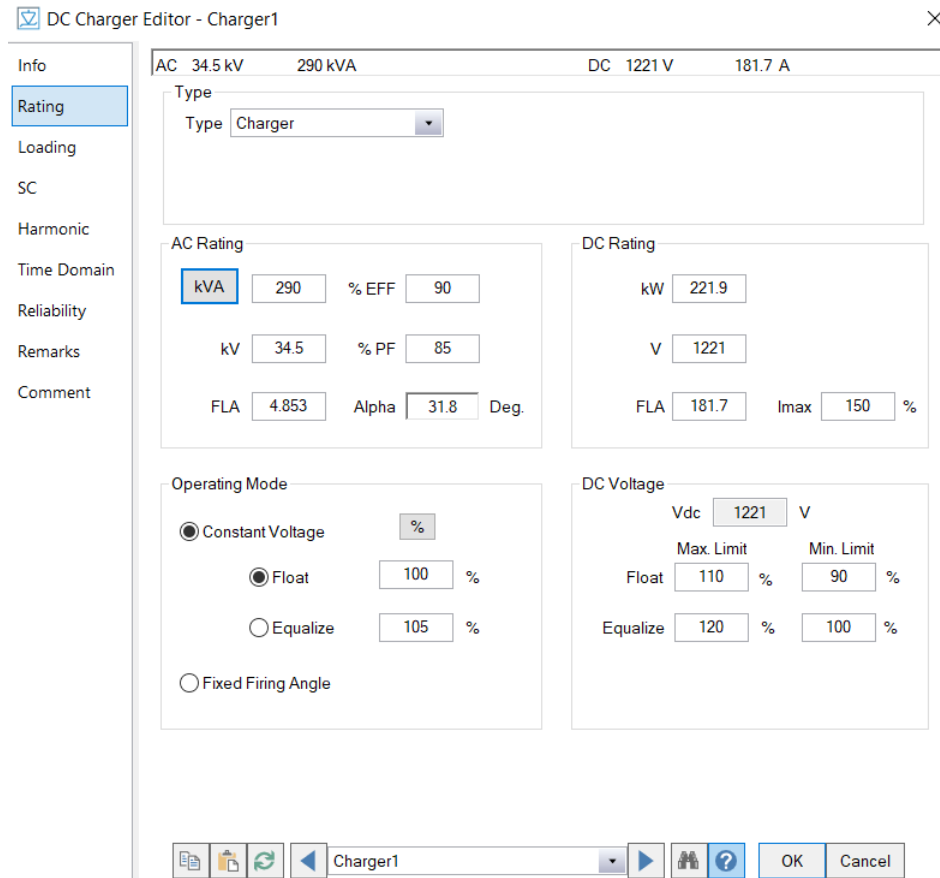


Figura 3.26: Aspectos técnicos para la simulación del cargador del sistema de almacenamiento de energía en ETAP®.

Nota: Elaboración propia con ETAP®

El comportamiento que se examinó en los casos de análisis consiste en inyectar potencia a la red durante las horas pico o de máxima demanda del sistema, con el propósito de ayudar a la red a resistir estos casos críticos de demanda. No obstante, la planta de energía solar fotovoltaica trabaja durante cierta parte de estos periodos, por lo que la absorción de energía de la planta no representa el máximo apoyo al circuito. De igual forma, durante las noches el sistema presenta la menor demanda, por lo que en ese momento añadirle una carga al sistema, que representa el sistema de almacenamiento cargando, no genera mayor repercusión. Además, las tarifas del periodo nocturno son las más bajas, razón por la cual cargar las baterías durante las noches y descargarlas durante los periodos picos, es la opción más atractiva, tanto a nivel económico como técnico.

Al mantener el razonamiento descrito, en la figura 3.27 se puede examinar el proceso de carga y descarga del sistema de almacenamiento propuesto para el análisis del circuito, donde valores negativos indican que el sistema está consumiendo energía, mientras que valores positivos significan que está entregando energía.

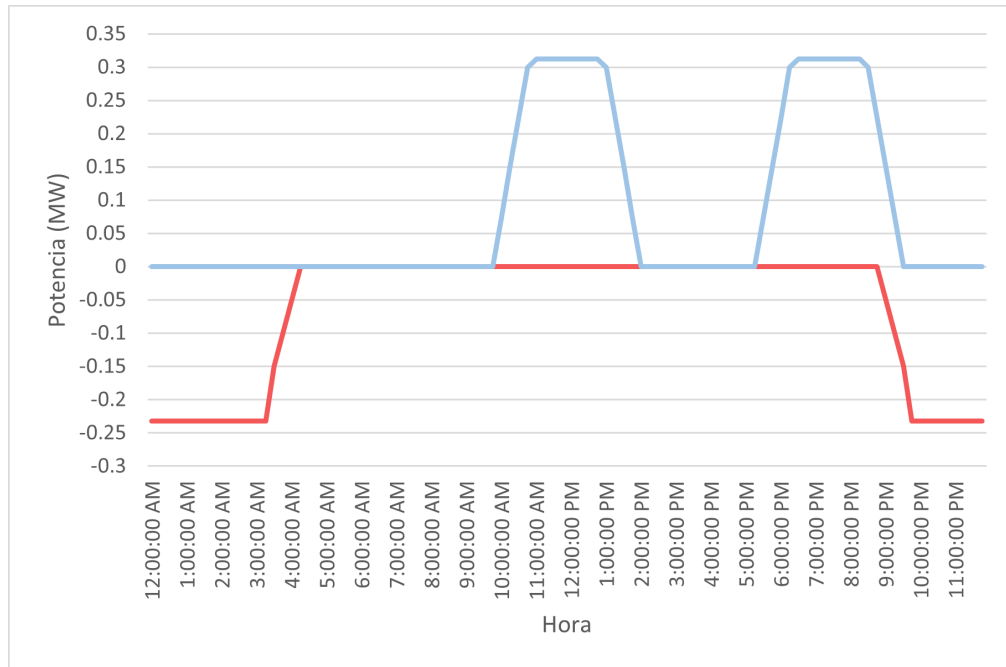


Figura 3.27: Proceso de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía.

Nota: Elaboración propia

Capítulo 4

Desarrollo de escenarios de análisis.

4.1. Descripción de los casos de análisis

Con la finalización de la etapa de construcción del circuito y su comportamiento y con el propósito de abordar el segundo objetivo específico, se procede a desarrollar escenarios de análisis de generación fotovoltaica y almacenamiento electroquímico en la red de distribución, para la determinación de los perfiles de potencia, tensión y demanda, esto mediante los análisis de flujos de potencia. Para esos fines al inició se planteó definir los casos de análisis y proyectarlos en el circuito. El primer estado que se estudió fue el del circuito inicial, es decir, sin el sistema de almacenamiento electroquímico ni la planta fotovoltaica. El comportamiento de este circuito cumple la función de base de comparativa para identificar los cambios que generan la unión, tanto de la granja solar como del sistema de almacenamiento al circuito. En la figura 4.1, se puede apreciar que para esta investigación se deben tener los contactores CB1, CB5, CB6, CB7 abiertos.

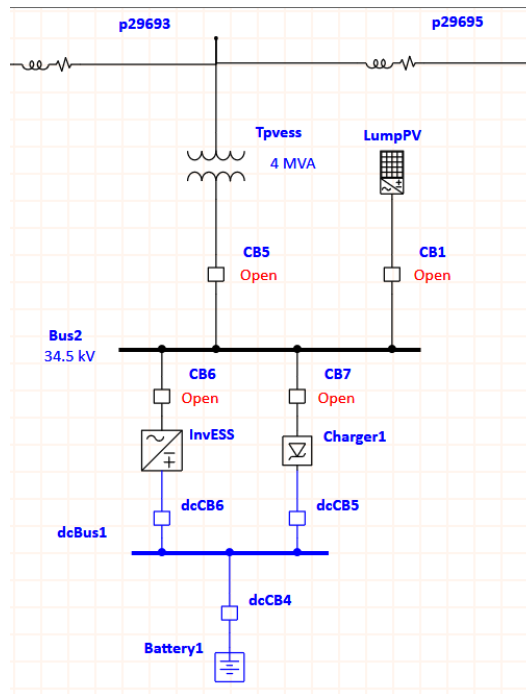


Figura 4.1: Composición del circuito para modelar el caso de análisis del circuito sin la granja solar ni el sistema de almacenamiento.

Nota: Elaboración propia con ETAP[®]

El segundo caso de análisis se centra en observar los efectos de la planta de generación solar fotovoltaica sobre la red. En la figura 4.2, se aprecia que para el estudio, partiendo del caso anterior, se deben cerrar los contactores CB5 y CB1 para agregar la producción solar.

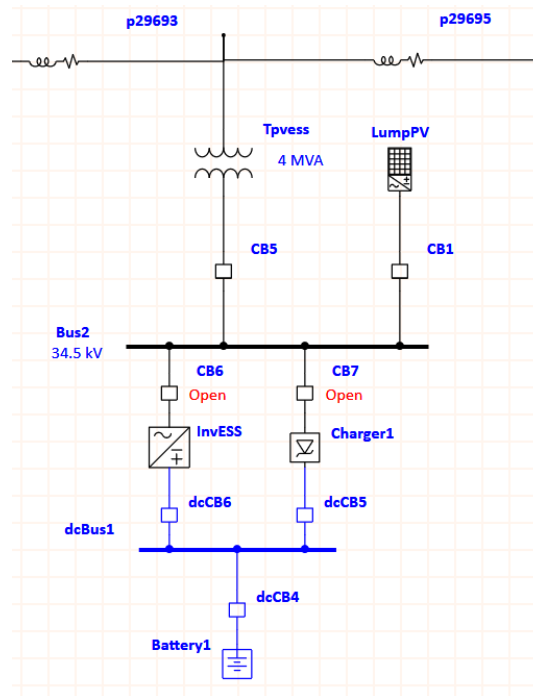


Figura 4.2: Composición del circuito para modelar el caso de análisis del circuito sin la granja solar ni el sistema de almacenamiento.

Nota: Elaboración propia con ETAP[®]

El último caso de análisis incluye el sistema de almacenamiento de energía y para concretarlo se deben cerrar los contactores CB6 y CB7, adjuntando de esta forma el sistema de almacenamiento electroquímico como se ve en la figura 4.3.

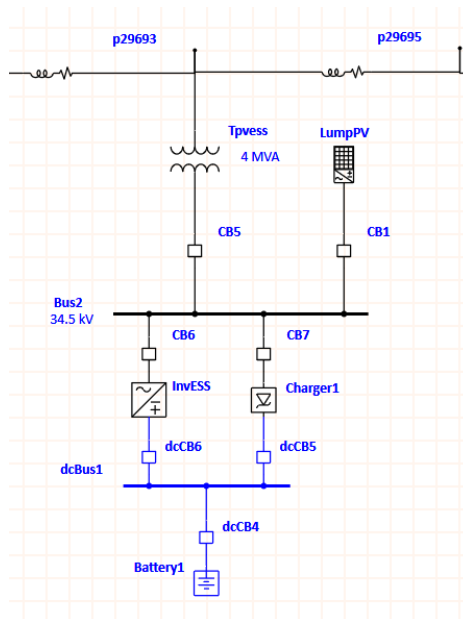


Figura 4.3: Composición del circuito para el estudio de los efectos de la adición del sistema de almacenamiento en la red.

Nota: Elaboración propia con ETAP[®]

Con la definición de los casos de estudio cumplida, se realiza la simulación del circuito con el módulo de flujo de carga en el dominio del tiempo. Los reportes de interés para el presente proyecto fueron los comportamientos en los perfiles de tensión en cada poste de la red, los comportamientos de la potencia activa del sistema para reflejar la demanda y la generación y, por último, el comportamiento del transformador “Tpves” visto en la figura 4.3 con respecto a la red.

4.2. Primer caso de análisis

Los resultados para el primer caso de análisis se muestran a continuación en las figuras 4.4 y 4.5. Sin embargo, para este en particular, no se tomó en cuenta el comportamiento del transformador “Tpves”, debido a que se encuentra desconectado.

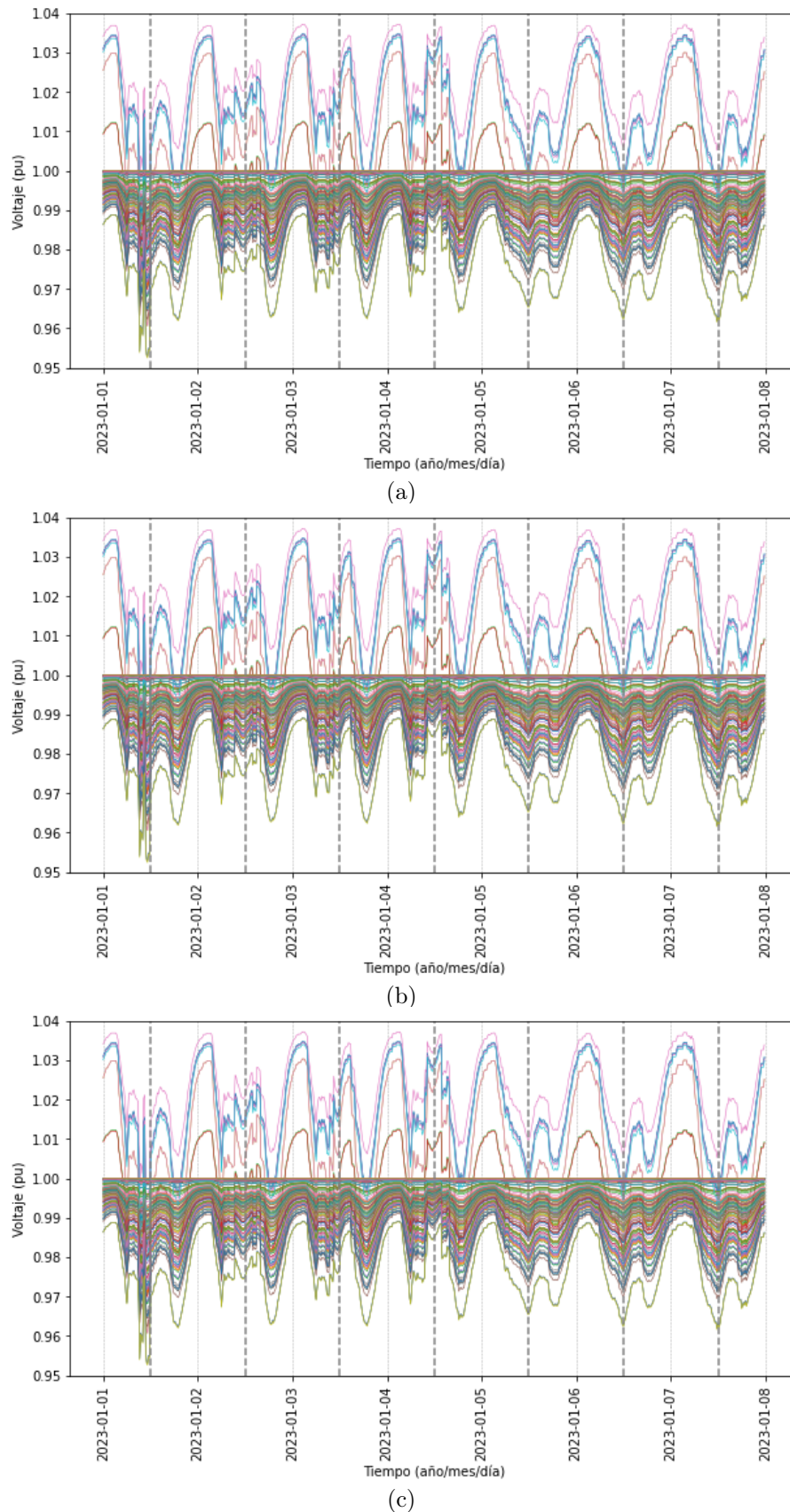


Figura 4.4: Perfiles de tensión en la fase A (a), fase B (b) y fase C (c) de la red de Cocorí, funcionando sin la granja solar ni el sistema de almacenamiento.

Nota: Elaboración propia

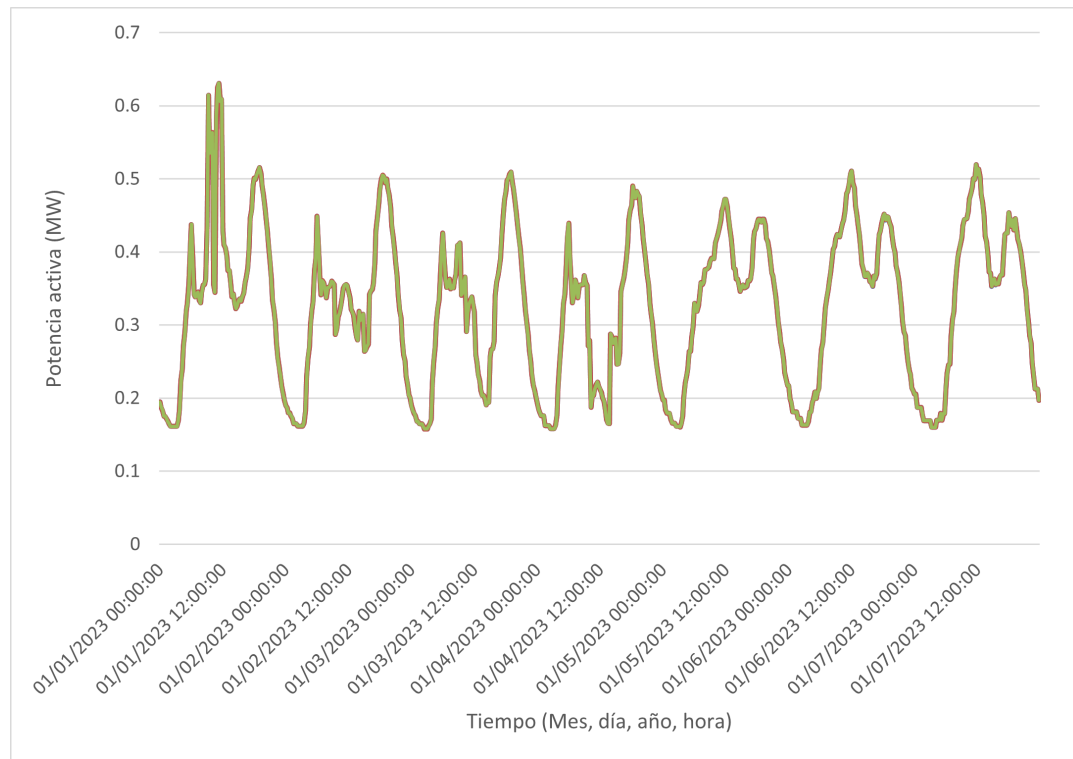


Figura 4.5: Comportamiento de la demanda en la red de Cocorí sin la generación solar ni el almacenamiento electroquímico.

Nota: Elaboración propia

De la figura 4.4 cabe destacar que los perfiles de tensión se encuentran entre 0.95 y 1.05 pu, por lo que se estiman valores normales de operación. Esto sucede conforme lo esperado, en vista que los valores son aceptados para la operación de la red y de Cocorí se encuentra en funcionamiento actualmente. Los perfiles de tensión más elevados se deben al proceso regulador de tensión por medio de los taps de los transformadores.

Acerca de la figura 4.5, se debe comentar que las tres fases se encuentran graficadas en el estudio, pero para efectos de este análisis, ETAP[®] asume un circuito trifásico, balanceado gracias a las configuraciones utilizadas para la simulación, por lo que la potencia en las tres fases es muy similar. Como resultado, cada línea de comportamiento se graficó sobre las demás, mostrando así una única línea de comportamiento. Para obtener el verdadero valor de potencia demandada por el sistema, se utiliza la fórmula (4.1). Esto aplica para los gráficos de demanda del sistema total y en los tres casos de análisis.

$$P_{3\Phi} = 3(P_{\Phi}) \quad (4.1)$$

Eso mismo sucede con los comportamientos de la subestación Tejar en la figura 4.6 y se aplica para los perfiles también de esa subestación y de demanda para cada caso de estudio.

El último aspecto que requiere analizar, es el comportamiento de la subestación, en vista que es un elemento importante en el circuito. La subestación, como se aprecia en la figura 3.13, tiene un modo de operación “swing”, cuyo funcionamiento es el que utiliza la subestación real, de acuerdo con el equipo de ETAP[®]. Además, se basa en mantener los perfiles de tensión lo más cercano posible a 1 pu, por lo que mantiene un comportamiento que responde a la cantidad de demanda y generación que se desarrolla en el circuito. Al estudiar el caso normal, donde no se cuenta con generación dentro de la red, su comportamiento

responde directamente a los perfiles de demanda, observados en la figura 4.5.

El comportamiento de la subestación se puede apreciar en la figura 4.6 a continuación.

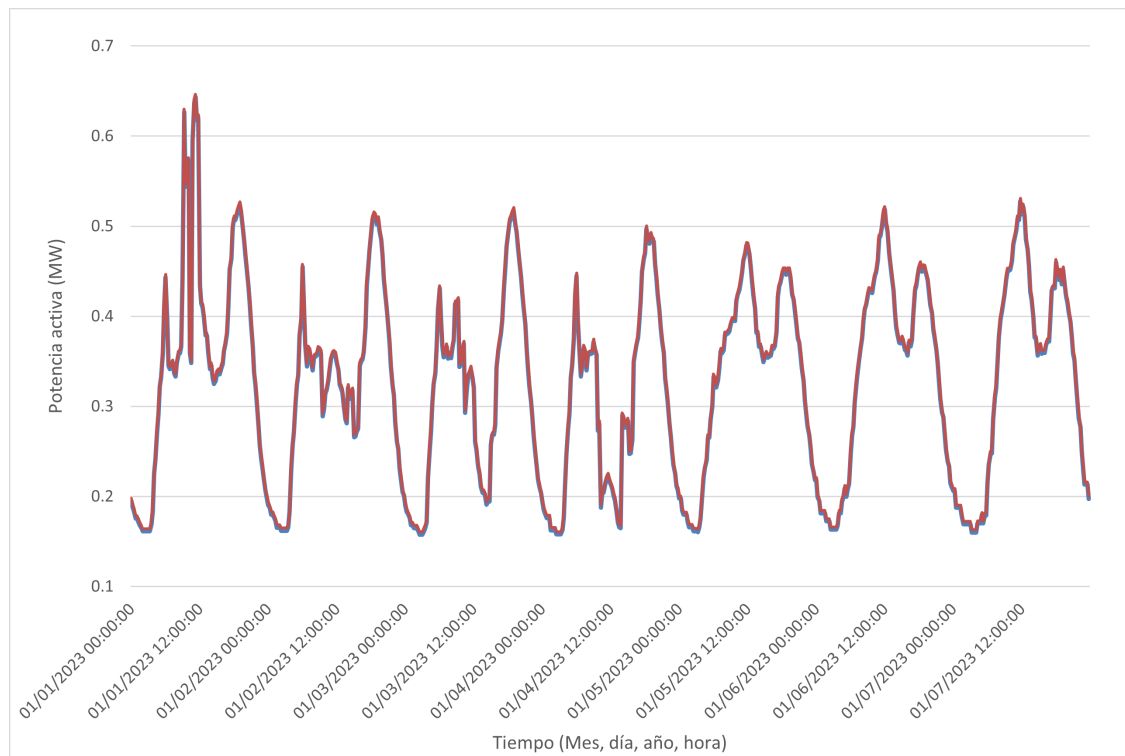


Figura 4.6: Comportamiento de la subestación Tejar para el primer caso de análisis.

Nota: Elaboración propia

4.3. Segundo caso de análisis

Añadiendo la nueva planta de energía solar fotovoltaica a la simulación, se procedió a obtener los resultados del segundo caso de análisis. Estos mismos se reflejan en las figuras 4.7, 4.8 y 4.9.

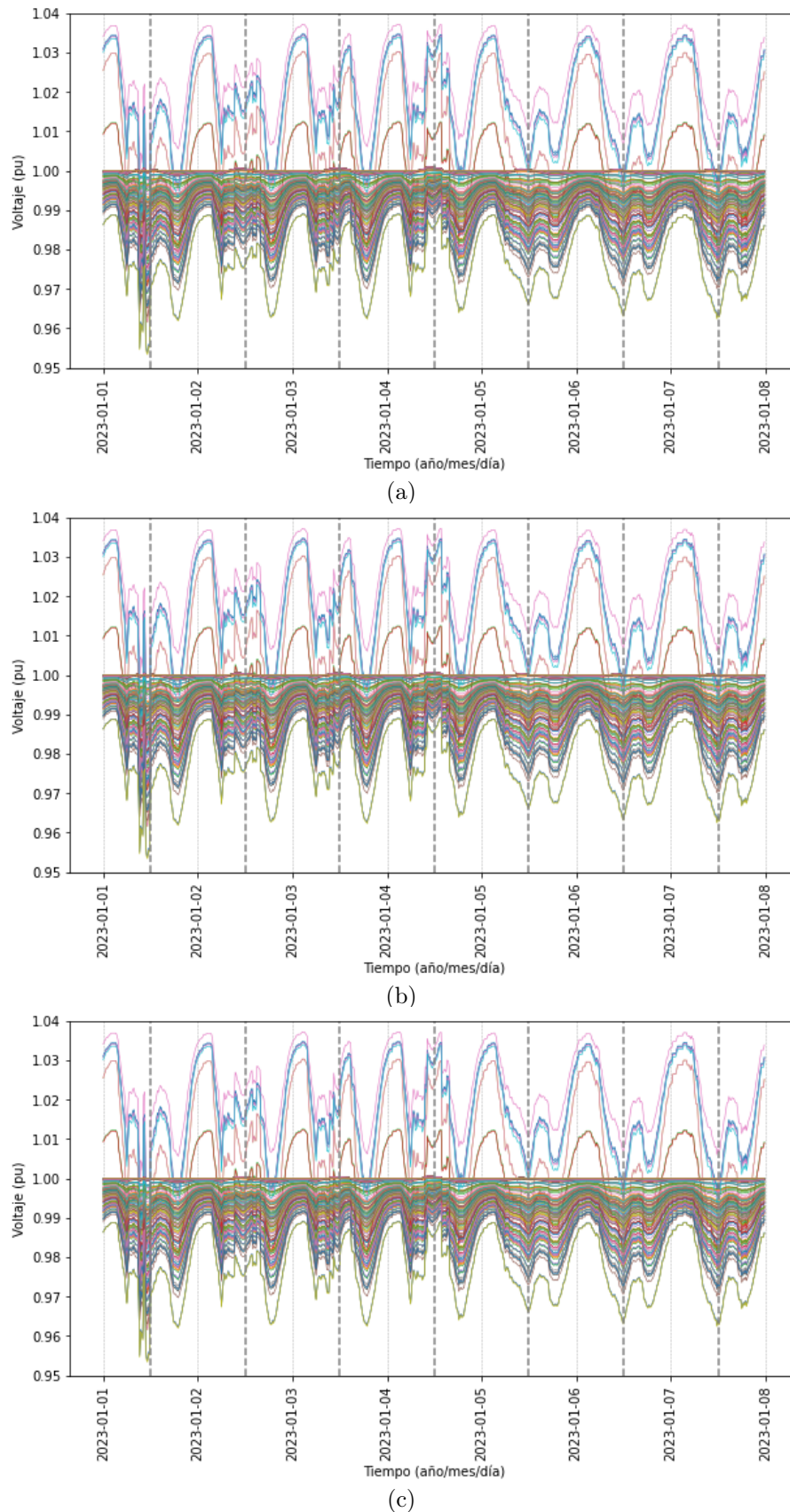


Figura 4.7: Perfiles de tensión en la fase A (a), fase B (b) y fase C (c) de la red de Cocorí funcionando con la granja solar sin el sistema de almacenamiento.

Nota: Elaboración propia

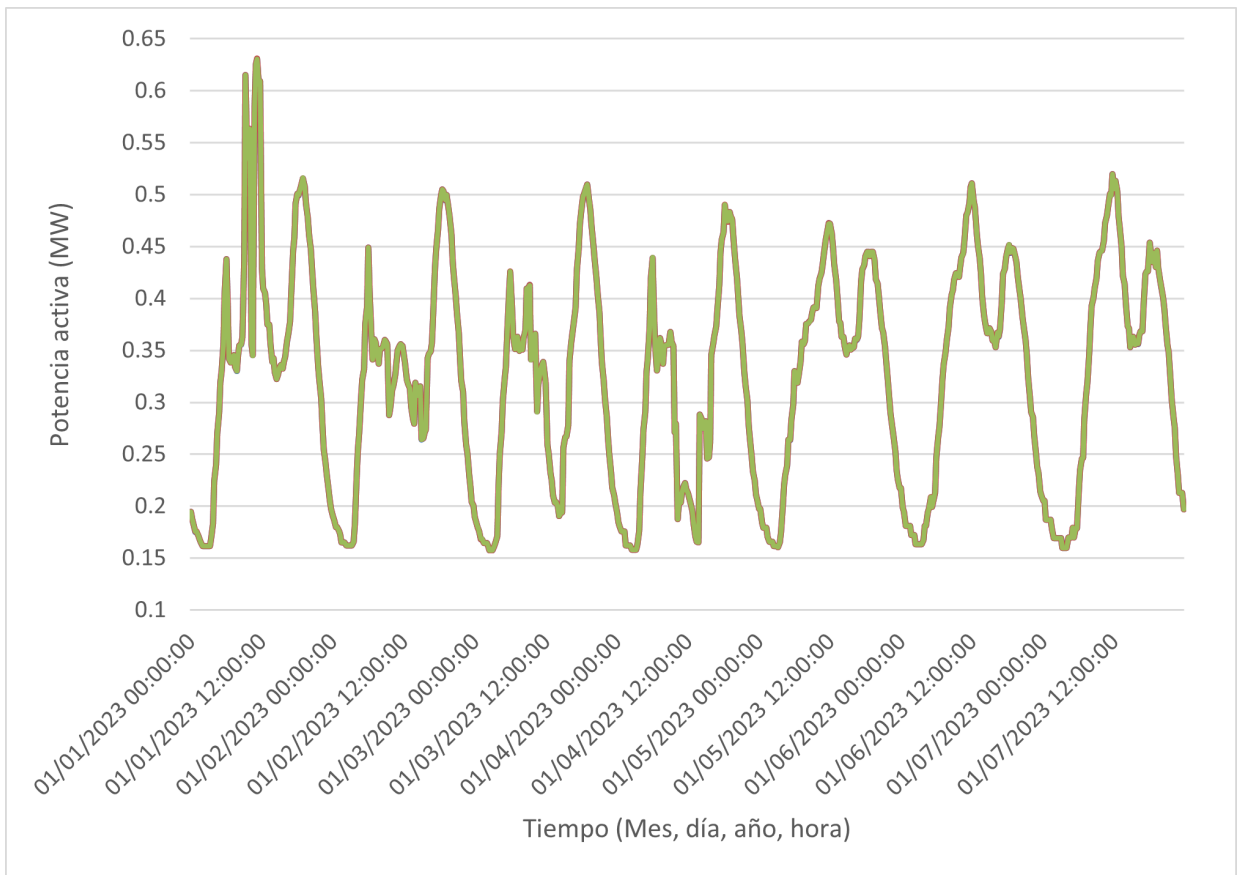


Figura 4.8: Perfiles de demanda total de la red de Cocorí cuando se adjunta la planta fotovoltaica.
 Nota: Elaboración propia

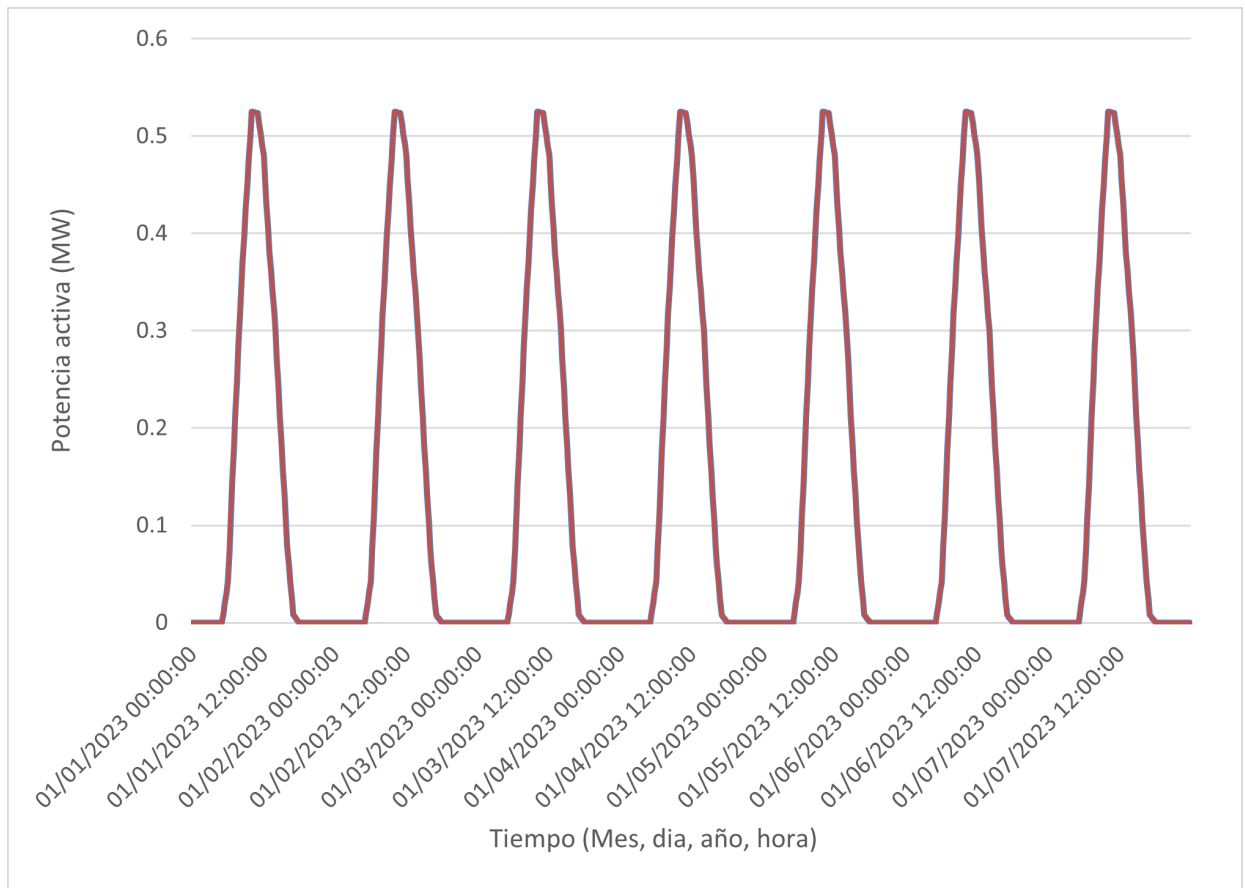


Figura 4.9: Potencia entregada desde la subestación de la planta de energía solar sin el almacenamiento de energía.

Nota: Elaboración propia.

En este caso, en la figura 4.7 se percibieron elevaciones en los perfiles de tensión con respecto a la operación de la red, sin la planta de generación solar. Las mayores elevaciones se detectaron en horas cercanas a las 12:00 mediodía, hora que se encuentra señalizada en las gráficas referentes a los perfiles de tensión, por medio de líneas discontinuas verticales. Esta hora coincide con la generación de la nueva granja solar que se añadió en este caso de análisis.

El incremento en los niveles de la tensión resultan difíciles de percibir a simple vista, comparándose los perfiles de tensión obtenidos en el primer caso de análisis y en el segundo. Para ilustrar mejor el incremento de la tensión y su magnitud, en la tabla 4.1 se puede observar el comportamiento del bus que presentó la mayor elevación con respecto al primer caso de análisis.

Tabla 4.1: Porcentaje de incremento en los perfiles de tensión del Bus donde se presenta el mayor cambio en el segundo caso de análisis.

Día de análisis	Busp05239 - Tensión (pu)		Porcentaje de incremento respecto al primer caso de análisis
	Primer caso	Segundo caso	
Lunes	0.969	1.000	3.225 %
Martes	0.975	1.000	2.576 %
Miercoles	0.977	1.001	2.367 %
Jueves	0.985	1.001	1.585 %
Viernes	0.966	1.000	3.571 %
Sabado	0.963	1.000	3.890 %
Domingo	0.963	1.000	3.846 %

Para una mayor comprensión de las razones detrás del incremento de la tensión, específicamente se debe considerar que el Bus “Busp05239”, representa el secundario conectado a una carga agrupada que se encuentra cercana a la planta fotovoltaica, como se puede apreciar en la figura 4.10. Esta es una posible razón detrás de su mayor incremento, respecto a los otros buses del circuito, ya que recibe la energía generada de forma muy directa, sin pasar por largos trayectos de conductor donde las pérdidas reducen los niveles de tensión.

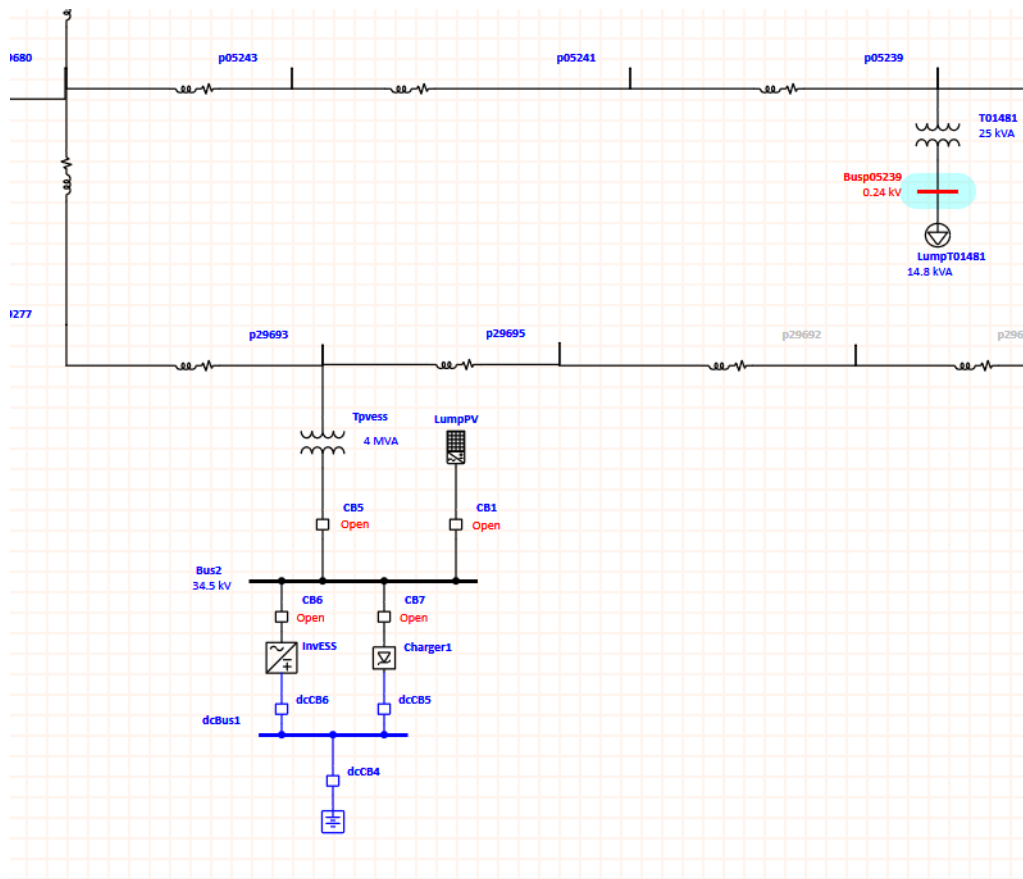


Figura 4.10: Localización de Busp05239 respecto a la planta de energía solar en el circuito de Cocorí simulado en ETAP®.

Nota: Elaboración propia

Las elevaciones en los perfiles de tensión durante la generación solar fue un comportamiento esperado. La energía que se genera en la planta es inyectada a la red, si la excedente toma valores significativos en relación con la demanda de energía en el sistema, puede resultar en un aumento de los perfiles de tensión. Estas elevaciones en los perfiles de tensión se detectan especialmente en horas de baja demanda del sistema, donde la potencia generada, dependiendo del tamaño del circuito, no es completamente absorbida por la demanda (Ghosh, Ledwich, y Zare, 2019).

Al detectarse estos incrementos en los perfiles de tensión, en momentos donde crece la demanda, el sistema fotovoltaico ayudó a mantenerlos estables. Un impacto positivo en estos perfiles de la red era lo esperado, según lo visto en varios estudios previos (Singh et al., 2019). En la tabla 4.1 se muestra como los valores de tensión se encuentran mucho más cercanos a 1 pu, en el segundo caso de análisis que en el primero para el Busp05239.

Es necesario indicar que al igual que en las figuras destinadas al comportamiento de la demanda total del sistema, el comportamiento de la potencia entregada por el transformador “Tpvess” es trifásica balanceada, así en las figuras 4.8 y 4.9 se presenta el comportamiento de las tres fases, solo que al ser tan similares se graficó un comportamiento sobre el otro. Para determinar la potencia total inyectada a la red se debe observar el valor de la gráfica y proceder a calcular con la fórmula (4.1).

El comportamiento de la subestación Tejar es fundamental para este caso de análisis y para el tercer, debido a que en ellos el circuito cuenta con generación de energía. El comportamiento de la subestación Tejar se puede observar en la figura 4.11.



Figura 4.11: Comportamiento de la subestación Tejar durante el segundo caso de análisis.

Nota: Elaboración propia

El comportamiento de la subestación Tejar, presente en la figura 4.11, señala que por lapsos de tiempo, que coinciden con el mayor nivel de producción de energía solar, la subestación presentaba flujo inverso. Existe la posibilidad de que esto suceda sin problemas, aunque puede presentar problemas si la subestación no está diseñada para esta clase de operación. De esa forma, el equipo de JASEC debe prestar atención a este aspecto, porque puede significar que esta planta se debe integrar a un circuito con mayores perfiles de consumo. También puede indicar que las plantas de generación solar que se integren a la red de Cocorí deben tener menores dimensiones.

4.4. Tercer caso de análisis

Finalmente, los resultados de la operación del sistema funcionando con la planta de energía solar y el sistema de almacenamiento se pueden observar en las figuras 4.12, 4.13 y 4.14.

Para este tercer caso, al igual que para el segundo, se debe prestar especial atención al comportamiento presente en los perfiles de potencia que muestra la subestación Tejar, dado que se adjuntó el sistema de almacenamiento electroquímico, lo cual deriva tanto en el aumento de la demanda en aquellos instantes en los cuales el sistema se encuentra cargando, como en el aumento en la inyección de potencia, durante ciertos lapsos en los que las baterías se están descargando.

Una cualidad distintiva que se manifestó en este caso de análisis, consistió en que cargar el sistema de almacenamiento de energía representa una demanda extra en el circuito, lo que diferencia los perfiles de demanda de este caso, respecto a los otros.

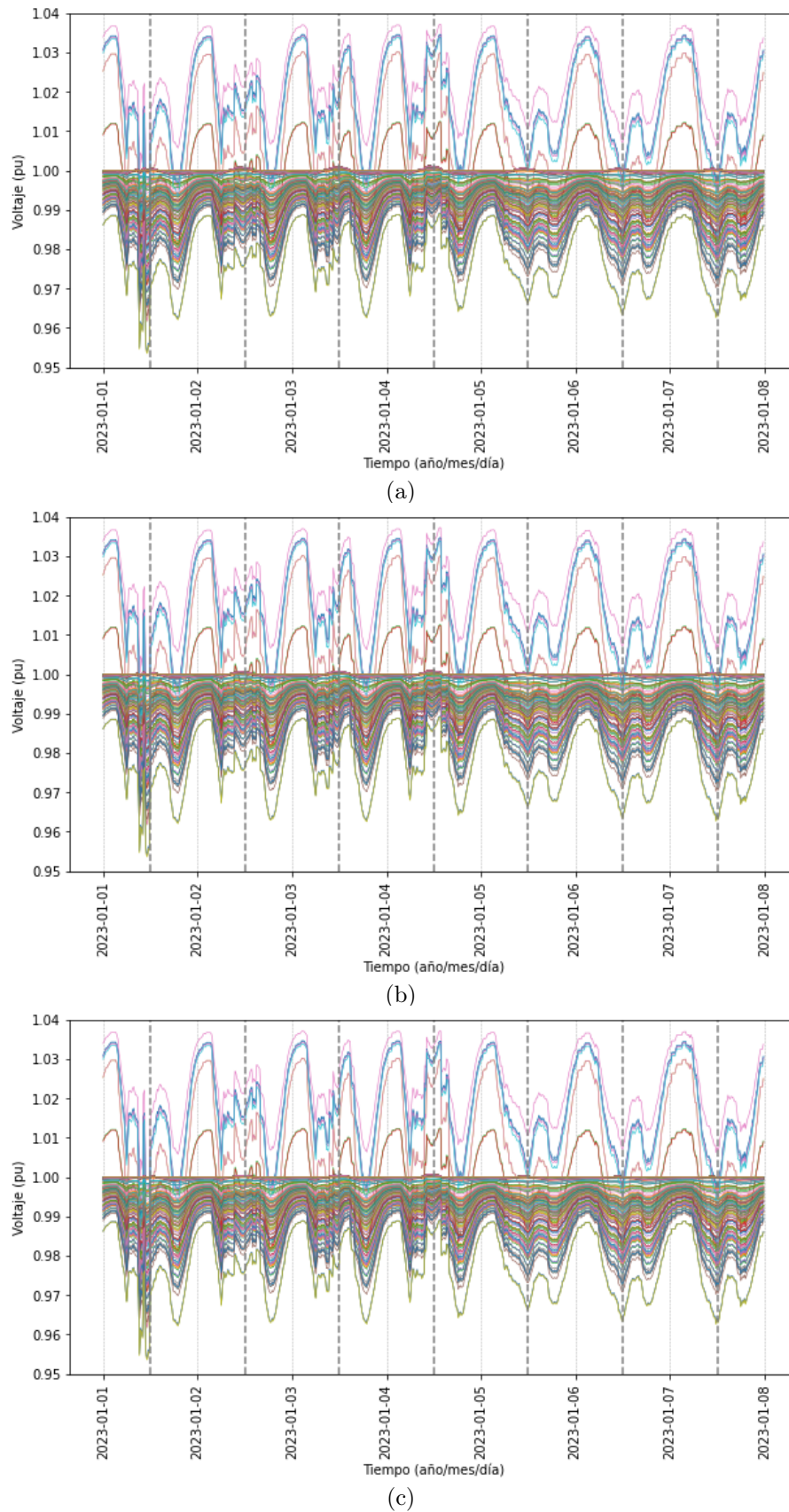


Figura 4.12: Perfiles de tensión en la fase A (a), fase B (b) y fase C (c) de la red de Cocorí funcionando con la granja solar y el sistema de almacenamiento.

Nota: Elaboración propia

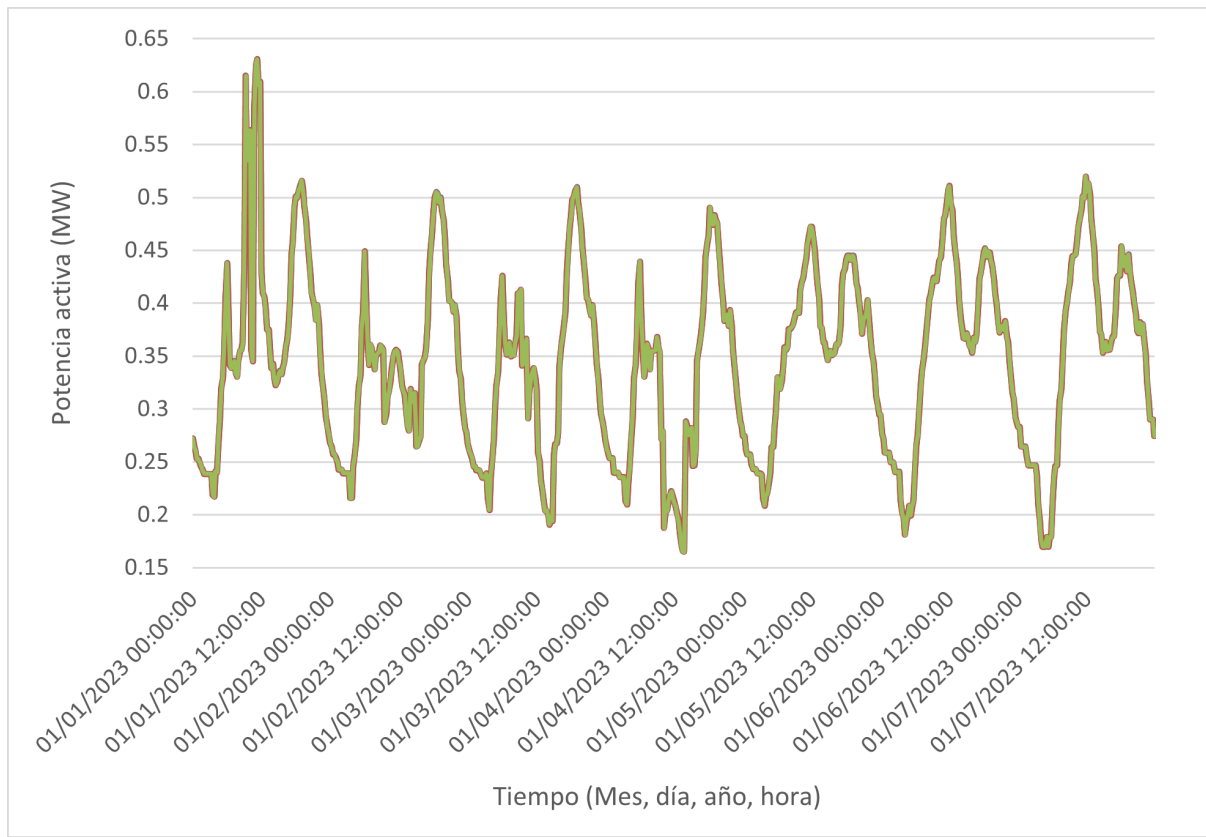


Figura 4.13: Perfiles de demanda de la red de Cocorí con la generación de energía solar y el almacenamiento de energía.

En este análisis final, como se menciona con anterioridad, se debe prestar especial atención a la diferencia en el comportamiento de la demanda del circuito en la figura 4.13 con respecto a los comportamientos de demanda de los otros casos de estudio. Esto se debe a que en particular el sistema de almacenamiento consume potencia durante el periodo nocturno, por lo que representa una carga extra al sistema por un lapso de tiempo.

En la figura 4.14, se puede observar que el comportamiento de la potencia entregada a la red desde la subestación de la granja solar, con el sistema de almacenamiento electroquímico es distinto al de la figura 4.9, que posee únicamente el comportamiento de la planta de energía solar fotovoltaica.

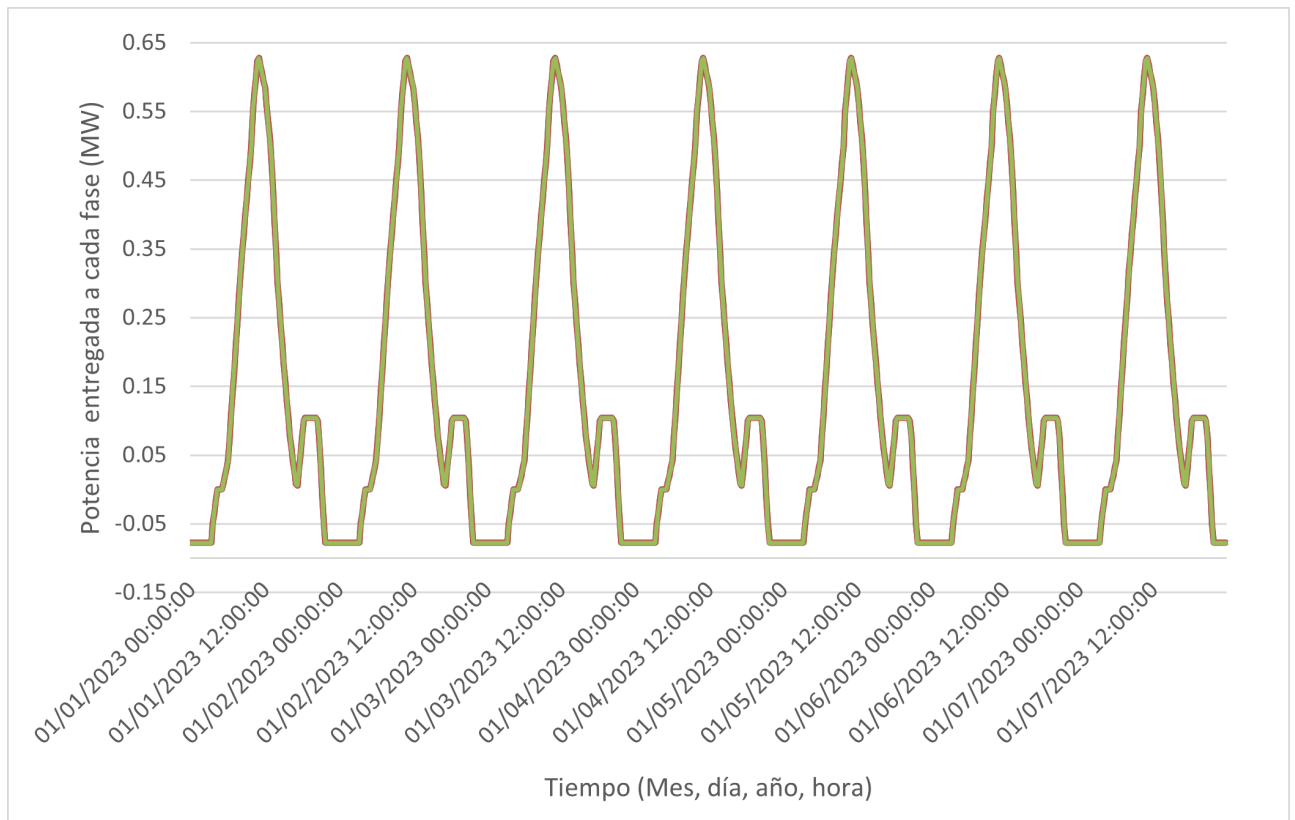


Figura 4.14: Potencia activa entregada desde la subestación de la planta solar con el sistema de almacenamiento adjunto.

Nota: Elaboración propia

Al analizar el comportamiento de los perfiles de tensión en la figura 4.12, se evidencia que el comportamiento del sistema varía ligeramente, con respecto al de la red, adjuntando únicamente la granja solar. Las diferencias radican en un incremento en los perfiles de tensión durante los periodos punta del circuito y una reducción en los valores de los perfiles de tensión en el periodo nocturno del sistema. Esto guarda una relación directa con los periodos de carga y descarga del sistema de almacenamiento, ya que se carga durante el periodo nocturno, por lo que hay más demanda en el sistema y menos potencia disponible, lo que disminuye los perfiles de tensión durante este lapso. Caso contrario sucede durante los periodos punta de demanda, cuando el sistema de almacenamiento está inyectando potencia a la red para ayudar a amortiguar el efecto de la elevada demanda, por lo que incrementa los perfiles de tensión presentes en el circuito.

Estos cambios fueron considerablemente pequeños y resultan difíciles de percibir. Para facilitar su visibilidad, al igual que con el segundo caso de análisis, en la tabla 4.2 se puede apreciar el bus que presenta más cambios con relación con el comportamiento normal del circuito simulado en el primer caso. La hora que se analizó son las 12:00 mediodía, debido a que a esta hora se encuentra, tanto el pico de producción de la planta de energía solar, como el pico máximo de inyección de potencia de parte del sistema de almacenamiento de energía. En el tercer caso el Bus que presentó las elevaciones máximas respecto a la operación normal de la red es el "Busp05239", al igual que en el segundo caso, por lo que se puede apreciar en la figura 4.10.

Tabla 4.2: Porcentaje de incremento en los perfiles de tensión del Bus donde se presenta el mayor cambio en el tercer caso de análisis.

Día de análisis	Busp05239 - Tensión (pu)		Porcentaje de incremento respecto al primer caso de análisis
	Primer caso	Tercer caso	
Lunes	0.969	1.001	3.250 %
Martes	0.975	1.001	2.601 %
Miercoles	0.977	1.001	2.392 %
Jueves	0.985	1.001	1.610 %
Viernes	0.966	1.000	3.596 %
Sabado	0.963	1.000	3.915 %
Domingo	0.963	1.000	3.872 %

Además, en cuanto a los perfiles de tensión obtenidos en este caso de análisis, en comparación con los perfiles de tensión alcanzados en el segundo de los casos, se debe comentar que el sistema de almacenamiento de energía puede ayudar a mitigar las fluctuaciones en los perfiles de tensión que proceden de la generación fotovoltaica por la variación en la radiación que recibe la planta por diversas razones, como nubosidad u algún factor inesperado (Gómez-Ramírez et al., 2022).

Para el caso el análisis relacionado con la subestación Tejar, es similar al del segundo caso examinado. Su comportamiento se puede observar en la figura 4.15 a continuación.

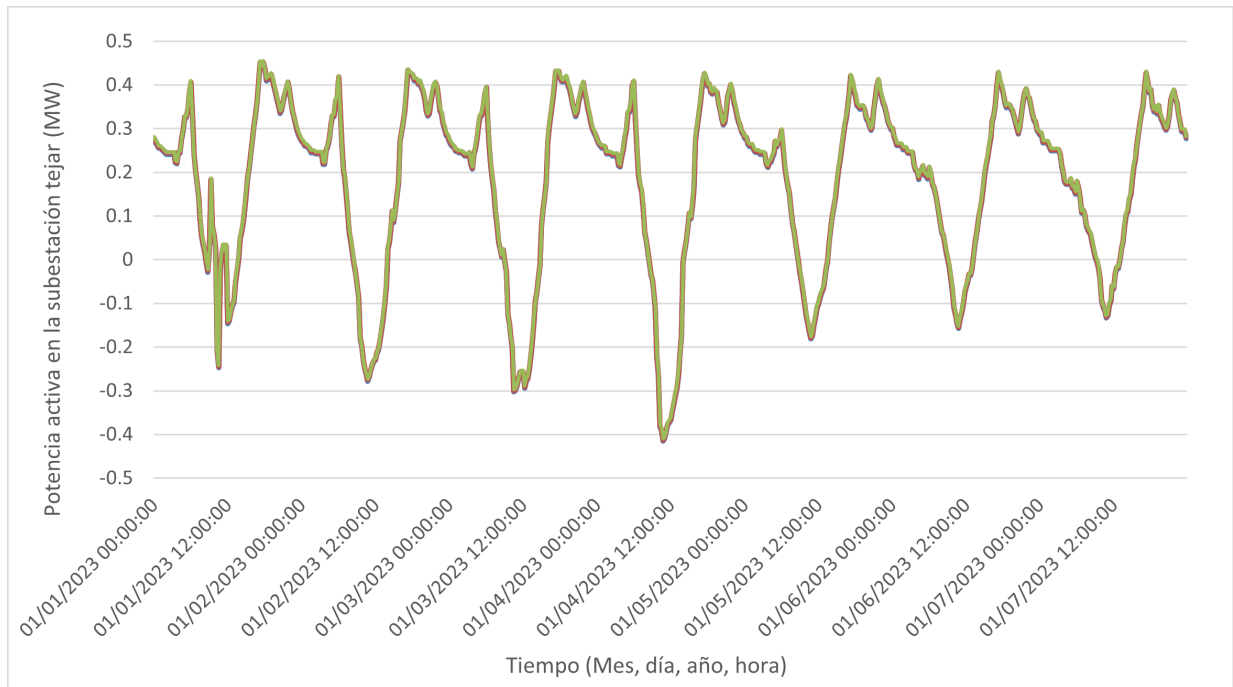


Figura 4.15: Comportamiento de la potencia activa en la subestación Tejar durante el tercer caso de análisis.

Nota: Elaboración propia

En la figura 4.15 se observa el comportamiento de la subestación Tejar para la simulación del tercer caso de análisis. Los cambios presentes respecto al segundo caso, se deben a la integración del sistema de almacenamiento de energía. En relación con este comportamiento es posible citar que se presenta

flujo inverso en la subestación Tejar. Sin embargo, esta se debe a la operación de la planta de energía fotovoltaica, porque la potencia máxima inyectada por el sistema de almacenamiento de energía para ayudar durante los picos de demanda tiene valores que pueden ser absorbidos por el consumo del circuito de Cocorí sin problemas. Los valores de la potencia que entrega el sistema de almacenamiento se pueden consultar en la figura 3.28.

Capítulo 5

Análisis financiero

En este capítulo se introduce un análisis financiero con la finalidad de brindar información útil para la toma de decisiones gerenciales, con respecto a la implementación del proyecto. Para ello se tomaron en cuenta factores como la inversión inicial, costos de operación y mantenimiento, pólizas, ganancias y costos relacionados al segundo y tercer caso de análisis, descritos en el capítulo 4 con el propósito de determinar su rentabilidad. Para este apartado es necesario establecer de previo que con el tipo de cambio actual, cada colón equivale a \$0.0018.

5.1. Inversión inicial para el sistema de almacenamiento electroquímico

Determinar la inversión inicial para un sistema electroquímico es un proceso complejo, debido a la naturaleza delicada y especializada de estos sistemas. Pero con estos fines se utilizaron indicadores económicos derivados de estudios recientes. El proyecto se llevó a cabo proyectando la inversión al 2025, ya que los estudios contienen valores económicos para ese año y para el 2018. No obstante, en el 2025 se brinda una perspectiva más realista, contemplando que actualmente es el 2023 y el proyecto debe pasar por procesos de valoración por parte de JASEC previos a su ejecución. Dichos indicadores económicos se observan en la tabla 5.1 y en ellos se consideran todos los aspectos necesarios para calcular la inversión inicial del proyecto (Mongird et al., 2020; Rahman, Oni, Gemechu, y Kumar, 2020).

Tabla 5.1: Indicadores económicos utilizados para determinar los costos asociados al sistema de almacenamiento de energía.

Tipo de batería	Indicadores económicos a utilizar		Fuente
Ion-Litio	Construcción y puesta en marcha (\$/kWh)	96	(Mongird et al., 2020)
	Costo de capital- Capacidad de energía (\$/kWh)	189	
	Sistema de conversión de energía (\$/kW)	211	
	Balance de planta (\$/kW)	95	
Ion-Litio	Costo de operación y mantenimiento (\$/kW-año)	8	(Rahman et al., 2020)
	Costo nivelado de energía (\$/kWh)	0.66	

Como se muestra en la tabla 5.1, estos indicadores dependen de la capacidad de almacenamiento de energía en kWh y de la capacidad para entregar potencia en kW. Esta información es necesaria para establecer los costos de inversión y se puede obtener en la tabla 5.2.

Tabla 5.2: Datos del sistema de almacenamiento necesarios para el análisis económico.

Datos del sistema de almacenamiento necesarios para el análisis económico	
Pico de potencia inyectado (kW)	313
Energía almacenada e inyectada por año (kWh-año)	730000
Energía almacenada e inyectada diariamente (kWh/día)	2000

Con los datos obtenidos en la tabla 5.1 y la tabla 5.2 es posible determinar los costos totales por cada indicador económico presente en la tabla 5.1. Esta información se puede consultar en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Costos totales para el sistema de almacenamiento electroquímico.

Tipo de batería	Componente o parte del proceso del sistema de almacenamiento	Costo Total
Ion-Litio	Construcción y puesta en marcha.	\$192,000.00
	Costo de capital- Capacidad de energía.	\$378,000.00
	Sistema de conversión de energía.	\$66,043.00
	Balance de planta.	\$29,735.00
	Costo anual de operación y mantenimiento.	\$2,504.00
	Costo nivelado de energía.	\$1,320.00

En la tabla 5.4 se presenta la inversión inicial del proyecto, contemplando un 13% de impuestos que, basándose en la información extendida por el equipo de JASEC, en el pasado han sido exonerados pero actualmente no, por lo que se debe tomar en cuenta.

Tabla 5.4: Inversión inicial para el sistema de almacenamiento proyectado al 2025 y sus costos asociados.

Costos totales de inversión inicial para el sistema de almacenamiento de energía de 2MWh.	
Costo de capital- Capacidad de energía.	\$378,000.00
Sistema de conversión de energía.	\$66,043.00
Balance de planta.	\$29,735.00
Construcción y puesta en marcha.	\$192,000.00
13% impuestos	\$86,551.14
Costo total	\$752,329.14

Es importante acotar que no se contemplaron los costos relacionados al terreno, debido a que es propiedad de JASEC. Lo mismo aplica para el sistema de almacenamiento de energía.

5.2. Inversión inicial para la planta solar fotovoltaica.

Para comprobar los costos de la planta de energía solar fotovoltaica se requiere efectuar un estudio completo que abarque cada uno de sus elementos y la cantidad de ellos que son necesarios. Esto se traduce en realizar un estudio de técnico para toda la planta; sin embargo, el presente proyecto se enfoca en el análisis de los efectos resultantes de la integración de esta planta a la red de Cocorí, por lo que el estudio financiero se enfoca en una aproximación lo más exacta posible. En el capítulo 3 se trata sobre el proceso para determinar la producción total de la planta, en el que se utilizaron los datos del terreno para el proyecto y el software PVsyst. Con estos elementos y las fichas técnicas de los módulos necesarios, que se encuentran en los anexos del presente estudio, se determinó la cantidad de módulos, su disposición y la potencia, tensión e intensidad eléctrica que entrega cada cadena, así como la planta completa. A partir de esto, para la inversión inicial del proyecto, se tomaron en cuenta sus elementos principales entre estos

el inversor central de la planta, el transformador, las estructuras para montar los módulos fotovoltaicos y los combinadores para que las cadenas entren al inversor. Dichos elementos, su cantidad y sus costos asociados se observan en la tabla 5.5.

Tabla 5.5: Costos asociados a los principales elementos de la planta de energía solar fotovoltaica.

Componente	Marca	Modelo	Precio	Cantidad	Precio total (\$)
Módulo Fotovoltaico	Longi solar	LR5-66HPH -515M G2	231.11 (\$/unidad)	3321	767516.31
Inversor	Jema	Sinacon PV Gama IFX6 2.1MW	89693,49 (\$/unidad)	1	89693.49
Estructura	Xiamen young	GM-06	1501.51 (\$/100 paneles)	34	51037.74
Transformador	Ormazabal	Transforma.smart Ormazabal de 2.500 kVA	42775.92 (\$/unidad)	1	42775.92
Combinadores	Ingecon	Caja de conexión de 16 entradas	1379.05 (\$/unidad)	8	11032.4

En el anexo A, apartado referente a la información técnica de la planta fotovoltaica, se puede consultar desde la figura A.1 hasta la figura A.8 la información técnica relacionada a los elementos presentes en la tabla 5.5.

Por otra parte, para contemplar costos asociados a su instalación, operación, mantenimiento y el porcentaje de degradación propio de las plantas fotovoltaicas, se emplearon indicadores económicos de estudios recientes, cuya fuente se pueden consultar en la tabla 5.6.

Tabla 5.6: Costos asociados a los proyectos de generación solar fotovoltaica útiles para el proyecto.

Indicadores económicos		Fuente
Costo de instalación (\$/unidad)	108	(Lai y McCulloch, 2017)
Operación y mantenimiento (\$/unidad/año)	6	
Porcentaje de degradación (%/año)	0.5	

Con estos costos se determinó un aproximado exacto del valor de una planta de esta magnitud. A su vez, contemplando el 13 % de impuestos por no estar actualmente exonerados ,se tiene la tabla 5.7.

Tabla 5.7: Costos totales de inversión inicial para la planta de energía solar fotovoltaica en la actualidad.

Costos totales de inversión inicial para la planta de energía solar fotovoltaica actualmente	
Módulos fotovoltaicos	\$767,516.31
Inversores	\$89,693.49
Estructuras	\$51,037.74
Combinadores	\$11,032.40
Transformador	\$42,775.92
Costo de instalación	\$358,668.00
13 % impuestos	\$171,694.10
Total de inversión (\$)	\$1,492,417.96

El cálculo de la inversión inicial del proyecto debe coincidir con el sistema de almacenamiento electro-

químico, con lo que se requiere llevar los costos a valor futuro, específicamente, al año 2025, proceso para el cual se debe estimar la inflación interanual que según el Banco Central de Costa Rica se encuentra en 4.42%. Para llevar esta inversión a valor futuro se utilizó la ecuación 5.1.

$$V_F = (V_A)(1 + i)^n \quad (5.1)$$

El costo total de la inversión inicial proyectada al 2025, se puede observar en la tabla 5.8.

Tabla 5.8: Costos totales de inversión inicial para la planta de energía solar fotovoltaica proyectados al 2025.

Costos totales de inversión inicial para la planta de energía solar fotovoltaica para el 2025 (\$)	
Módulos fotovoltaicos	\$836,864.20
Inversores	\$106,633.99
Estructuras	\$55,649.19
Combinadores	\$13,116.10
Transformador	\$50,855.05
Costo de instalación	\$391,074.96
13% impuestos	\$189,045.15
Total de inversión (\$)	\$1,643,238.65

5.3. Modelos tarifarios utilizados para comprar y vender energía y potencia en JASEC.

Para el establecimiento de los beneficios económicos producto de la implementación del proyecto y de esta forma conocer el nivel de rentabilidad, fue necesario analizar los modelos tarifarios utilizados por JASEC para la compra y venta de energía. En la tabla 5.9 se presenta el precio al que JASEC le compra energía y potencia al ICE, utilizando la tarifa T-SD.

Tabla 5.9: Tarifa T-SD del ICE para ventas a empresa de distribución.

Precios a los que el ICE le vende energía y potencia a JASEC		
Periodo	Energía (\$/kWh)	Potencia (\$/kW)
Punta	0.083736	4.49982
Valle	0.068598	4.49982
Nocturno	0.05868	0

Asimismo, en la tabla 5.10 se pueden consultar las tarifas a las que vende energía JASEC a sus clientes en el circuito de Cocorí.

Tabla 5.10: Modelos tarifarios utilizados por los abonados de la red de Cocorí.

Tarifa General		Tarifa preferencial		Tarifa Residencial	
Bloque	Tarifa (\$/kWh)	Bloque	Tarifa (\$/kWh)	Bloque	Tarifa (\$/kWh)
<3000 kWh	0.106	<3000 kWh	0.085	0-30 kWh	3.067
≥ 3000 kWh	0.177	≥ 3000 kWh	0.147	31-200 kWh	0.102
				Mayor a 200 kWh	0.125

Para considerar los beneficios económicos derivados de la venta de energía en el circuito de Cocorí de forma exacta se revisa cliente por cliente la tarifa que utiliza y en cuál bloque se encuentra. No obstante, al contar con cerca de 3611 abonados, el tiempo disponible para resolver el proyecto motivó a efectuar una aproximación. El método para realizarla se define con el equipo de JASEC y consiste en determinar el porcentaje de clientes que consumen con cada tipo de tarifa y el porcentaje de clientes por tarifa que entra en cada bloque. Todo esto con los datos de consumo que facilita JASEC. El resultado del proceso anteriormente descrito se puede apreciar en las tablas 5.11 y 5.12

Tabla 5.11: Porcentaje de clientes del circuito de Cocorí que utiliza cada tipo de modelo tarifario.

Consumo de energía por tarifa utilizada (kWh)		
Tarifa	Consumo (kWh)	Porcentaje
Residencial	769610	77.48 %
General	205791	20.72 %
Preferencial	17913	1.80 %
Total	993314	100.00 %

Tabla 5.12: Porcentaje de clientes del circuito de Cocorí que utiliza cada bloque de cada tarifa utilizada por los abonados de la red Cocorí.

Porcentaje de consumidores por bloque de la tarifa residencial		
Bloque	Consumo (kWh)	Porcentaje
0-30 kWh	902	0.12 %
31-200 kWh	180297	23.43 %
Mayor a 200kWh	588411	76.46 %
Total	769610	100.00 %
Porcentaje de consumidores por bloque de la tarifa preferencial		
Bloque	Consumo (kWh)	Porcentaje
<3000 kWh	2073	11.57 %
3000 kWh	15840	88.43 %
Total	17913	100.00 %
Porcentaje de consumidores por bloque de la tarifa general		
Bloque	Consumo (kWh)	Porcentaje
<3000 kWh	80252	39.00 %
3000 kWh	125539	61.00 %
Total	205791	100.00 %

Con estos valores se logra calcular, de forma aproximada, el margen de operación que obtiene la empresa al vender la energía generada por la planta fotovoltaica y el proyecto entero.

5.4. Producción y ganancias asociadas con la implementación del proyecto.

Para determinar la producción de la planta de generación solar se recurrió al software de simulación de proyectos de generación de energía solar PVsyst, ya que contiene librerías que contemplan el comportamiento de la radiación en la zona del proyecto y también las pérdidas de energía que se presentan por distintas razones. La producción de energía inyectada a la red por parte de la planta se ve reflejada en la tabla 5.13 en la columna de energía vendida.

En el apéndice B, referente a los reportes obtenidos del software PVsyst, en las figuras B.1 y B.2, se muestra la información relacionada con la generación y las pérdidas de la planta. En la figura B.1 se tiene el porcentaje de energía que se pierde por las distintas razones consideradas. Por su lado, en la figura B.2 se puede consultar la energía generada por la planta por mes y por año.

También en la tabla 5.13 se desglosan los beneficios económicos que resultan de la implementación de la planta de energía solar. Para el apartado de disminución en costos de compra se puede comentar que normalmente un ahorro no se toma como un ingreso para un proyecto, debido a que no es realmente un ingreso ni un costo, sino una relación entre estos. Aun así para establecer el beneficio económico por el consumo de potencia que se tiene en JASEC, se necesita contemplar el consumo de potencia cliente por cliente y, para el presente estudio, no se cuenta con este dato. Tomando eso en consideración, el único beneficio que se puede analizar, en cuanto a potencia se refiere, es la disminución en costos de compra.

De ese modo, para obtener la disminución en ese último rubro se analizó detalladamente con ETAP[®] la diferencia entre el aporte de potencia de la Subestación Tejar en su estado normal, con la planta de energía solar fotovoltaica integrada y con el proyecto entero integrado, abarcando el sistema de almacenamiento electroquímico. El aporte de potencia de la subestación Tejar hacia el circuito de Cocorí es la compra al ICE en su operación normal. Los picos de potencia para cada caso en periodo punta, valle y nocturno se compararon y el resultado fue la disminución en costos de compra, detallado en la tabla 5.13.

Cabe mencionar que la planta de energía solar y el sistema de almacenamiento de energía tienen una constante de degradación del 5 %, lo que reduce anualmente la cantidad de energía producida y almacenada por el proyecto. Asimismo, se destaca que junto con el equipo de JASEC se llega al consenso de tomar en consideración un 1.98 % de aumento del precio de la energía anual.

Tabla 5.13: Ganancias relacionadas con la planta de generación solar fotovoltaica.

Año	Porcentaje de producción	Energía vendida (kWh)	Ingresos por venta de energía	Disminución en costos de compra
1	100.00 %	3032834.00	\$398,878.55	\$65,333.28
2	99.50 %	3017669.83	\$404,589.89	\$65,006.61
3	99.00 %	2987493.13	\$408,172.67	\$64,356.55
4	98.50 %	2942680.73	\$409,564.32	\$63,391.20
5	98.00 %	2883827.12	\$408,737.00	\$62,123.38
6	97.50 %	2811731.44	\$405,698.43	\$60,570.29
7	97.00 %	2727379.50	\$400,491.95	\$58,753.18
8	96.50 %	2631921.22	\$393,195.44	\$56,696.82
9	96.00 %	2526644.37	\$383,919.50	\$54,428.95
10	95.50 %	2412945.37	\$372,804.67	\$51,979.65
11	95.00 %	2292298.10	\$360,017.91	\$49,380.66
12	94.50 %	2166221.71	\$345,748.45	\$46,664.73
13	94.00 %	2036248.40	\$330,203.18	\$43,864.84
14	93.50 %	1903892.26	\$313,601.63	\$41,013.63
15	93.00 %	1770619.80	\$296,170.86	\$38,142.67
16	92.50 %	1637823.32	\$278,140.29	\$35,281.97
17	92.00 %	1506797.45	\$259,736.73	\$32,459.42
18	91.50 %	1378719.67	\$241,179.72	\$29,700.37
19	91.00 %	1254634.90	\$222,677.30	\$27,027.33
20	90.50 %	1135444.58	\$204,422.36	\$24,459.74
21	90.00 %	1021900.12	\$186,589.58	\$22,013.76
22	89.50 %	914600.61	\$169,333.14	\$19,702.32
23	89.00 %	813994.54	\$152,785.06	\$17,535.06
24	88.50 %	720385.17	\$137,054.31	\$15,518.53
25	88.00 %	633938.95	\$122,226.58	\$13,656.31

En la determinación del verdadero beneficio económico que obtiene JASEC por la implementación del proyecto, es importante comprender la operación actual del circuito. Gran parte de la energía distribuida por JASEC es comprada al ICE y esta energía se vende a un precio que abarca los funcionarios y equipos necesarios para su distribución, desde el punto de entrada de la energía hasta los abonados de la empresa. Es por esto que JASEC recibe un beneficio económico, que en realidad se traduce en un margen de operación por la compra de energía al ICE y venta de la misma en Cartago. A ese respecto y para el presente estudio, el verdadero margen de operación resultante de la implementación del proyecto es una diferencia entre los beneficios económicos que percibe la empresa al ejecutar el proyecto y los beneficios económicos que se dejan de percibir por la compra y venta de energía proveniente del ICE.

Para establecer el beneficio proveniente del desarrollo del proyecto se ponen a disposición las las tablas 5.13 y 5.15. Y para calcular el beneficio económico proveniente de la compra y venta de energía proveniente del ICE se deben consultar las tablas 5.14 y 5.16. La diferencia entre las ganancias obtenidas del proyecto y el margen de operación que tiene JASEC actualmente, se reflejan en el apartado de flujo de caja de este capítulo, en cuanto al flujo de ingresos para cada caso.

Tabla 5.14: Ganancias que tiene JASEC actualmente por la venta de la energía que genera la planta comprándola al ICE y vendiéndola en sus tarifas.

Año	Energía Comprada y vendida (kWh)	Costo por energía comprada	Ingresos por venta de energía	Ganancias totales
1	3032834.00	\$224,807.09	\$398,878.55	\$174,071.47
2	3017669.83	\$228,025.98	\$404,589.89	\$176,563.91
3	2987493.13	\$230,045.23	\$408,172.67	\$178,127.44
4	2942680.73	\$230,829.56	\$409,564.32	\$178,734.76
5	2883827.12	\$230,363.28	\$408,737.00	\$178,373.71
6	2811731.44	\$228,650.76	\$405,698.43	\$177,047.68
7	2727379.50	\$225,716.39	\$400,491.95	\$174,775.56
8	2631921.22	\$221,604.10	\$393,195.44	\$171,591.34
9	2526644.37	\$216,376.20	\$383,919.50	\$167,543.30
10	2412945.37	\$210,111.90	\$372,804.67	\$162,692.77
11	2292298.10	\$202,905.31	\$360,017.91	\$157,112.60
12	2166221.71	\$194,863.08	\$345,748.45	\$150,885.37
13	2036248.40	\$186,101.79	\$330,203.18	\$144,101.38
14	1903892.26	\$176,745.20	\$313,601.63	\$136,856.43
15	1770619.80	\$166,921.25	\$296,170.86	\$129,249.61
16	1637823.32	\$156,759.26	\$278,140.29	\$121,381.03
17	1506797.45	\$146,387.06	\$259,736.73	\$113,349.67
18	1378719.67	\$135,928.37	\$241,179.72	\$105,251.35
19	1254634.90	\$125,500.44	\$222,677.30	\$97,176.86
20	1135444.58	\$115,212.00	\$204,422.36	\$89,210.36
21	1021900.12	\$105,161.48	\$186,589.58	\$81,428.10
22	914600.61	\$95,435.79	\$169,333.14	\$73,897.35
23	813994.54	\$86,109.33	\$152,785.06	\$66,675.73
24	720385.17	\$77,243.51	\$137,054.31	\$59,810.80
25	633938.95	\$68,886.64	\$122,226.58	\$53,339.95

En el caso de análisis en el que se consideran tanto la planta de energía solar como el sistema de almacenamiento, hay que tomar en cuenta que el sistema de almacenamiento electroquímico se carga durante el periodo nocturno y se descarga durante el periodo punta cada día, tal como se aprecia en la figura 3.27, en el capítulo 3. Si se presta atención al apartado de modelos tarifarios utilizados para comprar y vender energía y potencia en JASEC para el presente proyecto, se percibe que la energía y la potencia son considerablemente más baratas en el horario nocturno y llegan a su precio más elevado en el periodo punta. Esto es así, ya que al presentarse consumos más elevados, se deben poner en operación más equipos para suplir esta demanda. El beneficio económico que se deriva del sistema de almacenamiento radica en la compra de energía en su precio más accesible y su venta, cuando su precio crece a su máximo nivel. En ese orden de ideas, en la tabla 5.15 se propuso un apartado de energía comprada y un mayor nivel de ganancias.

Al igual que con la tabla 5.13, en la 5.15 se presenta la disminución en costos de compra, que representa el ahorro derivado de la disminución por compra de potencia. Esto se determinó de la misma forma explicada anteriormente para la tabla 5.13.

Tabla 5.15: Ganancias y costos relacionadas con la energía y potencia de la planta de generación solar fotovoltaica con el sistema de almacenamiento electroquímico.

Año	Porcentaje de producción y almacenamiento	Energía vendida (kWh)	Energía Comprada (kWh)	Ingresos por venta de energía	Disminución en costos de compra	Costo por energía comprada
1	100.00 %	3762834.00	730000.00	\$493,024.12	\$77,838.48	\$43,684.56
2	99.50 %	3744019.83	726350.00	\$498,264.74	\$77,449.29	\$44,310.06
3	99.00 %	3706579.63	719086.50	\$500,910.76	\$77,060.10	\$44,702.44
4	98.50 %	3650980.94	708300.20	\$500,911.35	\$76,670.90	\$44,854.85
5	98.00 %	3577961.32	694134.20	\$498,257.08	\$76,281.71	\$44,764.24
6	97.50 %	3488512.29	676780.84	\$492,980.52	\$75,892.52	\$44,431.46
7	97.00 %	3383856.92	656477.42	\$485,155.57	\$75,503.33	\$43,861.26
8	96.50 %	3265421.92	633500.71	\$474,895.83	\$75,114.13	\$43,062.15
9	96.00 %	3134805.05	608160.68	\$462,351.88	\$74,724.94	\$42,046.27
10	95.50 %	2993738.82	580793.45	\$447,707.59	\$74,335.75	\$40,828.99
11	95.00 %	2844051.88	551753.78	\$431,175.68	\$73,946.56	\$39,428.60
12	94.50 %	2687629.03	521407.32	\$412,992.55	\$73,557.36	\$37,865.83
13	94.00 %	2526371.28	490122.88	\$393,412.63	\$73,168.17	\$36,163.34
14	93.50 %	2362157.15	458264.89	\$372,702.47	\$72,778.98	\$34,345.16
15	93.00 %	2196806.15	426186.35	\$351,134.64	\$72,389.79	\$32,436.17
16	92.50 %	2032045.69	394222.37	\$328,981.78	\$72,000.59	\$30,461.49
17	92.00 %	1869482.03	362684.58	\$306,510.91	\$71,611.40	\$28,445.96
18	91.50 %	1710576.06	331856.39	\$283,978.09	\$71,222.21	\$26,413.63
19	91.00 %	1556624.22	301989.32	\$261,623.82	\$70,833.02	\$24,387.27
20	90.50 %	1408744.92	273300.33	\$239,668.96	\$70,443.82	\$22,388.02
21	90.00 %	1021900.12	—	\$186,589.58	\$70,054.63	\$0.00
22	89.50 %	914600.61	—	\$169,333.14	\$69,665.44	\$0.00
23	89.00 %	813994.54	—	\$152,785.06	\$69,276.25	\$0.00
24	88.50 %	720385.17	—	\$137,054.31	\$68,887.05	\$0.00
25	88.00 %	633938.95	—	\$122,226.58	\$68,497.86	\$0.00

Tabla 5.16: Ganancias que tiene JASEC actualmente por la venta de la energía de la planta de energía solar y el almacenamiento electroquímico, comprándola al ICE y vendiéndola a sus tarifas.

Año	Energía Comprada y vendida (kWh)	Costo por energía comprada	Ingresos por venta de energía	Ganancias totales
1	3762834.00	\$263,921.69	\$493,024.12	\$229,102.44
2	3744019.83	\$267,140.58	\$498,264.74	\$231,124.15
3	3706579.63	\$269,159.83	\$500,910.76	\$231,750.93
4	3650980.94	\$269,944.16	\$500,911.35	\$230,967.18
5	3577961.32	\$269,477.88	\$498,257.08	\$228,779.20
6	3488512.29	\$267,765.36	\$492,980.52	\$225,215.16
7	3383856.92	\$264,830.99	\$485,155.57	\$220,324.57
8	3265421.92	\$260,718.70	\$474,895.83	\$214,177.14
9	3134805.05	\$255,490.80	\$462,351.88	\$206,861.08
10	2993738.82	\$249,226.50	\$447,707.59	\$198,481.09
11	2844051.88	\$242,019.91	\$431,175.68	\$189,155.77
12	2687629.03	\$233,977.68	\$412,992.55	\$179,014.87
13	2526371.28	\$225,216.39	\$393,412.63	\$168,196.23
14	2362157.15	\$215,859.80	\$372,702.47	\$156,842.67
15	2196806.15	\$206,035.85	\$351,134.64	\$145,098.79
16	2032045.69	\$195,873.86	\$328,981.78	\$133,107.92
17	1869482.03	\$185,501.66	\$306,510.91	\$121,009.25
18	1710576.06	\$175,042.97	\$283,978.09	\$108,935.12
19	1556624.22	\$164,615.04	\$261,623.82	\$97,008.78
20	1408744.92	\$154,326.60	\$239,668.96	\$85,342.36
21	1021900.12	\$105,161.48	\$186,589.58	\$81,428.10
22	914600.61	\$95,435.79	\$169,333.14	\$73,897.35
23	813994.54	\$86,109.33	\$152,785.06	\$66,675.73
24	720385.17	\$77,243.51	\$137,054.31	\$59,810.80
25	633938.95	\$68,886.64	\$122,226.58	\$53,339.95

5.5. Costos asociados a la operación, mantenimiento y pólizas del proyecto.

En cuanto a los costos asociados a la operación, mantenimiento y pólizas del proyecto, se tomaron en cuenta flujos anuales de gastos para considerarlos en el flujo de caja final para cada caso de análisis.

En la tabla 5.17 se contemplan los costos asociados a la planta de generación solar fotovoltaica, mientras que en la tabla 5.18 se aprecian los costos del sistema de almacenamiento de energía. Los costos por operación y mantenimiento se representan unidos como costos de mantenimiento.

Para conocer los costos anuales de la operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento de energía y de la planta se pueden consultar los valores mostrados en las tablas 5.1 y 5.6, respectivamente.

Para determinar el aumento del costo de mantenimiento y el costo de la póliza, junto con su porcentaje de aumento anual, el equipo de JASEC indica que se puede utilizar un precio de 15\$/kWp con un incremento anual del 1%, con respecto al aumento anual del costo de la operación. Concerniente al mantenimiento para la planta se utiliza un 2% (Monge, 2018).

Tabla 5.17: Costos asociados a la operación, mantenimiento y póliza para el proyecto de generación fotovoltaica.

Granja solar					
Tiempo	Mantenimiento		Póliza		Total (\$)
	Incremento	Costo (\$)	Incremento	Costo (\$)	
Año 1	2 %	\$20,324.52	1 %	\$23,550.00	\$43,874.52
Año 2	2 %	\$20,731.01	1 %	\$23,785.50	\$44,516.51
Año 3	2 %	\$21,145.63	1 %	\$24,023.36	\$45,168.99
Año 4	2 %	\$21,568.54	1 %	\$24,263.59	\$45,832.13
Año 5	2 %	\$21,999.91	1 %	\$24,506.22	\$46,506.14
Año 6	2 %	\$22,439.91	1 %	\$24,751.29	\$47,191.20
Año 7	2 %	\$22,888.71	1 %	\$24,998.80	\$47,887.51
Año 8	2 %	\$23,346.48	1 %	\$25,248.79	\$48,595.27
Año 9	2 %	\$23,813.41	1 %	\$25,501.28	\$49,314.69
Año 10	2 %	\$24,289.68	1 %	\$25,756.29	\$50,045.97
Año 11	2 %	\$24,775.48	1 %	\$26,013.85	\$50,789.33
Año 12	2 %	\$25,270.99	1 %	\$26,273.99	\$51,544.98
Año 13	2 %	\$25,776.41	1 %	\$26,536.73	\$52,313.14
Año 14	2 %	\$26,291.93	1 %	\$26,802.10	\$53,094.03
Año 15	2 %	\$26,817.77	1 %	\$27,070.12	\$53,887.89
Año 16	2 %	\$27,354.13	1 %	\$27,340.82	\$54,694.95
Año 17	2 %	\$27,901.21	1 %	\$27,614.23	\$55,515.44
Año 18	2 %	\$28,459.23	1 %	\$27,890.37	\$56,349.60
Año 19	2 %	\$29,028.42	1 %	\$28,169.27	\$57,197.69
Año 20	2 %	\$29,608.99	1 %	\$28,450.97	\$58,059.95
Año 21	2 %	\$30,201.17	1 %	\$28,735.48	\$58,936.64
Año 22	2 %	\$30,805.19	1 %	\$29,022.83	\$59,828.02
Año 23	2 %	\$31,421.29	1 %	\$29,313.06	\$60,734.35
Año 24	2 %	\$32,049.72	1 %	\$29,606.19	\$61,655.91
Año 25	2 %	\$32,690.72	1 %	\$29,902.25	\$62,592.97

Resulta significativo el hecho que para el sistema de almacenamiento de energía se consideró una vida útil de 20 años, mientras que para la planta de energía solar fotovoltaica se estimaron 25 años. Para que la planta de energía solar funcione por esos 25 años, se deben cambiar los inversores cerca de los 10 años, pero este gasto se tomó en cuenta como una inversión en el apartado de flujo de caja del proyecto y no como un costo relacionado a la operación y mantenimiento.

Tabla 5.18: Costos asociados a la operación, mantenimiento y póliza para el sistema de almacenamiento de energía electroquímico.

Almacenamiento de energía				
Tiempo	Mantenimiento	póliza		Total (\$)
	Costo (\$)	Incremento	Costo (\$)	
Año 1	\$2,504.00	1 %	\$4,695.00	\$7,199.00
Año 2	\$2,504.00	1 %	\$4,741.95	\$7,245.95
Año 3	\$2,504.00	1 %	\$4,789.37	\$7,293.37
Año 4	\$2,504.00	1 %	\$4,837.26	\$7,341.26
Año 5	\$2,504.00	1 %	\$4,885.64	\$7,389.64
Año 6	\$2,504.00	1 %	\$4,934.49	\$7,438.49
Año 7	\$2,504.00	1 %	\$4,983.84	\$7,487.84
Año 8	\$2,504.00	1 %	\$5,033.68	\$7,537.68
Año 9	\$2,504.00	1 %	\$5,084.01	\$7,588.01
Año 10	\$2,504.00	1 %	\$5,134.85	\$7,638.85
Año 11	\$2,504.00	1 %	\$5,186.20	\$7,690.20
Año 12	\$2,504.00	1 %	\$5,238.06	\$7,742.06
Año 13	\$2,504.00	1 %	\$5,290.44	\$7,794.44
Año 14	\$2,504.00	1 %	\$5,343.35	\$7,847.35
Año 15	\$2,504.00	1 %	\$5,396.78	\$7,900.78
Año 16	\$2,504.00	1 %	\$5,450.75	\$7,954.75
Año 17	\$2,504.00	1 %	\$5,505.26	\$8,009.26
Año 18	\$2,504.00	1 %	\$5,560.31	\$8,064.31
Año 19	\$2,504.00	1 %	\$5,615.91	\$8,119.91
Año 20	\$2,504.00	1 %	\$5,672.07	\$8,176.07

Los costos asociados al primer caso de análisis, en el que se tiene solo la planta fotovoltaica, se determinaron tomando en cuenta únicamente la tabla 5.17. Por otro lado, para en el caso de análisis tanto la planta de generación solar como el sistema de almacenamiento de energía se deben sumar los costos totales mostrados en la tabla 5.17 con los de la tabla 5.18. Estos datos representan el flujo de egresos en el apartado de flujo de caja.

5.6. Financiamiento.

Para llevar a cabo la ejecución del proyecto se debe considerar un préstamo bancario, debido a la elevada inversión inicial que se requiere, que representa a su vez un monto del cual JASEC no dispone de manera inmediata, ya que afectaría su liquidez.

El equipo de JASEC propuso un financiamiento del 100%; no obstante, en un estudio previo de prefactibilidad efectuado para la planta de energía solar, se propuso un financiamiento del 80% (Monge, 2018). Para este estudio en particular, un financiamiento del 100% significaría un pago por intereses del préstamo muy elevado. A pesar de eso, para el presente proyecto se da a entender que JASEC no está dispuesto a consolidar una inversión muy elevada. A raíz de esa situación, el financiamiento del proyecto propuesto para el estudio, se define como un 90% de la inversión inicial.

En la tabla 5.19 se presentan las condiciones iniciales para el financiamiento del primer caso de análisis,

en el que se integra únicamente la planta de generación solar.

Tabla 5.19: Condiciones iniciales para el préstamo de la planta solar fotovoltaica.

Inversión inicial del proyecto (\$)	\$1,643,238.65
Porcentaje del proyecto a financiar	90.00 %
Préstamo total para el proyecto (\$)	\$1,478,914.79
Tasa de interés por préstamo (%)	9.86 %

Para obtener el monto del pago por el préstamo, se empleó la fórmula de amortización de préstamos con pagos fijos y tasas de interés fijas, la cual se muestra en la ecuación 5.2.

$$PM = \frac{((MP)(TIM))}{(1 - (1 + TIM)^{-N})} \quad (5.2)$$

Donde PM representa el pago mensual, MP el monto del préstamo, TIM la tasa de interés mensual y N el número total de pagos.

El financiamiento se realiza a 10 años con lo que el número total de pagos será de 120. En la tabla 5.20 se indica el pago del financiamiento para el primer caso de análisis, referente a la planta de energía solar.

Tabla 5.20: Pago del financiamiento y cuenta acumulada de amortizaciones para la granja solar.

Periodo	Saldo	Pago de interés	Préstamo	Amortización	Amortización total
Año 0	\$1,478,914.79	\$145,821.00	\$233,153.93	\$87,332.94	\$87,332.94
Año 1	\$1,391,581.85	\$137,209.97	\$233,153.93	\$95,943.96	\$183,276.90
Año 2	\$1,295,637.89	\$127,749.90	\$233,153.93	\$105,404.04	\$288,680.93
Año 3	\$1,190,233.85	\$117,357.06	\$233,153.93	\$115,796.88	\$404,477.81
Año 4	\$1,074,436.98	\$105,939.49	\$233,153.93	\$127,214.45	\$531,692.26
Año 5	\$947,222.53	\$93,396.14	\$233,153.93	\$139,757.79	\$671,450.05
Año 6	\$807,464.74	\$79,616.02	\$233,153.93	\$153,537.91	\$824,987.96
Año 7	\$653,926.83	\$64,477.19	\$233,153.93	\$168,676.75	\$993,664.71
Año 8	\$485,250.08	\$47,845.66	\$233,153.93	\$185,308.28	\$1,178,972.98
Año 9	\$299,941.80	\$29,574.26	\$233,153.93	\$203,579.67	\$1,382,552.65
Año 10	\$96,362.13	\$9,501.31	\$233,153.93	\$223,652.63	\$1,479,700.12

En la tabla 5.21 se observan las condiciones iniciales para el financiamiento del segundo caso de análisis. Aquí se toman en cuenta la planta de energía solar y el sistema de almacenamiento de energía, que se lleva a cabo de igual manera a 10 años.

Tabla 5.21: Condiciones iniciales para el préstamo de todo el proyecto.

Inversión inicial del proyecto (\$)	\$2,395,567.79
Porcentaje del proyecto a financiar	90.00 %
Préstamo total para el proyecto (\$)	\$2,156,011.01
Tasa de interés por préstamo (%)	9.86 %

En la tabla 5.22 se puede apreciar el comportamiento del financiamiento del segundo caso de análisis.

Tabla 5.22: Pago del financiamiento y cuenta acumulada de amortizaciones para todo el proyecto.

Periodo	Saldo	Pago de interés	Préstamo	Amortización	Amortización total
Año 0	\$2,156,011.01	\$212,582.69	\$339,899.53	\$127,316.85	\$127,316.85
Año 1	\$2,028,694.16	\$200,029.24	\$339,899.53	\$139,870.29	\$267,187.14
Año 2	\$1,888,823.87	\$186,238.03	\$339,899.53	\$153,661.50	\$420,848.64
Año 3	\$1,735,162.37	\$171,087.01	\$339,899.53	\$168,812.52	\$589,661.16
Año 4	\$1,566,349.85	\$154,442.10	\$339,899.53	\$185,457.44	\$775,118.60
Año 5	\$1,380,892.41	\$136,155.99	\$339,899.53	\$203,743.54	\$978,862.14
Año 6	\$1,177,148.87	\$116,066.88	\$339,899.53	\$223,832.66	\$1,202,694.80
Año 7	\$953,316.21	\$93,996.98	\$339,899.53	\$245,902.56	\$1,448,597.36
Año 8	\$707,413.66	\$69,750.99	\$339,899.53	\$270,148.55	\$1,718,745.90
Año 9	\$437,265.11	\$43,114.34	\$339,899.53	\$296,785.19	\$2,015,531.10
Año 10	\$140,479.91	\$13,851.32	\$339,899.53	\$326,048.21	\$2,157,155.90

5.7. Flujo de caja para el proyecto.

Para el flujo de caja, de la misma forma en la que se ha abordado el análisis económico para todo el proyecto, se examinan los dos casos de análisis propuestos en el capítulo 4. El primero de ellos, en el cual se cuenta solo con la planta fotovoltaica, se puede apreciar en la tabla 5.23. Las inversiones realizadas en el año 11, en la columna de capital inicial, se suscitan por el cambio del inversor central de la planta de energía solar.

Tabla 5.23: Flujo de caja para el proyecto de generación solar.

Periodo	Capital inicial	Flujo de ingresos	Flujo de egresos	Préstamo	Flujo de efectivo Neto	Flujo neto valor actual
Inversión inicial	\$1,643,238.65				-\$164,323.87	-\$164,323.87
Año 1		\$290,140.37	\$43,874.52	\$233,153.93	\$13,111.91	\$11,593.48
Año 2		\$293,032.60	\$44,516.51	\$233,153.93	\$15,362.16	\$12,010.13
Año 3		\$294,401.78	\$45,168.99	\$233,153.93	\$16,078.86	\$11,114.72
Año 4		\$294,220.76	\$45,832.13	\$233,153.93	\$15,234.70	\$9,311.61
Año 5		\$292,486.66	\$46,506.14	\$233,153.93	\$12,826.59	\$6,931.86
Año 6		\$289,221.05	\$47,191.20	\$233,153.93	\$8,875.92	\$4,241.31
Año 7		\$284,469.57	\$47,887.51	\$233,153.93	\$3,428.13	\$1,448.41
Año 8		\$278,300.92	\$48,595.27	\$233,153.93	-\$3,448.29	-\$1,288.21
Año 9		\$270,805.15	\$49,314.69	\$233,153.93	-\$11,663.48	-\$3,852.63
Año 10		\$262,091.55	\$50,045.97	\$233,153.93	-\$127,742.35	-\$37,308.90
Año 11	\$106,633.99	\$252,285.97	\$50,789.33		\$94,862.65	\$24,497.43
Año 12		\$241,527.80	\$51,544.98		\$189,982.83	\$43,379.79
Año 13		\$229,966.64	\$52,313.14		\$177,653.50	\$35,866.96
Año 14		\$217,758.83	\$53,094.03		\$164,664.80	\$29,394.72
Año 15		\$205,063.93	\$53,887.89		\$151,176.04	\$23,861.59
Año 16		\$192,041.24	\$54,694.95		\$137,346.29	\$19,168.19
Año 17		\$178,846.47	\$55,515.44		\$123,331.04	\$15,218.93
Año 18		\$165,628.73	\$56,349.60		\$109,279.13	\$11,923.31
Año 19		\$152,527.78	\$57,197.69		\$95,330.08	\$9,196.81
Año 20		\$139,671.73	\$58,059.95		\$81,611.78	\$6,961.58
Año 21		\$127,175.25	\$58,936.64		\$68,238.60	\$5,146.75
Año 22		\$115,138.11	\$59,828.02		\$55,310.09	\$3,688.54
Año 23		\$103,644.39	\$60,734.35		\$42,910.04	\$2,530.21
Año 24		\$92,762.04	\$61,655.91		\$31,106.13	\$1,621.78
Año 25		\$82,542.94	\$62,592.97		\$19,949.98	\$919.68

Es fundamental aclarar que tanto para la tabla 5.23 como para la tabla 5.24, se plantea la inversión necesaria para cambiar el inversor central de la planta de energía solar en el año 11.

El flujo de caja para el segundo caso de análisis, que representa la integración de la planta fotovoltaica junto con el sistema de almacenamiento de energía electroquímico, se obtiene en la tabla 5.24.

Tabla 5.24: Flujo de caja para el proyecto completo, contemplando la granja solar y sistema de almacenamiento.

Periodo	Capital inicial	Flujo de ingresos	Flujo de egresos	Préstamo	Flujo Neto	Flujo neto valor actual
Inversión inicial	\$2,395,567.79				-\$239,556.78	-\$239,556.78
Año 1		\$298,075.61	\$94,758.08	\$339,899.53	-\$136,582.01	-\$120,765.05
Año 2		\$300,279.81	\$96,072.52	\$339,899.53	-\$135,692.24	-\$106,084.15
Año 3		\$301,517.49	\$97,164.79	\$339,899.53	-\$135,546.84	-\$93,698.51
Año 4		\$301,760.22	\$98,028.24	\$339,899.53	-\$136,167.56	-\$83,227.09
Año 5		\$300,995.35	\$98,660.02	\$339,899.53	-\$137,564.20	-\$74,343.70
Año 6		\$299,226.41	\$99,061.15	\$339,899.53	-\$139,734.28	-\$66,771.25
Año 7		\$296,473.06	\$99,236.60	\$339,899.53	-\$142,663.08	-\$60,276.20
Año 8		\$292,770.67	\$99,195.10	\$339,899.53	-\$146,323.96	-\$54,663.51
Año 9		\$288,169.47	\$98,948.97	\$339,899.53	-\$150,679.04	-\$49,771.72
Año 10		\$282,733.26	\$98,513.81	\$339,899.53	-\$262,314.08	-\$76,612.42
Año 11	\$106,633.99	\$276,537.86	\$97,908.13		\$71,995.74	\$18,592.26
Año 12		\$269,669.20	\$97,152.87		\$172,516.33	\$39,391.57
Año 13		\$262,221.23	\$96,270.92		\$165,950.31	\$33,504.17
Año 14		\$254,293.61	\$95,286.54		\$159,007.07	\$28,384.75
Año 15		\$245,989.47	\$94,224.85		\$151,764.62	\$23,954.49
Año 16		\$237,412.96	\$93,111.19		\$144,301.77	\$20,138.90
Año 17		\$228,667.10	\$91,970.66		\$136,696.44	\$16,868.21
Año 18		\$219,851.55	\$90,827.54		\$129,024.00	\$14,077.65
Año 19		\$211,060.79	\$89,704.88		\$121,355.91	\$11,707.61
Año 20		\$202,382.40	\$88,624.05		\$113,758.36	\$9,703.72
Año 21		\$175,216.12	\$58,936.64		\$116,279.47	\$8,770.13
Año 22		\$165,101.23	\$59,828.02		\$105,273.21	\$7,020.51
Año 23		\$155,385.58	\$60,734.35		\$94,651.22	\$5,581.16
Año 24		\$146,130.57	\$61,655.91		\$84,474.66	\$4,404.26
Año 25		\$137,384.50	\$62,592.97		\$74,791.53	\$3,447.83

En la tabla 5.25 es posible consultar los indicadores económicos resultado de la integración del primer y segundo caso de análisis.

Tabla 5.25: Indicadores relacionados con el flujo de caja del proyecto.

Considerando únicamente la planta de energía solar	
Inflación interanual (%)	4.42 %
K-Inflacionario	13.10 %
Van	\$200,210.52
TIR	17 %
Tasa de interés del banco	9.46 %
Tasa de descuento social	8.31 %
Considerando tanto la planta de energía solar como el sistema de almacenamiento de energía electroquímico.	
Inflación interanual (%)	4.42 %
K-Inflacionario	13.10 %
Van	-\$688,747.49
TIR	0 %
Tasa de interés del banco	9.46 %
Tasa de descuento social	8.31 %

En la tabla 5.25 se aprecian los indicadores económicos relacionados con el flujo de caja. Se observa que el K-inflacionario es muy elevado, situación que afecta considerablemente la rentabilidad del proyecto. El k-inflacionario se calcula como lo indica la ecuación 5.3.

$$K - \text{inflacionario} = (1 + TDS) * (1 + I) - 1 \quad (5.3)$$

Donde TDS representa la tasa de descuento social, dato obtenido del Ministerio de Planificación Nacional y política MIDEPLAN y la I representa la inflación interanual que, como se mencionó en el apartado propio de la inversión inicial para la planta solar fotovoltaica, se obtiene consultando la página del Banco Central de Costa Rica.

El TIR para el primer caso de análisis del proyecto es del 17 %, medida que se halla entre los rangos normales para este tipo de proyectos, aunque el K-inflacionario es elevado, por lo que su rentabilidad no es tan alta como la esperada. Además, el aumento del precio de la energía anual disminuye con el tiempo, reduciendo las ganancias reportadas por los proyectos asociados a la generación.

En cuanto al segundo caso de análisis, el TIR de 0 % no logra superar el K-inflacionario, por lo que resulta en un proyecto no rentable, debido a que la inversión total es considerablemente mayor y los beneficios no superan lo suficiente a los costos operativos como para sopesar la inversión.

En la tabla 5.26 se establece cuánto debe aumentar la tarifa para la integración del proyecto. Es importante resaltar que en la inversión total se considera el total de pagos realizados en el proceso de financiamiento. Lo mismo aplica para la tabla 5.27

Tabla 5.26: Cálculo del aumento tarifario por la integración del proyecto.

Considerando únicamente la planta de energía solar	
Inversión Total	\$2,495,863.19
Número de abonados	\$106,884.00
Años de vida útil	\$25.00
Aumento tarifario recomendado	\$0.08
Aumento tarifario recomendado	₡ 43.24
Considerando tanto la planta de energía solar como el sistema de almacenamiento de energía electroquímico.	
Inversión total	\$3,638,552.12
Número de abonados	106884
Años de vida útil	25.00
Aumento tarifario recomendado	\$0.11347355
Aumento tarifario recomendado	₡ 63.04

En la tabla 5.27 se tiene el precio por kWh para los dos casos de análisis contemplados.

Tabla 5.27: Determinación del costo por kWh del proyecto.

Considerando únicamente la planta de energía solar	
Costo por kWh del proyecto	
Inversión Total	\$2,495,863.19
kWh vendidos en vida útil (kWh)	49162646.29
Costo de kWh por inversión	\$0.0508
Costo de kWh por operación y mantenimiento	\$0.00657
Costo por kWh	\$0.0573
Costo por kWh	₡ 31.85
Considerando tanto la planta de energía solar como el sistema de almacenamiento de energía electroquímico.	
Costo por kWh del proyecto	
Inversión total	\$3,638,552.12
kWh vendidos en vida útil (kWh)	60008018.52
Costo de kWh por inversión	\$0.06063443
Costo de kWh por operación y mantenimiento	\$0.01000
Costo por kWh	\$0.07063466
Aumento tarifario	₡ 39.24

A manera de resumen, se evidencia que el primer caso de análisis resulta rentable, con los indicadores que se presentan en la tabla 5.25, dando a entender que la planta de energía solar por si sola es un proyecto que da un beneficio mayor a sus costos. Algo así es de esperarse para un proyecto de generación. Sin embargo, al analizar el tercer caso de análisis, que implica añadir el sistema de almacenamiento electroquímico, la tabla 5.25 muestra que este resulta no rentable. Y puede deberse a que un sistema de almacenamiento de energía incrementa considerablemente la inversión inicial. Así las cosas, para el

sistema de almacenamiento de energía electroquímico, se debe evaluar en futuros estudios si su efecto genera beneficios a la red, en aspectos que salen del alcance de este proyecto.

Un posible beneficio que no se analiza en este estudio puede ser, ya que se sale de su alcance, la reducción en la pérdida de energía por transmisión. Estas pérdidas alcanzan porcentajes considerables y en diversos estudios se ha examinado la mejora en las pérdidas que se obtienen, utilizando sistemas de almacenamiento de energía junto con sistemas fotovoltaicos (Gómez-Ramírez et al., 2022).

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

1. Se logró construir el circuito de distribución de Cocorí, utilizando herramientas de modelado y simulación por medio de ETAP[®] 22.02 de manera efectiva, contemplando postes, abonados, transformadores, la subestación Tejar y añadiendo la planta de energía solar fotovoltaica, junto con el sistema de almacenamiento de energía electroquímico.
2. Se desarrollaron los escenarios de análisis considerando la generación fotovoltaica, junto con un sistema de almacenamiento de energía electroquímico y cargando perfiles de demanda de los abonados del circuito, perfiles de generación de la planta de energía solar y una propuesta de comportamiento para la carga y descarga, a lo largo de una semana de análisis en ETAP[®] 22.02.
3. Se lograron determinar los perfiles de potencia, tensión y demanda de la red mediante el análisis de flujos de carga en el dominio del tiempo con ETAP[®] 22.02 para el comportamiento actual de la red de Cocorí y el que desarrolla el circuito al integrar la planta de energía solar fotovoltaica y la planta, en conjunto con el sistema de almacenamiento de energía electroquímico.
4. Se alcanzó de manera efectiva la determinación de los beneficios económicos y los costos relacionados a la implementación de la planta de energía solar fotovoltaica, en conjunto con el sistema de almacenamiento de energía electroquímico para la toma de decisiones gerenciales, desde un punto de vista comparativo con respecto al comportamiento financiero de la operación actual de JASEC.
5. Una planta de energía solar con las características de generación propuestas en el presente estudio, produce más potencia de lo que el consumo del circuito Cocorí puede absorber, por lo que se debe evaluar la reducción de las dimensiones de los proyectos de energía fotovoltaica que se integren a la red Cocorí o la integración de la granja solar propuesta, con un circuito con perfiles de demanda más elevados.
6. Los perfiles de tensión obtenidos en las simulaciones con ETAP[®] 22.02 para la operación normal del circuito Cocorí, su operación considerando integrar la planta de energía solar y la operación, analizando la incorporación de la planta en conjunto con el sistema de almacenamiento de energía electroquímico, se mantienen dentro del rango de los 0.95 pu a 1.05 pu, que resultan valores aceptados para la red de distribución.
7. Los perfiles de tensión del circuito Cocorí de JASEC incrementan un máximo de 3.890 % durante la semana de análisis en el bus Busp05239, cuando se integra únicamente la generación de energía solar propuesta y un 3.915 % en el mismo bus, cuando se analiza la generación fotovoltaica, junto con la inyección de potencia por parte de la descarga del sistema de almacenamiento electroquímico.

Esto en comparación con la operación normal del circuito, por lo que dicho bus es el que presenta las mayores elevaciones en sus perfiles de tensión.

8. Los incrementos en los perfiles de tensión para el segundo y tercer caso de análisis ayudan a sopesar las disminuciones obtenidas por el aumento de la demanda en el circuito, resultando en perfiles de tensión más cercanos a 1 pu, en comparación con el comportamiento actual de la red que presenta caídas de tensión cuando los perfiles de demanda, por parte de las cargas del circuito, se incrementan.
9. El primer caso de análisis del proyecto en el cual se considera la integración de la planta de energía solar, excluyendo el sistema de almacenamiento de energía, resulta rentable, presentando un TIR del 17 % con un VAN de \$200,210.52. Ambos indicadores revelan un beneficio económico que deriva de la integración del proyecto y permite un mayor margen de operación para la empresa.
10. El segundo caso de análisis del proyecto, en que se considera la integración de la planta de energía solar en conjunto con el sistema de almacenamiento de energía electroquímico, presenta un TIR del 0 % y un VAN de -\$688,747.49, reflejando así que este escenario no es rentable y presenta pérdidas para la empresa.

6.2. Recomendaciones

1. El circuito de Cocorí no cuenta con el consumo necesario para absorber la generación de una planta de energía solar con las dimensiones contempladas en este estudio. De ese modo, si la subestación Tejar posee la capacidad para distribuir los excedentes de generación a otros circuitos, para este circuito en particular se recomiendan plantas de generación con menores dimensiones o llevar a cabo proyectos de esta magnitud, en otros circuitos que cuenten con mayores consumos de potencia.
2. Actualizar los datos del circuito constantemente para obtener los resultados más exactos cuando se requieran.
3. Para el estudio realizado se asumen cargas trifásicas balanceadas, de manera que se recomienda especificar las fases a las que están conectadas cada una de ellas para analizar adecuadamente los desbalances que se puedan presentar entre las mismas.
4. Plantear estudios sobre armónicos para asegurarse que la calidad de la energía no se vea afectada por los inversores del proyecto, ya que el equipo de JASEC menciona que estos análisis son de interés.
5. Adquirir una licencia de ETAP[®] con un mayor número de buses disponibles y la totalidad de los módulos de los que dispone el software de modelado y simulación, con el propósito de simular todo comportamiento de interés en los circuitos más grandes y tener acceso a la información referente de todas las características posibles de los dieciocho circuitos de JASEC.
6. Utilizar la opción de georreferencia de ETAP[®] para pasar de un departamento de información geográfica, centrado principalmente en el control de activos, a uno que realmente contemple cada vez más aspectos técnicos y eléctricos de los circuitos de la empresa.
7. Para aumentar la calidad y exactitud de los resultados que entregan las simulaciones con los módulos de ETAP[®], se recomienda tener acceso en futuros estudios a los comportamientos de cada carga, a través de reportes de medidores inteligentes para los abonados del circuito.
8. Con el fin de aumentar la exactitud de los resultados por medio de las simulaciones de ETAP[®], se recomienda cargar valores de demanda de las cargas por lapsos de tiempo superiores a los abarcados en este estudio. De esta manera, se obtiene una perspectiva más completa sobre el comportamiento del circuito ante eventualidades que se desarrollen por las distintas dinámicas presentes en la comunidad de Cartago, para diversas épocas del año.

9. Para futuros estudios, es relevante llevar a cabo una búsqueda a profundidad entre los históricos de JASEC sobre el comportamiento del circuito que se analiza en procura de las irregularidades más críticas que se puedan hallar, para su posterior estudio en ETAP[®]. Al respecto, este software tiene la capacidad de simular eventos especiales que se quieran analizar, lo que aumentaría el nivel de confiabilidad de los servicios brindados por JASEC al disponer de una perspectiva amplia sobre las posibles afectaciones que se presentan en las redes. Se determinan así las zonas más críticas del circuito ante cada posible evento para reforzar el circuito y mejorar el tiempo de respuesta de la empresa por las posibles afectaciones.
10. Al igual que con este estudio, se recomienda simular cada nuevo proyecto que se plantee la empresa en el futuro en el modelo del circuito de ETAP[®] respectivo, para comprender los efectos que su implementación pueda generar. Ese aspecto le aporta un nivel elevado de planificación a la empresa, aumentando también su confiabilidad.

Referencias

- ACESOLAR. (2018). Regulación nacional asociación costarricense de energía solar. *Obtenido de:* <http://www.acesolar.org/regulacion-nacional/>.
- Aguilar, E. M., y Gómez, B. V. H. (2018). Análisis del impacto de la generación fotovoltaica en redes de distribución mediante la técnica de barrido progresivo-regresivo. Descargado de http://cinergiag.org/Revista/VI_2018/IEV1-18CC-SA01.pdf
- Aparicio, M. P. (2020). *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. Marcombo. Descargado de https://books.google.co.cr/books?hl=es&lr=&id=YkxOEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=radiaci%C3%B3n+solar&ots=r8_c4E0idn&sig=x5R2TXsMHU3hPvU9Br3qF1a-oo#v=onepage&q=radiaci%C3%B3n%20solar&f=false
- Callasi Quispe, J. W. (2020). *Impactos por la integración de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en redes de media tensión de la ciudad del cusco*. Descargado de <https://repositorio.uandina.edu.pe/handle/20.500.12557/3564>
- CENCE. (2021a). *Informe anual de la operación del sistema eléctrico nacional* (Inf. Téc.). Autor. Descargado de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
- CENCE. (2021b). *Informe de atención de demanda y producción de energía con fuentes renovables* (Inf. Téc.). Autor. Descargado de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
- CONARE. (2021). *Informe del estado de la nación* (Inf. Téc.). Pavas, Costa Rica. Descargado de <https://estadonacion.or.cr/wp-content/uploads/2021/11/estado-nacion2021.pdf>
- Energías, C. (2018). Integración al sen de plantas de generación con fuentes renovables. san José, costa rica.
- Ferreira, A., Kunh, S. S., Fagnani, K. C., De Souza, T. A., Tonezer, C., Dos Santos, G. R., y Coimbra-Araújo, C. H. (2018). Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 181–191. Descargado de <https://www-sciencedirect-com.ezproxy.itcr.ac.cr/science/article/pii/S1364032117310389>
- Gaceta, L. (2022). Alcance n°276 gaceta n°242. *Obtenido de:* <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES>.
- Garzón Zamora, J. S. (2022). *Determinación de la máxima penetración de generación solar fotovoltaica en redes de distribución industriales* (Tesis Doctoral, Bogotá, Colombia). Descargado de <https://repositorio.escuelaing.edu.co/handle/001/2066>
- Ghosh, S., Ledwich, G., y Zare, F. (2019). Voltage regulation in distribution systems with high penetration of photovoltaic generation: A review. *Electric Power Systems Research*, 171, 142–154. doi: 10.1016/j.epsr.2019.02.016
- Gómez-Ramírez, G. A. (2016). Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. *Revista Tecnología en Marcha*, 29(2), 3–13.
- Gómez-Ramírez, G. A., Luévano-Reyes, I. A., Mora-Jiménez, G., García-Santander, L., Laskano, M. Z., y Meza, C. (2022). Increasing distribution network capacity through storage in central American countries: A case study. En *2022 IEEE International Conference on Automation/xxv Congress of the*

- chilean association of automatic control (ica-acca)* (pp. 1–6).
- Gómez-Ramírez, G. A., Meza, C., y Morales-Hernández, S. (2021). Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas. *Revista Tecnología en Marcha*, 34(3), 70–82.
- Hassan, A. S., Cipcigan, L., y Jenkins, N. (2017). Optimal battery storage operation for pv systems with tariff incentives. *Applied Energy*. Descargado de https://www.researchgate.net/publication/317835578_Optimal_battery_storage_operation_for_PV_systems_with_tariff_incentives
- Kubba, S. (2017). impact of energy and atmosphere."handbook of green building design and construction: Leed, breeam, and green globes, 2nd ed., butterworth-heinemann, 2017, pp. 443-571. *Obtenido de:* <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES>.
- Lai, C. S., y McCulloch, M. D. (2017). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, 190, 191–203.
- Meza, A. e. a. (2018). *Plan nacional de descarbonización. gobierno de costa rica 2018-2050*. Descargado de <https://cambioclimatico.go.cr/wpcontent/uploads/2019/02/PLAN.pdf>
- Ministerio de Ambiente y Energía. (2021). *Estrategia nacional de redes eléctricas inteligentes de costa rica*. Documento en línea. Descargado de <https://sepse.go.cr/wp-content/uploads/2021/08/ENREI-FINAL.pdf>
- Monge, J. B. (2018). *Análisis técnico para la construcción de una planta de generación solar para cartago*. Documento en línea. Descargado de <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/10437>
- Mongird, K., Viswanathan, V., Balducci, P., Alam, J., Fotedar, V., Koritarov, V., y Hadjerioua, B. (2020). An evaluation of energy storage cost and performance characteristics. *Energies*, 13(13), 3307.
- Pillai, G., y Naser, H. Y. (2017). Assessing the technical impact of integrating large-scale photovoltaics to the electrical power network of bahrain. *Sustain. Energy Technol. Assessments*, 20, 78–87. doi: 10.1016/j.seta.2017.02.019
- Power, D. (2022). *Maximize pv production with energy storage & a dco-dc converter*. <https://dynamower.com/dc-to-dcconverter/>.
- P.Swarnakar, S. (2018). "Optimal sizing of a standalone photovoltaic system with battery storage for a residential building,". *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 29, pp. 96-105, 2018.
- Rahman, M. M., Oni, A. O., Gemechu, E., y Kumar, A. (2020). Assessment of energy storage technologies: A review. *Energy Conversion and Management*, 223, 113295.
- Regional, E. O. (2023). Curva de demanda de potencia por países de américa central. *Obtenido de:* <https://www.enteoperador.org/inicio-2/curva-de-demanda-por-paises/>.
- Revelo Ger, J. A. (2017). *Implementación de una red de entrenamiento de distribución eléctrica smart grid* (Bachelor's thesis). Documento en línea. Descargado de <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/7102>
- Rocket, S. (2018). «solar rocket». *Obtenido de:* <http://www.dsrocket.com/baterias-almacenar-energia-solar/>.
- Rodríguez-Gámez, M., Vázquez-Pérez, A., Vélez-Quiroz, A. M., y Saltos-Arauz, W. M. (2018). Mejora de la calidad de la energía con sistemas fotovoltaicos en las zonas rurales. *Revista científica*(33), 265–274. Descargado de http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0124-22532018000300265
- Saini G, K. S. (2019). Sizing of a standalone solar pv system with battery storage using homer software: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 107, 324–335. doi: 10.1016/j.rser.2019.03.003
- Sampaio, P. G. V., y González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 590–601. Descargado de <https://www.sciencedirect.com.ezproxy.itcr.ac.cr/science/article/pii/S1364032117303076> doi: 10.1016/j.rser.2017.03.130
- Seme, S., Lukač, N., Štumberger, B., y Hadžiselimović, M. (2017). Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks. *Energy*, 139, 1261–1266. doi: 10.1016/j.energy.2017.05.088
- Singh, R., Tripathi, P., y Yatendra, K. (2019, October). Impact of solar photovoltaic penetra-

- tion in distribution network. En *2019 3rd international conference on recent developments in control, automation & power engineering (rdcape)* (p. 551-556). Descargado de https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=8979014&casa_token=GFe2nf7sNjcAAAAA:AjRo1xR7ZbAJuWWjuCCfqab29WX08855WBWGLbt0HsOKSvm2yAO_Cilk5S4o-D5kVWxYuLtJTA doi: 10.1109/RDCAPE47057.2019.9043507
- SMA. (2018). *Coficiente de rendimiento factor de calidad de la instalación fotovoltaica*. Documento en línea. Descargado de <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf>
- Steckman, L., y cols. (2020). Alternative energy technologies. En L. M. Steckman (Ed.), *Examining internet and technology around the world* (pp. 185–221). ABC-CLIO. Descargado de https://go-gale-com.ezproxy.itcr.ac.cr/ps/retrieve.do?tabID=T003&resultListType=RESULT_LIST&searchResultsType=SingleTab&hitCount=54&searchType=BasicSearchForm¤tPosition=42&docId=GALE%7CCX8058600015&docType=Topic+overview&sort=Relevance&contentSegment=&prodId=GVRL&pageNum=3&contentSet=GALE%7CCX8058600015&searchId=R1&userGroupName=itcr&inPS=true
- Subías Ruíz, A. (2022). *Sistema de almacenamiento en baterías para la gestión de la generación de una planta fotovoltaica de conexión a red de 5 mw en el estado de nueva york*. Documento en línea. Descargado de <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/185691/Subias%20-%20Sistema%20de%20almacenamiento%20en%20baterias%20para%20la%20gestion%20de%20la%20generacion%20de%20una%20planta%20fot...pdf?sequence=1>
- Tedoldi, S. S. (2017). Impacto de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en la tensión eléctrica—simulación de un caso. En *Xiii congreso latinoamericano de generación y transmisión de energía eléctrica (clagtee)*. Descargado de <http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/21-014.pdf>

Anexo A

Información técnica de la planta fotovoltaica

Hi-MO 5m

(G2)

LR5-66HPH

495~515M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Smart Soldering
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output



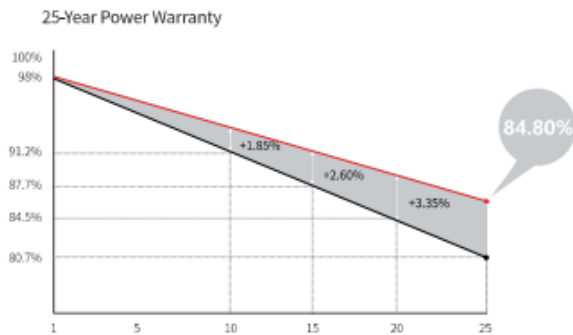
Figura A.1: Ficha técnica del módulo fotovoltaico parte 1 de 3
Fuente:Elaboración propia

Hi-MO 5m

LR5-66HPH 495~515M

21.7% MAX MODULE EFFICIENCY	0~3% POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	-----------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	132 (6 × 22)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	25.3kg
Dimension	2093 × 1134 × 35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 682pcs per 40' HC

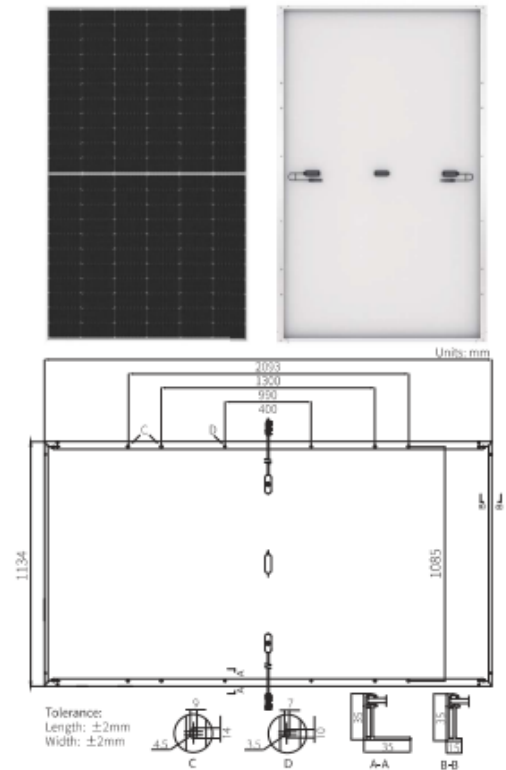


Figura A.2: Ficha técnica del módulo fotovoltaico parte 2 de 3
Fuente:Elaboración propia

Electrical Characteristics	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%					
	LR5-66HPH-495M		LR5-66HPH-500M		LR5-66HPH-505M		LR5-66HPH-510M		LR5-66HPH-515M	
Module Type	LR5-66HPH-495M		LR5-66HPH-500M		LR5-66HPH-505M		LR5-66HPH-510M		LR5-66HPH-515M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	495	370.0	500	373.7	505	377.5	510	381.2	515	384.9
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45.40	42.69	45.55	42.83	45.70	42.97	45.85	43.11	46.00	43.25
Short Circuit Current (Isc/A)	13.82	11.17	13.90	11.24	13.97	11.30	14.05	11.36	14.13	11.42
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	38.23	35.51	38.38	35.65	38.53	35.79	38.68	35.93	38.83	36.07
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.95	10.42	13.03	10.48	13.11	10.55	13.19	10.61	13.27	10.67
Module Efficiency(%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0~3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C



Floor 19, Lujiazui Financial Plaza, Century Avenue
826, Pudong Shanghai, China
Tel: +86-21-90162606
Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20220410V15) G2

Figura A.3: Ficha técnica del módulo fotovoltaico parte 3 de 3
Fuente:Elaboración propia

Prólogo

La creciente demanda de energía, la mayor exigencia de calidad de su suministro y la prioridad en la reducción del consumo de recursos naturales, precisan la utilización de equipos que respondan con unos altos niveles de fiabilidad, seguridad y eficiencia energética.

La orientación hacia las necesidades del cliente y el dominio de nuevas tecnologías nos permite ofrecer productos de acuerdo a estas exigencias.

Fabricamos una completa gama de transformadores de distribución y/o potencia sumergidos en dieléctrico líquido, con un rango de potencias desde 25 kVA hasta 10 MVA y niveles de aislamiento de hasta 72,5 kV.

Los transformadores **transforma.smart** de **Ormazabal** con cambiador de tomas en carga (OLTC) pueden regular la baja tensión sin cortes en el suministro. Gracias a la unidad de control **ekor.tsm** y sus algoritmos de regulación, el transformador mantiene estable la tensión en las redes de distribución compensando las fluctuaciones de la media tensión y reaccionando dinámicamente, en baja tensión, a los cambios de carga y generación distribuida (movilidad eléctrica y fuentes de energías renovables).

En la actualidad, más de 250 000 **transforma** de **Ormazabal** están instalados en redes de distribución pública, industria, parques eólicos y plantas fotovoltaicas en todo el mundo.



Ventajas

La integración de la unidad de control **ekor.tsm** junto al OLTC, permite no solo la regulación de la tensión, sino que abre la puerta a realizar tareas en remoto desde el puesto de mando, la comunicación de medidas de parámetros de red o funciones de protección del transformador.

Seguridad

- Protección por temperatura, presión y nivel del dieléctrico líquido
- Diseño del mecanismo de maniobra del OLTC intrínsecamente seguro

Fiabilidad

- Ensayado conforme a IEC 60076, IEC 61000 e IEC 60214
- Tecnología de vacío probada
- Vida útil equivalente a la de un transformador con cambiador de tomas sin carga
- Probado en nuestro Centro de Investigación y Tecnología, formado por la UDEX y nuestro laboratorio de alta potencia (2500 MVA)

Eficacia

- Retrofitting: tamaño similar al de los transformadores convencionales gracias al compacto diseño del OLTC
- Pérdidas de los transformadores conforme al Reglamento UE 548/2014 (Ecodiseño)

Sostenibilidad

- Ayuda en la integración en la red de distribución de las fuentes de energía renovables y el vehículo eléctrico
- Volumen y peso contenidos gracias al compacto diseño del OLTC (contenido de líquido dieléctrico, acero...)

Normativa

IEC

IEC 60076
IEC 60214
IEC 61000
Reglamento UE 548/2014 (Ecodiseño)

Bajo demanda

Otras normas, especificaciones y reglamentos

Datos técnicos

Potencia nominal	[kVA]	Desde 250 hasta 2000*
Tensión más alta del material en primario	[kV]	Hasta 24
Tensión más alta del material en secundario	[V]	Según requisitos del cliente
Frecuencia	[Hz]	50 / 60
Posiciones del OLTC		Hasta 9
Tensión de paso entre tomas	[V]	Máximo 600
Pérdidas	[W]	Conforme al Reglamento UE 548/2014
Tensión de cortocircuito		Según requisitos del cliente
Grupo de conexión		Según requisitos del cliente
Tipo de refrigeración		ONAN

(*): La potencia máxima depende de la tensión en el primario. Para más información, contacte con **Ormazabal**.

Figura A.4: Ficha técnica del transformador del proyecto.
Fuente:Elaboración propia

INGECON**SUN**

StringBox

**SIMPLE AND SAFE
CONNECTION OF
PHOTOVOLTAIC
STRINGS, 1500 V****12 / 16 / 18 / 20 / 24 / 32**

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

When used in combination with INGECON® SUN series central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for B and C series.

**A complete range of equipment
for all types of projects**

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox is a passive combiner box equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs configurations.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



Figura A.5: Ficha técnica de los combinadores de la planta fotovoltaica parte 1 de 3.

Fuente:Elaboración propia

		1,500 V			
		StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
Input					
Maximum number of input strings		12 / 24 ⁽¹⁾	12 / 24 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾
Maximum current per input (A)		12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses		12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA				
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)				
Maximum DC voltage	1,500 Vdc				
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)				
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²				
Output					
Rated total current (A) ⁽²⁾		144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)				
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole				
DC switch disconnect rating (A)		315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD					
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)				
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)				

Figura A.6: Ficha técnica de los combinadores de la planta fotovoltaica parte 2 de 3.

Fuente:Elaboración propia

General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽²⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)			
Weight (kg)	35	36	36	38
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ⁽²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55°C
⁽³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

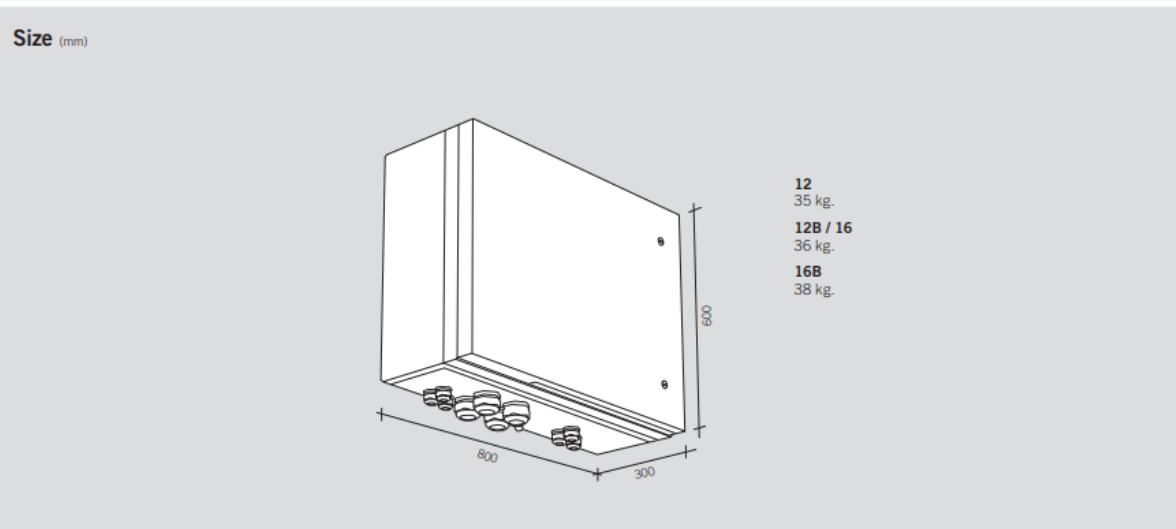


Figura A.7: Ficha técnica de los combinadores de la planta fotovoltaica parte 3 de 3.
Fuente:Elaboración propia


ESPECIFICACIONES TÉCNICAS IFX 6_{rev12}
2100**2250****2400****2550****DATOS DE ENTRADA**

Tensión MPPT mínima (FP=1) ⁽¹⁾⁽²⁾	740 V	790 V	840 V	890 V
Tensión MPPT máxima	1170 V	1250 V		
Vacío máxima	1400 V	1500 V		
Corriente máxima ^(25°C)	3300 A			
Conexiones Paneles	18 entradas			
Sistema de detección de fallo de aislamiento	SI (medida aislamiento, opcional GFDI)			

DATOS DE SALIDA

Potencia nominal de salida (S/P ^{nom})	2100 kVA/kW	2250 kVA/kW	2400 kVA/kW	2550 kVA/kW
Potencia máxima de salida (S/P ^{25°C}) ⁽²⁾	2347 kVA/kW	2515 kVA/kW	2682 kVA/kW	2850 kVA/kW
Tensión nominal (3F +10%, -15%)	515 V	550 V	585 V	620 V
Corriente máxima ^(50°C)	2375 A			
Corriente máxima ^(25°C)	2650 A			
Frecuencia	50/60 Hz			
Factor de Potencia	Ajustable (1 a potencia nominal)			
THD Salida	< 3% a potencia nominal			
Aislamiento galvánico	NO (Opción BT/MT-BT/BT)			
Rendimiento Máx.	98,5 %	98,6 %	98,6 %	98,7 %
Rendimiento EUR	98,2 %	98,2 %	98,3 %	98,4 %
Estructura de control	Lógica de control y DSP, Tecnología SVM			
Comunicaciones	Puerto de comunicaciones RS -485, Ethernet,...			

PROTECCIONES

Sobretensiones	Entradas y salida
Sobreintensidades	Entradas y salida
Polarización inversa	Sí
Sobret temperatura	Sí
Frecuencia máx. / mín.	Sí
Tensión máx./mín.	Sí
Funcionamiento en isla	Desconexión automática

DATOS GENERALES

Temperatura de funcionamiento	- 20°C ...+ 50°C ⁽³⁾⁽⁴⁾
Humedad relativa	0%-100%
Dimensiones (h x w x d)	2.300 x 2.870 x 1780 mm
Peso	4.500 Kg
Altitud	1000 msnm ⁽⁴⁾
Índice de Protección (IP)	IP54

Figura A.8: Ficha técnica del inversor central de la planta fotovoltaica.

Fuente:Elaboración propia

Apéndice A

Demanda de la red Cocorí para cada día de análisis

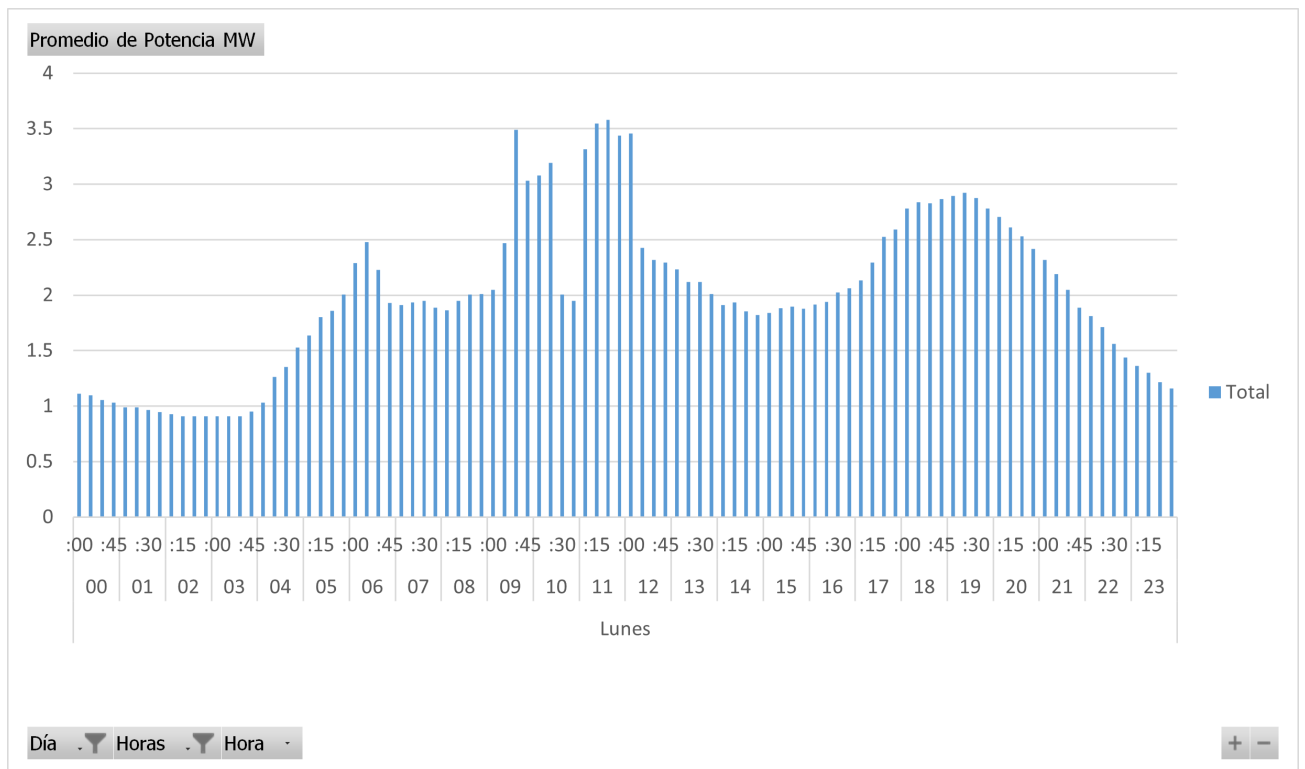


Figura A.1: Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Lunes de la semana de análisis
Elaboración propia

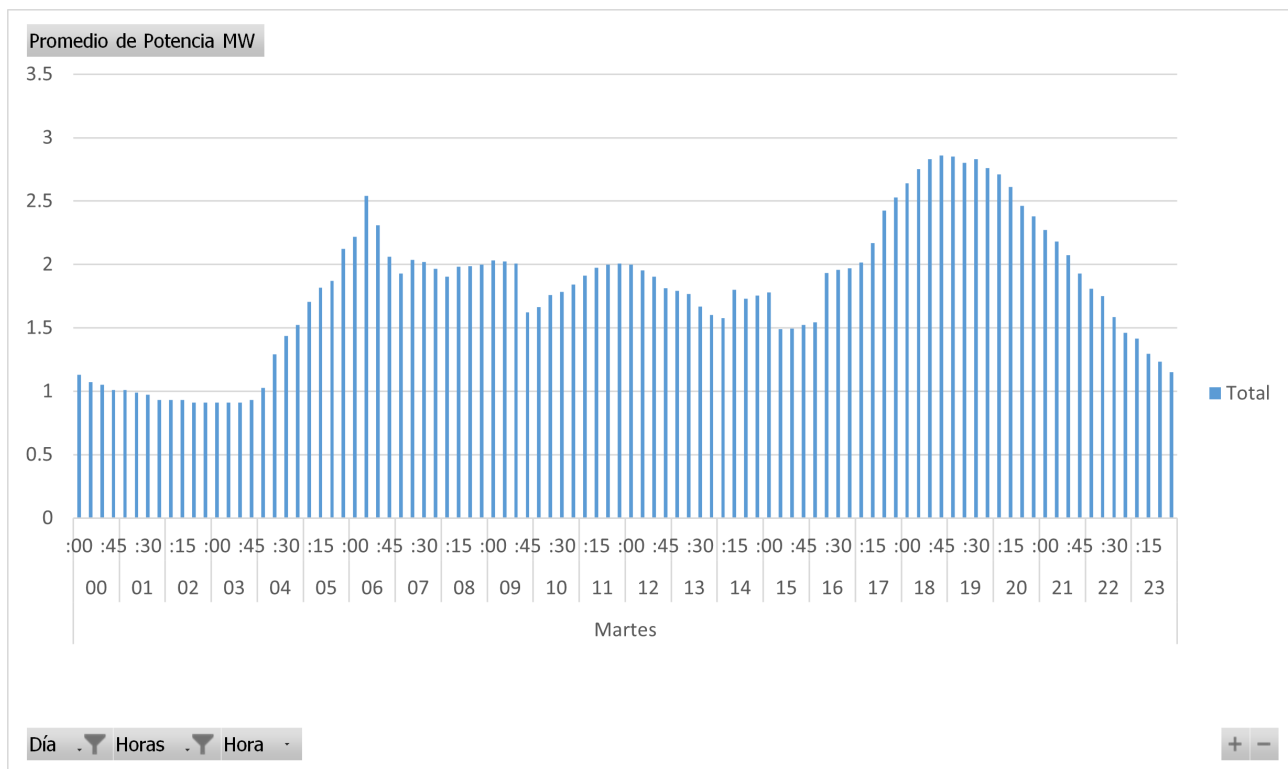


Figura A.2: Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Martes de la semana de análisis
Elaboración propia

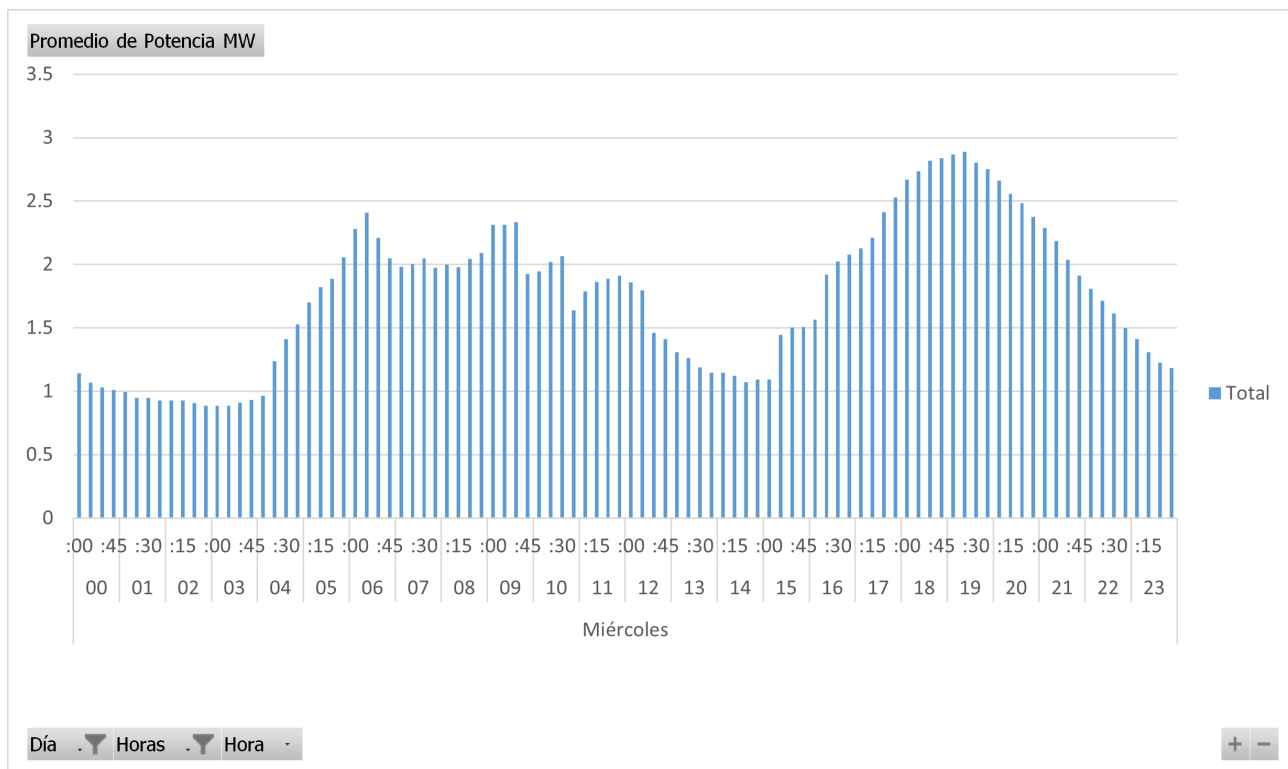


Figura A.3: Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Miércoles de la semana de análisis
Elaboración propia

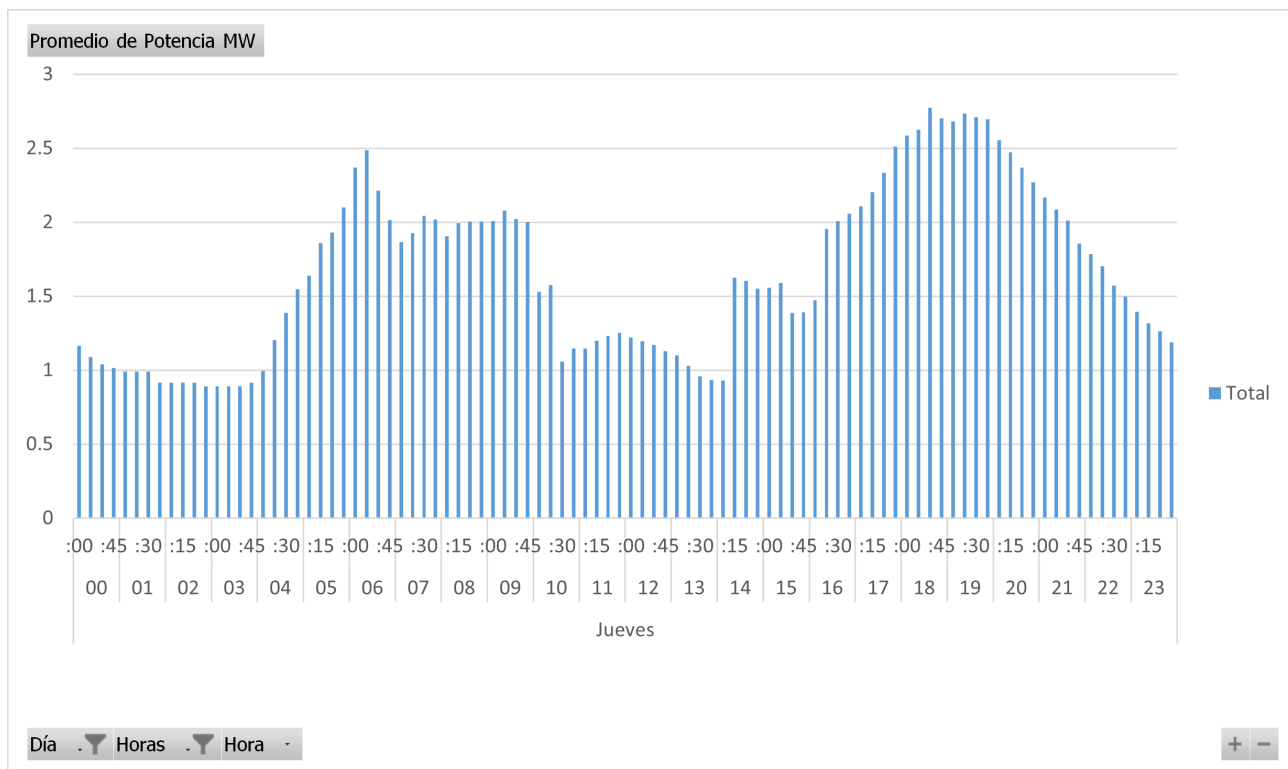


Figura A.4: Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Jueves de la semana de análisis
Elaboración propia

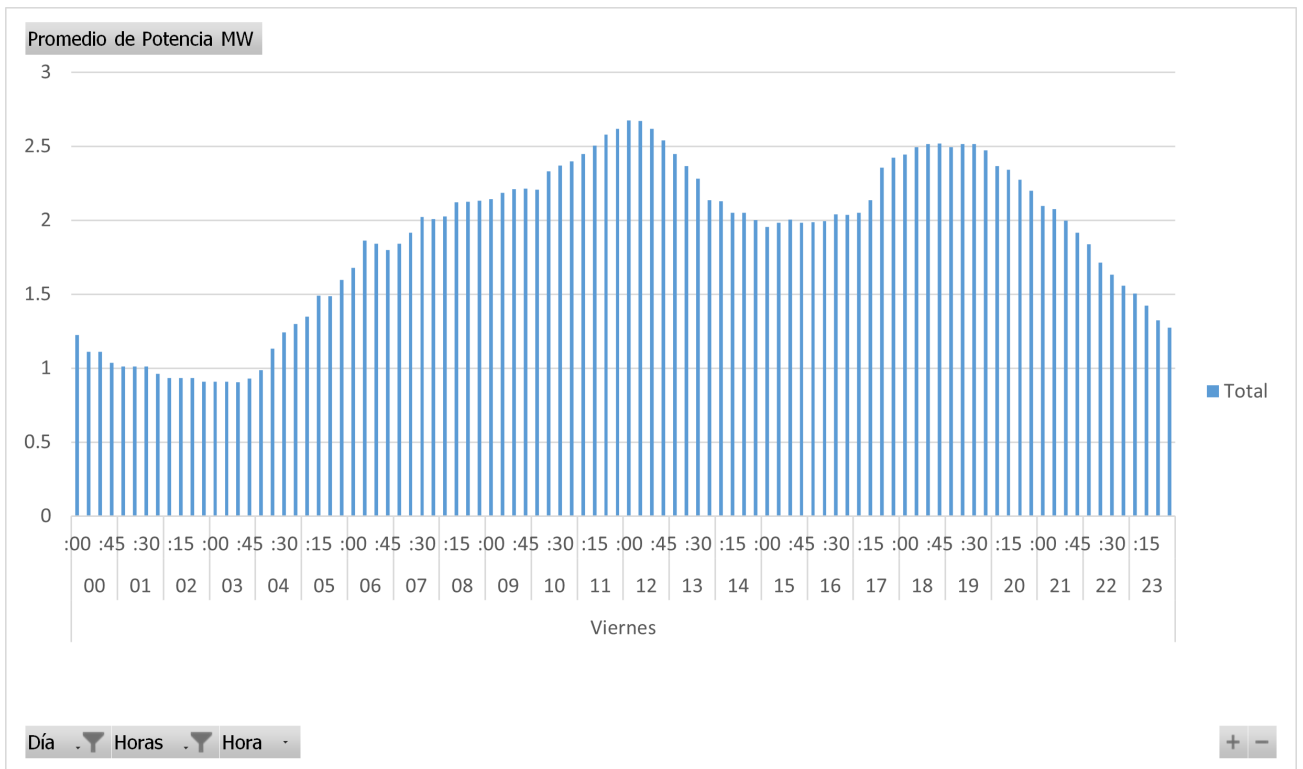


Figura A.5: Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Viernes de la semana de análisis
Elaboración propia

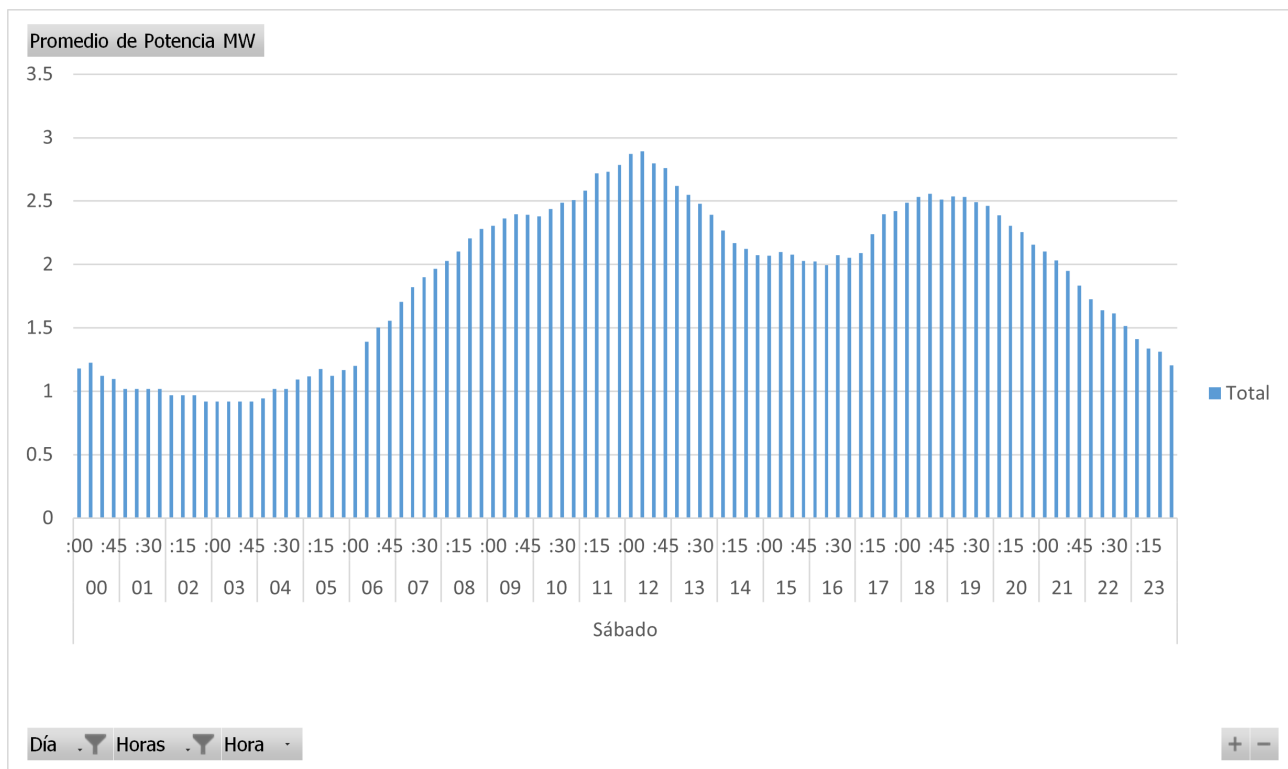


Figura A.6: Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Sábado de la semana de análisis
Elaboración propia

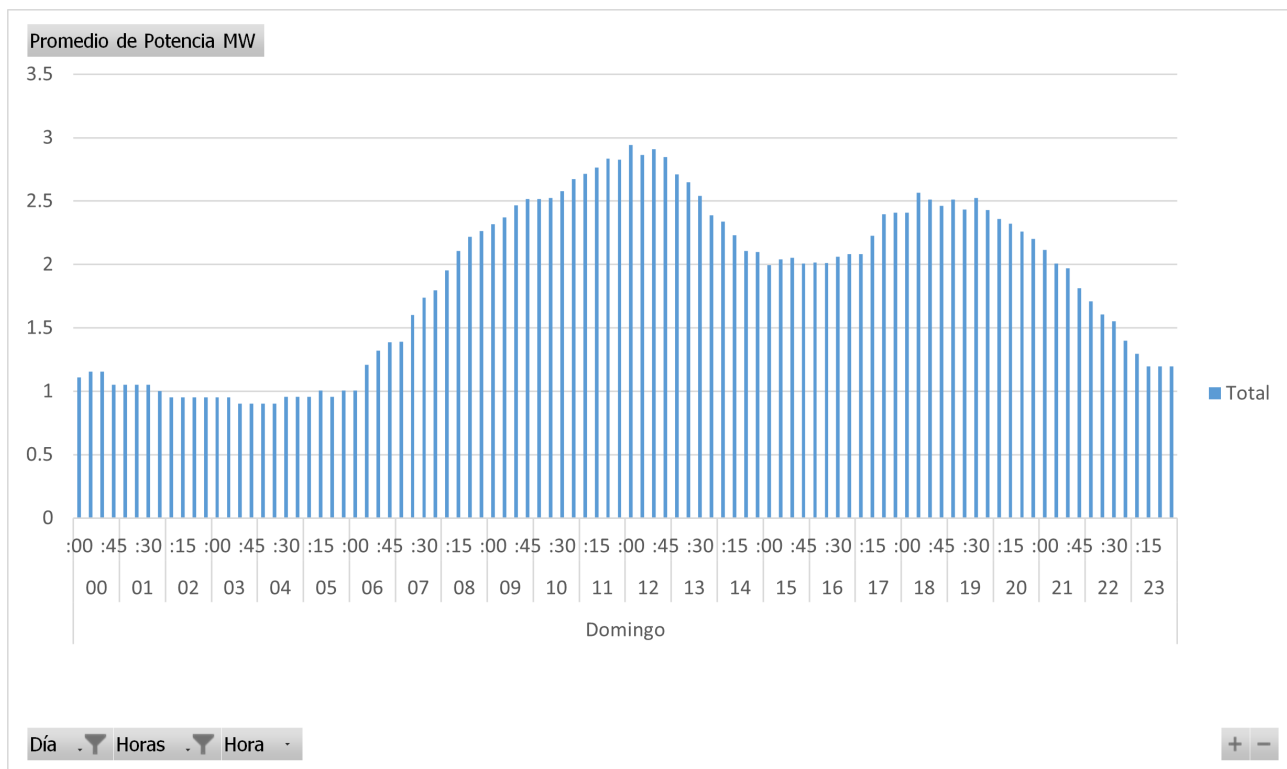


Figura A.7: Demanda del presente en el circuito Cocorí para el día Domingo de la semana de análisis
Elaboración propia

Apéndice B

Reportes de PVsyst

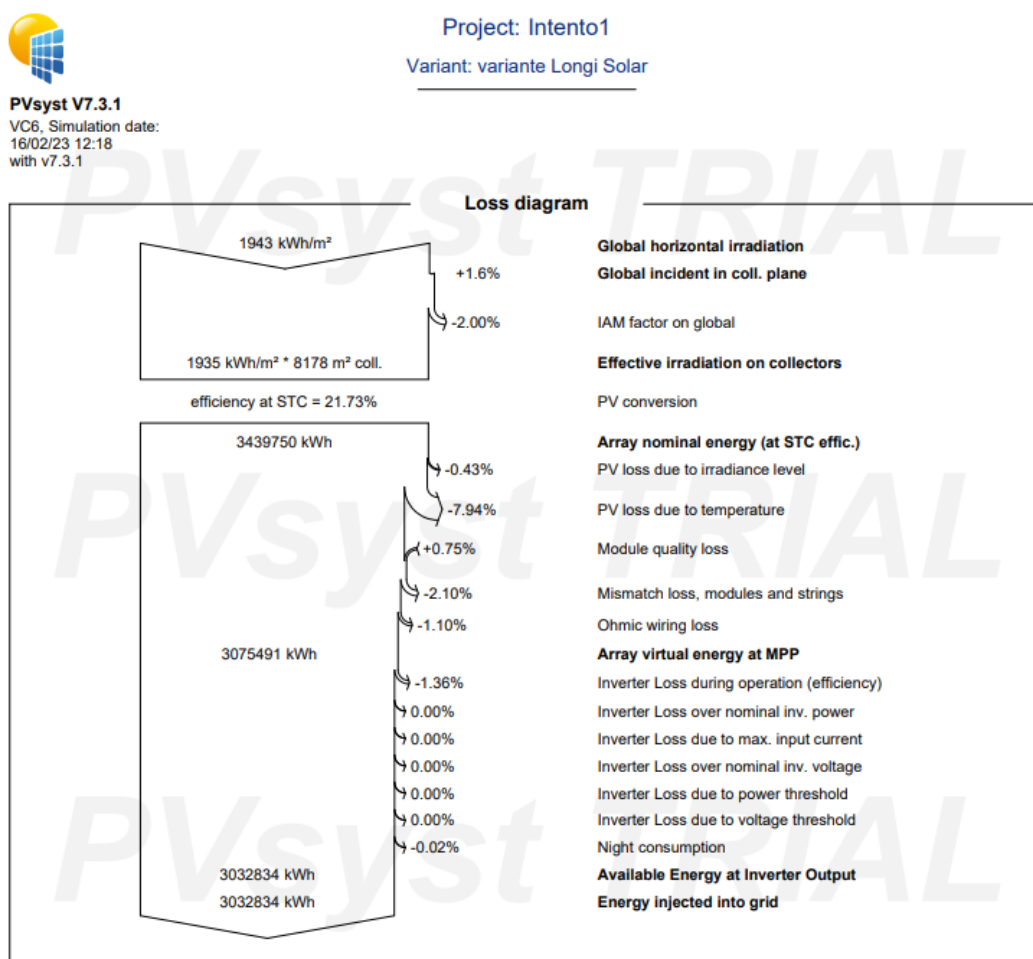


Figura B.1: Información de pérdidas de la planta fotovoltaica en PVsyst
 Fuente: Elaboración propia



Project: Intento1

Variant: variante Longi Solar

PVsyst V7.3.1

VC6, Simulation date:
16/02/23 12:18
with v7.3.1

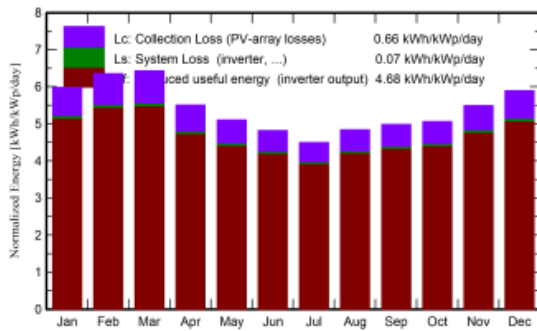
Main results

System Production

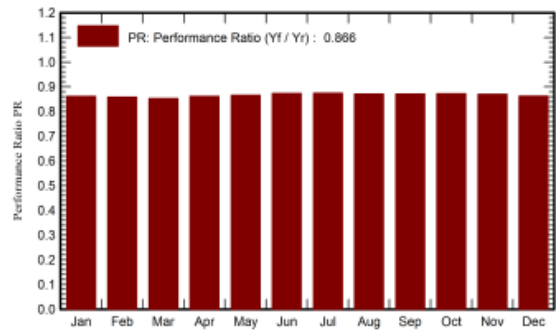
Produced Energy 3032834 kWh/year

Specific production 1710 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 86.60 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	165.0	56.07	21.01	185.5	182.5	287698	283711	0.862
February	164.1	54.30	21.45	177.9	175.1	274782	270961	0.859
March	195.1	64.80	22.20	199.5	195.9	306307	302054	0.854
April	171.4	76.35	22.27	165.2	161.8	256152	252618	0.862
May	171.2	72.09	21.89	158.3	154.8	246686	243243	0.866
June	159.0	76.01	21.28	144.6	140.7	227068	223931	0.873
July	151.1	79.67	21.63	139.4	136.0	219331	216273	0.874
August	157.9	79.45	21.47	150.2	146.9	235429	232166	0.872
September	150.2	76.29	20.80	149.5	146.4	234390	231136	0.871
October	150.3	77.45	20.78	156.9	153.9	246195	242791	0.872
November	149.1	62.80	20.47	164.8	161.8	257841	254272	0.870
December	158.5	50.86	21.07	182.7	179.4	283610	279678	0.863
Year	1942.9	826.12	21.36	1974.6	1935.2	3075491	3032834	0.866

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

Figura B.2: Información general sobre generación de la granja solar en PVsyst.
Fuente: Elaboración propia