

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

## FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TESIS

### **Propuesta de baterías BESS, planta solar y predicción de la demanda nacional para reducir tarifas eléctricas en usuarios libres del mercado peruano con potencia contratada limitada**

Para obtener el título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por

Bsc. Jafet Daniel Santivañez Gutarra

 [0000-0001-8050-912X](https://orcid.org/0000-0001-8050-912X)

Asesor

Dr. Fredy Saravia Poicon

 [0000-0002-8097-9524](https://orcid.org/0000-0002-8097-9524)

LIMA – PERÚ

2025

---

Citar/How to cite	(Santivañez, 2025)
Referencia/Reference	Santivañez, J. (2025). <i>Propuesta de baterías BESS, planta solar y predicción de la demanda nacional para reducir tarifas eléctricas en usuarios libres del mercado peruano con potencia contratada limitada</i> . [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

---

***Dedicatoria***

*Dedicado a mis padres y hermano que de su docencia inspiraron mi camino.*

## Resumen

El presente trabajo de investigación se centra en el análisis técnico y económico de la implementación conjunta de una planta solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) para un cliente libre del mercado eléctrico peruano, ubicado en Arequipa. Este cliente posee un contrato PPA que limita la potencia contratada, generando restricciones operativas para cubrir su demanda máxima. Como alternativa, se plantea una solución basada en energías renovables y almacenamiento energético que permita reducir costos por cargos de potencia y energía, además de mejorar la confiabilidad de su sistema eléctrico.

El estudio inicia con un diseño de ingeniería preliminar que estima el dimensionamiento técnico y presupuestal tanto de la planta solar como del BESS, considerando condiciones locales y perfiles de carga. Asimismo, se incorpora un sistema de gestión de energía (EMS) que optimiza la operación de los recursos energéticos distribuidos.

Se analizan dos escenarios: el primero, en el periodo  $t_1$ , donde el cliente depende parcialmente de grupos electrógenos por insuficiencia de potencia contratada; y el segundo, posterior al año  $t_1$ , cuando la red de distribución cubre la demanda máxima, eliminando generación térmica adicional.

En este segundo escenario, se plantea la estrategia de peak shaving mediante la predicción de la demanda en horas punta, lo que permite optimizar el uso del BESS y reducir cargos por potencia. Para ello, se considera un EMS con capacidad de pronóstico y compatibilidad con el mercado eléctrico peruano.

Finalmente, se evalúa la viabilidad financiera a través de indicadores como VAN, TIR, payback y costo nivelado de energía, sustentando la propuesta como alternativa sostenible para clientes libres.

**Palabras clave** — BESS, Solar, Máxima demanda coincidente, Diesel, Clientes Libres.

## Abstract

This research focuses on the technical and economic analysis of the joint implementation of a photovoltaic solar plant and a battery energy storage system (BESS) for a free client in the Peruvian electricity market, located in Arequipa. This client holds a PPA contract that limits the contracted capacity, creating operational restrictions to meet its maximum demand. As an alternative, the study proposes a renewable energy solution complemented with energy storage, aiming to reduce costs associated with capacity and energy charges, while improving the reliability of the client's power system.

The study begins with a preliminary engineering design that estimates the technical sizing and budget of both the solar plant and the BESS, considering site-specific conditions and user load profiles. In addition, the integration of an Energy Management System (EMS) is included to optimize the operation of distributed energy resources.

Two scenarios are analyzed: the first, during period  $lt$ , when the client partially depends on diesel generators due to insufficient contracted capacity; and the second, after year  $lt$ , when the distribution grid fully covers the maximum demand, eliminating the need for additional thermal generation.

In this second scenario, a peak shaving strategy is proposed, based on forecasting coincident peak demand, which optimizes the BESS operation and reduces capacity charges. For this purpose, the EMS must include advanced forecasting capabilities and ensure compliance with the regulatory and market dynamics of the Peruvian electricity sector.

Finally, the financial viability of the project is assessed through key indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), payback period, and Levelized Cost of Energy (LCOE), supporting the proposed solution as a sustainable alternative for free clients.

**Keywords — BESS, Solar, Coincident Peak Demand, Diesel, Free Clients.**

## Tabla de Contenidos

Resumen .....	iv
Abstract .....	v
Introducción .....	xiii
CAPÍTULO I. Generalidades .....	1
1.1 Antecedentes de la Investigación .....	2
1.2 Identificación y descripción del problema de estudio: .....	5
1.3 Formulación del problema .....	7
1.3.1 Problema principal .....	8
1.3.2 Problemas secundarios .....	9
1.4 Justificación .....	10
1.5 Objetivos de estudio .....	12
1.5.1 Objetivo General .....	12
1.5.2 Objetivos Específicos .....	13
1.6 Hipótesis .....	13
1.6.1 Hipótesis General .....	13
1.6.2 Hipótesis Específicas .....	14
1.7 Variables y operacionalización de variables .....	14
1.7.1 Variables Independientes (VI) .....	14
1.7.2 Variables Dependientes (VD) .....	15
1.8 Metodología de investigación .....	16
1.8.1 Unidades de Análisis .....	16
1.8.2 Tipo, enfoque y nivel de investigación .....	17
1.8.3 Diseño de la Investigación .....	17
1.8.4 Fuentes de Información .....	18
1.8.5 Población y muestra .....	19
1.8.6 Análisis y Procesamiento de Datos .....	21
CAPITULO II. Marco teórico y marco conceptual .....	22
2.1 Bases teóricas .....	22
2.1.1 Energía Solar Fotovoltaica .....	22
2.1.2 Baterías de Litio Ferrofosfato .....	24
2.1.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) .....	25
2.1.4 Sobrecarga térmica en conductores eléctricos .....	28
2.2 Marco conceptual .....	29
2.2.1 Integración de sistema fotovoltaico (FV) .....	29
2.2.2 Despacho de energía .....	29

2.2.3.	Algoritmos de predicción .....	30
2.2.4.	Potencia contratada .....	30
2.2.5.	Calidad de la energía .....	30
2.2.6.	Confiabilidad del sistema eléctrico .....	31
2.2.7.	Economía de la energía y mercado eléctrico en el Perú.....	31
2.2.8.	Tarifas y cargos por potencia para clientes libres.....	32
2.2.9.	Máxima Demanda Coincidente MDC .....	32
2.2.10.	Hora punta y fuera de punta en marco regulatorio para tarifas eléctricas	34
2.2.11.	Aplicaciones específicas de los BESS y el control del EMS .....	35
2.2.12.	Índice de rendimiento solar .....	36
2.2.13.	Costo medio de energía para la reducción de tarifas eléctricas y costos diesel .....	37
2.2.14.	LCOE .....	38
2.2.15.	Valor Presente .....	39
2.2.16.	Indicadores o KPIs financieros .....	40
CAPÍTULO III. Desarrollo del trabajo de investigación .....		42
3.1	Características del usuario de estudio.....	42
3.2	Conceptos de facturación y análisis del PPA .....	46
3.3	Características de los grupos electrógenos:.....	51
3.3.1	Estimación del costo asociado por energía de grupos Diesel: .....	52
3.4	Condiciones de irradiancia solar local: .....	53
3.5	Optimización y dimensionamiento preliminar del sistema BESS y planta solar: ....	56
3.5.1	CAPEX estimado de proyecto solar:.....	56
3.5.2	CAPEX estimado de BESS:.....	58
3.5.3	Metodología de optimización .....	59
3.5.4	Resultados de la optimización .....	60
3.6	Diseño del sistema Fotovoltaico.....	63
3.6.1	Estudio geoespacial y meteorológico.....	63
3.6.2	Selección de componentes.....	65
3.6.3	Generación Solar resultante y pérdidas detalladas .....	71
3.6.4	Degradación anual en generación .....	73
3.6.5	Resumen del sistema fotovoltaico .....	76
3.7	Diseño del sistema BESS .....	76
3.7.1	Ubicación y Selección de Componentes.....	77
3.7.2	Eficiencia de la trayectoria y degradación de ciclos .....	78
3.8	Diseño del sistema auxiliar de energía.....	81
3.9	Filosofía de operación, sistema de gestión de energía y predicción.....	82

3.9.1 Filosofía de Operación.....	82
3.9.2 Selección de sistema de gestión de energía y predicción .....	85
3.10 Costos detallados del proyecto .....	86
3.10.1 Equipamiento.....	86
3.10.2 Logística .....	88
3.10.3 Costos de Instalación .....	90
3.10.4 Obras civiles y electromecánicas.....	90
3.10.5 Totalización .....	91
3.11 Análisis LCOE.....	92
CAPÍTULO IV. Resultados, contrastación de hipótesis y discusión.....	94
4.1. Resultados .....	94
4.1.1. Balance de energía y potencia .....	94
4.1.2 Valor presente .....	96
4.1.3 Retorno de inversión.....	97
4.2. Contrastación de hipótesis .....	98
4.2.1 Contrastación de hipótesis general.....	98
4.2.2 Contrastación de las hipótesis secundarias .....	100
4.3. Discusión .....	103
Conclusiones .....	105
Recomendaciones .....	107
Referencias .....	109
ANEXOS.....	115

## Lista de Tablas

Tabla 1. Técnicas de investigación e instrumentos .....	18
Tabla 2. Condiciones anuales de la muestra en balance de potencia y costos sin IGV... 20	
Tabla 3. Desagregación de potencias en Hora Punta y energía en Hora Punta y Fuera de Punta mensual..... 45	
Tabla 4. Precio en Nuevos Soles de la potencia activa de generación LA EMPRESA con SEAL por KW mes..... 46	
Tabla 5. Precio en Nuevos Soles de la energía en Hora Punta de generación por kWh. 47	
Tabla 6. Precio en Nuevos Soles del PCSPT de LA EMPRESA con SEAL por kW- mes 48	
Tabla 7. Precio en Nuevos Soles de Potencia Dx HP de LA EMPRESA con el concesionario .....	49
Tabla 8. Cargo por alumbrado público de LA EMPRESA mensual .....	50
Tabla 9. Características principales del grupo electrógeno a Diesel modelo Cummins-C600-D6 .....	51
Tabla 10. Características principales del grupo electrógeno a Diesel modelo Cummins-C750-D6 .....	51
Tabla 11. Características principales del grupo electrógeno a Diesel modelo Cummins-C800-D6 .....	51
Tabla 12. Resumen de despacho de Diesel anual .....	52
Tabla 13. Promedio anual de kWh/m2 día de acuerdo con diferentes fuentes y períodos de estudio .....	55
Tabla 14. Características de un módulo solar para la simulación de optimización y ubicación geográfica para la fuente de base de datos de irradiancia .....	57
Tabla 15. Componentes principales distribuidos de la planta solar .....	67
Tabla 16. Definición del horizonte para simulación de generación solar .....	70
Tabla 17. Perfil del horizonte para simulación de generación solar..... 71	
Tabla 18. Parámetros para la implementación del análisis de Montecarlo .....	74
Tabla 19. Resumen del sistema FV seleccionado..... 76	
Tabla 20. Componentes principales del sistema BESS..... 77	
Tabla 21. Parámetros principales del sistema BESS .....	79
Tabla 22. Cargas auxiliares definidas para el proyecto .....	81
Tabla 23. Componentes principales del proyecto con sus precios en sitio de proyecto... 86	
Tabla 24. Estudio de Contenedor para Carga Útil..... 88	
Tabla 25. Volumen para trasladar por Componente..... 89	
Tabla 26. Estimación de obras civiles .....	90
Tabla 27. Costos totales del proyecto en modo CAPEX .....	91
Tabla 28 Costos totales distribuidos .....	91

Tabla 29 Flujo LCOE .....	92
Tabla 30. Balance de energía y potencia durante el periodo antes del año It .....	94
Tabla 31. Balance de energía y potencia durante después del año It de incremento de potencia contratada si considerar operación del BESS + Solar.....	95
Tabla 32. Balance de energía y potencia durante después del año It de incremento de potencia contratada considerando la operación del BESS + Solar.....	95
Tabla 33. Análisis de flujo de caja descontado .....	96
Tabla 34. KPIs financieros del proyecto.....	98

## Lista de Figuras

Figura 1. Porcentaje de usuarios sin cubrir su demanda total en función del total de usuarios .....	9
Figura 2: Tendencia de los precios de manufactura de las baterías hasta el 2024 .....	12
Figura 3: Día aproximado de operación común de la Empresa en kW .....	20
Figura 4: (a) Configuración del sustrato para células de CdTe (b) Células de perovskita en la configuración n-i-p y (c) Configuración de células de CIGS.....	22
Figura 5: Minerales y elementos químicos principales en células de silicio actualmente.	23
Figura 6: Composición de una celda de $\text{LiFePO}_4$ .....	25
Figura 7: Componentes que conforman un BESS.....	26
Figura 8: Instalación típica industrial de los BESS en cara a la red.....	26
Figura 9: Esquema de componentes de un grupo electrógeno a Diesel.....	28
Figura 10: Ejemplo de la máxima demanda coincidente nacional de diciembre 2003 .....	34
Figura 11: Modos de operación posibles según estándares MESA para BESS .....	36
Figura 12: Ubicación del cliente en el cual se realizará el estudio.....	42
Figura 13: Diagrama unifilar de las subestaciones de LA EMPRESA y sus cargas distribuidas .....	43
Figura 14: Día típico mensual de operación de la carga de LA EMPRESA suministrada	44
Figura 15: Día típico distribuido de operación de los grupos electrógenos por requerimiento de la demanda.....	45
Fuente:Propio .....	53
Figura 16: Curva típica de consumo de Diesel cada hora versus una potencia de carga	53
Figura 17: GHI específico en las coordenadas de LA EMPRESA .....	54
Figura 18: GHI específico mensual de acuerdo con diferentes bases de datos .....	55
Figura 19: Curva de distribución típica de GHI en rangos 15 minutales .....	56
Figura 20: Distribución de probabilidad para el gasto de capital (CAPEX) de instalaciones comerciales (distribución normal).....	57
Figura 21: (a)Tendencias de CAPEX distribuidos por horas de almacenamiento y (b) función de CAPEX vs horas de almacenamiento .....	59
Figura 22: Superficie de optimización de 4 dimensiones para diferentes BESS de 1h de almacenamiento .....	61
Figura 23: Superficie de optimización de 4 dimensiones para diferentes BESS de 2h de almacenamiento .....	61
Figura 24: Superficie de optimización de 4 dimensiones para diferentes BESS de 4h de almacenamiento .....	62
Figura 25: Superficie de optimización de 4 dimensiones para diferentes BESS de 6h de almacenamiento .....	62

Figura 26: Ubicación geográfica de la zona de dimensionamiento.....	63
Figura 27: Año meteorológico típico para generación solar en software simulador .....	64
Figura 28: Perfil de suelo, inclinación y espaciamiento del proyecto .....	65
Figura 29: Límites eléctricos de los strings en DC. ....	66
Figura 30: Unifilar simplificado de la conexión de la planta solar a la subestación SE Tocota .....	68
Figura 31: (a)Unifilar simplificado de la conexión de todos los buses DC. (b) Equivalente auxiliar de la planta solar más sistema BESS. ....	69
Figura 32: Unifilar simplificado de la conexión de un bloque solar en el DC combiner Sunny String Monitoring.....	70
Figura 33: Perfil de horizonte de acuerdo con el régimen geográfico planteado y simulado .....	71
Figura 34: Energía normalizada en kWh/kWp/día durante el primer año del proyecto ....	72
Figura 35: Diagrama de Sankey de pérdidas del sistema .....	73
Figura 36: Degradación de la plata solar hasta el año 25 .....	75
Figura 37: Generación anual efectiva hasta el año 25 .....	75
Figura 38: Unifilar simplificado de la conexión del sistema BESS a la celda de distribución centralizada .....	77
Figura 39: Degradación anual del contenedor de baterías On Energy a 365 ciclos/año..	79
Figura 40: Energía en el punto de interconexión a la subestación SE TOCOTA Epoi(i) ..	80
Figura 41: Despacho óptimo en algunos días como ejemplo antes del año It .....	82
Figura 42: Filosofía de operación en la segunda etapa del proyecto.....	84
Figura 43: Días típicos con priorización de despacho en horas punta y límite de suministro sin exceso.....	84
Figura 44: Días típicos con priorización de despacho en horas punta y límite de suministro sin exceso a nivel máximo. ....	85
Figura 45: Capacidades técnicas del sistema de gestión de energía de On.Energy .....	86
Figura 46: Ahorros Netos amortizados para el flujo equivalente de compra en los años del proyecto.....	97
Figura 47: Factor de planta por meses al año 0 de la implementación.....	100
Figura 48: Esquema de despacho de optimización de consumo de Diesel de día típico con gran irradiancia solar en el año 0 o <lt del proyecto.....	101
Figura 49: Esquema de despacho con enfoque tarifario para cargos por potencia - año>lt del proyecto .....	103

## Introducción

En el sistema eléctrico peruano, los clientes libres son aquellos usuarios con demandas iguales o superiores a 200 kW, o con consumos anuales mayores a 2,500 MWh, que pueden negociar directamente sus contratos de suministro con generadores o comercializadores (OSINERGMIN, 2023). Dentro de este segmento, muchos clientes enfrentan restricciones en su potencia contratada, debido a limitaciones de infraestructura eléctrica, capacidad disponible en subestaciones, o restricciones técnicas impuestas por las empresas distribuidoras o el operador del sistema (COES, 2024).

Estas restricciones de potencia activa contratada —frecuentes en zonas industriales o alejadas de los principales nodos de transmisión— limitan el crecimiento operativo de empresas que requieren mayor capacidad eléctrica para ampliar su producción. Ante este panorama, la figura del cliente libre con potencia limitada se ha vuelto común en el Perú, especialmente en sectores como agroindustria, minería intermedia y manufactura ligera.

Desde una perspectiva operativa y económica, esta limitación genera ineficiencias y costos adicionales: muchos usuarios deben recurrir a generación térmica interna (grupos electrógenos) para cubrir sus picos de demanda, lo cual eleva significativamente el costo marginal de energía en comparación con el suministro de red. Además, la imposibilidad de aumentar la potencia contratada impacta negativamente en los planes de expansión y competitividad de estas empresas.

En el contexto de la transición energética global, el Perú ha comenzado a integrar de manera significativa los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS, por sus siglas en inglés) en su matriz energética. Esta tecnología no solo mejora la estabilidad

y confiabilidad del sistema eléctrico nacional, sino que también facilita la incorporación de fuentes de energía renovable intermitente, como la solar y la eólica.

Un ejemplo destacado es el sistema Chilca BESS, implementado por ENGIE Energía Perú en la Central Termoeléctrica Chilca Uno, ubicada en Cañete, Lima. Con una capacidad instalada de 26,5 MW, este proyecto es actualmente el sistema de almacenamiento de energía con baterías más grande del país. Su función principal es proporcionar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), contribuyendo así a la estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). (Engie,2023)

En la región amazónica, Electro Oriente, en colaboración con Amazonas Energía Solar, ha desarrollado centrales híbridas en Requena y Tamshiyacu, en el departamento de Loreto. Estas instalaciones combinan generación fotovoltaica con sistemas BESS, sumando una potencia solar instalada de 9,6 MWp y una capacidad de almacenamiento de 13,5 MWh. Estos proyectos han permitido reemplazar en gran medida la generación térmica, beneficiando a más de 29,000 habitantes con un suministro eléctrico más limpio y confiable. (Pv magazine, 2024)

Además, el Banco Mundial proyecta que las energías renovables no convencionales, como la solar y la eólica, representarán el 45% de la capacidad instalada en Perú para 2050, destacando la necesidad de incorporar sistemas de almacenamiento para garantizar la estabilidad del suministro eléctrico. (IFC 2023)

El presente trabajo de investigación presenta un exhaustivo análisis técnico-económico de los BESS para aumentar la penetración de la energía solar renovable y reducir los costes de facturación en las industrias con potencia activa contratada limitada desde el suministro eléctrico perteneciente al mercado eléctrico peruano.

Finalmente, se presenta un estudio de caso detallado que analiza la viabilidad técnica y financiera de implementar un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en un entorno industrial específico del mercado peruano. Este caso práctico aborda una

situación representativa de muchas industrias en el país: operaciones con potencia activa contratada limitada, alta dependencia de generación diésel para suplir cargas adicionales, y creciente interés en la incorporación de energía renovable para reducir costos y huella ambiental.

El estudio evalúa distintas configuraciones de BESS acoplados a sistemas solares fotovoltaicos, considerando variables clave como el perfil de carga del usuario, los costos asociados al despacho desde la red versus la autogeneración, la dinámica de precios del mercado eléctrico, y los cargos por potencia facturada. Se simulan distintos escenarios de operación con y sin BESS, midiendo indicadores como el ahorro neto en la factura eléctrica, la mejora del factor de potencia, la reducción de picos de demanda y la mitigación de riesgos por fallos en el suministro.

A través de esta evaluación, el presente trabajo pretende proveer evidencia cuantitativa y cualitativa que respalde la toma de decisiones estratégicas en sectores industriales, tanto por parte de operadores como de responsables políticos y empresas de servicios públicos. Asimismo, se busca contribuir con lineamientos técnicos aplicables a proyectos futuros que aspiren a integrar de manera efectiva tecnologías renovables y almacenamiento en contextos con restricciones contractuales, sentando bases para un futuro energético más limpio, confiable, resiliente y económicamente sostenible.

## CAPÍTULO I. Generalidades

La creciente demanda mundial de energía, junto con la imperante necesidad de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, ha acelerado la adopción de fuentes de energía renovable, especialmente la energía solar fotovoltaica (FV), dentro de la matriz energética global. No obstante, la naturaleza intermitente de la generación solar representa un desafío significativo para la estabilidad, confiabilidad y calidad del sistema eléctrico, particularmente en entornos industriales. Esta situación se ve agravada en contextos como el peruano, donde ciertos usuarios del mercado libre operan con una potencia activa contratada limitada, lo cual restringe su capacidad de acceder a mayores niveles de energía desde la red, incluso cuando sus procesos productivos así lo requieren.

Esta limitación contractual no solo impone barreras al crecimiento industrial, sino que también condiciona la adopción de tecnologías renovables, al no existir flexibilidad suficiente en el suministro para absorber excedentes solares en tiempo real o manejar variaciones abruptas de carga. Frente a ello, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés), especialmente aquellos basados en tecnologías de litio-ferrofosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ), emergen como una solución tecnológica eficaz. Los BESS permiten almacenar energía solar generada localmente, amortiguar las variaciones de carga, suavizar picos de demanda y, en particular, suplementar la potencia limitada contratada con energía almacenada, reduciendo la necesidad de costosas ampliaciones de contrato o inversiones en generación fósil complementaria.

La presente tesis desarrolla un análisis técnico-económico integral sobre la aplicación de BESS en escenarios industriales con restricciones de potencia contratada, dentro del contexto regulatorio del mercado eléctrico peruano. Inicialmente, se expone el panorama actual de adopción de sistemas solares FV en la industria, identificando las limitaciones derivadas de las restricciones contractuales y de red. Posteriormente, se describen los fundamentos técnicos, configuraciones y beneficios operativos de los BESS en términos de integración a red, mejora de la calidad de suministro y soporte de carga crítica.

El estudio se complementa con un caso aplicado que evalúa la viabilidad financiera de un sistema Solar + BESS en una planta industrial real, considerando factores como el ahorro por reducción de picos de demanda, desplazamiento de generación fósil y aumento del autoconsumo renovable. Con ello, se busca ofrecer herramientas prácticas y evidencia cuantitativa que respalden decisiones de inversión por parte de usuarios industriales, agentes del mercado y entidades reguladoras, promoviendo una transición energética sostenible, resiliente y adaptada a las particularidades contractuales de suministro en Perú.

## **1.1 Antecedentes de la Investigación**

- El análisis de costo nivelado de almacenamiento de Lazard - Versión 7.0 (2021) proporciona una evaluación detallada de los costos asociados con diversas tecnologías de almacenamiento de energía, centrándose en los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés). El informe compara la viabilidad económica de estas tecnologías para múltiples aplicaciones, incluida la integración a la red eléctrica y la mejora de la calidad de la energía. Al analizar factores como los costos de capital, los gastos operativos y los parámetros específicos de cada tecnología, el estudio ofrece información valiosa para las partes interesadas que buscan invertir en soluciones de almacenamiento de energía que se ajusten mejor a sus necesidades y contribuyan a un futuro energético más sostenible.
- R. Guzmán, H. Canchari Porto, et al. (2022) en “Evaluación de Generación de Energía Eléctrica Mediante Un Sistema Solar Fotovoltaico Con Sistema de Almacenamiento de Energía Con Baterías (BEES- Storage) En La Zona Sur Del País.” Analiza cómo la implementación de una planta solar fotovoltaica con almacenamiento mediante baterías puede aumentar la confiabilidad y flexibilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). El trabajo demuestra que

este tipo de solución permite inyectar energía y potencia firme durante las horas punta sin irradiación solar, contribuyendo a mitigar la variabilidad inherente a la generación renovable y mejorando la calidad del despacho eléctrico.

- Denholm, P. y Hand, M en “Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy*, 39(3), 1817-1830”. (2011). Investiga la flexibilidad de la red y la capacidad de almacenamiento necesarias para lograr una alta penetración de electricidad renovable variable, proporcionando información valiosa para la integración de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en el mercado de ERCOT, Consejo de Fiabilidad Eléctrica de Texas, Estados Unidos, con sus siglas en inglés.
- Akhil, A. A., Huff, G., et al (2013). En “Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA para Sandia National Laboratories”, ofrece una descripción detallada de diversas tecnologías de almacenamiento de energía, incluidos los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), sus aplicaciones y su impacto en la calidad de la energía y la integración a la red eléctrica.
- Salpakari, J. y Lund, P. (2016) en “Optimal and rule-based control strategies for energy flexibility in buildings with PV. *Applied Energy*, 161, 425-436”. Explora estrategias de control óptimas y basadas en reglas para la flexibilidad energética en edificios, centrándose en la integración de sistemas fotovoltaicos solares y sistemas de almacenamiento de energía, como los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS).
- Huang, Q. y Li, J. (2017). En “Battery energy storage systems for frequency response in power systems with high renewable energy penetration. *Energy*, 139,

685-696”. Evalúa el papel de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en la provisión de respuesta de frecuencia en sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables, abordando específicamente los desafíos de la estabilidad de la red y la calidad de la energía.

- Luo, X., Wang, J., Dooner, M. y Clarke, J. (2015) en “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137, 511-536”. Proporciona una visión general del desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica, centrándose en su potencial de aplicación en la operación de sistemas eléctricos, incluida la estabilidad de la red y la mejora de la calidad de la energía.
- F.Lo, D. Wang, D.Liu et al (2017). En “A Comprehensive Review on Energy Storage System Optimal Planning and Benefit Evaluation Methods in Smart Grids, 71, 1072-1087”. Este artículo de revisión analiza el mercado de almacenamiento de energía, incluidos los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), desde la perspectiva del mercado eléctrico reestructurado, destacando las oportunidades y desafíos de integrar sistemas de almacenamiento para diversas aplicaciones.
- C.Xie, D. Wang, C.Lai et al (2017). En “Optimal sizing of battery energy storage system in smart microgrid considering virtual energy storage system and high photovoltaic penetration”. El artículo propone una estrategia de dimensionamiento óptimo de dos capas para sistemas de almacenamiento de energía en baterías en una microrred inteligente con alta penetración fotovoltaica, considerando la participación de sistemas de almacenamiento de energía virtual en programas de respuesta a la demanda.

- A. Luna, M. Nunez Del Prado, A.Talavera et al. (2017) En “Power demand forecasting through social network activity and artificial neural networks”. Explora métodos innovadores para prever a corto plazo la demanda nacional de electricidad en Perú. El estudio emplea métodos de previsión directos e indirectos. El método indirecto utiliza la actividad de las redes sociales, en concreto los mensajes de Twitter, para estimar la demanda nacional de electricidad mediante modelos de regresión. En cambio, el método directo aplica redes neuronales artificiales (RNA) para prever la demanda de energía.
- M.Sigalo, A. Pillai, S. Das et al. (2021) en “An energy management system for the control of battery storage in a grid-connected microgrid using mixed integer linear programming” muestran un software de control para sistemas de almacenamiento en baterías en microrredes conectadas a la red, centrado en minimizar los costes de consumo de energía teniendo en cuenta las variaciones en las tarifas de la red, la generación de energía renovable y la demanda de carga. El planteamiento utiliza una red de memoria a corto plazo para las predicciones y una estrategia de horizonte decreciente para la aplicación en tiempo real, y muestra un potencial de reducción de los costes operativos.

## **1.2 Identificación y descripción del problema de estudio:**

El problema principal que aborda esta tesis radica en el desafío de integrar de manera eficiente la energía solar renovable en entornos industriales que operan con una potencia activa contratada limitada, sin comprometer la estabilidad del sistema eléctrico ni la continuidad operativa de los procesos productivos. Esta problemática se presenta con mayor intensidad en los clientes libres del mercado eléctrico peruano, cuya capacidad de suministro está sujeta a contratos bilaterales con generadores o distribuidores que fijan un máximo de potencia demandable durante períodos establecidos.

Si bien la energía solar representa una fuente limpia, sostenible y cada vez más competitiva en términos económicos, su naturaleza intermitente —dependiente de la irradiación solar y las condiciones climáticas— introduce incertidumbre en la generación. Esta variabilidad se traduce en fluctuaciones bruscas de potencia que pueden generar desbalances entre oferta y demanda instantánea en la instalación del usuario. En los casos en que los usuarios tienen contratos con límites de potencia activa, esta situación representa un riesgo adicional, ya que la potencia máxima que pueden demandar está contractual y económicamente restringida, aunque la red física pueda tener la capacidad técnica para suministrar mayores niveles de energía.

De acuerdo con el Reglamento de Comercialización de Energía Eléctrica (DS N° 027-2003-EM), los clientes libres deben establecer contractualmente su potencia activa con los suministradores, y cualquier exceso respecto al valor contratado puede generar penalidades, recargos o restricciones operativas (Art. 88 y 92). En consecuencia, muchas industrias se ven obligadas a emplear generación térmica interna mediante grupos electrógenos a diésel, gas natural o gasolina, para cubrir picos de carga que superan su potencia contratada.

Este tipo de generación no solo incrementa los costos operativos y de mantenimiento —reflejados en un mayor medio de energía en USD/MWh—, sino que también incrementa las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuye la competitividad del usuario. A ello se suma la exposición a cargos por potencia, que se determinan en función de la demanda máxima registrada en periodos punta, los cuales pueden aumentar significativamente cuando no se gestionan adecuadamente los picos de consumo.

En este contexto, se identifica la necesidad de implementar soluciones tecnológicas que faciliten una integración eficiente de fuentes renovables intermitentes con respaldo local. Esto incluye la implementación de sistemas de almacenamiento de energía (BESS) y plataformas de gestión energética avanzada (EMS), capaces de optimizar el consumo, reducir costos asociados a penalidades por potencia, garantizar continuidad operativa y fomentar una operación más eficiente, resiliente y sostenible en el tiempo.

### 1.3 Formulación del problema

En el contexto descrito, donde los actores del sector energético del Perú buscan robustecer el suministro eléctrico y mejorar la eficiencia en el consumo energético de los clientes libres, surge una pregunta de investigación crítica: ¿De qué manera la implementación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) puede contribuir significativamente a la optimización del uso de energía solar fotovoltaica, minimizando simultáneamente los cargos por potencia para clientes libres con potencia activa contratada limitada, garantizando así la viabilidad técnica y económica de su adopción dentro del mercado eléctrico peruano con uso de algoritmos de predicción de la máxima demanda coincidente?

Esta pregunta se desglosa en preguntas específicas que abordan las dimensiones críticas del problema:

- Técnica: ¿Cómo pueden los sistemas de almacenamiento de energía (BESS), mediante su sistema de gestión energética (EMS), aprovechar los excedentes de generación solar durante el día para realizar peak shaving en horas punta, optimizando así el consumo de generación térmica (diésel o gas) y facilitando la adaptación progresiva hacia una matriz energética más limpia y eficiente?
- Económica: ¿Cómo el modelo financiero, mediante indicadores como VAN, TIR y Payback, permite evidenciar el retorno de inversión para los operadores y justificar la reducción de costos para los clientes libres, en el contexto de tarifas negociadas e incentivos a la generación renovable?
- Regulatoria: ¿Qué marco regulatorio es usado para facilitar la integración y operación eficiente de los BESS en el mercado eléctrico peruano, protegiendo los intereses tanto de los oferentes como de los consumidores finales?

La relevancia de esta investigación radica en su capacidad para proporcionar una base de conocimiento y recomendaciones prácticas para las partes interesadas clave, incluidos reguladores, operadores de sistemas eléctricos, y consumidores industriales, sobre cómo

los BESS pueden ser integrados eficazmente en el mercado eléctrico peruano. Esto, a su vez, contribuirá a la transición energética del país hacia un sistema más sostenible, resiliente y eficiente.

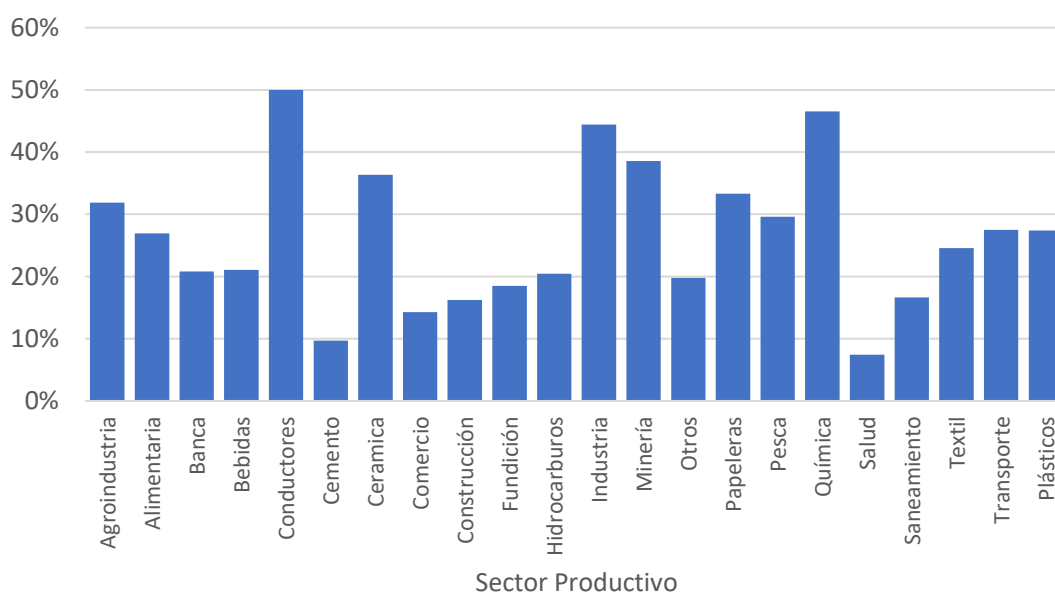
### **1.3.1 Problema principal**

El acceso confiable y competitivo a la energía eléctrica para usuarios industriales en el Perú enfrenta múltiples desafíos estructurales. En diversas regiones del país, se han identificado limitaciones en la infraestructura de distribución que genera deficiencias en la calidad del suministro, con registros de interrupciones frecuentes y variaciones de tensión en zonas industriales, documentadas en los informes trimestrales de Osinergmin sobre la operación del SEIN (Osinergmin, 2022a; 2022b)

De acuerdo con la información del MINEM enero 2024, se puede demostrar una problemática estructural en la suficiencia energética de diversos sectores productivos del país. Se observa que un número significativo de usuarios industriales no logra cubrir su demanda total de energía, lo que pone en riesgo la continuidad operativa y la estabilidad de procesos críticos. Sectores como Conductores, Industria, Química y Minería destacan por presentar porcentajes de déficit superiores al 35%, siendo el sector Conductores el más afectado, con aproximadamente el 50% de sus usuarios en condición de insuficiencia.

Este escenario revela una clara desarticulación entre la planificación del suministro eléctrico y las necesidades reales de los sectores productivos. En contextos como el actual, donde la eficiencia y confiabilidad energética son pilares para la competitividad industrial, esta brecha no solo limita el crecimiento económico, sino que también incrementa la vulnerabilidad operativa frente a interrupciones o sobrecostos asociados a métodos alternativos (como generación diésel o desconexión de cargas).

**Figura 1.** Porcentaje de usuarios sin cubrir su demanda total en función del total de usuarios



*Fuente:* COES

Finalmente, muchas de estas empresas no cuentan con una evaluación integral de la configuración y los esquemas operativos de los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía, ni de los sistemas de gestión energética (EMS) y algoritmos de predicción asociados, lo que impide optimizar el despacho de energía y reducir el consumo eléctrico. Esta falta de análisis y optimización limita la posibilidad de alcanzar beneficios económicos en clientes libres cuya potencia contratada está restringida al consumo productivo.

### 1.3.2 Problemas secundarios

- La variabilidad del recurso solar por efectos meteorológicos limitan un cálculo lineal de la capacidad instalada de las plantas solares, es por ello que es necesario realizar un análisis del potencial de generación solar fotovoltaica en el punto geográfico de la empresa, sin ello no será posible caracterizar adecuadamente la variabilidad diaria y estacional de la generación mediante el uso de datos históricos y modelos estadísticos, limitando así una planificación energética precisa en base a recursos fotovoltaicos.

- Sin un cálculo preciso de la potencia y energía del almacenamiento de energía, los costos del proyecto pueden no ser los óptimos y dificultará el despacho de carga y la reducción del consumo energético proveniente de grupos electrógenos.
- Ante la posibilidad de una nueva adenda o contrato que incremente la potencia contratada, muchos usuarios optan por no invertir en sistemas solares con baterías debido a que, en términos de valor presente, el costo medio de dicha solución resulta superior al costo de continuar usando únicamente la red eléctrica. Esta percepción de inviabilidad financiera a largo plazo se debe, en gran parte, al desconocimiento de los componentes del contrato de suministro eléctrico y a la falta de herramientas que permitan identificar oportunidades operativas. La ausencia de un sistema de gestión energética con capacidades de predicción de la máxima demanda coincidente impide optimizar los cargos por potencia mediante el uso estratégico del almacenamiento, limitando así el aprovechamiento económico de estos sistemas.

#### **1.4. Justificación**

La justificación de esta investigación se sustenta en dos problemáticas interrelacionadas que afectan el sistema eléctrico peruano y la competitividad de los clientes libres. En primer lugar, se ha identificado la saturación de las redes y la limitación en el incremento del servicio de potencia contratada. Estas condiciones generan cuellos de botella en la distribución y dificultan la incorporación de nuevos usuarios o el incremento de la potencia contratada por aquellos que requieren mayores niveles de consumo. Esta restricción no solo genera problemas operativos, sino que también afecta la planificación financiera y la sostenibilidad operativa de sectores clave, como la minería y la industria, que dependen de un suministro energético confiable y predecible. La inestabilidad tarifaria, agravada por la volatilidad de precios (por ejemplo, el incremento del precio spot y sus repercusiones en

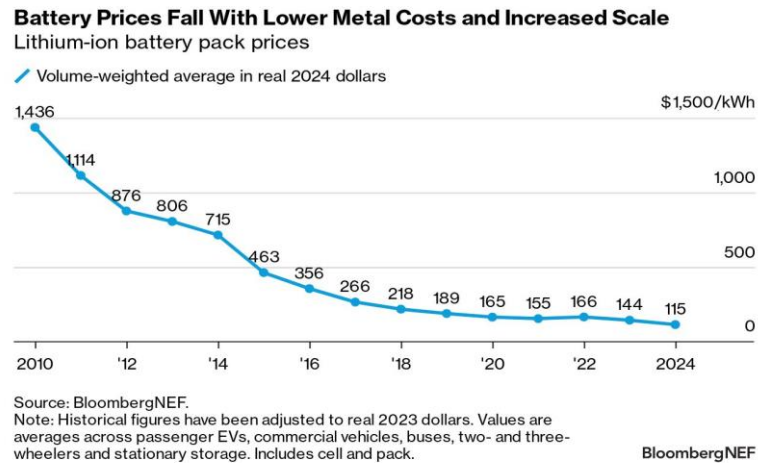
los contratos libres) profundiza la problemática al introducir incertidumbre y mayores costos en las operaciones de estos clientes.

En segundo lugar, aunque históricamente el sistema eléctrico peruano ha dependido en gran medida de la generación hidroeléctrica y térmica, la creciente demanda energética, la diversificación de la mezcla productiva y los retos asociados a la estabilidad de la red motivan la necesidad de incorporar otras fuentes renovables, en particular la energía solar fotovoltaica como se documentó en los últimos años (MINEM 2023). Esta fuente se destaca por su potencial para complementar la matriz eléctrica y reducir la dependencia de una única fuente. Sin embargo, la naturaleza intermitente y variable de la energía solar plantea desafíos en términos de estabilidad y continuidad del suministro.

La incorporación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) se presenta como una solución innovadora y necesaria para enfrentar ambos retos. Por un lado, el uso de BESS permite almacenar el excedente de energía generado durante los periodos de alta irradiación, lo que contribuye a aliviar la saturación de las redes, ya que se reduce la necesidad de aumentar inmediatamente la capacidad de contrato. Por otro lado, la integración de algoritmos avanzados de predicción de la demanda optimiza la carga y descarga de estas baterías, permitiendo gestionar de manera más eficiente la capacidad contratada y mitigando los picos de consumo que originan mayores costos contractuales y operativos relacionados a los cargos por potencia.

Además, el análisis económico basado en el modelo del retorno de inversión propuesto refuerza la viabilidad financiera de implementar BESS por su tendencia rápida en la reducción de su implementación (Véase la Figura 2). Esta aproximación no solo evidencia la capacidad de los BESS para mejorar la eficiencia económica, sino que también subraya la importancia de reformar el marco regulatorio actual para facilitar su integración, protegiendo los intereses de todos los actores involucrados y favoreciendo un entorno más competitivo y predecible.

**Figura 2:** Tendencia de los precios de manufactura de las baterías hasta el 2024



Fuente: BloombergNEF

En cuanto al marco regulatorio, es indispensable evaluar y mejorar las políticas actuales para facilitar la integración eficiente de los BESS en el mercado eléctrico, protegiendo los intereses de todos los actores involucrados. Esta investigación contribuirá significativamente a la transición energética del Perú hacia un sistema más sostenible, resiliente y eficiente, proporcionando recomendaciones prácticas basadas en evidencia empírica que guiarán a reguladores, operadores y consumidores en la adopción de tecnologías de almacenamiento de energía. Los resultados serán de gran valor para diversas partes interesadas, incluyendo reguladores del mercado eléctrico, operadores de sistemas eléctricos, inversores y consumidores industriales, al abordar aspectos técnicos, económicos y regulatorios de la integración de BESS, proporcionando una guía comprensiva para la toma de decisiones informadas y estratégicas.

## 1.5. Objetivos de estudio

### 1.5.1. Objetivo General

Evaluar la configuración y los esquemas operativos de los sistemas FV con almacenamiento de energía, así como los EMS y algoritmos de predicción, para optimizar

el despacho de energía y reducir el consumo, alcanzando el beneficio económico de los clientes libres con potencia contratada limitada al consumo productivo.

### **1.5.2. Objetivos Específicos**

- Analizar el potencial de la generación solar fotovoltaica en el punto geográfico de la EMPRESA, utilizando datos históricos y modelos estadísticos para caracterizar la variabilidad diaria y estacional de la generación.
- Modelar el impacto de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) integrados a la generación solar, optimizando el despacho de carga para reducir el consumo por grupos electrógenos.
- Analizar la viabilidad técnica y económica de sistemas solares con baterías frente a escenarios de incremento de la potencia contratada, considerando los componentes del contrato de suministro eléctrico e incorporando un sistema de gestión energética con capacidades de predicción de la demanda máxima coincidente, para optimizar los cargos por potencia y maximizar el beneficio económico del usuario.

## **1.6. Hipótesis**

### **1.6.1. Hipótesis General**

El despacho y consumo de energía se optimizan mediante la integración de sistemas fotovoltaicos (FV), almacenamiento en baterías (BESS) y un sistema de gestión de energía (EMS) con algoritmos de predicción de demanda. Esta combinación permite maximizar los ahorros asociados a la potencia coincidente, eliminar la necesidad de utilizar grupos electrógenos y mantener la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, incluso en clientes libres con restricciones de potencia contratada.

## **1.6.2. Hipótesis Específicas**

- La generación solar fotovoltaica en el Perú presenta patrones de variabilidad diarios y estacionales predecibles, que pueden ser caracterizados mediante modelos estadísticos aplicados a datos históricos, lo que permite anticipar excedentes energéticos aprovechables con sistemas BESS.
- La operación coordinada entre sistemas BESS y plantas solares permite optimizar el despacho energético, disminuyendo significativamente el uso de grupos electrógenos en condiciones de alta demanda o baja irradiación sol.
- La implementación de un sistema de gestión energética con capacidades de predicción de la demanda máxima coincidente, integrado a una solución solar con baterías en peak shaving, permite optimizar los cargos por potencia en contratos de suministro eléctrico con incremento de potencia contratada, mejorando así la viabilidad económica del proyecto frente al uso exclusivo de la red eléctrica

## **1.7. Variables y operacionalización de variables**

### **1.7.1. Variables Independientes (VI)**

- Energía y Potencia de solar fotovoltaica
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Unidad: kWh/día o MWh/mes y kWp
  - Descripción: Energía generada por el sistema solar y su potencia pico
- Energía y potencia de diseño del BESS
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Unidad: kW y kWh

- Descripción: Potencia y energía nominal suministrada por las baterías a la carga.
- Año de incremento de potencia contratada (*It*)
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Unidad: años
  - Descripción: Año donde la distribuidora de la muestra está dispuesto a incrementar la potencia contratada hasta una potencia activa acordada por las partes.
- Configuración del EMS (algoritmo de control)
  - Tipo: Categórica ordinaria
  - Descripción: Tipo de operación de acuerdo con el año *It*.

### 1.7.2. Variables Dependientes (VD)

- Reducción de la potencia máxima coincidente
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Unidad: kW
  - Descripción: Cambio en la demanda máxima registrada mensual o diaria.
- Reducción de Costo Medio de Energía
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Indicador propuesto: USD/MWh
  - Descripción: Costo nivelado de energía que decrece por el ahorro en galones de Diesel y Tarifas eléctricas.
- Consumo de Diesel
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Indicador propuesto: MWh/mes o galones usados en Diesel
  - Descripción: Medida de cómo se ha suavizado o aplanado el consumo.

- Costos de energía y potencia (LCOE)
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Unidad: USD/kWh o USD/kW-mes
  - Descripción: Precio de la energía en función del contrato de cliente libre del suministro con la muestra.
- VAN (Valor Actual Neto):
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Unidad: USD
  - Descripción: Representa el valor presente de los flujos netos de caja generados por el proyecto, descontados a una tasa establecida (10 % en este caso). Un VAN positivo indica que el proyecto es rentable y genera valor económico.
- TIR (Tasa Interna de Retorno):
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Unidad: Porcentaje (%)
  - Descripción: Es la tasa de descuento que iguala el VAN a cero. Refleja la rentabilidad del proyecto; si la TIR es mayor que la tasa de descuento utilizada, el proyecto es financieramente viable.
- Periodo de Recuperación (Payback):
  - Tipo: Cuantitativa continua
  - Unidad: Años
  - Descripción: Indica el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial del proyecto a partir de los ahorros generados. Un periodo corto de recuperación mejora la atractividad financiera del proyecto.

## **1.8. Metodología de investigación**

### **1.8.1. Unidades de Análisis**

La investigación utilizará como unidad de análisis a los datos geográficos y de consumo eléctrico de una cliente libre sur del país con potencia limitada provista por la empresa SEAL y estudiada por las facturas en este trabajo. El cliente libre se localiza en la provincia de Arequipa y departamento de Arequipa, esta empresa posee una capacidad instalada en potencia nominal de 3.5MVA y su contrato con SEAL es de 2.5MVA y 2 MW.

### **1.8.2. Tipo, enfoque y nivel de investigación**

- **Cuantitativa:** Validación de la hipótesis mediante un modelo económico que incorpore impuestos y degradación de la planta solar y baterías.
- **Cualitativa:** comparación específica con la alternativa diésel, usando como métrica el costo de generación por USD/MWh.

El estudio se enmarca en un nivel explicativo–analítico, cuyo propósito es identificar las relaciones de causa-efecto entre variables técnicas —como el perfil de carga y la degradación del BESS + SOLAR— y factores económicos —tales como las tarifas eléctricas, el precio del diésel y los impuestos—, mediante un enfoque deductivo que contraste de manera rigurosa las hipótesis planteadas, al tiempo que incorpora una perspectiva constructivista para interpretar los resultados en función del contexto operativo específico de la minera.

### **1.8.3. Diseño de la Investigación**

El presente estudio adopta un diseño de investigación aplicada y explicativa, ya que busca ofrecer una solución técnica viable a una problemática real: la integración eficiente de sistemas de generación solar y almacenamiento energético (BESS) en entornos industriales con potencia contratada limitada. Se orienta a explicar el impacto del uso combinado de tecnologías renovables y sistemas de

gestión energética en la reducción de costos operativos asociados al consumo eléctrico.

Asimismo, el enfoque metodológico es cuantitativo, dado que se basa en la recolección y análisis de datos energéticos, simulaciones de carga, y evaluación económica a partir de escenarios comparativos con y sin la implementación del sistema híbrido Solar + BESS. El diseño es no experimental y de tipo longitudinal, ya que se observarán los efectos a lo largo del tiempo, sin manipulación directa de variables, utilizando herramientas de simulación, análisis de demanda histórica y proyecciones energéticas.

#### 1.8.4. Fuentes de Información

Para comprobar la hipótesis formulada, el presente trabajo será elaborado empleando la metodología del enfoque mixto conforme a lo descrito en la Tabla 1, donde se desarrollará la recolección y el análisis de datos, en base a la medición de potencia eléctrica por el medidor de la celda principal de distribución de la empresa

**Tabla 1.** *Técnicas de investigación e instrumentos*

ENFOQUE	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	INSTRUMENTO
<p><b>CUANTITATIVO</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Consumo neto del cliente en Potencia activa demandada real quinceminutal (kW) durante 1 año</li> <li>- Potencia activa de generación solar simulada desde PVSyst en (kW)</li> <li>- Energía de generación solar anual (kWh)</li> <li>- Tarifas asociadas actuales y proyectas a barras y costos asociados según Osinergmin</li> <li>- Degradación porcentual de las baterías</li> <li>- Degradación anual de generación solar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Medidores de red instalados en las celdas de distribución y consumo (Históricos)</li> <li>- Software de cálculo PVSyst</li> <li>- Software estadístico y ejecutables en Python 3.5</li> <li>- Información de las Marcas y fabricantes</li> </ul>

<b>CUALITATIVO</b>	-Evaluación de Potencia Mínima Facturable en el contrato de distribución	-Plataforma Osinergmin -Facturación del cliente

Fuente: Elaboración propia.

### 1.8.5. Población y muestra

La presente investigación se enfoca en un cliente industrial del mercado eléctrico peruano, identificado como LA EMPRESA, ubicado en la región Arequipa. Esta organización cuenta con una potencia contratada de 2.5 MVA (equivalente a 2 MW) con la empresa distribuidora Sociedad Eléctrica del Sur Oeste (SEAL), aunque presenta una demanda máxima registrada de hasta 3.1 MW, lo cual evidencia una limitación en su contrato de suministro que restringe su operación productiva en momentos de alta demanda.

La muestra de estudio estará conformada por los siguientes tipos de información disponibles:

- Registros históricos de medidores eléctricos: Datos provenientes de los medidores de potencia activa ubicados en las subestaciones de distribución que alimentan a LA EMPRESA, con resoluciones de 15 minutos y 1 hora, que permitirán caracterizar los perfiles de carga eléctrica.
- Simulaciones de irradiancia solar: Datos satelitales provenientes de repositorios internacionales (como PVGIS, Solargis o NASA-POWER), utilizados para estimar el potencial de generación solar fotovoltaica en el sitio específico del proyecto.
- Facturación eléctrica mensual: Registros de facturación emitidos por SEAL a LA EMPRESA durante los últimos 12 meses, los cuales incluyen componentes tarifarios como energía, potencia, penalidades y otros cargos, permitiendo realizar un análisis económico detallado.

Adicionalmente, se utilizarán fuentes oficiales como las plataformas del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) y del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), para validar parámetros técnicos, regulatorios y económicos relevantes al contexto del suministro eléctrico de LA EMPRESA.

**Tabla 2.** Condiciones anuales de la muestra en balance de potencia y costos sin IGV

Concepto	Seal		Grupos Diesel		Total	
	Valor	USD	Valor	USD	Valor	USD
<b>Potencia Hora Punta Promedio**</b>	1453 kW	359,976.08	1271 kW		2724 kW	
<b>Energía Hora Punta*</b>	1602.052 MWh	379,166.42	12639.621 MWh	4,183,715	4720.7 MWh	5,302,023.47
<b>Energía Hora Fuera de Punta*</b>	6943.68 MWh				17482.303 MWh	
<b>Costo medio de energía USD/MWh</b>	86.5		331.0		238.80	

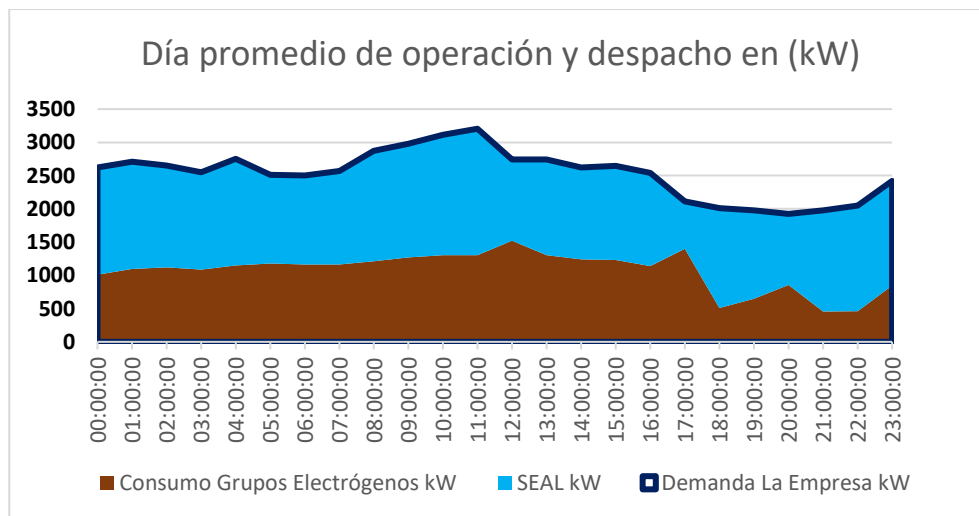
Fuente: Elaboración propia.

(\*) Donde este concepto incluye los conceptos tarifarios del FISE y LER

(\*\*) considerándose la máxima demanda en hora punta como máxima demanda coincidente para ser más conservadores en la imagen de la muestra

Los costos en USD se calcularon en base a la sección 3.1, 3.2 y 3.3 del presente trabajo

**Figura 3:** Día aproximado de operación común de la Empresa en kW



Fuente: Elaboración propia.

La distribución del despacho energético requerido por la EMPRESA fue estimada a partir de la información de facturación, la cual será analizada en detalle en el desarrollo del presente trabajo. Los registros evidencian un comportamiento sostenido en el uso de grupos electrógenos a diésel para cubrir la demanda excedente no atendida por la red de distribución, alcanzando una proporción promedio de aproximadamente 42 % de energía suministrada por generación propia, frente al 58 % proveniente de SEAL.

#### **1.8.6. Análisis y Procesamiento de Datos**

El análisis y procesamiento de datos se realizó mediante una combinación de herramientas especializadas para asegurar una evaluación técnica y económica precisa del sistema híbrido Solar + BESS.

Se utilizaron las siguientes plataformas:

- Python: Para la manipulación de bases de datos, análisis de series temporales de demanda, y simulaciones de escenarios de carga y descarga del BESS. Se desarrollaron scripts personalizados para evaluar el comportamiento del sistema bajo distintas condiciones operativas.
- PVSyst: Software especializado para la simulación de generación fotovoltaica, el cual permitió evaluar el rendimiento energético anual de la planta solar en función de la irradiancia local, pérdidas del sistema, y características del emplazamiento.
- Google Earth: Herramienta empleada para la caracterización geoespacial del sitio de instalación, identificación de coordenadas, análisis de sombras y estimación preliminar del área útil para la disposición de los paneles solares.

## CAPITULO II. Marco teórico y marco conceptual

### 2.1. Bases teóricas

#### 2.1.1. Energía Solar Fotovoltaica

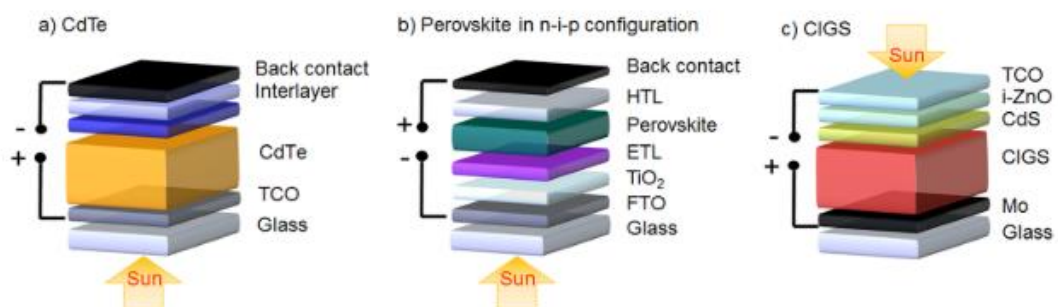
Descubierto en 1839 por Edmond Becquerel, el efecto fotovoltaico es el fenómeno físico subyacente de la conversión de luz en electricidad en materiales semiconductores. Este efecto es la base de la operación de las células fotovoltaicas, donde la absorción de fotones solares induce una diferencia de potencial eléctrico que impulsa una corriente a través del material (Lincot, Daniel. 2017).

La energía solar fotovoltaica (PV) es una tecnología que convierte la luz solar directamente en electricidad mediante el uso de semiconductores que exhiben el efecto fotovoltaico. Este efecto se produce cuando los fotones de la luz solar inciden sobre un material semiconductor, liberando electrones y generando un flujo de corriente eléctrica.

Las células fotovoltaicas, unidades básicas de los sistemas PV, se agrupan en módulos o paneles solares para aumentar la capacidad de generación eléctrica.

Los materiales más comúnmente utilizados en la fabricación de células solares incluyen el silicio monocristalino y policristalino, debido a su abundancia, eficiencia de conversión, y estabilidad. Tecnologías emergentes exploran el uso de perovskitas, telururo de cadmio (CdTe), y diseleniuro de cobre e indio (CIGS) por sus ventajas en términos de costos, flexibilidad, y potenciales eficiencias de conversión (M.Powalla et al. 2018).

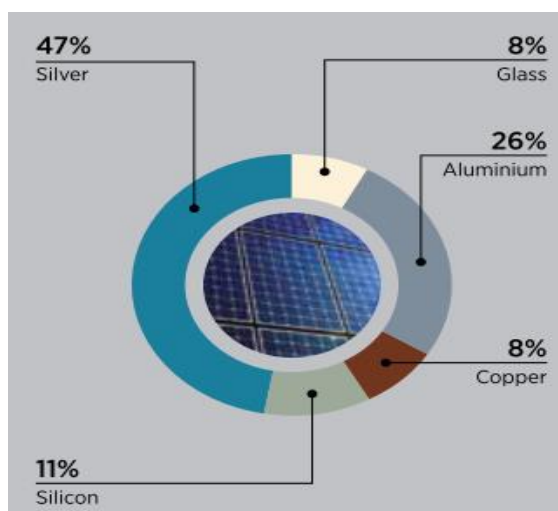
**Figura 4:** (a) Configuración del sustrato para células de CdTe (b) Células de perovskita en la configuración n-i-p y (c) Configuración de células de CIGS



Fuente: M. Powalla, *Applied Physics Reviews*

La eficiencia de una célula solar se define como el porcentaje de energía solar que se convierte en electricidad. Los avances tecnológicos han incrementado continuamente las eficiencias de las células solares, desde un 6% en las primeras células de silicio hasta más del 20% en las células de silicio monocristalino comerciales actuales. Las tecnologías de película delgada y perovskitas muestran promesas para eficiencias aún mayores a menores costos (IRENA 2016).

**Figura 5:** *Minerales y elementos químicos principales en células de silicio actualmente*



*Fuente: Raithel (2014)*

La investigación en el campo de la energía solar fotovoltaica se centra en aumentar la eficiencia de conversión, reducir costos de producción, y desarrollar nuevas aplicaciones, como células solares flexibles y transparentes que se pueden integrar en ventanas o superficies curvas.

La generación de electricidad a través de la energía solar PV es una de las formas más limpias y sostenibles de producción energética, contribuyendo significativamente a la reducción de gases de efecto invernadero y la dependencia de combustibles fósiles, y se proyecta como una de las energías más utilizables al 2030 (IRENA, 2016).

### 2.1.2. Baterías de Litio Ferrofosfato

Las baterías de litio ferrofosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ) constituyen una de las variantes más seguras y estables dentro de la familia de baterías de ion-litio, y han sido ampliamente adoptadas en aplicaciones estacionarias, movilidad eléctrica e integración con fuentes renovables. Su principio de funcionamiento se basa en el intercambio reversible de iones de litio entre un ánodo de carbono (comúnmente grafito) y un cátodo de  $\text{LiFePO}_4$ . Durante la descarga, los iones de litio se mueven desde el ánodo hacia el cátodo, liberando energía eléctrica; en la carga, este proceso se invierte (Padhi, Nanjundaswamy, & Goodenough, 1997).

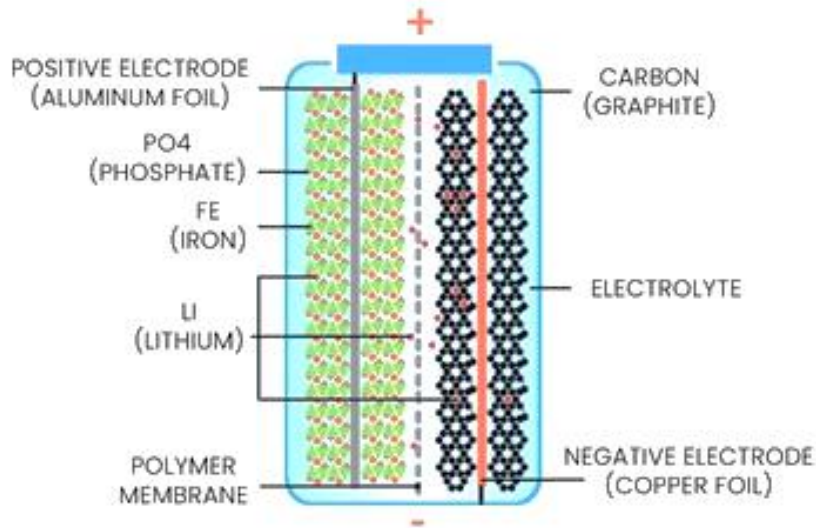
Una de las principales ventajas de esta tecnología es su elevada estabilidad térmica y química, derivada de la estructura cristalina tipo olivina del fosfato, la cual reduce significativamente el riesgo de fuga térmica o reacciones exotérmicas violentas frente a abusos eléctricos o mecánicos. Esto convierte a las baterías  $\text{LiFePO}_4$  en una opción altamente segura frente a otras químicas como NMC o LCO (Armand & Tarascon, 2008). Asimismo, presentan una plataforma de descarga estable en torno a los 3.2 V, lo cual mejora la eficiencia del sistema en aplicaciones donde la consistencia del voltaje es crítica (Manthiram, 2020).

En términos de vida útil, las celdas  $\text{LiFePO}_4$  pueden superar los 3000 ciclos de carga y descarga manteniendo una capacidad residual aceptable, especialmente cuando operan con profundidades de descarga del 80% o inferiores (Hamelet et al., 2009). Sin embargo, su densidad energética gravimétrica (90–160 Wh/kg) es inferior a otras formulaciones como NCA o NMC (>200 Wh/kg), lo que limita su adopción en ciertas aplicaciones de alta demanda energética como vehículos eléctricos de largo alcance (Nitta et al., 2015).

Para mitigar sus limitaciones en conductividad eléctrica, las formulaciones modernas incluyen dopaje con materiales conductores o recubrimientos de carbono en el cátodo. En conjunto, estas características convierten al  $\text{LiFePO}_4$  en una solución confiable para aplicaciones donde la seguridad, la estabilidad operativa y la longevidad son más

valoradas que la densidad energética máxima, como ocurre en sistemas de almacenamiento con generación solar distribuida o respaldo energético industrial.}

**Figura 6:** Composición de una celda de  $\text{LiFePO}_4$

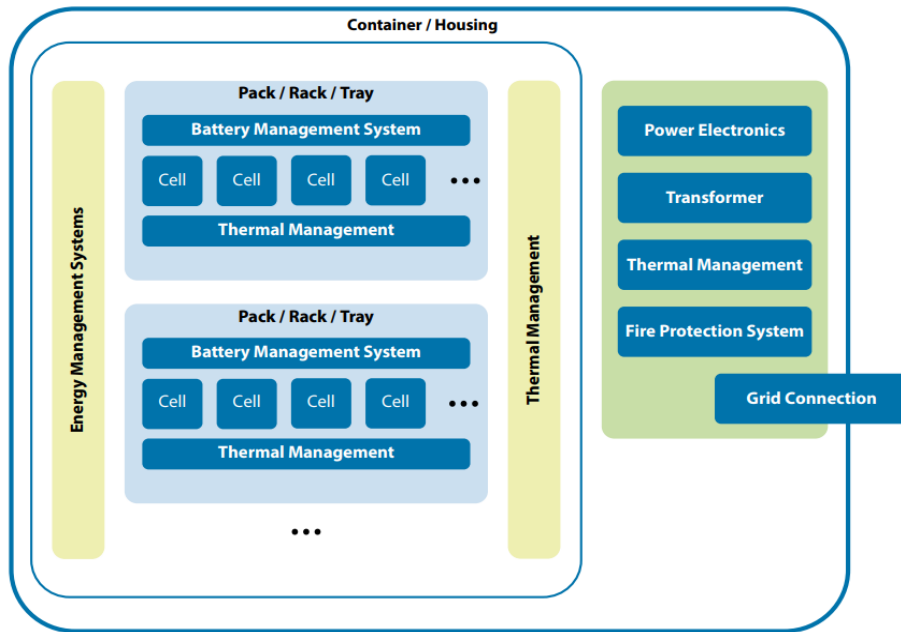


Fuente: Sino Voltaics

### 2.1.3. Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) funcionan basándose en la conversión de energía eléctrica en energía química durante el proceso de carga, almacenando esta energía hasta que sea necesaria, momento en el cual se convierte de nuevo en energía eléctrica. Existen varios tipos de baterías utilizadas en BESS, incluyendo baterías de iones de litio, plomo-ácido, níquel-cadmio y baterías de flujo, cada una con sus propias características en términos de densidad energética, vida útil, costos, y aplicaciones óptimas (Kempton & Tomić, 2005; Larcher & Tarascon, 2015).

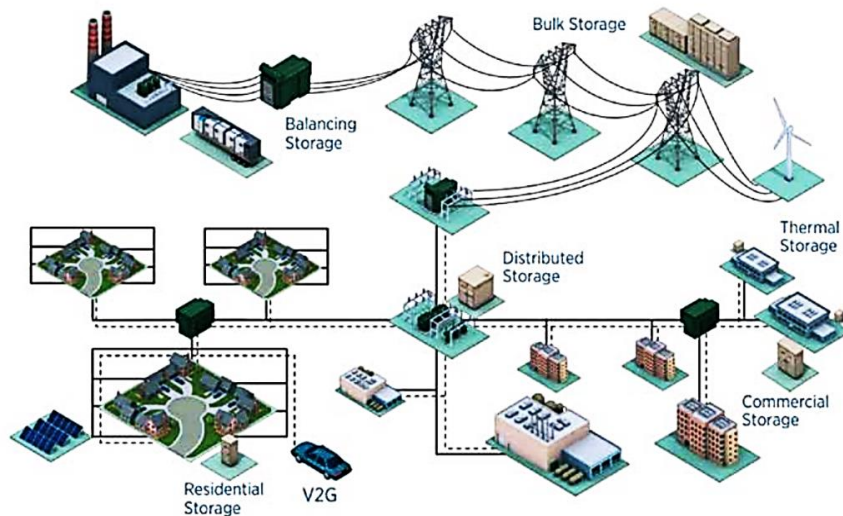
**Figura 7:** Componentes que conforman un BESS



Fuente: International Renewable Energy Agency.

Los BESS representan una tecnología crítica en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles y resilientes. Estos sistemas tienen la capacidad de almacenar energía eléctrica obtenida de la red o de fuentes renovables como la solar fotovoltaica (PV) para su uso posterior, ofreciendo múltiples beneficios tanto para la red eléctrica como para los consumidores finales.

**Figura 8:** Instalación típica industrial de los BESS en cara a la red



Fuente: IRENA 2015<sup>a</sup> con referencias de EPRI 2.1.4. Grupos Electrógenos a Diésel

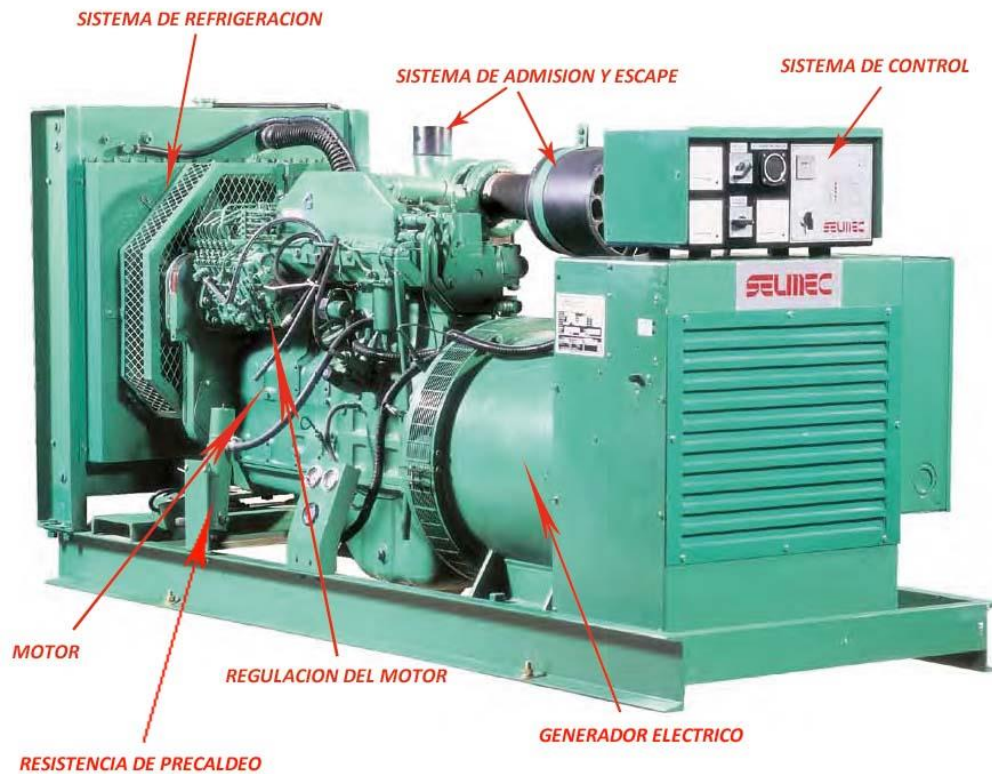
Los grupos electrógenos a diésel son sistemas autónomos de generación eléctrica que utilizan un motor térmico alimentado por combustible diésel acoplado a un generador eléctrico (alternador). Su función principal es suministrar energía eléctrica en lugares donde no existe conexión a la red, en condiciones de emergencia o como respaldo ante fallas del sistema eléctrico principal (Jiménez et al., 2018).

El principio de funcionamiento se basa en la conversión de energía química contenida en el combustible en energía mecánica, mediante la combustión interna en el motor. Esta energía mecánica es transferida al alternador, que la transforma en energía eléctrica. Los grupos electrógenos pueden operar en régimen continuo, en punta o en emergencia, dependiendo de su configuración y aplicación específica (García & Martínez, 2020).

Los generadores diésel son ampliamente utilizados debido a su robustez, alta disponibilidad, eficiencia térmica, y autonomía. Sin embargo, presentan desventajas como el nivel de emisiones contaminantes, el ruido y el costo del combustible, lo cual ha motivado su uso combinado con fuentes renovables como la solar o eólica para reducir su tiempo de operación (Hernández & Torres, 2021).

Además, en el contexto de microrredes o sistemas híbridos, los generadores diésel permiten garantizar la continuidad del servicio, actuando como respaldo frente a la intermitencia de las fuentes renovables o como estabilizadores del sistema eléctrico en modos de operación aislados (stand-alone) (Rodríguez et al., 2019).

**Figura 9:** Esquema de componentes de un grupo electrógeno a Diesel



Fuente: Selmec

#### 2.1.4. Sobrecarga térmica en conductores eléctricos

En los sistemas eléctricos, la sobrecarga térmica de los conductores representa una condición crítica en la cual la corriente que circula supera la capacidad nominal del conductor durante un tiempo determinado, provocando un incremento significativo de su temperatura. Este fenómeno puede generar la degradación acelerada del aislamiento, reducir la vida útil del cableado, e incluso generar fallas catastróficas o incendios si no se aplican mecanismos adecuados de protección. La capacidad de corriente (ampacidad) de un conductor está determinada principalmente por su sección transversal, tipo de aislamiento, condiciones de instalación y la temperatura ambiente, siendo estos factores definidos por normativas internacionales. En este contexto, la normativa IEC 60287 establece los métodos para calcular la capacidad de corriente admisible en función del equilibrio térmico entre la energía generada por efecto Joule y la disipación de calor hacia el entorno (International Electrotechnical Commission, 2005). Además, el estándar IEEE

738 provee un modelo térmico detallado para estimar la temperatura de los conductores desnudos en función de la corriente aplicada y las condiciones ambientales (IEEE, 2012). Cabe destacar que, conforme a la regla empírica de Montsinger, la vida útil del aislamiento eléctrico se reduce aproximadamente a la mitad por cada aumento de 10 °C por encima de su temperatura de diseño, subrayando la importancia de limitar térmicamente la corriente en sistemas de distribución (Montsinger, 1930).

## **2.2. Marco conceptual**

### **2.2.1. Integración de sistema fotovoltaico (FV)**

La integración de un sistema fotovoltaico (FV) consiste en incorporar la generación de energía solar al suministro eléctrico de una instalación, ya sea conectada a la red o en sistemas aislados. Este proceso incluye la planificación, diseño e implementación de módulos fotovoltaicos, inversores, protecciones eléctricas, y sistemas de monitoreo. El objetivo principal es aprovechar la radiación solar para generar electricidad de manera limpia y sostenible, reduciendo el consumo de energía proveniente de fuentes convencionales y, por ende, las emisiones contaminantes. Esta integración también implica aspectos técnicos como la sincronización con la red eléctrica y la gestión de variabilidad e intermitencia (Twidell & Weir, 2015).

### **2.2.2. Despacho de energía**

El despacho de energía es el proceso mediante el cual se decide, en un sistema eléctrico, qué fuentes de generación deben ser utilizadas en cada momento para satisfacer la demanda energética. Este proceso considera criterios técnicos, económicos y operativos, buscando minimizar costos de operación, mantener la estabilidad del sistema y asegurar el suministro continuo. En sistemas eléctricos complejos, el despacho se realiza de forma centralizada y automatizada, incorporando restricciones de generación, límites de transmisión y pronósticos de demanda (Kirschen & Strbac, 2018).

### **2.2.3. Algoritmos de predicción**

Los algoritmos de predicción desempeñan un rol esencial en la planificación y operación de sistemas energéticos avanzados. Estos algoritmos utilizan modelos de machine learning y estadística para anticipar el comportamiento de variables clave como la irradiancia solar, la generación fotovoltaica, la demanda eléctrica o incluso los precios del mercado eléctrico. Las técnicas más utilizadas incluyen modelos de regresión, redes neuronales artificiales, algoritmos de aprendizaje profundo y modelos híbridos entrenados con grandes volúmenes de datos históricos y condiciones meteorológicas. Una predicción precisa permite al EMS tomar decisiones más informadas, mejorar el despacho de energía y reducir el uso innecesario del BESS o la red eléctrica (Moreno et al., 2021).

### **2.2.4. Potencia contratada**

La potencia contratada es el valor máximo de demanda eléctrica que un usuario acuerda con la empresa distribuidora en el contrato de suministro. Este valor se establece en función de la capacidad instalada y del perfil de consumo del usuario. Si el consumo supera dicha potencia, se pueden aplicar penalidades económicas o recargos, según la normativa del sistema eléctrico local. Por tanto, la gestión adecuada de la potencia contratada es un aspecto clave para la eficiencia operativa y económica en instalaciones industriales o comerciales (COES, 2024).

### **2.2.5. Calidad de la energía**

La calidad de la energía eléctrica hace referencia al grado en que las características de la energía suministrada (tensión, frecuencia, forma de onda) cumplen con los estándares establecidos. Las perturbaciones como variaciones de voltaje, distorsiones armónicas, transitorios o desequilibrios pueden afectar negativamente el funcionamiento de los equipos eléctricos. Una buena calidad de energía es esencial para garantizar la continuidad operativa, la eficiencia de los procesos y la durabilidad de los equipos. La

normativa IEEE 519 proporciona lineamientos para el control de armónicos y otros parámetros de calidad en sistemas eléctricos (IEEE, 2014).

#### **2.2.6. Confiabilidad del sistema eléctrico**

La confiabilidad en sistemas eléctricos se relaciona con la capacidad de suministrar energía continua y sin interrupciones bajo condiciones normales o ante contingencias. Se mide comúnmente mediante indicadores como SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). En aplicaciones críticas, como en plantas industriales o sistemas hospitalarios, una alta confiabilidad es indispensable. La implementación de fuentes de respaldo, baterías, sistemas redundantes y estrategias de mantenimiento predictivo incrementa la resiliencia del sistema. Además, el EMS puede monitorear en tiempo real el estado de cada componente, anticipando fallos y permitiendo una respuesta rápida ante anomalías (Billinton & Allan, 1996).

#### **2.2.7. Economía de la energía y mercado eléctrico en el Perú**

El mercado eléctrico peruano se estructura en generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Esta estructura está regulada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y supervisada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). La ley de Concesiones Eléctricas y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica son fundamentales para entender la regulación que afecta a los grandes consumidores en el Perú (MINEM, 2016).

La economía de la energía analiza cómo se producen, distribuyen y consumen los recursos energéticos, considerando tanto los aspectos económicos como los ambientales y sociales. Dentro del contexto peruano, el mercado eléctrico presenta particularidades que afectan directamente a los grandes consumidores, también conocidos como clientes libres. Estos actores, debido a su significativo consumo energético, juegan un papel crucial en la dinámica del mercado eléctrico y en la formulación de políticas energéticas.

Los clientes libres son aquellos consumidores que, por su nivel de demanda, pueden elegir a sus proveedores de electricidad dentro del mercado mayorista. Esta capacidad de elección busca promover la competitividad y eficiencia en el mercado, permitiendo a los grandes consumidores negociar directamente los precios de la energía, condiciones de suministro y otros servicios valor agregado con los generadores o comercializadores (OSINERGMIN, 2018).

#### **2.2.8. Tarifas y cargos por potencia para clientes libres**

Uno de los aspectos más relevantes para los clientes libres es la estructura tarifaria, especialmente los cargos por potencia. Estos cargos se calculan en función de la demanda máxima registrada durante períodos de punta y representan un costo significativo para empresas con altos consumos energéticos. La gestión eficiente de la demanda y la incorporación de tecnologías como los BESS pueden ofrecer oportunidades para optimizar estos costos (CONELEC, 2019).

Los grandes consumidores enfrentan desafíos relacionados con la volatilidad de precios, la necesidad de garantizar un suministro energético confiable y el cumplimiento de objetivos de sostenibilidad. Sin embargo, también existen oportunidades significativas para influir en el mercado eléctrico mediante la adopción de prácticas de consumo más eficientes, la inversión en energías renovables y la participación en la gestión de la demanda.

#### **2.2.9. Máxima Demanda Coincidente MDC**

En el sistema eléctrico peruano, la Máxima Demanda Coincidente (MDC) tiene un rol clave en la estructura tarifaria aplicada a los clientes regulados y libres conectados en media y alta tensión. De acuerdo con las disposiciones establecidas por Osinergmin y las reglas operativas del COES-SINAC, la MDC se define como la mayor demanda activa

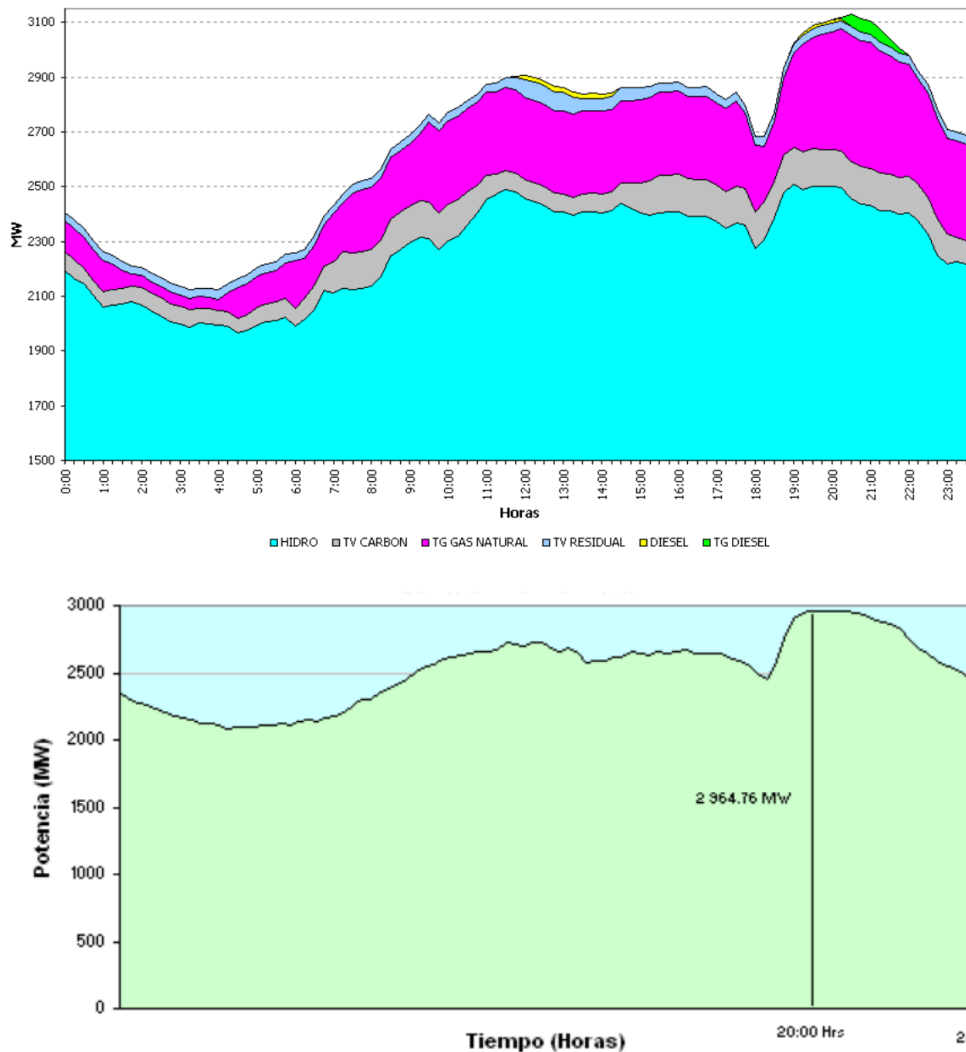
registrada por un usuario dentro de las ventanas de integración horaria coincidentes con el máximo de demanda del sistema o del área en la que se encuentra conectado el usuario. Esta medición es de vital importancia porque afecta directamente los cargos por potencia, particularmente en tarifas como BT5B, MT3, MT4 o AT3, donde el cliente es facturado no solo por su consumo de energía (kWh), sino también por la demanda medida (kW) en periodos coincidentes. En clientes libres, esta variable también se considera al momento de negociar contratos de suministro con generadoras o comercializadoras, dado que incide en el costo por potencia reservada.

En Perú, las empresas distribuidoras deben remitir periódicamente al regulador los registros de demanda y consumo de los usuarios, los cuales son auditados y validados por Osinergmin para garantizar que los cargos por demanda coincidente estén correctamente aplicados. Estos valores también se reflejan en los reportes de operación del COES, entidad encargada de coordinar la operación del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), especialmente en momentos de alta carga.

Controlar la MDC es fundamental para los usuarios con limitación de potencia contratada, ya que superarla genera penalidades o recargos tarifarios, además de posibles sanciones contractuales en el caso de clientes libres. Por ello, muchos usuarios industriales y mineros han implementado sistemas de gestión de energía (EMS) y soluciones de almacenamiento con BESS para ejecutar estrategias de peak shaving, evitando así registrar picos de demanda durante los periodos críticos del sistema.

En resumen, la MDC en Perú no solo representa un parámetro operativo, sino también un criterio económico y regulatorio de alto impacto, cuya correcta gestión puede traducirse en importantes ahorros financieros, optimización del uso de infraestructura eléctrica y mejora en la confiabilidad del sistema. (COES,2024)

**Figura 10:** Ejemplo de la máxima demanda coincidente nacional de diciembre 2003



Fuente: COES

### 2.2.10. Hora punta y fuera de punta en marco regulatorio para tarifas eléctricas

El marco regulatorio del sector eléctrico en Perú ha sido diseñado para promover la eficiencia y la competencia en la generación, transmisión y distribución de electricidad. La Ley de Concesiones Eléctricas, promulgada en 1992, marcó un cambio significativo al separar las funciones del Estado como operador y regulador, permitiendo que entidades como OSINERGMIN establezcan tarifas y supervisen el sector. La Hora Punta es el periodo comprendido entre las 18:00 y 23:00 Horas, exceptuando a solicitud del cliente los domingos y feriados, siempre y cuando este asuma los costos de inversión para la instalación del sistema de medición adicional.

### **2.2.11. Aplicaciones específicas de los BESS y el control del EMS**

Los sistemas BESS poseen diferentes tipos de aplicaciones según las distintas regulaciones que lo conforman, el presente trabajo se basará en el estándar de MESA - EMS:

- **Arbitraje de Energía:** También conocido como Peak Shaving. Los BESS pueden ser utilizados para comprar energía durante períodos de baja demanda (y, por lo tanto, a bajo costo) para almacenarla y venderla o utilizarla durante períodos de alta demanda (a un precio más alto), mejorando la economía de la generación de energía.
- **Soporte de Red:** Proporcionan servicios esenciales de soporte a la red, como la regulación de la frecuencia y la reserva de operación, contribuyendo a la estabilidad y la fiabilidad del sistema eléctrico (Eyer & Corey, 2010)
- **Integración de Energías Renovables:** Permiten una mayor integración de fuentes de energía renovable intermitentes, como la solar y la eólica, al almacenar el exceso de generación para su uso durante períodos de baja producción o alta demanda.
- **Gestión de la Demanda:** Ofrecen la capacidad de gestionar la demanda de energía de los consumidores, reduciendo la dependencia de la generación de pico y disminuyendo los costos asociados con la capacidad de generación adicional y los cargos por demanda de potencia

Figura 11: Modos de operación posibles según estándares MESA para BESS

ESS Modes: Compatible (c), Possibly Coexist (P), or Mutually Exclusive (M)  In all cases, emergency modes take precedence over other modes. For (P) situations, priority may be by agreement	Emergency				Real Power						Reactive Power					
	Voltage Ride-Through	Frequency Ride-Through	Dynamic reactive current support	Frequency-watt emergency	Limit real power discharge/charge rate	Peak Power Limiting	Load / generation following	Real power smoothing	Volt-watt control	AGC (utility sends Reg /down)	Charge-by management	Frequency-watt smoothing	Fixed power factor	Volt-var control	Watt-PF	Power factor correction
4 Voltage Ride-Through	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c
5 Frequency Ride-Through			c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c
6 Dynamic reactive current support				c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c
19 Frequency-watt emergency					c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c
7 Limit real power discharge/charge rate						P	P	P	P	P	c	c	c	c	c	c
8 Peak Power Limiting							M	P	P	M	c	c	c	c	c	c
9 Load / generation following								P	P	M	c	P	c	c	c	c
10 Real power smoothing									P	M	c	c	c	c	c	c
11 Volt-watt control										M	c	c	c	c	c	c
12 AGC (utility sends Reg up and down commands)											c	c	c	c	c	c
13 Charge-by management												c	c	c	c	c
18 Frequency-watt smoothing													c	c	c	c
14 Fixed power factor															M	M
15 Volt-var control																P
16 Watt-PF																
17 Power factor correction																P

Fuente: Especificación MESA para almacenamiento de energía

### 2.2.12. Índice de rendimiento solar

El índice de rendimiento solar, o Performance Ratio (PR), es un indicador clave utilizado en el análisis de sistemas fotovoltaicos para evaluar la eficiencia operativa de una planta solar en condiciones reales. Este índice se define como la relación entre la energía efectiva realmente generada por el sistema fotovoltaico y la energía que hubiera sido producida en condiciones ideales, considerando la irradiancia y temperatura del sitio. En términos generales, expresa qué porcentaje de la energía solar incidente es finalmente convertida en energía eléctrica útil. Véase en el cálculo siguiente:

$$PR = \frac{E_{ac}}{P_0 \times H_G}$$

donde  $E_{ac}$  es la energía neta en corriente alterna,  $P_0$  la potencia pico instalada, y  $H_G$  la irradiancia en plano del generador. El PR representa el impacto total de todas las pérdidas en el sistema. (Duffie & Beckman, 2013).

### 2.2.13. Costo medio de energía para la reducción de tarifas eléctricas y costos diesel

El costo medio de energía, expresado en USD/MWh, es una métrica que permite estimar el costo promedio mensual o anual de la energía eléctrica consumida por un **usuario libre** en el mercado regulado, que dispone de **potencia contratada**. Esta métrica incluye no solo el costo de la energía adquirida mediante contratos bilaterales, sino también los costos asociados a fuentes de generación independientes o adicionales utilizadas para cubrir su demanda interna, tales como sistemas de generación distribuida, plantas internas o incluso energía del mercado spot. Su cálculo se realiza así:

$$C_m = \frac{CTf_T + \sum_T Caut_i}{E_T}$$

Donde  $CTf_T$  es el monto sin IGV en USD de las facturas del distribuidor hasta el periodo T.  $Caut_i$  Es el monto en USD sin IGV del costo por operar algún sistema de generación tipo i gestionado por el usuario. Pudiendo ser (Grupos a gas, vapor, Diesel, solar, baterías etc.) hasta el periodo T y finalmente  $E_T$  energía total consumida por el cliente en MWh durante el periodo T. Siendo T un rango de tiempos de acuerdo con los estudios requeridos.

En el presente trabajo, la muestra nos proporcionó datos de su consumo general, así como también las facturas de un año hasta el mes de octubre, permitiéndonos calcular el consumo a Diesel o  $Caut_{Diesel}$  real. Por otro lado  $Caut_i$  se describe de la siguiente manera: Donde  $CTf_T$  representa el monto total, sin incluir IGV, en dólares estadounidenses (USD), correspondiente a las facturas emitidas por el distribuidor eléctrico hasta el periodo T. Asimismo,  $Caut_i$  corresponde al costo, también en USD y sin IGV, asociado a la operación de algún sistema de generación del tipo i, gestionado directamente por el usuario. Estos sistemas pueden incluir grupos electrógenos a gas, vapor, diésel, sistemas solares fotovoltaicos, bancos de baterías, entre otros, acumulados hasta el mismo periodo T.

Finalmente,  $E_T$  hace referencia a la energía total consumida por el cliente durante el periodo de estudio, expresada en megavatios-hora (MWh), siendo T un rango de tiempo definido de acuerdo con los requerimientos del análisis.

En el presente trabajo, la empresa bajo análisis proporcionó información detallada sobre su consumo energético total, así como también las facturas de suministro eléctrico correspondientes a un periodo de un año, con cierre hasta el mes de octubre. Esta información permitió estimar el consumo real de energía a partir del uso de grupos electrógenos a diésel, y, por ende, calcular el valor efectivo de  $Caut_{Diesel}$ .

Por otro lado, el término  $Caut_i$  se descompone y describe de la siguiente manera:

$$\sum_T Caut_i = Caut_{Diesel} + Caut_{PV} + Caut_{BESS}$$

Donde para el presente trabajo sería:

- $Caut_{Diesel}$  : Es el costo que involucra operar y mantener el o los grupos a Diesel, esto implica la compra de combustible y gastos operativos y de mantenimiento.
- $Caut_{PV}$  : Es el costo que involucra operar y mantener la instalación solar.
- $Caut_{BESS}$  : Es el costo que involucra operar y mantener la instalación BESS

#### 2.2.14. LCOE

El Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés: *Levelized Cost of Energy*) es un indicador económico que permite evaluar la competitividad de distintas tecnologías de generación eléctrica a lo largo de su vida útil. Representa el costo total promedio por unidad de energía generada, considerando todas las inversiones, costos operativos, costos de combustible (si aplica), mantenimiento y costos financieros, prorratedos durante la vida útil esperada del proyecto y ajustados al valor presente neto.

El LCOE se expresa típicamente en USD/MWh y se calcula mediante la siguiente fórmula general:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{I_t + O_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

$I_t$  = inversión en el año t

$O_t$  = costos operativos

$M_t$  = costos de mantenimiento

$F_t$  = costos de combustible (si corresponde)

$E_t$  = energía generada en el año t

$r$  = tasa de descuento

$N$  = vida útil del sistema

Este indicador permite comparar tecnologías con diferentes estructuras de costos. Por ejemplo, la generación renovable como la solar fotovoltaica presenta altos costos iniciales y bajos costos operativos, mientras que la generación térmica tiene menores costos de inversión, pero mayores gastos operativos y de combustible. Por ello, el LCOE facilita una comparación estandarizada bajo supuestos de eficiencia económica.

Sin embargo, es importante destacar que el LCOE no captura todos los atributos técnicos ni externalidades del sistema, como la intermitencia, los costos de integración a la red o los beneficios ambientales. En ese sentido, debe complementarse con otros análisis técnicos y financieros para una toma de decisión integral. (IRENA, 2020).

#### **2.2.15. Valor Presente**

En la evaluación económica de proyectos de energía, como sistemas fotovoltaicos, almacenamiento con baterías (BESS) o mejoras de eficiencia, es fundamental comparar costos y beneficios que ocurren en distintos momentos del tiempo. Para ello, se recurre al cálculo del **Valor Presente (VP)**, el cual permite expresar todos los flujos económicos (costos, ahorros o ingresos) en términos de su equivalente en el presente, utilizando una tasa de descuento representativa del costo del dinero o del riesgo del proyecto.

Este enfoque se enmarca en el **análisis de flujo de caja descontado (DCF, por sus siglas en inglés)**, ampliamente utilizado en ingeniería económica, análisis financiero y planificación energética. Al convertir los flujos futuros a su valor actual, se obtiene una base comparable entre diferentes alternativas —por ejemplo, entre continuar con el sistema actual (sin proyecto) y adoptar una solución tecnológica nueva (con proyecto)— permitiendo así tomar decisiones racionales sobre su conveniencia económica.

En este trabajo se aplicó el cálculo del VP tanto para el escenario base como para el escenario con proyecto, lo que permitió determinar si la inversión propuesta resulta beneficiosa desde el punto de vista del costo total presente. (Blank,L ,2018)

El Valor Presente (VP) de una serie de flujos de caja futuros se calcula como:

$$VP = \sum_{t=0}^N \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

- $VP$  = Valor Presente
- $F_t$  = Flujo de caja en el año  $t$  (costos o beneficios)
- $r$  = Tasa de descuento
- $N$  = Horizonte de análisis (número de años)

## 2.2.16. Indicadores o KPIs financieros

**Valor Actual Neto (VAN).** El Valor Actual Neto mide la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja futuros y la inversión inicial. Matemáticamente,

$$VAN(r) = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} + CF_0$$

donde  $CF_t$  es el flujo de caja en el año  $a$ ,  $r$  la tasa de descuento y  $CF_0$  el desembolso inicial (Ross, Westerfield, & Jordan, 2019). En hojas de cálculo, la función ejecutada implementa este sumatorio descontado, y se añade el flujo de año cero por separado para incorporar correctamente la inversión inicial. Un VAN positivo implica que el proyecto genera valor adicional sobre el costo de capital.

**Tasa Interna de Retorno (TIR):** La TIR es la tasa de descuento que anula el VAN, es decir, el valor  $r$  que satisface:

$$\sum_{t=0}^T \frac{CF}{(1+r)^t} = 0$$

Dado que no existe solución algebraica explícita, se recurre a métodos iterativos (Brigham, E. F, 2019).

**Período de Recuperación Ajustado (Payback fraccionario):** Este indicador estima el tiempo necesario para que el flujo de caja acumulado pase de negativo a positivo. Primero se calcula el acumulado año a año  $AC_t = \sum_{i=0}^t CF_i$ ; luego se identifica el último año  $t^*$  con  $AC_t < 0$  y se añade la fracción de año requerida para cubrir el remanente negativo con el flujo de  $t^*+1$  (Brealey, Myers, & Allen, 2020; Petty & Titman, 2012)

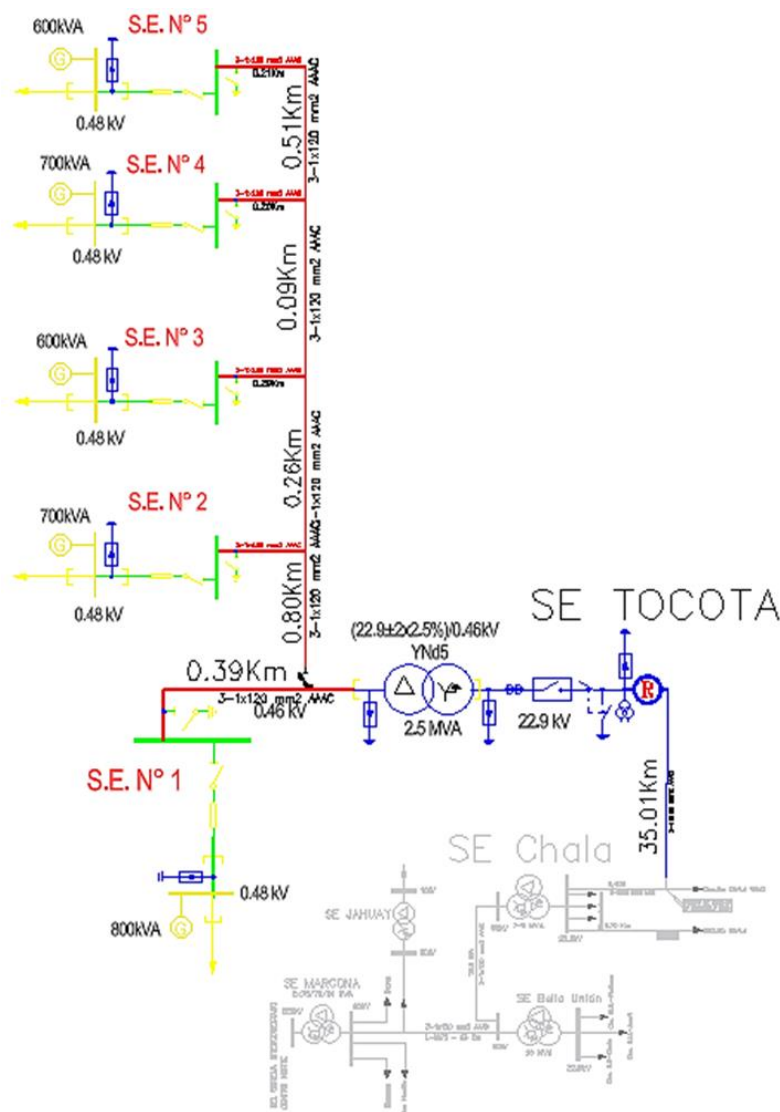
Donde matemáticamente se expresa así:

$$Payback = t^* + \frac{-AC_{t^*}}{CF_{t^*+1}}$$



LA EMPRESA tiene la concesión de transmisión que une SE Chala (SEAL) con SE Tocota mediante LT en 22.9 kV de 35 km (Oficio N° 0238-2023-MINEM/DGAAE, 2023), más otros 10 km a las operaciones en mina internamente. Las cargas de LA EMPRESA se distribuyen en 5 Subestaciones que serán llamadas S.E N°1, S.E N°2, S.E N°3, S.E N°4 y S.E N°5 para conceptos prácticos del diseño de la solución. Véase la Figura 14

**Figura 13:** Diagrama unifilar de las subestaciones de LA EMPRESA y sus cargas distribuidas



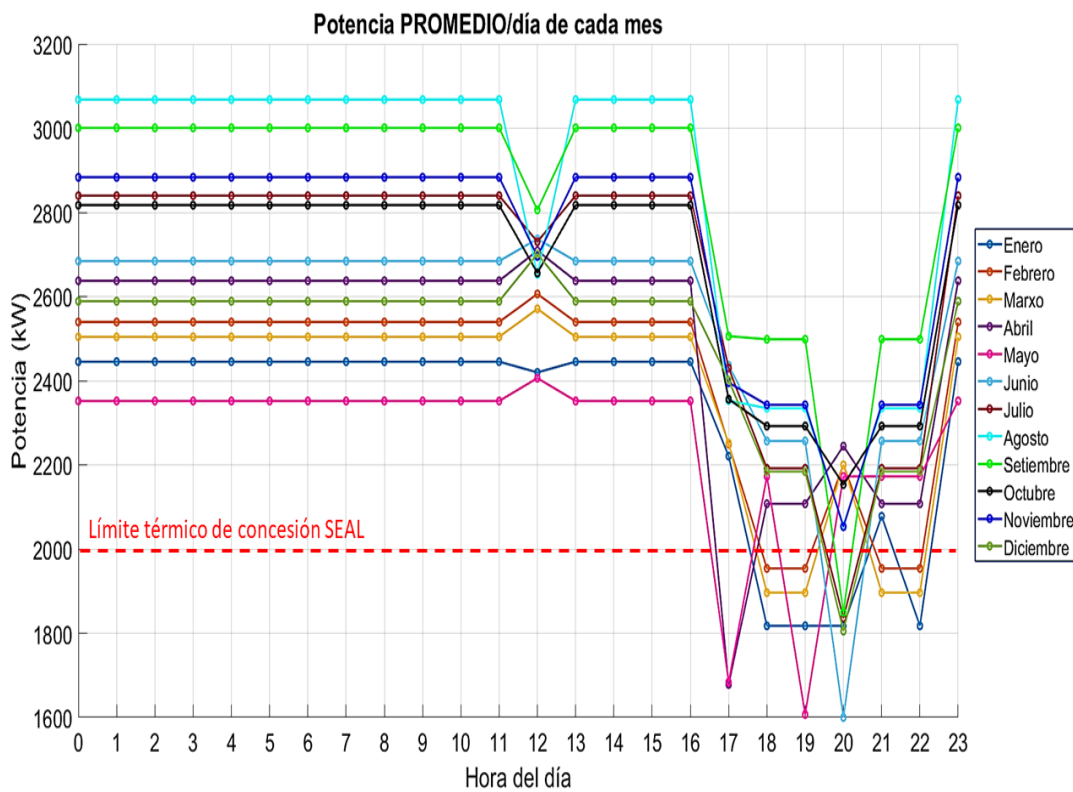
Fuente: Propia

La EMPRESA posee una instalación conformada por 5 circuitos de distribución SE N°1, SE N°2, SE N°3, SE N°4 y SE N°5 cada uno con un generador de entre 600 kVA a 800 kVA.

Se recolectaron datos recientes de consumo en potencia activa directa (Archivos de medición en puntos de distribución) e indirecta (facturación del concesionario, en este caso SEAL)

El consumo pico es de 3.2 MW donde la línea de 35 Km distribución tiene un límite térmico de 2.0 MW desde la concesión eléctrica.

**Figura 14:** Día típico mensual de operación de la carga de LA EMPRESA suministrada



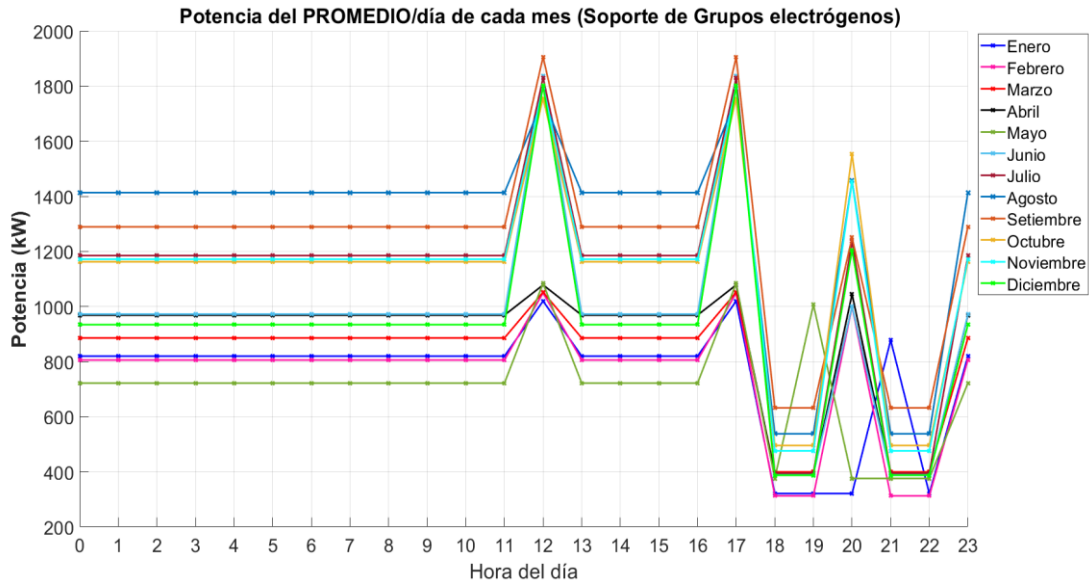
Fuente: Propia

De acuerdo con el consumo presenciado en la Figura 15, se ve que los meses de mayor consumo son agosto, septiembre y octubre. LA EMPRESA requiere operar continuamente y para evitar sobrecargas por límites térmicos en la subestación de distribución, y decide operar en estado isla a través de sus generadores a los circuitos 5, 4 y 3 para evitar las

penalizaciones desde el concesionario con un mínimo de 15 minutos entre el arranque de los grupos, la transferencia manual y la energización de dichas barras.

Viéndose en la Figura N°16 el comportamiento de los grupos electrógenos durante un día promedio de todos los meses.

**Figura 15:** Día típico distribuido de operación de los grupos electrógenos por requerimiento de la demanda



Fuente: Propia

De acuerdo con el resumen de las facturas e información compartida por el cliente, se puede definir en la Tabla N°3 los parámetros principales para la tarificación y el costo directo desde el uso de los grupos electrógenos.

**Tabla 3.** Desagregación de potencias en Hora Punta y energía en Hora Punta y Fuera de Punta mensual

Concepto	Seal	Grupos Diesel	Total
	Valor	Valor	Valor
Potencia Hora Punta Promedio	1453 kW	1271 kW	2724 kW
Energía Hora Punta	1602.052 MWh	12639.621 MWh	4720.7 MWh
Energía Hora Fuera de Punta	6943.68 MWh		17482.303 MWh

Fuente: Propia

### 3.2 Conceptos de facturación y análisis del PPA

La presente sección se fundamenta en el análisis de las facturas emitidas por SEAL a la empresa durante el periodo anual correspondiente al año 2022. A continuación, se presenta el desglose detallado de dichos registros:

- **Potencia Activa de Generación (Potencia Gx):** Es la capacidad de generación cuya producción garantiza la potencia generada desde cada unidad correlacionada del Sistema Interconectado desde la responsabilidad del suministrador y es el límite máximo a la potencia que puede ser comercializada de acuerdo con el PPA entre LA EMPRESA y SEAL

**Tabla 4.** Precio en Nuevos Soles de la potencia activa de generación LA EMPRESA con SEAL por KW mes

MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S./KW -mes	22.84	22.00	21.90	21.90	21.39	21.34	21.34	21.34	21.34	22.80	22.84	22.00

Fuente: Propia

- **Exceso de Potencia Contratada:** Es la diferencia entre la potencia efectivamente demandada por el usuario y la potencia contratada, cuando la primera supera a la segunda. LA EMPRESA tiene una potencia limitada de 2000 KW. De acuerdo con la información proporcionada, el consumo no supera en ningún momento ya que el soporte de los grupos electrógenos evita ello.

- **Potencia Fuera de Punta (Potencia Dx HFP):** Se refiere a la potencia demandada durante las horas que no son consideradas de máxima demanda (generalmente fuera del horario de 18:00 a 23:00). De acuerdo con el PPA no se cobran cargos por potencia en hora fuera de punta.
- **Exceso de Potencia Fuera de Punta:** Según las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final (2009), análogo al exceso de potencia contratada, es la diferencia entre la potencia activa registrada por el usuario en horas fuera de punta y la potencia contratada o permitida, cuando la primera supera a la segunda. LA EMPRESA No posee cargos en este segmento.
- **Energía Hora Punta (Energía HP):** Es la energía consumida durante las horas de mayor demanda, típicamente entre las 18:00 y 23:00 horas. LA EMPRESA acordó con SEAL un costo distribuido según la Tabla 5.

**Tabla 5.** Precio en Nuevos Soles de la energía en Hora Punta de generación por KWh

MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S./KW h	0.14	0.15	0.15	0.16	0.15	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.17

Fuente: Propia

- **Energía Fuera de Punta (Energía HFP):** Corresponde a la energía consumida en las horas que no son consideradas de punta. LA EMPRESA acordó tener los mismos precios de energía fuera de punta que en hora punta según la Tabla 5.
- **Energía asociada al exceso de Potencia Hora Punta:** Es la energía que se consume en excedentes de acuerdo con la potencia máxima contratada en hora punta.

- Energía asociada al exceso de Potencia Fuera de Punta: Es la energía que se consume en excedentes de acuerdo con la potencia máxima contratada y hora fuera de punta.
- Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión (Potencia Tx (PCSPT)): Es un cargo que se paga por el uso del sistema de transmisión eléctrica del concesionario. LA EMPRESA acordó los precios de acuerdo con la Tabla 6.

**Tabla 6.** Precio en Nuevos Soles del PCSPT de LA EMPRESA con SEAL por kW- mes

MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S./KW -mes	40.24	39.45	39.36	39.36	37.04	36.79	36.84	39.96	40.30	40.97	40.98	40.98

Fuente: Propia

- Peaje Área de Demanda 15 y 08: Los peajes de transmisión secundaria (área de demanda 15 y 08) están determinados en función de las zonas donde existe limitación de potencia o no para el abastecimiento de la demanda, en base al análisis de flujos de potencia y la capacidad de los elementos de transmisión” (Racso, 2020)
- Compensación por sistema de Distribución (Potencia Dx HP): La Compensación por sistema de Distribución es un cargo que se aplica por el uso de las redes de distribución eléctrica en Perú. Sus características principales son la equivalente al Valor Agregado de Distribución (VAD) correspondiente, los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El VAD toma en cuenta la demanda total del sistema de distribución. Tomando en referencia el Decreto supremo N-027-2007. Véase en la Tabla 7. Para fines prácticos aquí se usará el 80% de la Máxima Potencia registrada en hora punta.

**Tabla 7. Precio en Nuevos Soles de Potencia Dx HP de LA EMPRESA con el concesionario**

MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S./KW -mes	13.50	13.38	13.36	13.49	14.14	14.23	14.39	14.68	14.71	14.73	14.75	14.77

Fuente: Propia

- Energía Reactiva Inductiva: La facturación de energía reactiva inductiva se divide en dos categorías principales (Pluz Energía Perú, 2024):
  - Primer Bloque (sin penalización): Detalla el consumo de energía reactiva inductiva hasta el 30% de la energía activa total mensual, no se aplica ningún cargo por este consumo.
  - Segundo Bloque (con penalización): Consumo de energía reactiva inductiva que excede el 30% de la energía activa total mensual. Se factura el exceso multiplicando los kVAR.h en exceso por el costo unitario (expresado en S./kVAR.h).

Para LA EMPRESA no se considerará este parámetro ya que no se ven cargos en la facturación base.

- Energía Reactiva Capacitiva: Según la Resolución 206-2013-OS/CD de OSINERGMIN, la inyección de energía reactiva capacitiva a la red de distribución eléctrica no está permitida es por ello por lo que este cargo se hace efectivo si sucediese. LA EMPRESA no realiza ninguna inyección de energía reactiva capacitiva.
- Cargo Fijo: Este concepto acuerda un cargo fijo entre el concesionario y LA EMPRESA de acuerdo con PPA y las negociaciones, normalmente se desarrolla en función de cargos externos asociados al sistema de

distribución y conceptos de instalación. LA EMPRESA no asocia ningún cargo fijo mensual

- Alumbrado Público: Este concepto es un servicio que se cobra en el recibo de luz y corresponde a la iluminación de calles y espacios públicos. LA EMPRESA si tiene un cargo por este concepto, véase a detalle en la Tabla 8.

**Tabla 8.** Cargo por alumbrado público de LA EMPRESA mensual

MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S/.	2,710. 8	2,735. 0	2,760. 0	2,760. 0	2,760. 0	2,760. 0	2,760. 0	2,760. 0	2,760. 0	2,760. 0	2,760. 0	2,760. 0

Fuente: Propia

- Impuesto Ley 28749: El Impuesto Ley 28749 se refiere a un aporte establecido por la Ley General de Electrificación Rural (Ley N° 28749) para financiar proyectos de electrificación en zonas rurales de Perú. El aporte de los usuarios requerido es equivalente a 2/1000 de 1 UIT por Megavatio hora facturado como lo menciona el Diario El Peruano al año 2006 sobre la Ley 28749. LA EMPRESA está obligada a pagar por este concepto al concesionario.
- Impuesto Ley 29852 (FISE): Para las tarifas eléctricas, el Impuesto Ley 29852 relacionado con el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) se paga de la siguiente manera facturado como lo menciona el Diario El Peruano al año 2012 sobre la Ley N.º 29852:
  - Se incluye como un cargo adicional en la factura de electricidad de los usuarios.
  - Representa aproximadamente el 1.28% del total de la factura eléctrica.

Como las facturas son del año 2022, se considera una tasa de cambio para la transformación a dólares de todos los costos a 3.66 soles/USD

### 3.3 Características de los grupos electrógenos:

La EMPRESA cuenta con 3 modelos de grupos electrógenos en base a combustible Diesel de la marca Cummins. Los circuitos SE N°5 y SE N° 3 poseen el modelo Cummins-C600-D6 con las siguientes características principales:

**Tabla 9.** Características principales del grupo electrógeno a Diesel modelo Cummins-C600-D6

<b>Consumo de combustible</b>	<b>Standby</b>				<b>Prime</b>			
	<b>Kw (kVA)</b>				<b>Kw (kVA)</b>			
Niveles	800 (1000)				725 (906)			
Carga	<b>1/4</b>	<b>1/2</b>	<b>3/4</b>	<b>Full</b>	<b>1/4</b>	<b>1/2</b>	<b>3/4</b>	<b>Full</b>
galones /hora	12.6	23.5	34.6	46.7	12.2	21.4	30.5	41.4
litros/hora	57.20	107.10	157.50	212.40	55.60	97.30	138.90	188.50

Fuente: Cummins

Los circuitos SE N°4 y SE N° 2 poseen el modelo Cummins-C750-D6 con las siguientes características principales:

**Tabla 10.** Características principales del grupo electrógeno a Diesel modelo Cummins-C750-D6

<b>Consumo de combustible</b>	<b>Standby</b>				<b>Prime</b>			
	<b>Kw (kVA)</b>				<b>Kw (kVA)</b>			
Niveles	750 (938)				680 (850)			
Carga	<b>1/4</b>	<b>1/2</b>	<b>3/4</b>	<b>Full</b>	<b>1/4</b>	<b>1/2</b>	<b>3/4</b>	<b>Full</b>
galones /hora	12.0	22.4	32.8	43.2	11.0	20.5	29.9	39.3
litros/hora	54.50	101.80	149.10	196.50	50.00	93.10	135.90	179.00

Fuente: Cummins

El circuito SE N°5 posee el modelo Cummins-C800-D6 con las siguientes características principales:

**Tabla 11.** Características principales del grupo electrógeno a Diesel modelo Cummins-C800-D6

<b>Consumo de combustible</b>	<b>Standby</b>				<b>Prime</b>			
	<b>Kw (kVA)</b>				<b>Kw (kVA)</b>			
Niveles	800 (1000)				725 (906)			
Carga	<b>1/4</b>	<b>1/2</b>	<b>3/4</b>	<b>Full</b>	<b>1/4</b>	<b>1/2</b>	<b>3/4</b>	<b>Full</b>
galones /hora	12.6	23.5	34.6	46.7	12.2	21.4	30.5	41.4
litros/hora	57.20	107.10	157.50	212.40	55.60	97.30	138.90	188.50

Fuente: Cummins

La Figura 17 resume la curva de oferta (Carga vs Consumo) de consumo de Diesel en litros versus el porcentaje de funcionamiento que enfrenta dinámicamente los modelos descritos.

### 3.3.1 Estimación del costo asociado por energía de grupos Diesel:

De acuerdo con información proporcionada por Osinergmin a través de la plataforma Facilito.pe, el precio máximo registrado para el Diésel B5 S-50 UV alcanza aproximadamente los S/. 15.00 por litro. A este valor se le añade un costo adicional estimado de S/. 3.00 por concepto de logística y transporte, por ende, un total de S/. 18.00 /Litro. Considerando un tipo de cambio proyectado de S/. 3.71 por dólar estadounidense, se obtiene un costo total equivalente a USD 4.86 por galón (USD/galón). Para efectos de estimación, se utiliza un grupo electrógeno modelo C800 operando al 75 % de su capacidad nominal en régimen permanente. Conforme a la Figura 17, se estima que para una generación de 600 kWh se requieren aproximadamente 155 litros, equivalentes a 40.93 galones de combustible (utilizando el factor de conversión 1 L = 0.2641 gal).

Con ello se puede estimar el precio por MWh siendo:

$$\text{Costo por USD/kW} = 4.86 * (40.93 * 1000/600) = 331 \text{ USD/MWh}$$

Cabe resaltar que el precio estimado presente no incluye el mantenimiento de grupos.

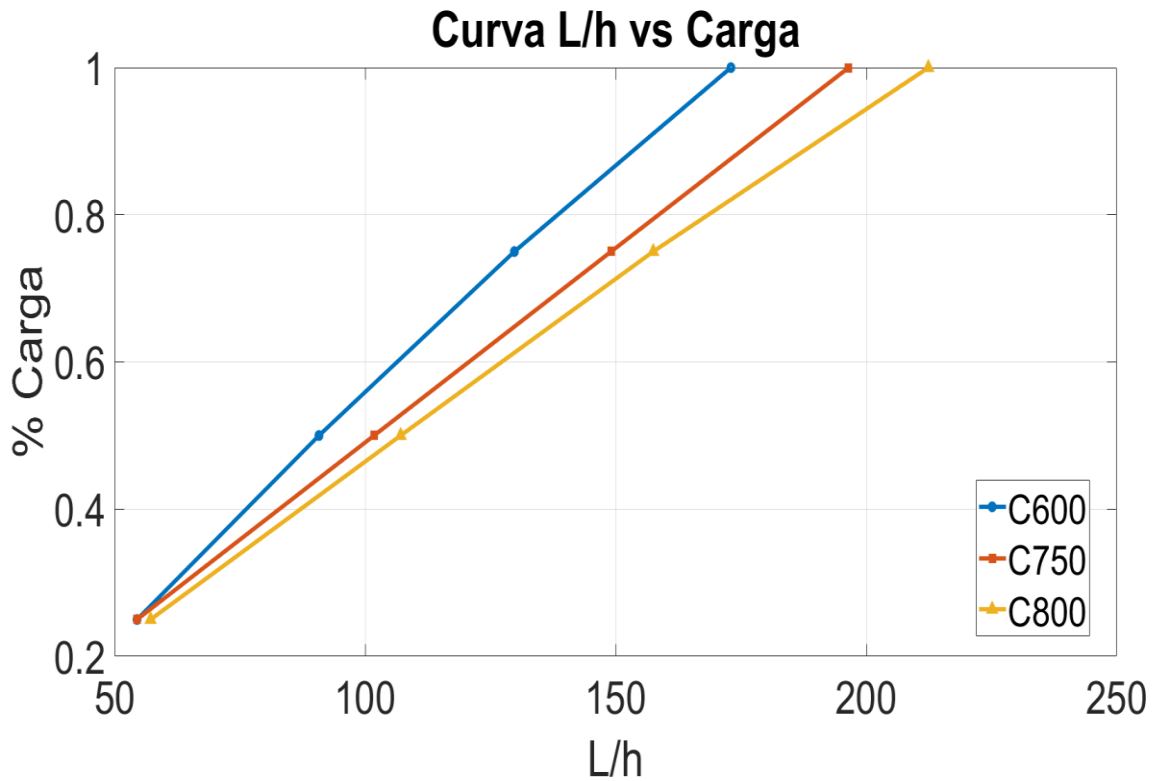
Pudiendo ser, este estimado, mucho mayor de acuerdo también a la estacionalidad.

**Tabla 12.** Resumen de despacho de Diesel anual

Concepto	Consumo	Ratios
Producción anual (MWh)	12340	331 USD/MWh
Consumo de Combustible (L)	3,183,720	258 L/MWh
Costo de combustible total (USD)		4,183,715

Fuente: Propio

Figura 16: Curva típica de consumo de Diesel cada hora versus una potencia de carga

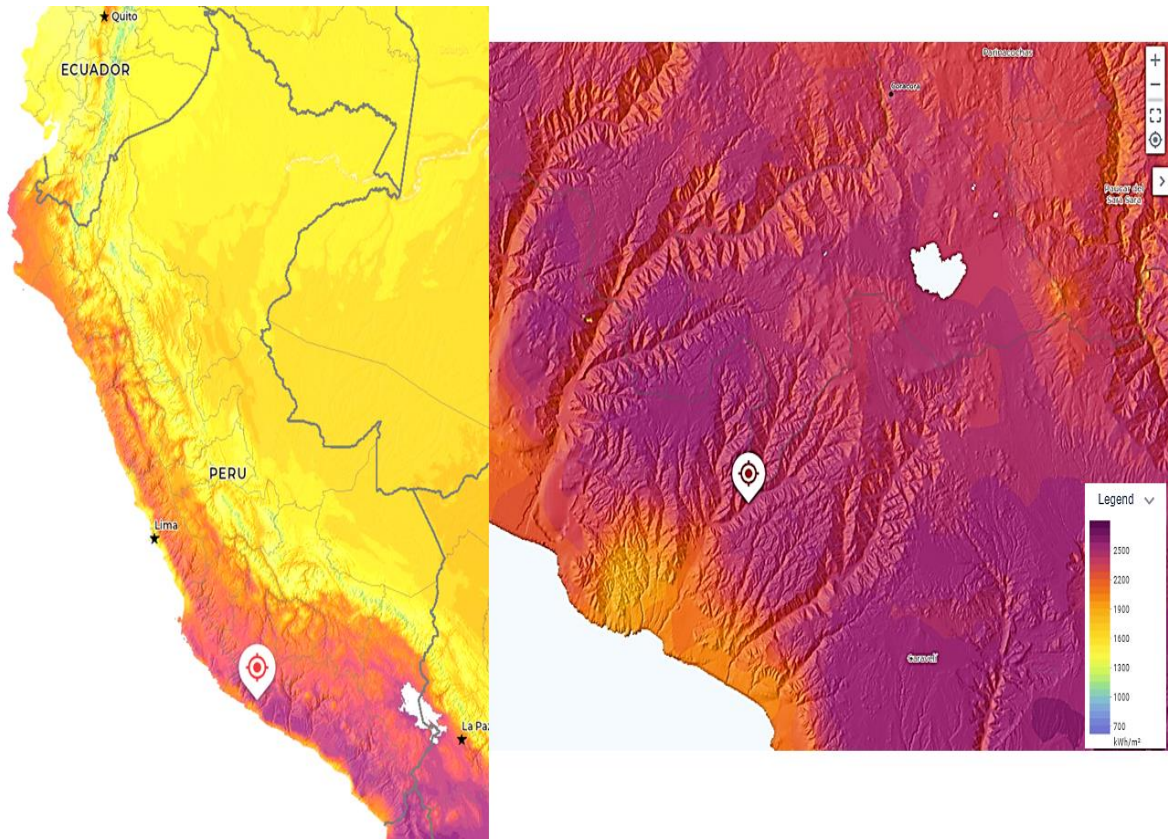


Fuente: Propia

### 3.4 Condiciones de irradiancia solar local:

Para evaluar condiciones de irradiación óptima para la generación eléctrica fotovoltaica, se requiere estimar la GHI cuya traducción en de inglés a español es Irradiancia global horizontal con unidades kWh/m<sup>2</sup>, así como también el mismo indicador, pero con una variación de ángulo óptimo. Véase la Figura 18 donde se describe la condición de irradiancia de acuerdo con las coordenadas de LA EMPRESA.

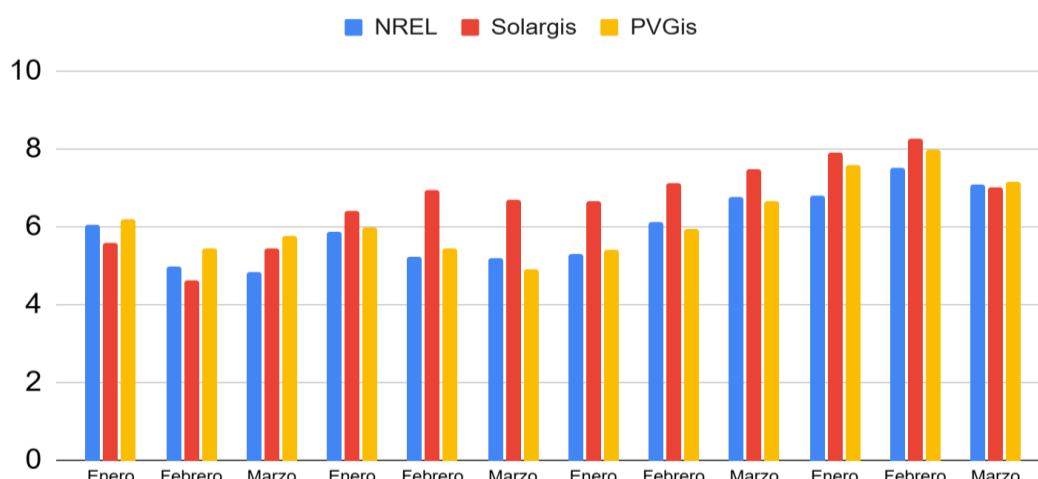
**Figura 17:** GHI específico en las coordenadas de LA EMPRESA



*Fuente: Solargis*

De acuerdo con diferentes fuentes de energía solar se realizó una comparación mensual de irradiación global mensual para la verificación de tendencias y seleccionar la más conservadora:

**Figura 18:** GHI específico mensual de acuerdo con diferentes bases de datos



Fuente: Propia

La figura 19 muestra el promedio diario de energía solar incidente (en kWh/m<sup>2</sup>) durante los meses del año, comparando datos de tres fuentes: NREL (barra azul), SolarGIS (barra roja) y PVGIS (barra amarilla). Los valores de SolarGIS son consistentemente más altos que los de NREL y PVGIS en todos los meses, mientras que PVGIS tiene valores cercanos a NREL.

**Tabla 13.** Promedio anual de kWh/m<sup>2</sup> día de acuerdo con diferentes fuentes y períodos de estudio

Fuente	Promedio anual kWh/m <sup>2</sup> /día	Periodo de estudio
PVGis	6.21	2020
Solargis (Global Solar Atlas)	6.650	2025
NREL (National Renewable Energy Laboratory)	5.98	2023

Fuente: Propia

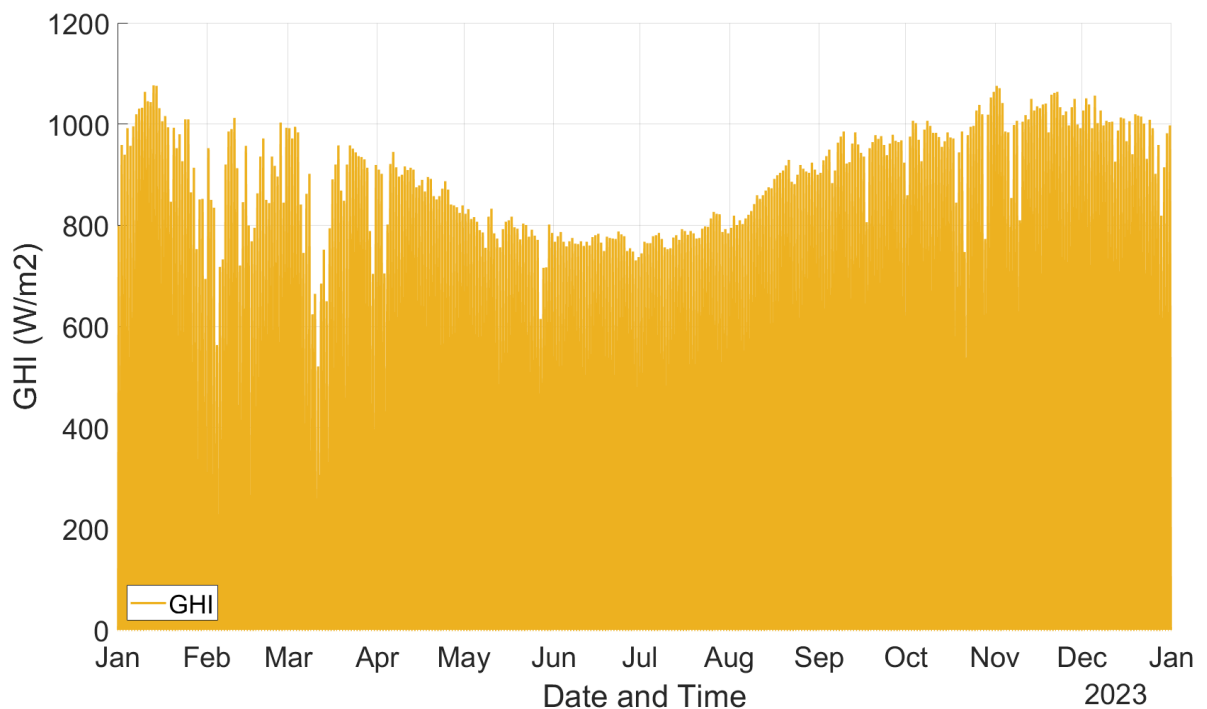
De acuerdo con la Tabla 13, se visualiza que el valor promedio más bajo calculado es de NREL (National Renewable Energy Laboratory). Para un cálculo conservador, se tomará el espectro de datos de dicha fuente para realizar un modelo más conservador.

### 3.5 Optimización y dimensionamiento preliminar del sistema BESS y planta solar:

#### 3.5.1 CAPEX estimado de proyecto solar:

Para tener el perfil estimado de generación solar y evaluar varios escenarios con diferente los números de paneles o kWp instalados se seguirá usando la base de datos de irradiancia global de NREL en una agregación de quince minutos, ya que la información disponible en la plataforma solo lo brinda cada treinta minutos. Véase la distribución de un año a nivel GHI ( $W/m^2$ ) en la Figura 20.

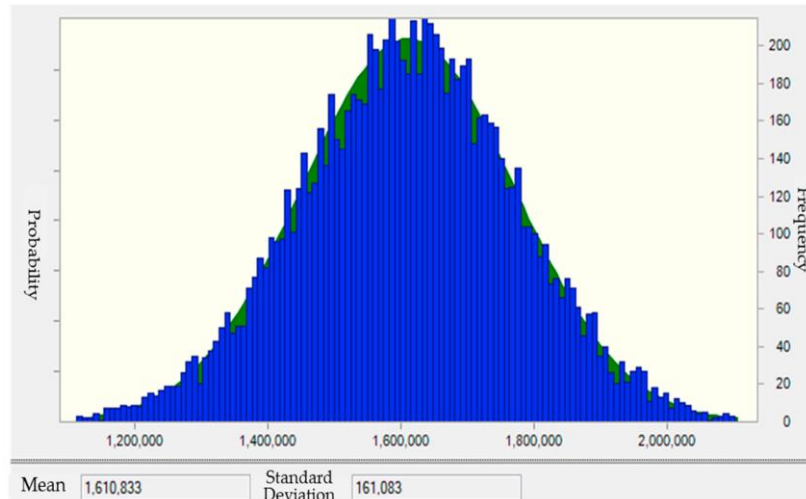
Figura 19: Curva de distribución típica de GHI en rangos 15 minutales



Fuente: Propia

Según Lee, C.-Y., & Ahn, J. en 2020, se puede estimar el costo de instalación y puesta en marcha de proyectos solares bajo una serie estadística a nivel de clientes industriales y comerciales. Véase la Figura 20.

**Figura 20:** Distribución de probabilidad para el gasto de capital (CAPEX) de instalaciones comerciales (distribución normal).



Fuente: Lee, C.-Y., & Ahn, J.

Por ende, se estimará el costo de cálculo para la optimización de 1610 USD/KWp instalado en DC. Para la presente simulación de optimización, se usarán paneles con las características de la Tabla 14.

**Tabla 14.** Características de un módulo solar para la simulación de optimización y ubicación geográfica para la fuente de base de datos de irradiancia

Parámetro	Valor
Fuente	NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3
alto (m)	2.39
ancho(m)	1.303
Parámetro	Valor

Potencia(W)	630
Eficiencia	20%
área (m2)	3.11
Latitud	-15.6300°S
Longitud	-74.0600°W
Altitud	1186 m*
Zona horaria	-5.0

Fuente: Propia

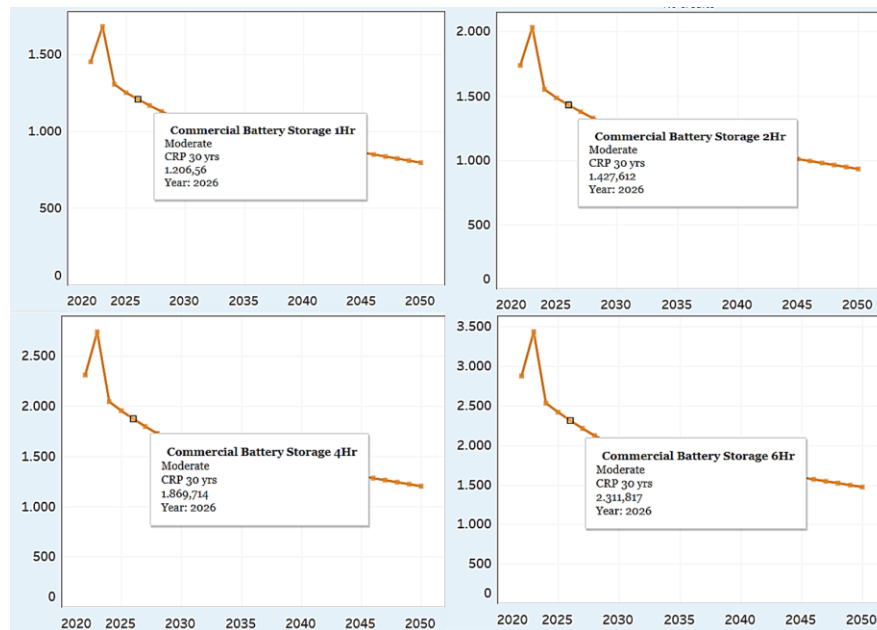
Siendo la ecuación de costo:

$$SOLAR_{CAPEX,USD} = (1610 * CantidadModulos * PotenciaModulo)/1000$$

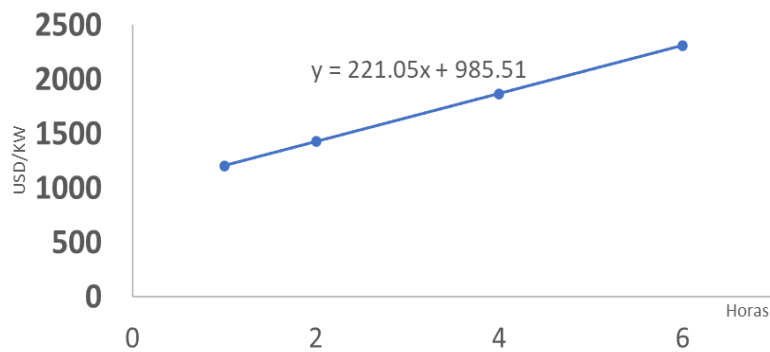
### 3.5.2 CAPEX estimado de BESS:

De acuerdo con la National Renewable Energy Laboratory (2024) en *Commercial battery storage. Annual Technology Baseline*, se puede evaluar los diferentes costos asociados que podrían tener diferentes sistemas de almacenamiento de uso comercial dependiendo de la cantidad de horas disponibles por energía acumulada. Véase la Figura 21 donde se detalla el comportamiento decreciente de los precios asociados por diferentes horas de almacenamiento

**Figura 21:** (a) Tendencias de CAPEX distribuidos por horas de almacenamiento y (b) función de CAPEX vs horas de almacenamiento



CAPEX USD/kW vs BESS (h)



Fuente: NREL(a) y Propio (b)

De acuerdo con la Figura 22, se realizó una función de costo para estimar el precio al año 2026 de diferentes horas de baterías y así poder establecer una curva tridimensional de optimización. Véase la Figura 23.

### 3.5.3 Metodología de optimización

Este estudio se basa en la generación de matrices que combinan diferentes capacidades de almacenamiento de energía (500 a 3000 kW) y cantidades de módulos solares (500 a 9000).

Para cada combinación, se determina la capacidad de almacenamiento, considerando una duración estándar ideal, y se procesan datos de irradiación solar cada 15 minutos

aplicando ajustes para garantizar la estabilidad del cálculo. La simulación restringe la producción solar según la capacidad del inversor con un factor de conversión AC/DC de 1 y muestra el progreso de la optimización.

Posteriormente, se especifican las eficiencias del sistema, abarcando pérdidas lineales en componentes eléctricos, eficiencias de carga y descarga del sistema de almacenamiento, y factores de rendimiento de la planta solar. Con estos parámetros, se elaboran perfiles horarios de generación solar, consumo del usuario y conexión a la red, identificando el exceso de energía no utilizable y la energía suministrada directamente.

Se simula el funcionamiento del conjunto conectado a la red, obteniendo datos de consumo de combustión, red eléctrica y almacenamiento.

Finalmente, se analizan los flujos de energía para calcular indicadores clave, como la proporción de energía renovable, el uso efectivo del almacenamiento, y las cantidades de energía entregada e inyectada a la red. Se estiman los ahorros anuales con tarifas predefinidas y se calcula el costo de inversión del sistema de almacenamiento con las funciones que se detallaron con anterioridad. Con ello se determinan los retornos de inversión para el almacenamiento y la planta solar.

El objetivo de optimización se establece como el promedio de ambos retornos, almacenando información adicional para facilitar la selección de la configuración más adecuada.

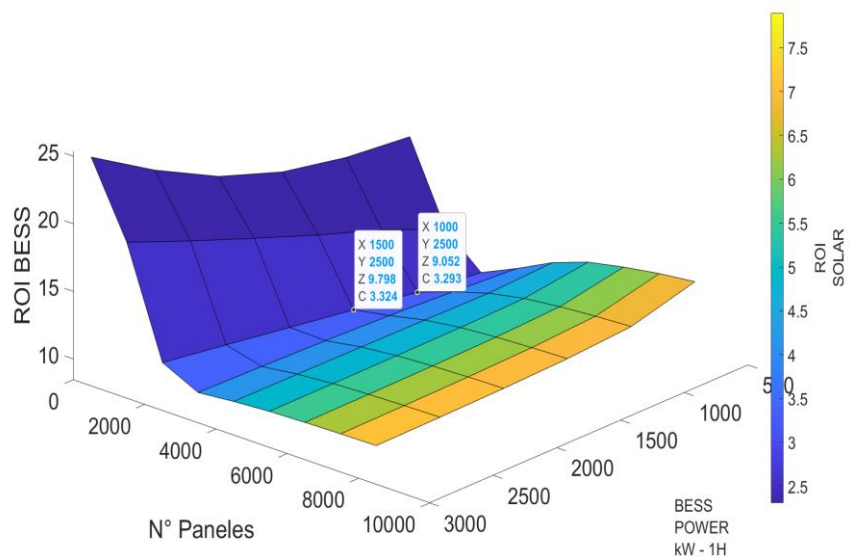
#### **3.5.4 Resultados de la optimización**

Se realizaron simulaciones de distintos escenarios de retorno de inversión (ROI) considerando tanto el sistema BESS como la planta solar, mediante un análisis tridimensional. Este análisis incorpora la variación simultánea de dos variables clave: la potencia nominal de los inversores bidireccionales (en kW) y la cantidad de módulos fotovoltaicos instalados, ambos en función del presupuesto de inversión (CAPEX) estimado

para el sistema solar. El objetivo fue identificar configuraciones óptimas que maximicen la rentabilidad del proyecto bajo diferentes combinaciones técnicas y económicas.

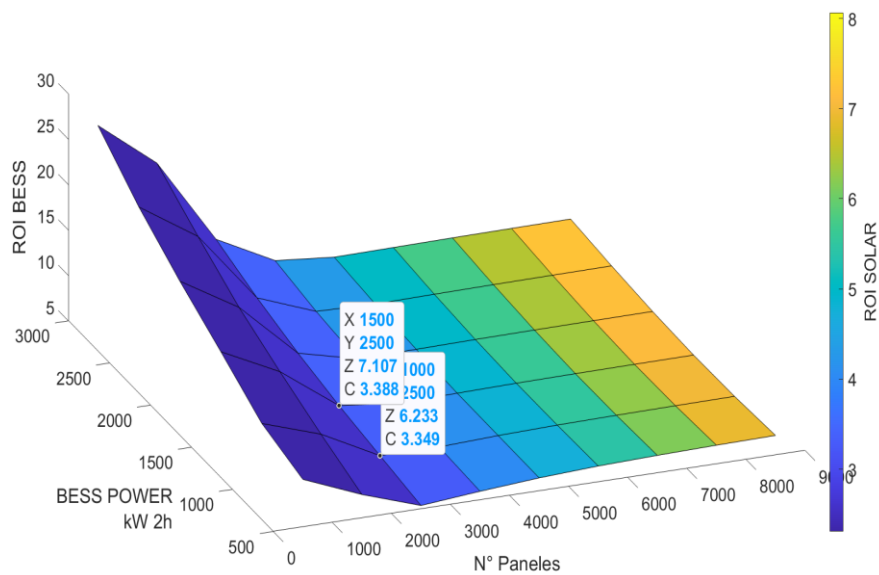
Los resultados obtenidos de estas simulaciones se presentan en las Figuras N.º 22, 23, 24 y 25, donde se observan las tendencias del ROI en función de dichas variables, permitiendo así una evaluación comparativa de escenarios con distinta escala de implementación.

**Figura 22:** Superficie de optimización de 4 dimensiones para diferentes BESS de 1h de almacenamiento



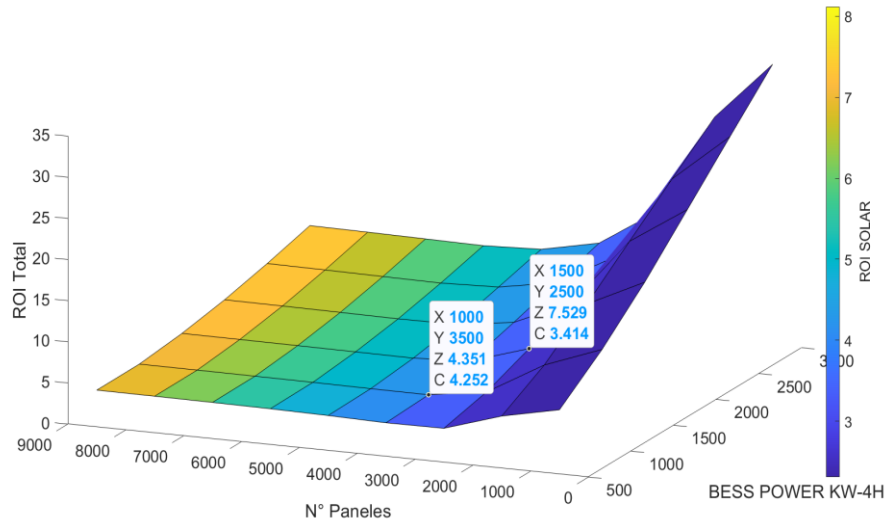
Fuente: Propio

**Figura 23:** Superficie de optimización de 4 dimensiones para diferentes BESS de 2h de almacenamiento



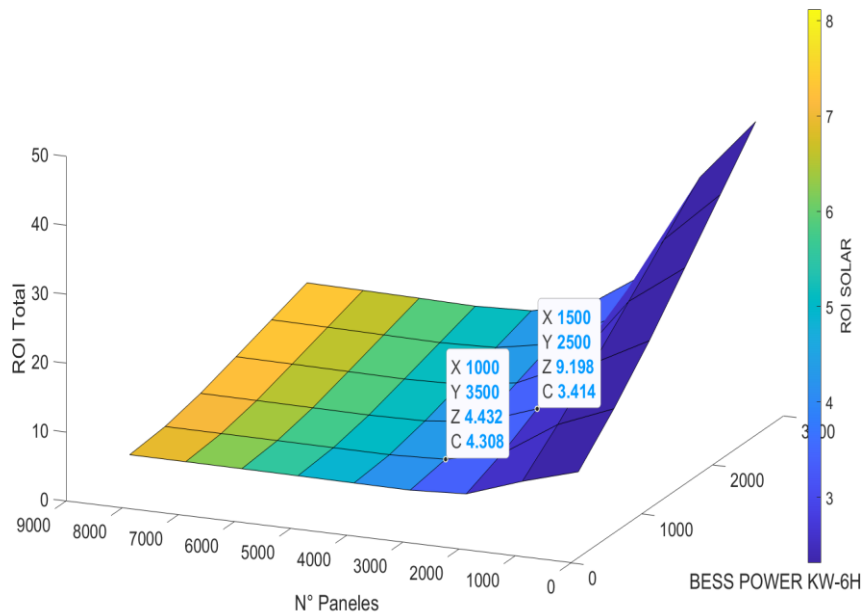
Fuente: Propio

**Figura 24:** Superficie de optimización de 4 dimensiones para diferentes BESS de 4h de almacenamiento



Fuente: Propio

**Figura 25:** Superficie de optimización de 4 dimensiones para diferentes BESS de 6h de almacenamiento



Fuente: Propio

Se observa de la Figura 26 que el valor óptimo para ejecutar el proyecto, con un retorno promedio de 4.351 años en el financiamiento de un BESS de 1000kW y 4000kWh, así como también 4.252 años en el financiamiento de la planta Solar de 3500 módulos que en potencia pico instalada sería 2205 kWp instalados.

Cabe recalcar que el ROI global calculado desde la simulación de la optimización de esta configuración, no contiene los factores financieros y de mercado dependientes del tiempo, obviando la degradación de las baterías y la planta solar, cambios en las tarifas de mercado tanto como en potencia y energía, así como también un posible aumento de la capacidad contratada de la potencia limitada.

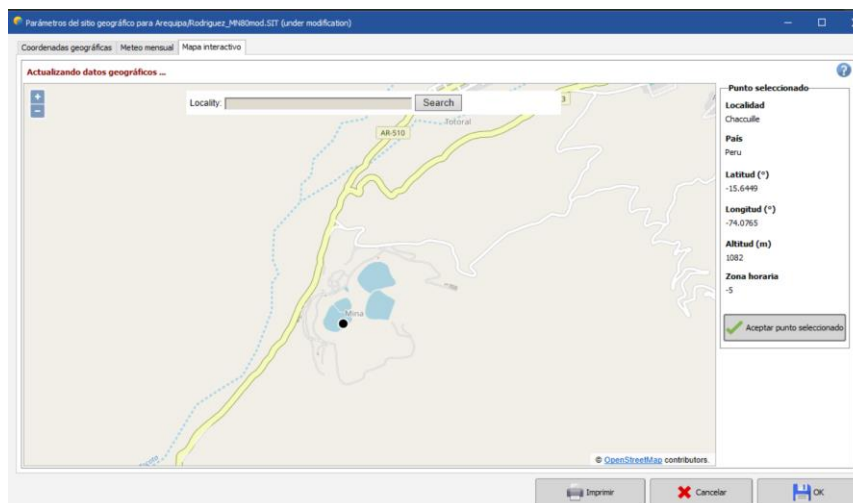
### 3.6 Diseño del sistema Fotovoltaico

El diseño de la planta solar se hará mediante la plataforma PVsyst para tener una referencia de la cantidad de paneles distribuidos desde el centro de distribución a la subestación SE N°1 así como también tener las curvas de generación solar quince minutos para el cálculo de despacho eficiente del BESS.

#### 3.6.1 Estudio geoespacial y meteorológico

En primer lugar, se definen los puntos geográficos espaciales referenciados del proyecto de acuerdo con Figura 18. Ello para determinar el recurso meteorológico disponible desde las diferentes bases de datos del software.

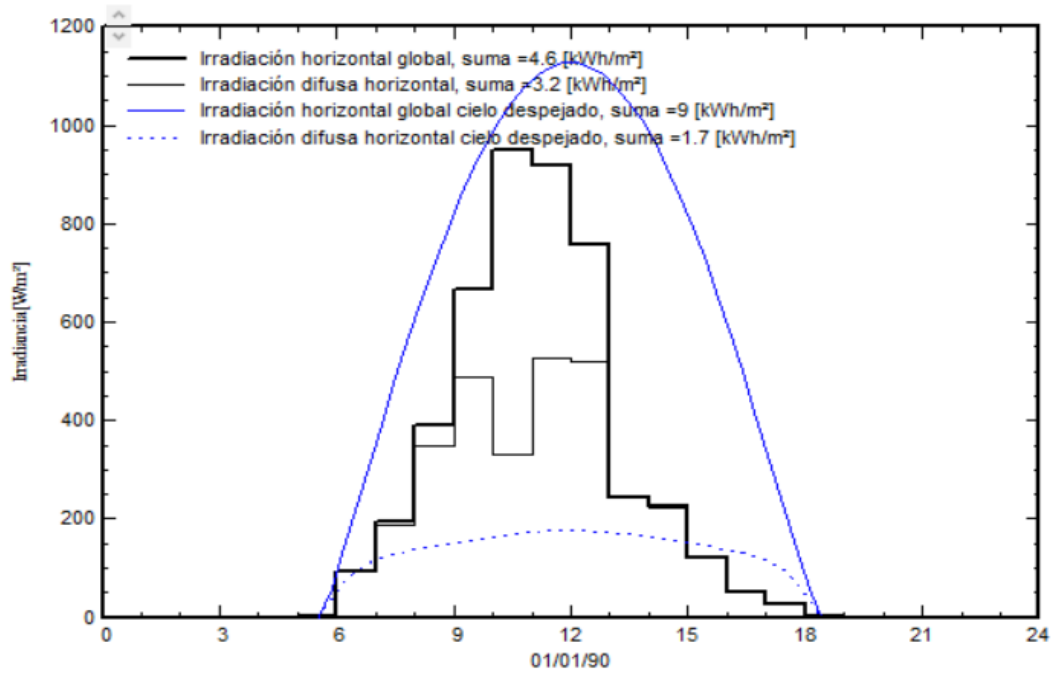
**Figura 26:** Ubicación geográfica de la zona de dimensionamiento



Fuente: Propio

La base de datos usada en la presente tesis fue cargada manualmente desde NREL de acuerdo con la Figura 19. Esta aplicación permite tratar los datos desde esta base global de irradiancia global horizontal. Véase la Figura 29 donde se detalla la irradiancia  $W/m^2$  y la Tabla 13 con detalles de la base usada.

**Figura 27:** Año meteorológico típico para generación solar en software simulador



Fuente: Propio

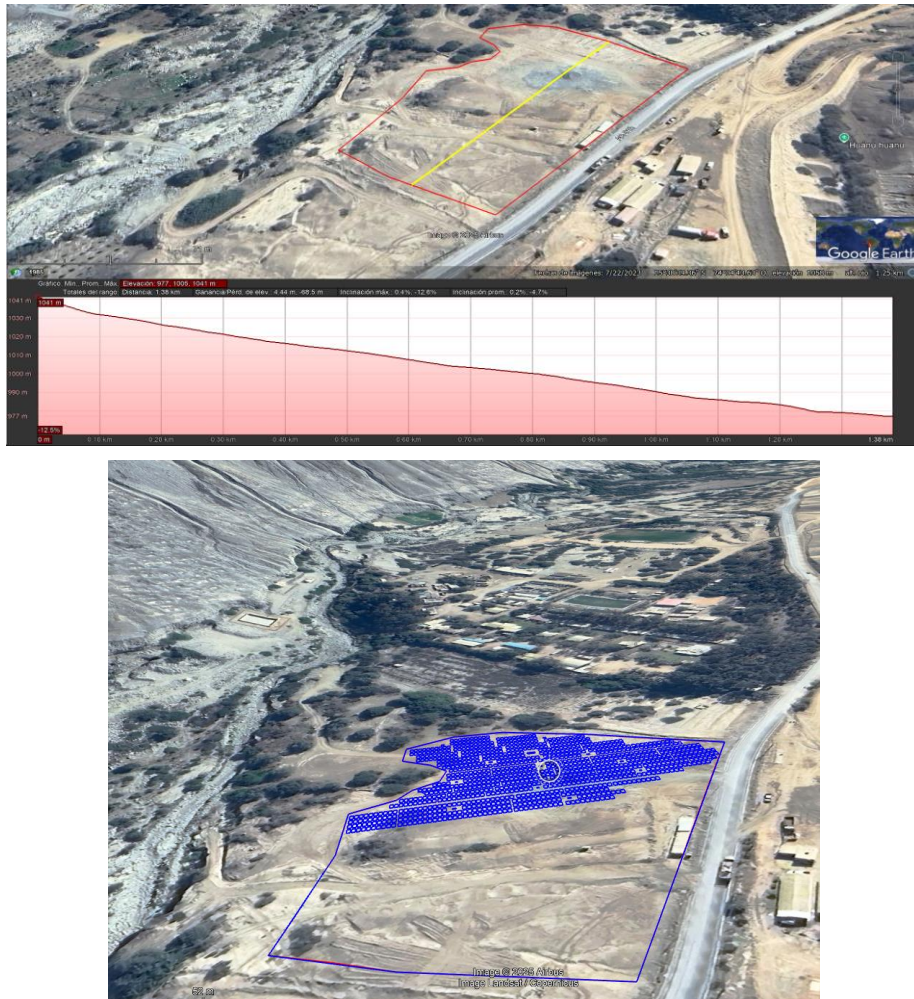
Fuente: NREL

(\*) La altitud es referencial a la fuente meteorológica y no a la ubicación exacta del proyecto

A la vez, para validar la altitud especificada, también se contrastó con Google Earth para ver la inclinación del suelo.

Véase la Figura 28 donde se puede ver el perfil de elevación de del terreno, el área de control del proyecto está dado por las líneas rojas y el amarillo traza dicho perfil de elevación.

**Figura 28:** Perfil de suelo, inclinación y espaciamiento del proyecto



Fuente: Propio

Donde se puede afirmar que el proyecto tendrá una elevación sobre el nivel de la mar aproximada a 1050 metros. Este valor es importante para determinar las eficiencias por disminución de potencia en altura de potencia de los componentes del proyecto, llámese, inversores y baterías.

### 3.6.2 Selección de componentes

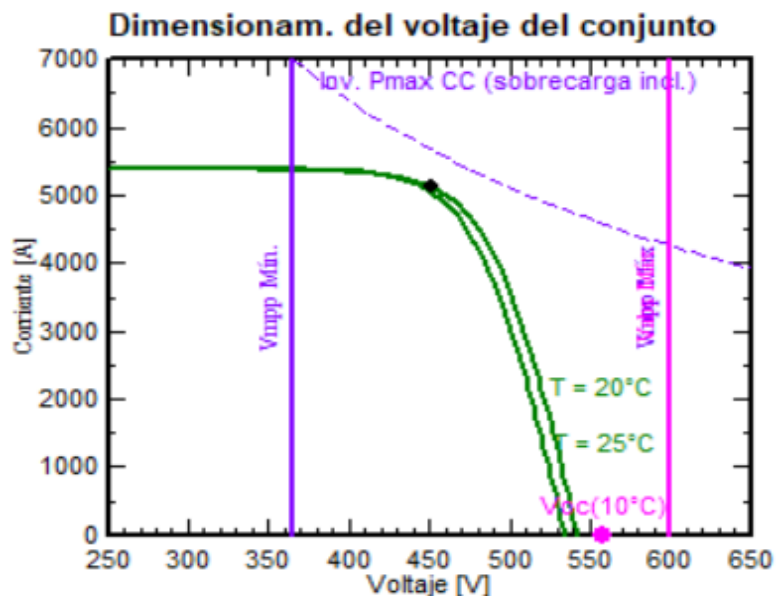
Según la aplicación de optimización de PVSyst, se decidió tener una configuración acorde al pre-dimensionamiento de optimización desarrollado en la sección 3.6.5. Véase la pantalla de configuración del sistema fotovoltaico en la Figura 31.

Para validar el dimensionamiento se detalla con detalle lo que presenta la Figura 30. Las curvas verdes representan el comportamiento eléctrico del sistema a diferentes temperaturas (20°C, 25°C y 10°C para el voltaje de circuito abierto). A menor temperatura, el voltaje de los paneles aumenta, mientras que la corriente se mantiene prácticamente estable o sube ligeramente.

Las líneas verticales fucsias indican los límites mínimos y máximos de voltaje que debe mantener el sistema para que el inversor opere correctamente ( $V_{mppt\ Min}$  y  $V_{mppt\ Max}$ ). También se incluye una curva punteada que representa la corriente máxima que el inversor puede manejar por sobrecarga interna, lo cual es crucial para evitar daños en el equipo.

La interpretación general de la curva es garantizar que la planta fotovoltaica opere dentro de los rangos seguros de tensión y corriente, teniendo en cuenta las variaciones de temperatura que afectan el rendimiento de los módulos. Este gráfico es fundamental durante la fase de diseño para definir cuántos paneles conectar en serie por cadena de paneles y asegurar que el sistema funcione de manera óptima a lo largo del año.

**Figura 29:** Límites eléctricos de los strings en DC.



Fuente: Propio

Siendo así, los componentes principales se detallan en la Tabla 15.

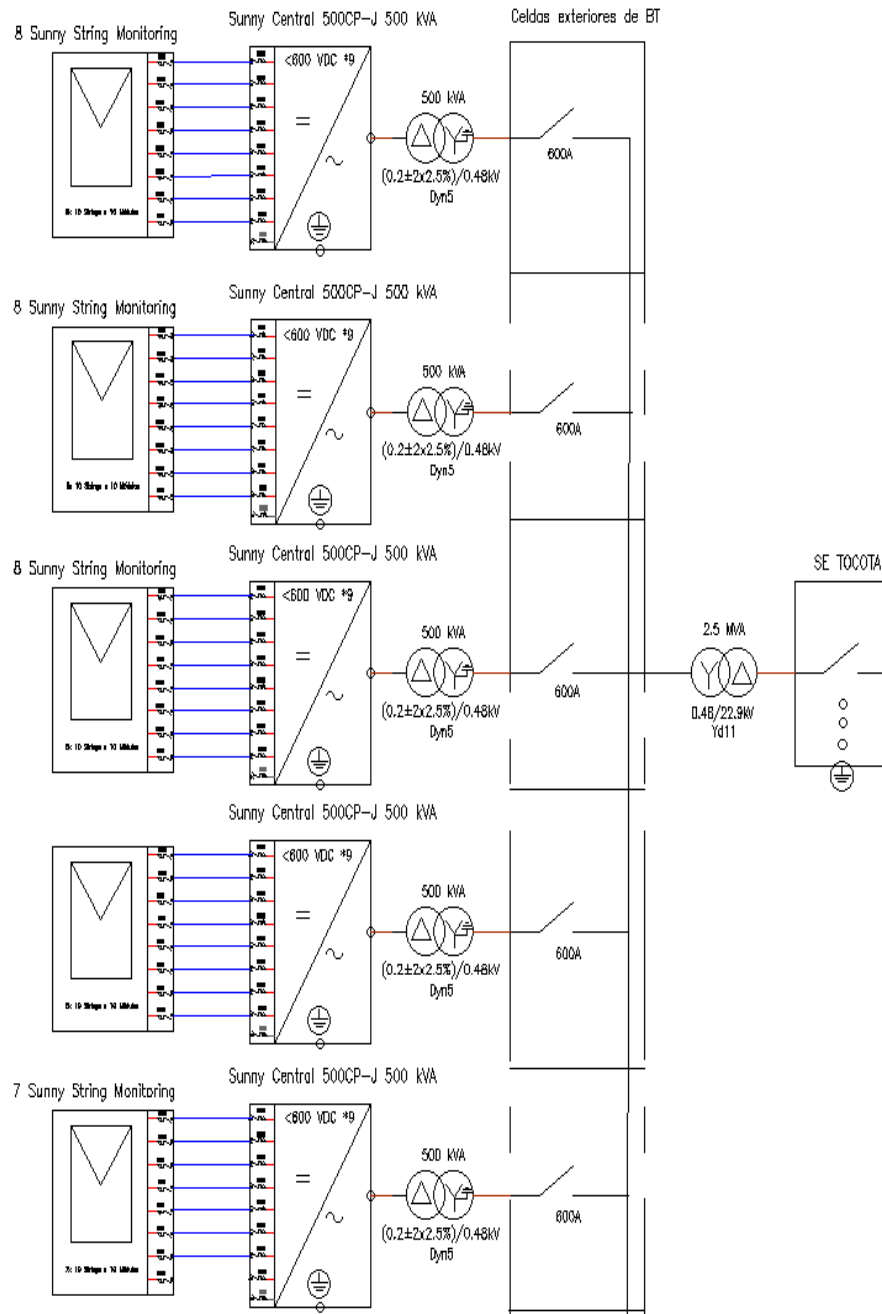
*Tabla 15. Componentes principales distribuidos de la planta solar*

<b>Componente</b>	<b>Modelo</b>	<b>Unidades</b>
Inversor Unidireccional	Sunny Central 500CP- JP 500 kVA	5
Paneles	TR 78M Monofacial Jinko 565-585 Watt	3900
DC Combiners	SUNNY STRING- MONITOR SSM8-21- BS	39
Transformadores de aislamiento	Delcrosa 205/480v 500KVA Dyn5	5
Transformador Elevador	Delcrosa 0.48/22.9kV 2.5 MVA Yd11	1

*Fuente: Propio*

La configuración de la planta solar tendrá un acoplamiento directo a la subestación de MT S.E Tocota en una celda de exterior para configuración en corriente alterna y soportar la distancia de recorrido de la línea aérea desde las celdas exteriores hasta la misma subestación. Tendrá transformadores de aislamiento a la salida de cada string Sunny Central para evitar el acoplamiento galvánico o corriente circulante que elevarán la tensión de salida de los inversores de 205 voltios a 480 voltios. Véase la Figura 30.

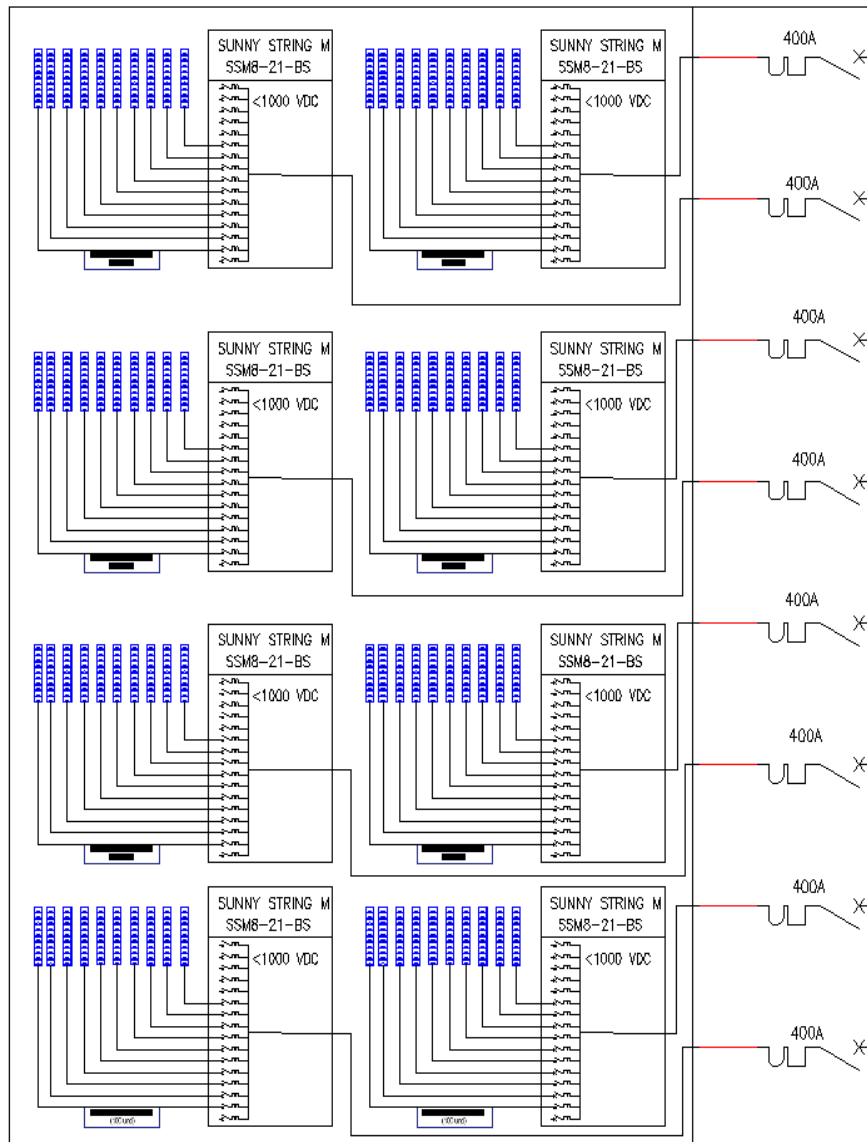
**Figura 30:** Unifilar simplificado de la conexión de la planta solar a la subestación SE Tocota



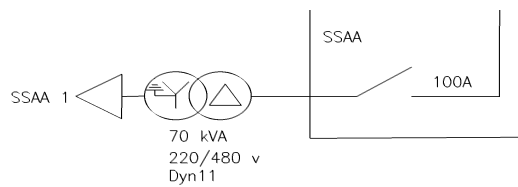
Fuente: Propio

**Figura 31:** (a) Unifilar simplificado de la conexión de todos los buses DC. (b) Equivalente auxiliar de la planta solar más sistema BESS.

(a)

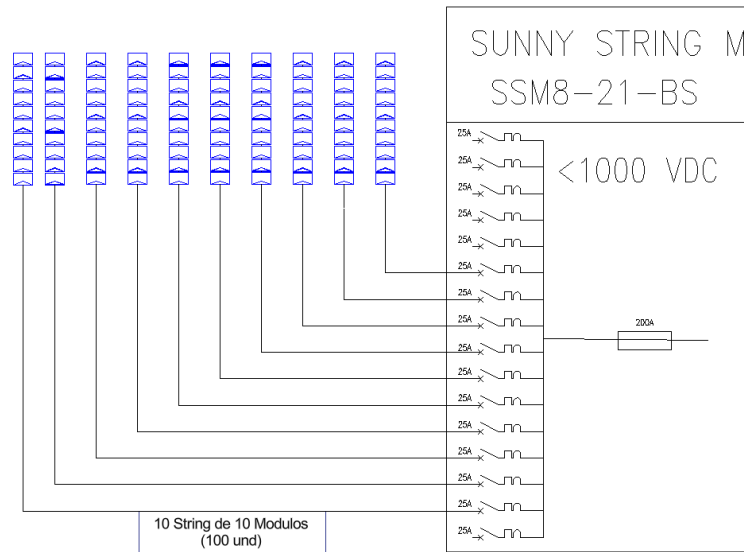


(b)



Fuente: Propio

**Figura 32:** Unifilar simplificado de la conexión de un bloque solar en el DC combiner Sunny String Monitoring.



Fuente: Propio

Para definir la influencia del horizonte en las pérdidas de generación por sombra, se tiene que definir una optimización de acuerdo con las orientaciones al norte, esto porque se está en el hemisferio sur. Ello se detalla en la Figura 34. PVsyst trabaja con un diagrama de horizonte predefinido dependiendo de las horas en el transcurso del día. Se agrega el perfil de horizonte de acuerdo con las estimaciones de la ubicación en Google Earth. Véase ello en la Figura 35.

**Tabla 16.** Definición del horizonte para simulación de generación solar

Altura promedio	14,6°
Factor de difusión	0,89
Factor de albedo	0,11
Fracción de albedo	100%

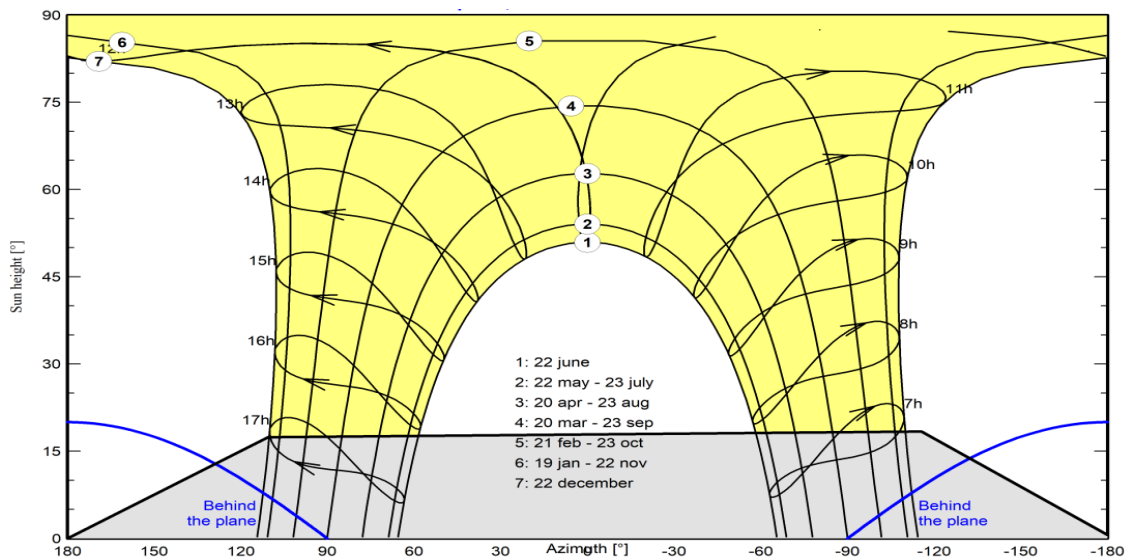
Fuente: Propio

**Tabla 17.** Perfil del horizonte para simulación de generación solar

Azimut (°)	Altura (°)
-180	0.6
-116	18.4
111	17.4
180	0

Fuente: Propio

**Figura 33:** Perfil de horizonte de acuerdo con el régimen geográfico planteado y simulado



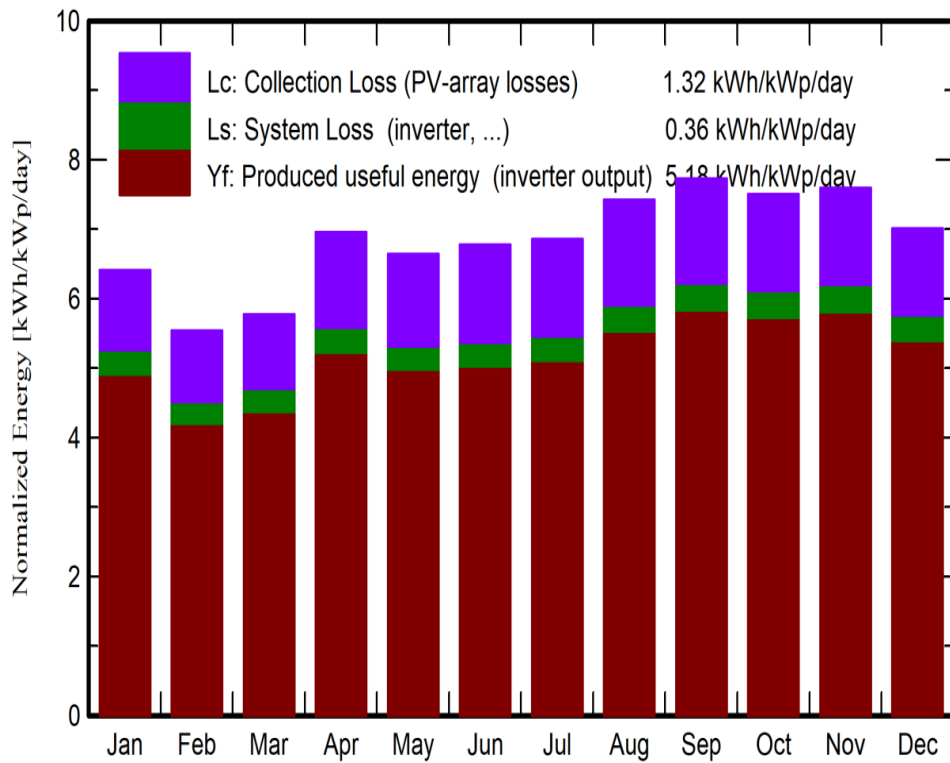
Fuente: Propio

### 3.6.3 Generación Solar resultante y pérdidas detalladas

Cargados todos los componentes de la simulación se obtiene la imagen principal de la generación solar en el punto final de interconexión a la SE Tocota. Véase la Tabla 16 donde se detalla lo principal.

La figura 34 detalla las pérdidas **Lc**, llamadas perdidas de colector o dc y la transformación a AC, siendo este último llamado **Ls**. Dando como resultados un promedio de 5.18 kWh/kWp/día. Parámetro definido como **Yf**.

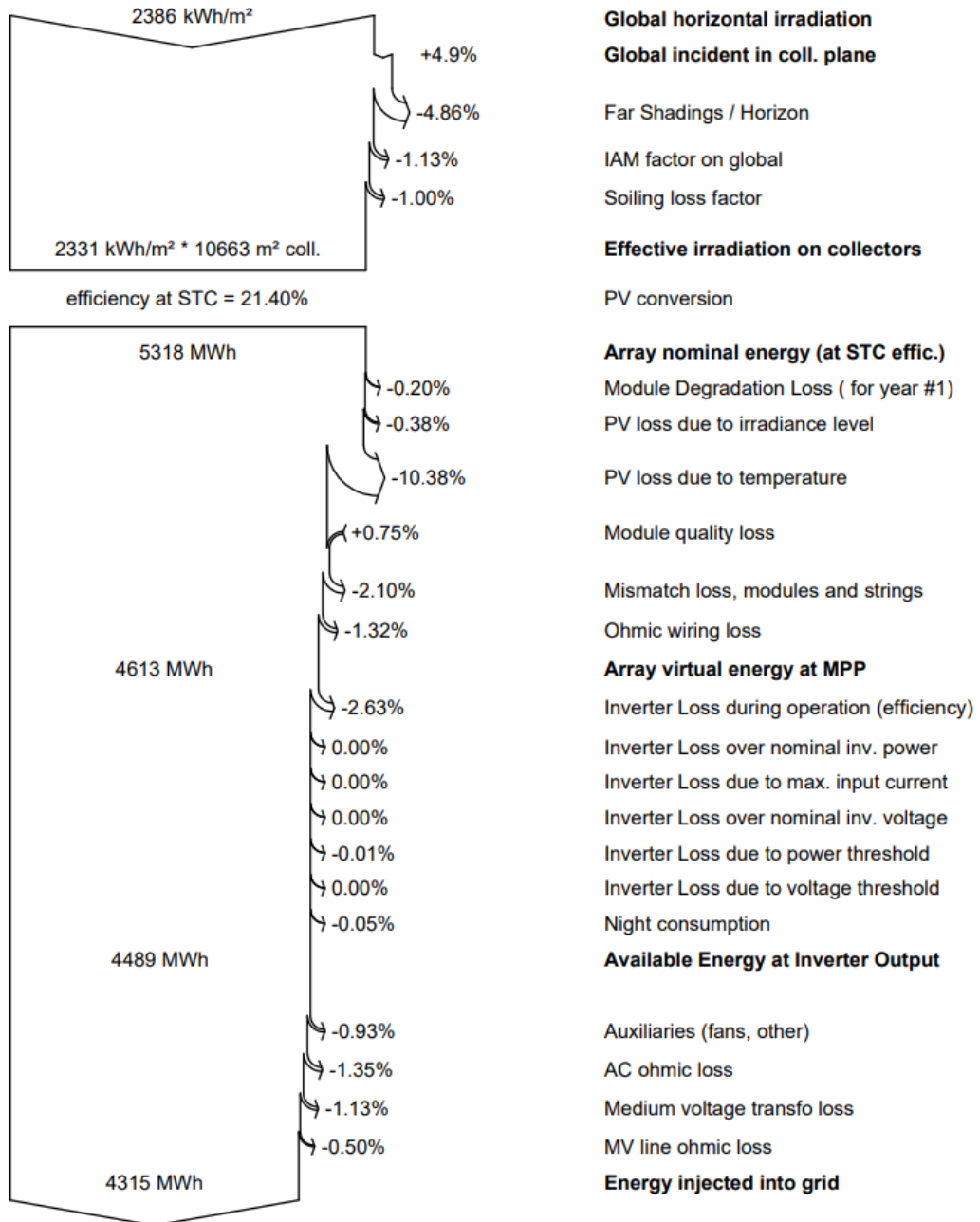
**Figura 34:** Energía normalizada en kWh/kWp/día durante el primer año del proyecto



Fuente: Propio

Para detallar las pérdidas del sistema, se detalló un diagrama de Sankey donde define todas las etapas de pérdida desde la colección hasta la inyección a red. Véase la figura 35.

Figura 35: Diagrama de Sankey de pérdidas del sistema



Fuente: Propio

### 3.6.4 Degradación anual en generación

La degradación de energía en una planta fotovoltaica es el resultado de múltiples factores que afectan principalmente a los módulos solares con el paso del tiempo, según la IEC 61724-1:2017. Estos factores incluyen:

- Envejecimiento natural de los materiales (células, encapsulantes, vidrio)
- Clima y condiciones ambientales locales (radiación, humedad, ciclos térmicos)
- Degradaciones inducidas por mecanismos físicos y químicos, como LID (Light Induced Degradation), PID (Potential Induced Degradation), microfisuras, entre otros.

Se incorpora esta degradación mediante una modelación explícita en su simulación anual y a lo largo de la vida útil del sistema, típicamente evaluada en 25 años es por eso por lo que se define una curva de degradación porcentual en base a el método iterativo de Montecarlo partiendo desde la degradación básica del módulo y la garantía de este, donde las entradas del modelo serán:

**Tabla 18.** *Parámetros para la implementación del análisis de Montecarlo*

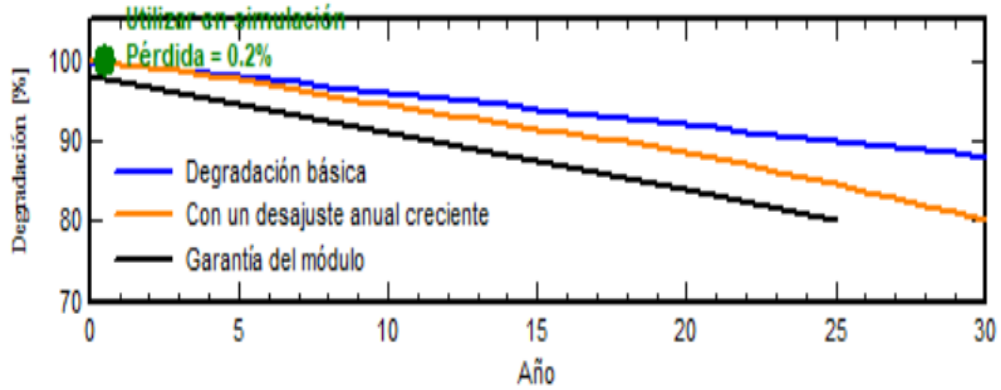
Parámetros	Valor
Factor de degradación promedio	0.4%/año
Corriente en el punto de máxima potencia	0.4%/año
Tensión en el punto de máxima potencia	0.4%/año
Degradación determinista global	0.20%
Derivado del envejecimiento desigual	-0.03

*Fuente: Propio*

Del cual se obtiene una función de degradación multianual vista en la Figura 36. Detallando así una tenden

cia menos conservadora de la degradación clásica hasta el año 25

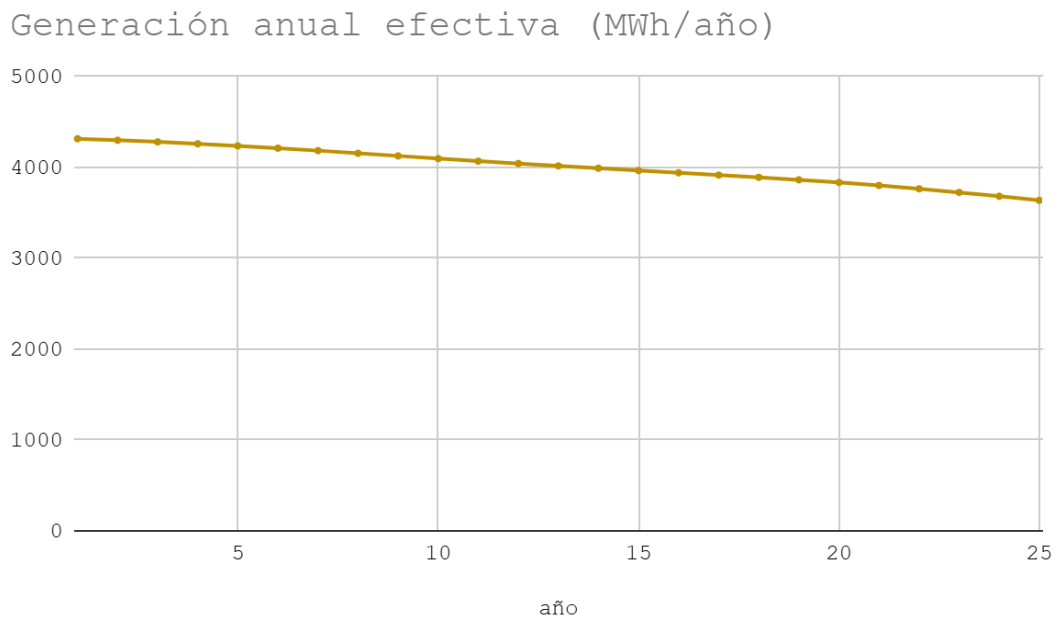
**Figura 36:** Degradación de la plata solar hasta el año 25



Fuente: Propio

La Figura 37 muestra la generación anual efectiva de una planta fotovoltaica, evidenciando la disminución progresiva de energía producida debido a la degradación por envejecimiento. En conjunto, estas pérdidas representan una reducción cercana al 12 % de la generación anual hasta el año final de la garantía de los módulos solares.

**Figura 37:** Generación anual efectiva hasta el año 25



Fuente: Propio

Véase que el año 0 empieza de acuerdo con la resultante de la Figura 37. Esta tendencia decreciente es clave para evaluar la rentabilidad del proyecto, el dimensionamiento financiero y las decisiones futuras sobre aumento de más potencia o reemplazo de equipos.

### 3.6.5 Resumen del sistema fotovoltaico

**Tabla 19.** Resumen del sistema FV seleccionado

Potencia instalada (kWp)	2282
Producción anual (MWh)	4315
Costo de la planta solar (USD) (*)	1,910,329
Producción Específica kWh/kWp/año	1891
Índice de rendimiento solar	75.6

(\*) Donde el costo de la planta solar se obtiene de la Tabla 23 seleccionando los ítems pertenecientes a la Planta Solar.

### 3.7 Diseño del sistema BESS

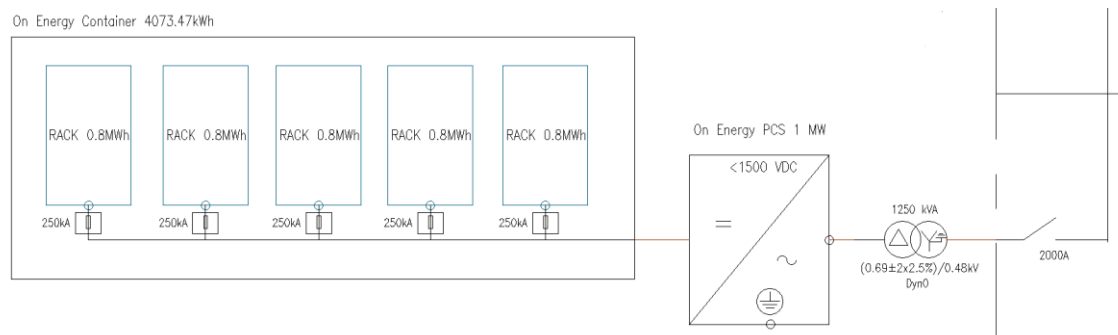
La potencia del BESS, medida en kW, se define según la máxima carga que debe soportar o la generación renovable que necesita regular. Se evalúan los picos de consumo y la capacidad de los inversores para limitar la producción de potencia con el fin de no superar el circuito de despacho. Para las baterías, se consideran las tasas de carga y descarga (C-rate) para alinear el rendimiento con las necesidades operativas. Las pérdidas del sistema, como las asociadas al inversor y al balance de planta, se integran en el cálculo. Este proceso asegura que el BESS pueda manejar las demandas dinámicas de la microred.

### 3.7.1 Ubicación y Selección de Componentes

De acuerdo con el segmento de optimización, se tuvo como punto de partida una potencia de 1000 kW y 4000 kWh.

Para establecer un dimensionamiento de acuerdo con los sistemas más comerciales, se define como diseño específico lo que se muestra en la Figura 38.

**Figura 38:** Unifilar simplificado de la conexión del sistema BESS a la celda de distribución centralizada



Fuente: Propio

La arquitectura centralizada de acoplamiento en baja tensión se hizo para optimizar el uso de un transformador elevador más al proyecto. Sin embargo, es importante considerar que el flujo de potencia debe ser gestionado con el límite operativo que es el transformador de media tensión de toda la planta solar y BESS.

El sistema de almacenamiento para el proyecto contiene los siguientes componentes:

**Tabla 20.** Componentes principales del sistema BESS

Subsistema	Componente	Modelo	Unidades	Observaciones
Baterías	Rack de Baterías	On Energy	5	814.2 kWh o 306Ah C-Rate max 0.5 P 1100~1500V
Baterías	Control Box	On Energy	5	Fusibles de 250 kA y relés de precarga

Baterías	Sistema Contra Incendios	Potter	1	Detector de H <sub>2</sub> , detector de calor, detector de humo, panel de control, ventilador de extracción de humo.
Baterías	Sistema de Gestión Térmica (TMS)	On Energy	1	Enfriamiento líquido por chiller centralizado de hasta 40kW
Baterías	Panel de Control Maestro	On Energy	1	Controlador BMS (Sistema de gestión de baterías) y redes de comunicación CAN y SCADA
Inversor	PCS	On Energy	1	1075kVA 690(-15%~10%)V 1000~1500V 1185 A máx.
Interconexión	Transformador reductor	ABB	1	1 250 kVA Dyn0 690/480 V F (155 °C) Seco

Fuente: Propio

### 3.7.2 Eficiencia de la trayectoria y degradación de ciclos

Para cuantificar la degradación anual del sistema, en primer lugar, se determina su eficiencia de circuito inicial a través de las mediciones de energía de entrada y salida:

- Eficiencia primaria CC ( $\eta_1 = 99,0 \%$ ): cociente entre la energía almacenada en los racks y la energía suministrada por el PCS en modo carga.
- Eficiencia de conversión AC/DC ( $\eta_2 = 98,5 \%$ ): relación entre la energía DC disponible tras la rectificación y la energía AC absorbida.
- Eficiencia primaria CA ( $\eta_3 = 98,2 \%$ ): cociente entre la energía devuelta al punto de conexión y la energía DC entregada por el PCS en modo descarga.

La eficiencia global inicial primaria AC/DC,  $\eta_{tot} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \approx 95,76 \%$ , sirve como referencia de rendimiento en el primer año de operación.

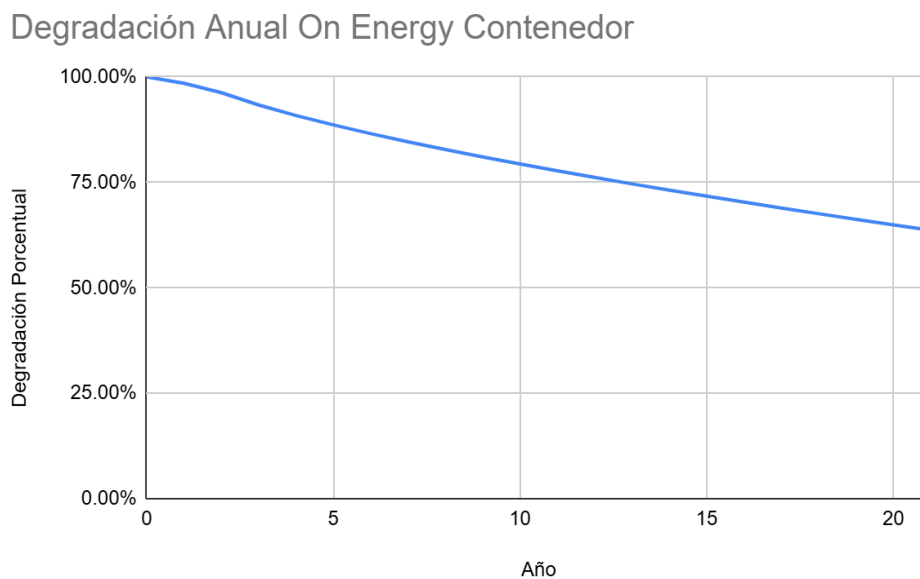
**Tabla 21.** Parámetros principales del sistema BESS

Parámetro	Valor
Capacidad de Rack (kWh)	814.0
N° Racks	5
Capacidad nominal BESS (MWh)	4.07
Potencia PCS (kW)	1000
Eficiencia del circuito DC	99.0%
AC/DC Eficiencia de conversión	98.5%
Eficiencia del circuito AC	98.2%
Eficiencia Total del circuito AC/DC	95.76%

Fuente: Propio

Como el objetivo es tener la energía usable en el punto de interconexión, es importante tener la degradación anual por ciclos que tendrá el banco de baterías en función de la energía usable desde el año 0 del proyecto.

**Figura 39:** Degradación anual del contenedor de baterías On Energy a 365 ciclos/año



Fuente: Propio

Para el cálculo de los MWh en el punto de interconexión  $E_{POI(i)}$ , se requiere conocer  $DC_{RTE(i)}$  donde  $i$  es el año de análisis  $DC_{RTE}$  es la eficiencia de almacenamiento de la sección de corriente continua en trayectoria repetida,  $AC/DCe$  que es la eficiencia de

conversión de inversor. Finalmente  $ACe$ , es la eficiencia del lado corriente alterna hacia el punto de interacción.

$$DC_{RTE(i)} = DEG(i) * 0.0659 + 0.879$$

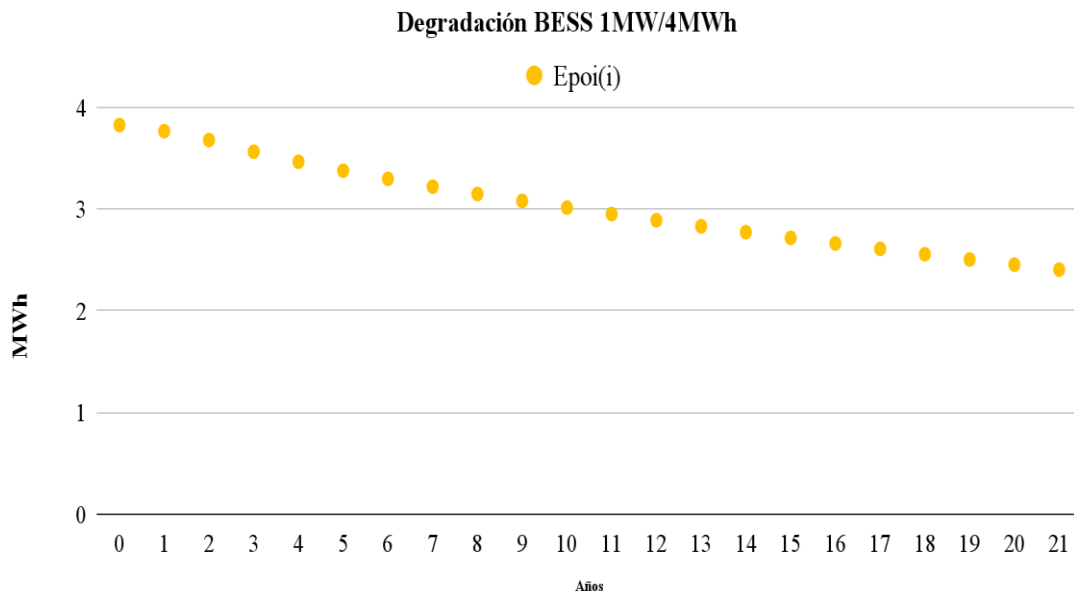
$$E_{G(i)} = E_{G(0)} * DEG(i)$$

$$E_{U(i)} = E_{G(0)} * AC/DCe * ACe$$

$$E_{POI(i)} = E_{U(i)} * \sqrt{DC_{RTE(i)}}$$

La eficiencia  $DC_{RTE(i)}$  varía en función de la degradación anual representada por  $DEG(i)$  que se representa porcentualmente, esto influye en cada año operativo de acuerdo con los puntos de referencia de energía usable en la sección de corriente alterna. Para la evaluación del proyecto se usará la Figura 40.

**Figura 40:** Energía en el punto de interconexión a la subestación SE TOCOTA  $E_{poi(i)}$



Fuente: Propio

### 3.8 Diseño del sistema auxiliar de energía

Se detallan los componentes que conforman los auxiliares de la planta solar más sistema de almacenamiento principalmente radican en la Tabla N°21.

Tabla 22. Cargas auxiliares definidas para el proyecto

Sistema	Elemento(s)	Cantidad.	Potencia máxima (W)
Planta Solar	Climatización y ventilación de tableros solares	2	5000
Planta Solar	Iluminación exterior de vías y accesos	50	2000
General	Tomas de mantenimiento	2	2000
Planta Solar	Control y protecciones de inversores	5	10000
Planta Solar	Fuente de 24V para las cadenas de buses DC (String Monitor)	1	200
Almacenamiento (BESS)	Climatización de contenedor para 5 Racks	1	40000
Almacenamiento (BESS)	Control y protección de inversor y sistema contra incendios	1	2000
General	Componentes de controles de planta (EMS)	1	500
General	Climatización de tablero de control de planta	1	1500
Protecciones de Media tensión	Relés, Calefactor de condensación, Bobinas y medidores de potencia	1	1500

Fuente: Propio

La carga total del proyecto es de 64 kW máximos. Para cumplir con dicha demanda se implementará un transformador reductor Dyn11 ONAN seco para convertir el nivel de

tensión 480/220 V desde la celda de baja tensión llamado interruptor SSAA con capacidad de 100 A. Véase la Figura 31 (b).

### 3.9 Filosofía de operación, sistema de gestión de energía y predicción

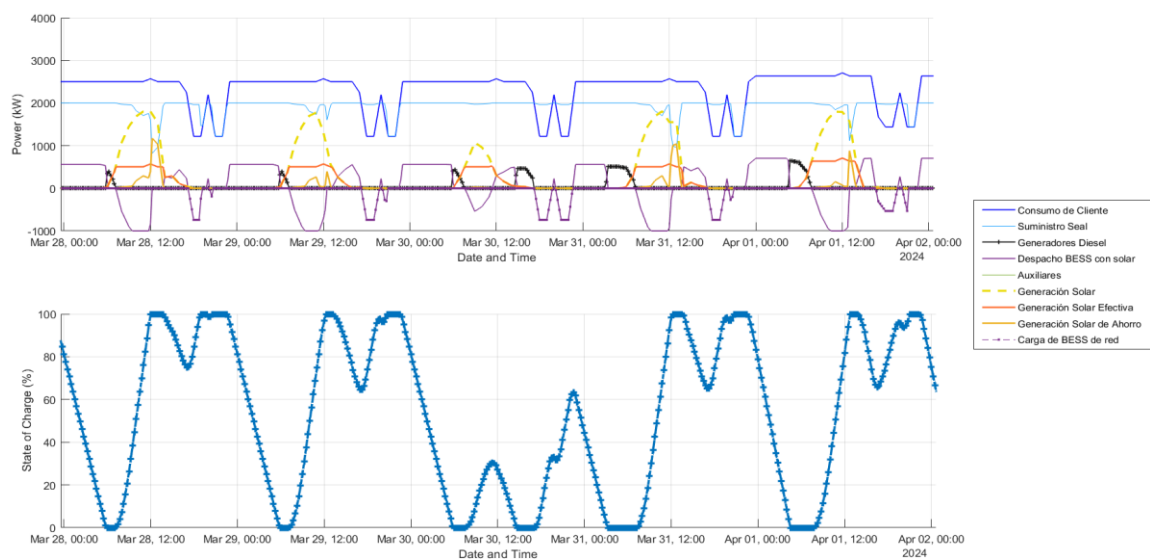
#### 3.9.1 Filosofía de Operación

La primera fase del proyecto está condicionada por el año en que se materialice el incremento de potencia del suministro eléctrico, el cual se definirá mediante la variable  $I_t$ . Esta fecha será determinada por el concesionario eléctrico tras la puesta en marcha del proyecto. Dicho incremento deberá garantizar, como mínimo, una potencia contratada equivalente a la demanda máxima del usuario evaluado.

Hasta que se alcance el año  $I_t$  el sistema de gestión de energía (EMS) deberá priorizar la sustitución del consumo de diésel que actualmente utiliza el usuario para abastecer tanto las cargas críticas como no críticas, que el suministro eléctrico existente no es capaz de soportar.

Para el presente caso de estudio  $I_t$  se dará a partir de los 2 años del año.

**Figura 41:** Despacho óptimo en algunos días como ejemplo antes del año  $I_t$



Fuente: Propio

La segunda y última fase del proyecto inicia cuando el distribuidor haya completado la ampliación de capacidad del suministro actual en el año It.

En este punto, el BESS debe minimizar los cargos por potencia en horas punta facturadas, según el contrato vigente que incluye tanto tarifas de potencia como de energía.

Para ello, se considerará la precisión del software de predicción de la demanda máxima coincidente, con el fin de calcular el ahorro anual programado.

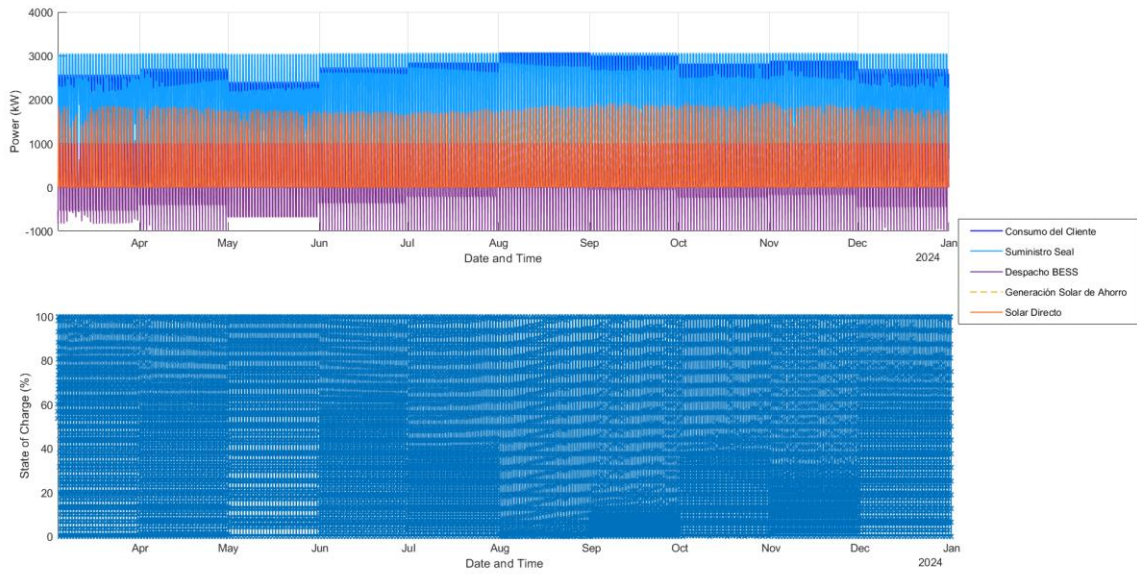
Por otro lado, la planta solar habilitará al BESS para realizar la carga bajo dos escenarios específicos.

En el primer escenario, si el distribuidor no suministra energía suficiente para cubrir la demanda máxima del usuario más un margen de seguridad para la carga y descarga del BESS, se priorizará la carga con generación solar y se gestionan en tiempo real los valles de demanda hasta alcanzar la capacidad máxima.

En el segundo escenario, pasando el año It, la ampliación del suministro permitirá la carga del BESS desde la red sin riesgo de sobrecarga del nuevo punto de conexión de SEAL, por lo que la programación no dependerá de los periodos óptimos de generación solar.

En ambos casos, el comportamiento de la planta solar se ajustará a las condiciones de suministro, garantizando disponibilidad de energía suficiente para la descarga programada diaria en horario punta.

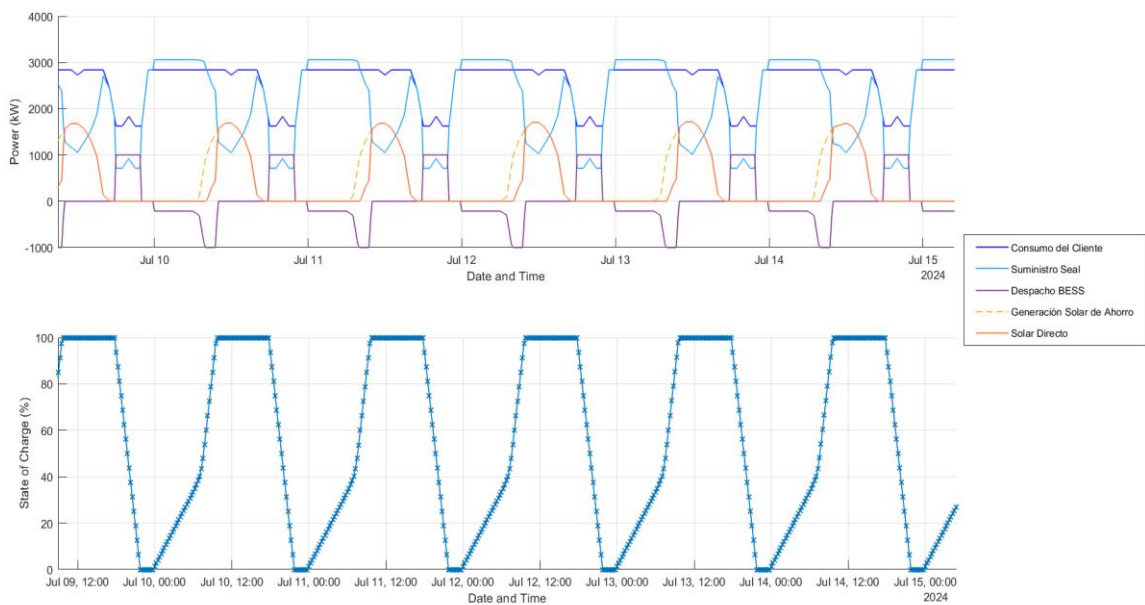
**Figura 42:** Filosofía de operación en la segunda etapa del proyecto.



Fuente: Propio

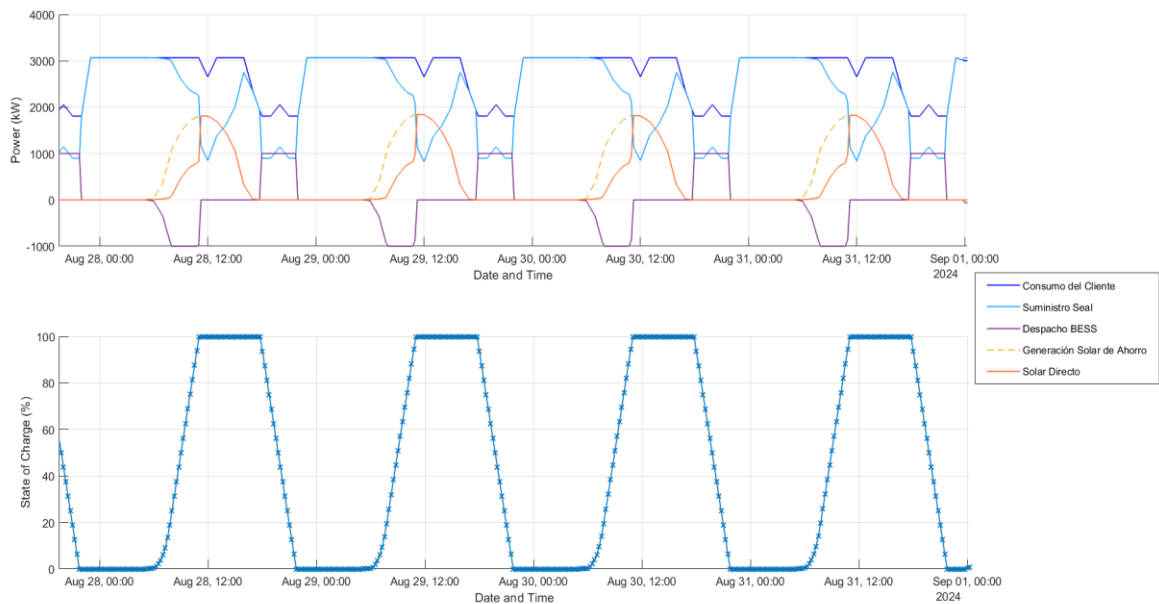
Para evaluar el escenario más conservador en la ejecución del despacho del sistema de gestión de energía establece como potencia máxima ampliada de nuevo suministro en 3073 kW o 3500 KVA, siendo el valor máximo de la carga del cliente durante el mes de agosto como se muestra en la Figura 42.

**Figura 43:** Días típicos con priorización de despacho en horas punta y límite de suministro sin exceso



Fuente: Propio

**Figura 44:** Días típicos con priorización de despacho en horas punta y límite de suministro sin exceso a nivel máximo.



Fuente: Propio

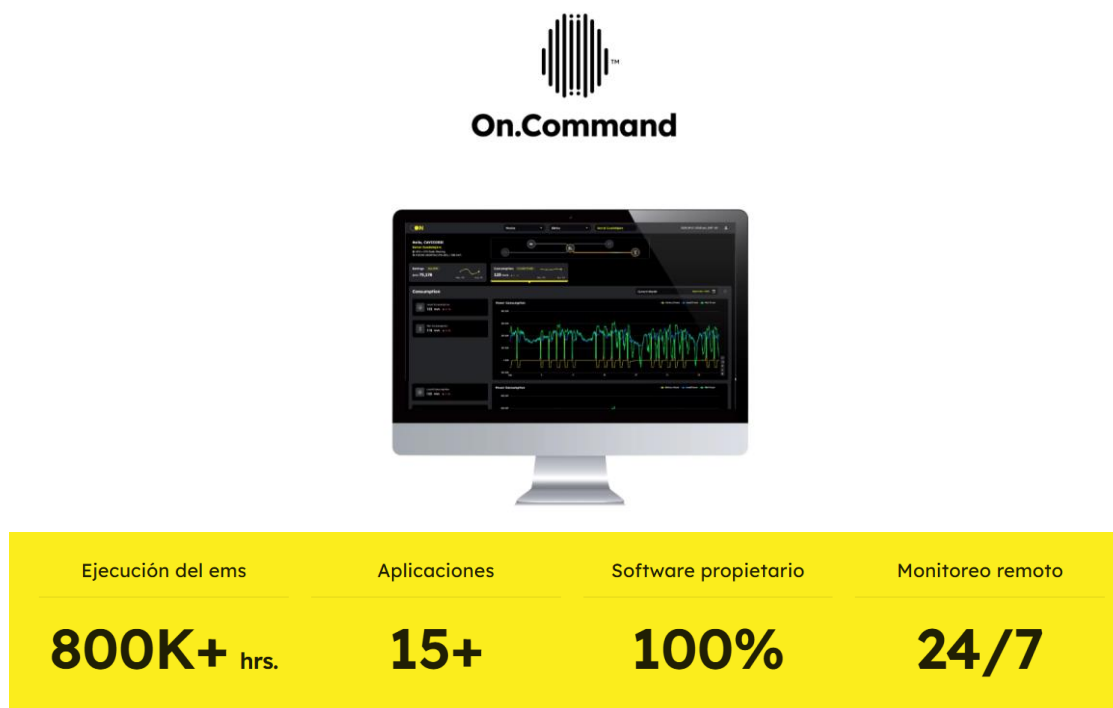
### 3.9.2 Selección de sistema de gestión de energía y predicción

Para la selección del sistema de gestión de energía (EMS), es óptimo tener un sistema agnóstico que pueda integrar sin mayores complejidades las diferentes marcas y modelos que incorporan el BESS la planta solar. A la vez debe tener un sistema de telemetría óptimo para predecir y decidir casi en tiempo real la máxima demanda coincidente. Un EMS que integre todo esto es lo requerido para cumplir con la filosofía de operación.

El sistema On.Command™ incorpora un servicio de peak shaving basado en inteligencia artificial que gestiona de forma automática la carga y descarga de su BESS “detrás del medidor”. Durante las horas valle, las baterías inteligentes absorben energía de la red; justo antes de los periodos de máxima demanda, el sistema orquesta la descarga estratégica para limitar la potencia registrada en la demanda máxima coincidente. De este modo, se reducen los cargos por potencia y los peajes de transmisión, optimizando los costos energéticos en el mercado libre peruano. Enel X Perú, con la asistencia de On.Energy, ofrece este servicio de Peak Shaving por 10 años al cliente Pamolsa,

respaldando la reducción de picos de demanda y mejorando tanto la eficiencia financiera como operativa de las instalaciones.

**Figura 45:** Capacidades técnicas del sistema de gestión de energía de On.Energy



Fuente: On Energy

### 3.10 Costos detallados del proyecto

#### 3.10.1 Equipamiento

Se definen los costos por los sistemas principales de acuerdo con la información libre de los proveedores, así como también, en la Tabla 23 se definen los costos principales de los componentes con los equipos en Puerto del Callao sin considerar logística ni instalación

**Tabla 23.** Componentes principales del proyecto con sus precios en sitio de proyecto

Sistema	Elemento(s)	Cantida d.	Costo (USD)
Planta Solar	Inversores Sunny Central 500CP-JP 500 kVA + Envío CIF	5	755,874
Planta Solar	TR 78M Monofacial Jinko 565-585 Watt + Envío CIF	3900	255,899

Planta Solar	SUNNY STRING-MONITOR SSM8-21-BS + Envío CIF	39	19,362
Planta Solar	Cables DC PV1-F 2 mm <sup>2</sup> x 390 m para conexiones de Strings	390	22,960
Interconexión a subestación	Transformador 205/480v 500KVA Dyn5	5	44,340.59
Interconexión a subestación	Interruptor 600 A 480 V	5	4,350.00
Interconexión a subestación	Transformador 0.48/22.9kV 2.5 MVA Yd11	1	243,892
Interconexión a subestación	Celda de Interruptor Fusible 2.5MVA 22.9kV 20KA	1	6,427
Interconexión a subestación	Celda de remonte 2.5MVA 22.9kV 20KA	1	3,724
Interconexión a subestación	Celda de Llegada 2.5MVA 22.9kV 20 KA	1	6,759
Interconexión a subestación	Cables AC - C4: 22,9 kV – 3x70 mm <sup>2</sup> Cu XLPE/SWA L = 200 m, C3: 3x25 mm <sup>2</sup> Cu XLPE/PVC L = 30m, Cable Flexible RV-K Monopolar #500 kcmil	1	13,415
Auxiliares	Transformador Auxiliar 70KVA 220/480V Dyn11	1	1,015.0
Auxiliares	Interruptor 100 A 480V	1	799.99
Sistema de Almacenamiento	Contenedor: 4 071 kWh x US \$ 190/kWh = US \$ 773 490 • Inversor: 1 075 kW x US \$ 156,88/kW = US \$ 168 674. Incluye Costos de envío	1	1,282,827
Sistema de Almacenamiento	Interruptor 2000 A 480V	1	9,200
Sistema de Gestión de Energía	Tablero de Controles y licencias de EMS	1	30,000

Total	2,650,339.00
-------	--------------

Fuente: Propio

De acuerdo con ello, el costo a nivel de componentes de la planta solar es \$1,054,095.00, el sistema BESS de \$1,282,827.00 y componentes de interconexión \$304,217.

### 3.10.2 Logística

La logística de movilización depende del volumen que se requiera llevar a sitio, véase la Tabla 24, para calcular el volumen, dando como cálculo 403 metro cúbicos todos los componentes sin el contenedor del banco de baterías que viene estándar en HC (High Cube o altura incrementada). Por ende, mandatoriamente se debe establecer la logística de uno.

Para calcular la cantidad de contenedores de 20 pies en GP (General Purpose o estandar) con 33 metros cúbicos se procede con el siguiente cálculo:

**Con 20' GP:**  $360 \text{ m}^3 \div 33 \text{ m}^3 \approx 10.9$  (redondeado a **11 contenedores**)

Para calcular el precio de transporte usaremos esta Tabla con base en el Decreto Supremo N.º 020-2021-MTC. Así como también para guardar un margen de oportunidad se pondrá un factor de seguridad de 1.04 desde la perspectiva de esta investigación.

**Tabla 24.** Estudio de Contenedor para Carga Útil

Tamaño	Carga útil	Base (ida) = TM×S/.255.37	Con factor 1.4 = Basex1.4
20 pies (C2)	15 TM	S/. 3 830.6	S/. 5 362.8
40 pies (C4)	17 TM	S/. 4 340.3	S/. 6 076.4

Fuente: Propio

$$11 \times 20' \rightarrow 11 \times \text{S/. } 5\,362.8 = \text{S/. } 58\,991$$

$$1 \times 40' \text{ HC} \rightarrow \text{S/. } 6\,076$$

$$\text{Costo Total} = (104\%) * (58\,991 + 6\,076)$$

$$\text{Costo Total} = \text{S/} 67,792$$

Por ende, el resultado en USD 3.71 sería \$ 18,273 a nivel de transporte logístico. Donde se distribuye en \$ 3,083 para el sistema de almacenamiento y \$ 15,189 para la planta solar.

**Tabla 25.** Volumen para trasladar por Componente

Equipo	Cantidad	Volumen unitario (m³)	Volumen total (m³)
Inversores Sunny Central 500 kVA	5	9	45
Módulos TR 78M Monofacial Jinko	3 900	0.04 <sup>2</sup>	156
SUNNY STRING-MONITOR SSM8-21-BS	39	0.125	4.9
Cables DC PV1-F 2 mm <sup>2</sup> (390 m totales)	390 m	-	3
Transformadores 205/480 V 500 kVA (Dyn5)	5	7.5	37.5
Interruptores 600 A 480 V	5	1	5
Transformador 0.48/22.9 kV 2.5 MVA (Yd11)	1	15	15
Celdas de interruptor fusible/remonte/llegada MV	3	3.2 <sup>4</sup>	9.6
Cables AC 22.9 kV & flexible	1	3.5	3.5
Transformador auxiliar 70 kVA	1	6	6
Interruptor 100 A 480 V	1	1	1
Interruptor 2000 A 480 V	1	4	4
Tablero de controles + licencias EMS	1	2.4 <sup>5</sup>	2.4
Contenedor de banco de baterías marca - On Energy	1	76	76
Inversor bidireccional y gabinetes auxiliares y de DC marca - On Energy	1	67	67
Total)			436 m <sup>3</sup>

Fuente: Propio

### 3.10.3 Costos de Instalación

De acuerdo con los costos de Instalación, NREL nos da una visión genérica a nivel porcentual de las ratios del costo unitario porcentual. 16.2% de costos de componentes solares (Commercial PV. Annual Technology Baseline, 2024) y 10.9% del costo de componentes del sistema de almacenamiento.

$$\text{Instalación de Planta Solar}_{USD} = 16.2\% * \text{Costo de Componentes Solar}$$

$$\text{Instalación de Planta Solar}_{USD} = \$ 168,655$$

$$\text{Instalación de BESS}_{USD} = 10.9\% * \text{Costo de Componentes BESS}$$

$$\text{Instalación de BESS}_{USD} = \$139,828$$

$$\text{Costo total de instalación} = \$ 308,483.7$$

### 3.10.4 Obras civiles y electromecánicas

Según Rodríguez, L. en 2021, las obras civiles y electromecánicas (movimiento de tierras, cimentaciones, redes de drenaje, vías de acceso cableado y cercado) suelen representar entre el 15 % y el 20 % del costo de equipamientos, detallados en la Tabla 25.

**Tabla 26.**  
de obras

Concepto	% Obras civiles	Coste total equipamientos (2.6MUSD)
Estimación mínima	15 %	397,550
Estimación media	17,5 %	463,809
Estimación máxima	20 %	530,067

Estimación  
civiles

Fuente: Propia

Para asegurar un nivel de proyección más firme se usará el caso máximo o conservador.

### 3.10.5 Totalización

Véase el costo final asociado al proyecto en la Tabla 27 y 28 en desagregaciones por concepto de instalación y macro sectores.

**Tabla 27.** Costos totales del proyecto en modo CAPEX

Concepto	USD
Costo de Componentes	2,650,339.00
Costo logístico	18,273.00
Costo de Instalación	308,483.80
Obras Civiles	530,067.8
FEE Integrador*	598,152.16
<b>Total</b>	<b>4,105,314.96</b>

Fuente: Propia

(\*) Se considera un FEE de Integrador o margen de ganancia del 14.5% de costo total

**Tabla 28** Costos totales distribuidos

Concepto	Costo por equipamiento (USD) *	Costo en logística (USD)	Costos de Instalación (USD)	Costo de Obras civiles y electromecánicas (USD)**	Costo Total Incluido FEE dividido (USD)***
Costo de sistema BESS(1MW-4h)	1,459,135	3,083	168,655	265,033	2,194,982
Sistema FV 2282 kWp	1,191,203	15,189	139,828	265,033	1,910,329
<b>Total</b>					<b>4,105,314.96</b>

Fuente: Propia

(\*) El costo de los equipamientos de interconexión son divididos igualmente entre ambos conceptos

(\*\*) Dicho concepto se divido igualmente entre ambos componentes

(\*\*\*) La totalización incluye el FEE o ganancia del integrador dividido igualmente para ambos conceptos

### 3.11 Análisis LCOE

El análisis del Costo Nivelado de Energía (LCOE) se realizó para ambas filosofías de operación: optimización del uso de diésel y peak shaving. Los resultados y parametrización de dicho análisis se presentan en la Tabla 29.

**Tabla 29 Flujo LCOE**

<b>LCOE BESS+SOLAR antes del año It (Optimización Diesel)</b>		<b>Observaciones</b>
CAPEX (USD)	4,105,314.96	Costo de la inversión al año 0
MWh-año	4526.19	Energía efectiva anual del año 1
Interés	20%	Tasa de interés
Plazo	20	Plazo del proyecto en años
%COyM	1.10%	Porcentaje de Operación y Mantenimiento en base al CAPEX
Anualidad de Inversión (USD)	843,053.24	Anualidad de amortización de deuda
COYM	45158.46	Costo de operación y mantenimiento anual
LCOE USD/MWH	196.24	LCOE optimización de Diesel
<b>LCOE BESS+SOLAR después del año It de incremento de potencia contratada (Peak Shaving)</b>		<b>Observaciones</b>
CAPEX nuevo (USD)	2,419,208.48	Costo de la inversión pendiente al año 3 ya amortizado 2 años
MWh-año	5062	Energía efectiva anual del año 3
Interés	7%	Tasa de interés para este nuevo periodo
Plazo	18	Plazo del proyecto en años restantes
Anualidad de Inversión (USD)	\$240,499.81	Anualidad de amortización de deuda restante
COyM	45158.46456	Costo de operación y mantenimiento anual (Se fija en la primera etapa)
LCOE USD/MWH	56.43	LCOE Peak Shaving

Fuente: Propia

El análisis del costo nivelado de la energía (LCOE) se realizó en dos etapas para reflejar los cambios en la estructura de costos y uso del sistema BESS + Solar. En la primera etapa, correspondiente a la fase de optimización del consumo de diésel, se consideró un CAPEX total de \$4,105,314.96, una tasa de interés del 20% y un horizonte de 20 años, lo cual resultó en un LCOE de \$196.24/MWh. Este valor refleja el impacto de la alta tasa de descuento y el bajo nivel de utilización inicial del sistema. A partir del tercer año (año It), se reestructura el modelo financiero considerando únicamente el CAPEX pendiente de amortizar, una nueva tasa de interés del 7%, y una energía efectiva anual mayor, producto de la estrategia de peak shaving. El LCOE en esta segunda etapa disminuye considerablemente a \$56.43/MWh, mostrando una mayor eficiencia económica del sistema en condiciones de operación estabilizadas.

## CAPÍTULO IV. Resultados, contrastación de hipótesis y discusión

### 4.1. Resultados

#### 4.1.1. Balance de energía y potencia

Se presenta el desagregado de energía y potencia correspondiente al primer año del periodo anterior al año It en la Tabla 30. En dichas Tablas se muestra el despacho de la planta solar y del sistema de almacenamiento BESS, cuyo objetivo es optimizar el consumo de diésel, reduciendo la dependencia del grupo electrógeno.

**Tabla 30.** Balance de energía y potencia durante el periodo antes del año It

Concepto	Seal		Grupos Diesel		Solar+BESS		Total	
	Valor	USD	Valor	USD	Valor	USD	Valor	USD
<b>Potencia Hora Punta Promedio</b>	2000 kW	494230.3	0 kW		724 kW		2724 kW	
<b>Energía Hora Punta*</b>	4699.2 MWh	941,541.08	899.255 MWh	297,653.56	4526.19 MWh	888,203.8	4720.7 MWh	2,661,628.71
<b>Energía Hora Fuera de Punta*</b>	11724.6 MWh						17482.3 MWh	
<b>Costo medio de energía USD/MWh</b>	87.4		331.0		196.24		<b>118.08</b>	

Fuente: Propia

Nótese que la prioridad del despacho para el EMS es minimizar el consumo de Diesel a pesar de usar toda la potencia de red en hora punta, dando una reducción importante de los 238.80 USD/MWh detallados en la Tabla 2 hasta los 118.08 USD/MWh.

Para el periodo mayor a It, donde el incremento a 3000 kW de potencia contratada se ha realizado, se establece el costo medio de energía sin el proyecto para tener el valor presente sin la filosofía de operación del sistema BESS + solar. Véase la Tabla XZ.

**Tabla 31.** Balance de energía y potencia durante después del año It de incremento de potencia contratada si considerar operación del BESS + Solar

Concepto	Seal		Grupos Diesel		Solar+BESS		Total	
	Valor	USD	Valor	USD	Valor	USD	Valor	USD
<b>Potencia Hora Punta Promedio</b>	2724 kW	673402.6	0 kW	0.00	0 kW	0.00	2724 kW	1,886,649.07
<b>Energía Hora Punta*</b>	4720.7 MWh	1213246.4	0		0 MWh		4720.7 MWh	
<b>Energía Hora Fuera de Punta*</b>	17482.3 MWh				0 MWh		17482.3 MWh	
<b>Costo medio de energía USD/MWh</b>	84.97		331.0		119.25		<b>84.97</b>	

Fuente: Propia

Donde se ve que el incremento potencia contratada reduce el costo medio de energía a 84.97 USD/MWh y ya no es requerido los grupos electrógenos a Diesel para suplir la demanda. Sin embargo, el sistema solar más almacenamiento al cambiar su filosofía de operación a peak shaving se presenta un nuevo escenario en la Tabla 32.

**Tabla 32.** Balance de energía y potencia durante después del año It de incremento de potencia contratada considerando la operación del BESS + Solar

Concepto	Seal		Grupos Diesel		Solar+BESS		Total	
	Valor	USD	Valor	USD	Valor	USD	Valor	USD
<b>Potencia Hora Punta Promedio</b>	1724.7 kW	426287.4	0 kW	0.00	1000 kW	293,618.56	2724 kW	1,694,007
<b>Energía Hora Punta*</b>	3323.2 MWh	974101.1	0 MWh		1397.46 MWh		4720.7 MWh	
<b>Energía Hora Fuera de Punta*</b>	13676.8 MWh				3805.6 MWh		17482.3 MWh	
<b>Costo medio de energía USD/MWh</b>	82.376		331.0		56.432		<b>76.30</b>	

Fuente: Propia

De acuerdo con un nuevo esquema LCOE para esta etapa de peak shaving, véase la Tabla 27, el sistema BESS aporta positivamente a los costos medios de energía en 56.43

USD/MWh brindando un costo global de 76.30 USD/MWH, 8.67 USD menos que cuando no se hacía peak shaving.

#### 4.1.2 Valor presente

El análisis de valor presente compara dos escenarios de costos energéticos a lo largo de 21 años, aplicando una tasa de descuento del 10%. En el escenario sin proyecto, los costos anuales de energía se mantienen en \$5,302 mil USD durante los primeros años y luego se estabilizan en \$1,887 mil USD, resultando en un valor presente neto (VPN) de \$27,291.64 USD. En el escenario con proyecto, se realiza una inversión inicial de \$4,105 mil USD, lo que eleva el gasto total del año 0 a \$9,407 mil USD, pero los costos de energía disminuyen progresivamente a partir del año 1, estabilizándose cerca de los \$1,700–1,800 mil USD. El VPN en este caso es de \$26,117.43 USD. Dado que ambos valores representan egresos para LA EMPRESA, el escenario con proyecto resulta más favorable al presentar un menor costo total descontado, evidenciando un ahorro neto en términos económicos a lo largo del periodo evaluado. Véase la Tabla 33.

**Tabla 33. Análisis de flujo de caja descontado**

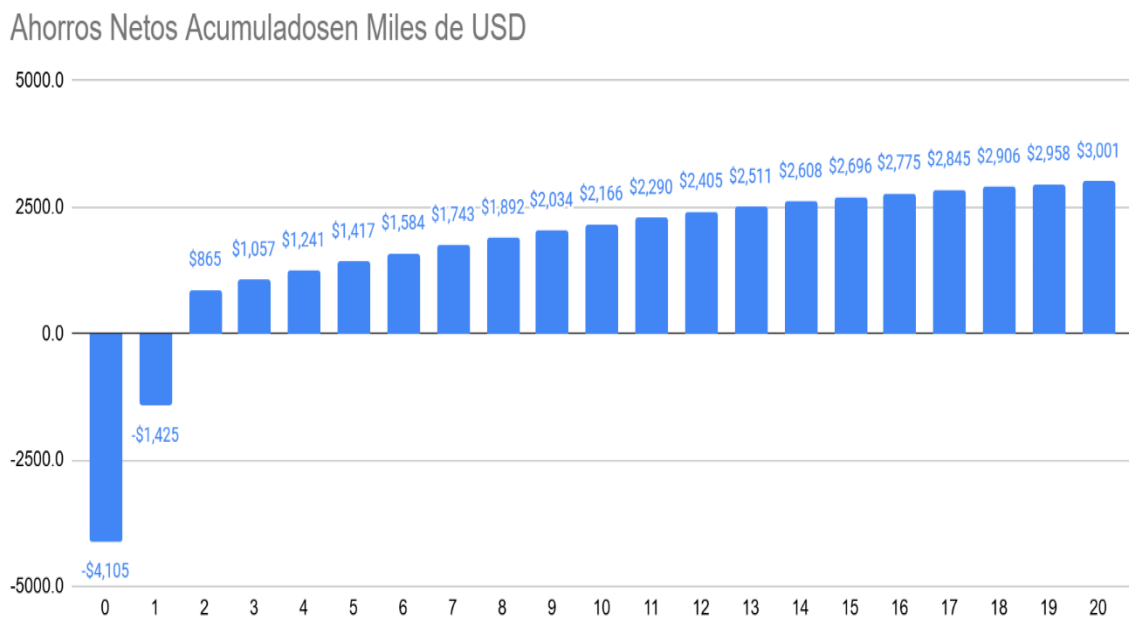
Tasa de Descuento	10%																				
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Sin proyecto</b>																					
Costos anual de energía (Miles USD)	5302	5302	5302	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887	1887
Valor presente USD	\$27,291.64																				
<b>Con proyecto</b>																					
Costos anual de energía (Miles USD)	5302	2622	3013	1694	1702	1711	1720	1728	1737	1745	1754	1763	1772	1781	1790	1798	1807	1817	1826	1835	1844
Inversion en Miles USD	4105																				
Total Costo en Miles USD	9407	2622	3013	1694	1702	1711	1720	1728	1737	1745	1754	1763	1772	1781	1790	1798	1807	1817	1826	1835	1844
Valor presente USD	\$26,117.43																				

Fuente: Propia

### 4.1.3 Retorno de inversión

La Figura 58 presenta la proyección de los ahorros netos acumulados a lo largo de un periodo de 20 años, expresados en miles de dólares. Se observa una inversión inicial negativa de aproximadamente \$4,105 mil USD en el año 0. A partir del primer año, los flujos netos positivos permiten recuperar la inversión en un periodo estimado de 1.62 años, correspondiente al periodo de recuperación (payback). A lo largo del horizonte de evaluación, los ahorros continúan incrementándose hasta alcanzar un valor acumulado de \$3,001 mil USD en el año 20. El análisis financiero, considerando una tasa de descuento del 10 %, arroja un Valor Actual Neto (VAN) de \$1,173.89 mil USD y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 23.52 %, lo cual evidencia la rentabilidad y conveniencia del proyecto desde el punto de vista económico.

**Figura 46:** Ahorros Netos amortizados para el flujo equivalente de compra en los años del proyecto



Fuente: Propio

Tabla 34. KPIs financieros del proyecto

Tasa de Descuento (10%)	
VAN	\$1,173.892
TIR	23.52%
Payback	1.62

Fuente: Propio

## 4.2. Contratación de hipótesis

### 4.2.1 Contratación de hipótesis general

El despacho y consumo de energía inicialmente evaluado en la muestra del estudio fue de 22.2 GWh anuales, distribuidos entre la red: 38 % suministrado por SEAL y 62 % cubierto mediante grupos electrógenos a diésel. En una primera etapa, se optimizó esta distribución mediante la integración de un sistema fotovoltaico (FV) de 2.2 MW con una generación anual de 4.3 GWh, de los cuales 1.54 GWh se almacenan en un sistema de baterías (BESS). Como resultado, se obtiene una nueva distribución optimizada del consumo: 73 % SEAL, 7 % BESS, 14 % solar y 4 % diésel. Esta mejora ha sido posible gracias a la implementación de un sistema de gestión de energía (EMS). En una segunda etapa, dicho sistema incorpora un algoritmo de predicción de demanda, el cual permitió reducir el costo medio de la energía —tras el incremento de potencia— de 84.97 a 76.30 USD/MWh. Esta combinación tecnológica permite maximizar los ahorros asociados a la potencia coincidente, eliminar el uso de grupos electrógenos y mantener la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, incluso en clientes libres con restricciones de potencia contratada.

La validación de la hipótesis general se llevó a cabo a través del análisis técnico y financiero desarrollado en dos fases del estudio: una anterior y otra posterior al año *It*. En

el periodo previo a la implementación del proyecto (año 0), LA EMPRESA enfrentaba un elevado costo medio de energía de 238.8 USD/MWh, debido a la operación manual de los grupos electrógenos diésel como medida para evitar exceder la potencia contratada con SEAL.

Durante la primera fase del análisis (antes del año *It*, correspondiente a la ampliación de la potencia contratada a 3 MW), se registró una disminución significativa en el costo medio de energía, alcanzando un valor de 118.08 USD/MWh (ver Tabla 29).

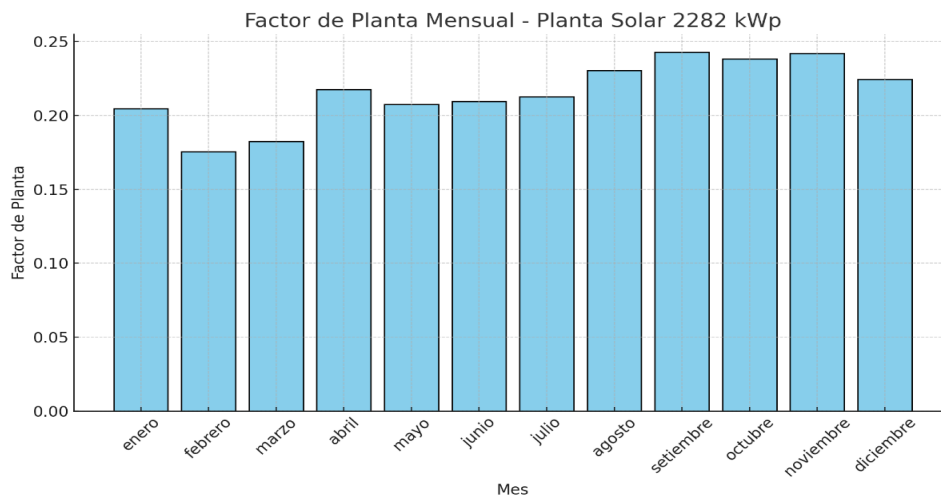
En la segunda fase (después del año *It*), se observó una reducción adicional en el costo promedio, pasando de 84.97 USD/MWh (Tabla 31) a 76.30 USD/MWh (Tabla 32), como consecuencia de la incorporación del sistema BESS. A partir de ese momento, la estrategia operativa se basó en la técnica de *peak shaving*, prescindiendo del control manual de los grupos diésel.

El análisis financiero, realizado sobre la base de los resultados consolidados de ambas fases, refleja la rentabilidad del proyecto. Según la Tabla 34, y considerando una tasa de descuento del 10.00%, se obtiene un Valor Actual Neto (VAN) de 1,173,892 dólares, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 23.5% y un periodo de recuperación de la inversión de 1.62 años. El VAN indica el valor actualizado de los beneficios netos del proyecto, y su valor positivo confirma su conveniencia económica. La TIR representa la rentabilidad interna esperada, y al superar la tasa de descuento utilizada, respalda la viabilidad financiera del proyecto. Finalmente, el plazo de recuperación señala el tiempo estimado para recuperar la inversión inicial, lo que reafirma la factibilidad del proyecto en el mediano plazo.

#### 4.2.2 Contrastación de las hipótesis secundarias

- En cuanto a la primera hipótesis específica, se planteó que la generación solar fotovoltaica en el Perú presenta patrones de variabilidad diarios y estacionales predecibles, los cuales pueden ser caracterizados mediante modelos estadísticos aplicados a datos históricos. Esta hipótesis también fue validada, se analizaron diferentes registros de irradiancia solar del punto geográfico del proyecto y se identificaron comportamientos repetitivos en escalas horarias y estacionales, véase la figura 60. La aplicación de modelos estadísticos permitió anticipar con precisión los excedentes solares aprovechables, sirviendo como insumo clave para la operación del BESS y la planificación energética. Véase la variabilidad por factor de planta estimado en la Figura 47.

**Figura 47:** Factor de planta por meses al año 0 de la implementación



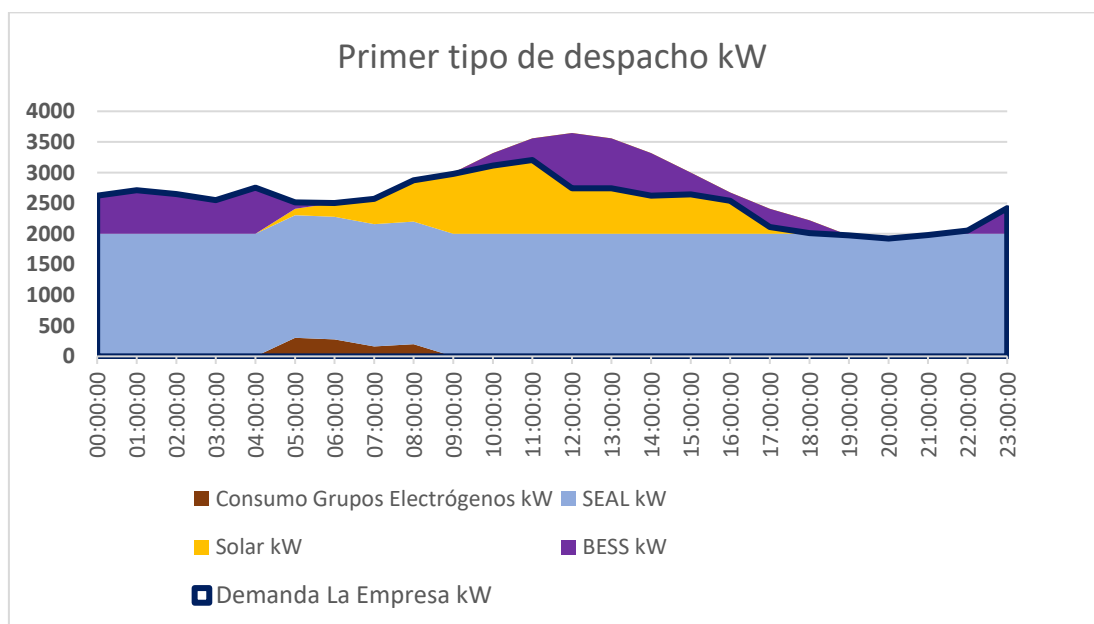
Fuente: Propia

- La segunda hipótesis específica propuso que la operación coordinada entre un sistema BESS y una planta solar fotovoltaica permite optimizar el despacho energético, logrando una reducción significativa en el uso de grupos electrógenos, al disminuir su participación de 12,639 MWh anuales a solo 899 MWh, incluso en

condiciones de alta demanda o baja irradiación solar. Esta hipótesis fue validada mediante simulaciones en diversos escenarios, en los cuales el sistema solar mostró un desempeño eficiente, aportando directamente 2,301 MWh anuales.

El funcionamiento conjunto con el sistema BESS permitió reducir de manera considerable la necesidad de encendido de los grupos electrógenos durante los periodos de baja o nula radiación solar, suministrando 1,539 MWh anuales mediante almacenamiento energético. En este contexto, el EMS cumplió un rol clave como gestor continuo de optimización, al coordinar el despacho óptimo de energía desde la red de SEAL, logrando aumentar su participación de 8,545 MWh a 16,423 MWh sin exceder la potencia contratada. Las simulaciones técnico-económicas confirmaron que este esquema de despacho coordinado permite reducir el uso de generadores diésel en aproximadamente un 95 % (véase Figura 52), lo que representa una mejora significativa en los costos operativos, sin afectar la calidad ni la continuidad del suministro eléctrico.

**Figura 48:** Esquema de despacho de optimización de consumo de Diesel de día típico con gran irradiancia solar en el año 0 o <lt del proyecto



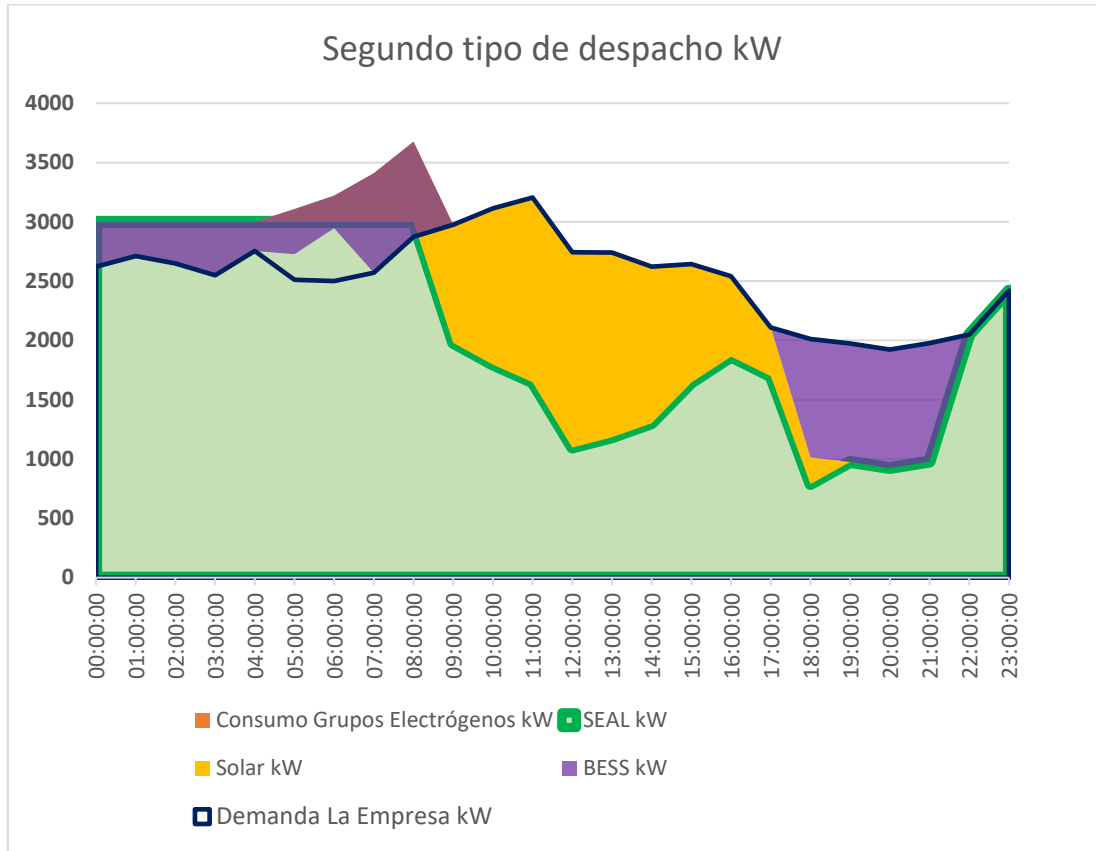
Fuente: Propia

- Finalmente, la tercera hipótesis específica sostiene que la implementación de un sistema de gestión energética con capacidades de predicción de la demanda máxima coincidente, integrado a una solución solar con baterías en peak shaving, permite optimizar los cargos por potencia en contratos de suministro eléctrico con incremento de potencia contratada, mejorando así la viabilidad económica del proyecto frente al uso exclusivo de la red eléctrica. Esta afirmación fue respaldada por el análisis después del año It desarrollado en el estudio.

Con la ampliación de la potencia contratada por parte de SEAL, ya no sería necesario operar los grupos electrógenos, y el sistema BESS junto con la planta solar debería comparar sus costos medios de energía frente a los de la red eléctrica. En este escenario, los cargos por potencia resultaron favorecidos gracias a la infraestructura implementada, logrando una reducción en la potencia facturada promedio anual, que pasó de 2,724 kW a 1,724 kW, valor equivalente a la potencia nominal del BESS instalado.

El EMS, al adaptar su estrategia operativa, define de forma autónoma las ventanas óptimas de descarga del BESS. Así, cuando la predicción de la demanda máxima coincidente a nivel nacional alcanza un nivel de acierto de 12 meses por año, es posible reducir el costo medio de energía de 84.97 USD/MWh a 76.30 USD/MWh. Estos resultados demuestran que, bajo un marco regulatorio adecuado y con herramientas de gestión inteligente como el EMS, es factible optimizar los costos energéticos sin comprometer la continuidad ni la calidad del suministro.

**Figura 49:** Esquema de despacho con enfoque tarifario para cargos por potencia - año>lt del proyecto



Fuente: Propia

### 4.3. Discusión

La viabilidad técnico-económica de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) combinados con generación solar fotovoltaica y gestionados mediante sistemas de gestión energética (EMS) está altamente condicionada por el marco tarifario del país donde se implementa. Un componente clave de esta evaluación es la existencia de cargos por demanda máxima o potencia contratada, especialmente cuando estos están asociados a ventanas horarias específicas —generalmente conocidas como horas punta— en las que se calcula la potencia máxima coincidente.

Este esquema, presente en algunos países como Perú o Chile, permite que los sistemas BESS enfocados en peak shaving generen beneficios económicos concretos al reducir dicha demanda máxima durante un periodo claramente definido (por ejemplo, 4 horas al

día). No obstante, este no es un modelo universal. En varios países, el cargo por potencia no existe, o se calcula sobre promedios mensuales o incluso anuales, lo cual diluye completamente la capacidad de los BESS de generar ahorros directos por este concepto. En estos contextos, el incentivo económico para el despacho optimizado mediante EMS desaparece o se reduce significativamente, llegando incluso a un ingreso económico teórico nulo, salvo que existan tarifas horarias altamente diferenciadas entre horas punta y horas fuera de punta.

Sin embargo, existe un aspecto que trasciende las diferencias normativas y aplica de forma transversal a prácticamente todos los países: la optimización del consumo de combustible fósil mediante la reducción del uso de grupos electrógenos. En zonas aisladas, islas energéticas o instalaciones industriales fuera del alcance de la red, el uso de generación diésel representa un costo operativo elevado, tanto en términos económicos como ambientales. En estos escenarios, el uso coordinado de solar + BESS, con EMS que priorice la autogeneración y la reducción de arranques de los grupos electrógenos, permite una mejora sustancial en la eficiencia del sistema, reducción de horas de funcionamiento del motor y, en consecuencia, una disminución del consumo de combustible, costos de operación y mantenimiento.

## Conclusiones

El desarrollo e implementación de la planta solar integrada con sistema de almacenamiento en baterías (BESS) para un cliente industrial como LA EMPRESA demuestra una sólida viabilidad financiera y operativa al apalancar el diferencial entre el costo marginal del diésel (USD/MWh) y el costo de generación fotovoltaica. Aunque los cálculos iniciales de consumo (galones/kWh) se modelan de forma lineal e idealizada, la eficiencia real del mismo —con un grado de utilización superior al 70 %— permite que estos supuestos no menoscaben la rentabilidad del proyecto. Gracias a la dinámica de despacho inteligente en las cinco subestaciones, donde las variaciones estacionales de carga pueden sobrepasar las potencias nominales de los circuitos, el EMS digitalizado optimiza permanentemente la composición de la generación (solar, red y diésel), minimizando ciclos de arranque carga-parada de los grupos diésel y reduciendo significativamente el costo medio de energía reduciendo tanto tarifas eléctricas como consumo de diesel.

El cronograma operativo se dividió en dos fases: en la **fase I** (año  $t + 1$ ), tras completar los trámites e implementar las mejoras en la subestación Tocota, el BESS se utilizó principalmente para operaciones de *peak shaving*, logrando la mayor reducción de costos de diésel en un aproximado de 95% ; en la **fase II**, la lógica predictiva del EMS —basada en algoritmos de predicción de demanda coincidente— regula la carga/descarga del BESS la integración con la generación PV para maximizar el arbitraje energética. Con ello se logra 10% de reducción tarifaria.

Adicionalmente, la capacidad de cuatro horas promedio del BESS permite ventanas de operación en horas punta más predecibles, garantizando una respuesta óptima en aproximadamente 12 de las 12 ventanas anuales de facturación, y abre la posibilidad de corregir el factor de potencia hasta valores cercanos a la unidad en los terminales de media tensión. Esta característica adicional mitiga penalidades por baja eficiencia del sistema

eléctrico y mejora la calidad del suministro. En conjunto, la combinación de generación distribuida (DG), BESS y un EMS avanzado consolida un modelo de negocio robusto, con indicadores financieros y técnicos alineados a los estándares de la industria para proyectos de energía renovable y almacenamiento

## Recomendaciones

Para estimar con precisión el consumo de diésel, es necesario utilizar la curva de consumo específico de combustible (Brake Specific Fuel Consumption, BSFC) correspondiente a cada grupo electrógeno. Esta curva vincula el caudal de combustible con la potencia activa entregada, y varía significativamente según el nivel de carga. Por ejemplo, a una carga del 50 %, el BSFC puede ser hasta un 15 % mayor que a 75 %. Incorporar estos datos —disponibles en las hojas técnicas del fabricante— en un modelo de simulación de resolución horaria o subhoraria (5 a 15 minutos) permite calcular un costo marginal más realista en USD/MWh en función de la curva de carga instantánea, reduciendo el error asociado a suposiciones lineales.

En cuanto a la evaluación financiera, el efecto de la inflación en los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) debe tratarse de manera diferenciada. Para proyectar flujos de caja futuros, se recomienda optar por un enfoque de tasa real (excluyendo inflación) o tasa nominal (incluyéndola explícitamente), y ajustar los precios del diésel y las tarifas eléctricas mediante índices sectoriales representativos, como el Índice de Precios al Consumidor (CPI) o el Índice de Precios al Productor (PPI) del sector energético peruano. Asimismo, la construcción de al menos tres escenarios —bajo, base y alto— con tasas de inflación entre 2 % y 6 % anual permite analizar la sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) ante variaciones macroeconómicas, fortaleciendo la robustez del análisis financiero.

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento en baterías debe incorporar tanto la degradación por envejecimiento (calendar ageing y cycle ageing) como las pérdidas asociadas a la conversión DC-AC y a consumos auxiliares. Se recomienda aplicar un modelo de Ciclos Equivalentes Completos (Full Equivalent Cycles), considerando además curvas de capacidad residual en función de la temperatura y la profundidad de descarga (DoD), conforme a lo establecido en la norma IEEE 1188. Por otro lado, los consumos auxiliares —tales como ventilación, sistemas de control y bombas de refrigeración—

pueden representar entre el 2 % y 5 % del total energético, afectando directamente el Estado de Carga (SOC) útil. Modelar estos consumos con perfiles horarios específicos mejora la precisión en la estimación de la capacidad requerida y del potencial de arbitraje energético.

Para asegurar que el Sistema de Gestión de Energía (EMS) optimice eficazmente la coordinación entre la generación fotovoltaica, la red y el BESS, se debe implementar una simulación integrada que contemple:

- La curva característica de generación solar, ajustada por temperatura y Performance Ratio (PR).
- Un modelo dinámico de la red interna del usuario, incluyendo las cinco subestaciones y sus esquemas de protección.
- La lógica de control del EMS, implementada en MATLAB/Simulink o en plataformas como DlgSILENT PowerFactory.

La validación del modelo mediante datos históricos del sistema SCADA (con al menos un año de registros y una resolución de 15 minutos o menor) permite calibrar parámetros clave —como pérdidas en líneas, tiempos de conmutación del grupo electrógeno y eficiencia real de los inversores—, garantizando que las proyecciones de ahorro y confiabilidad reflejen con mayor fidelidad las condiciones reales de operación.

En conjunto, estas recomendaciones incrementan significativamente la precisión del estudio: los costos marginales del diésel se modelan con base en curvas BSFC reales, la evaluación económica incorpora correctamente los efectos inflacionarios y riesgos sistémicos, el dimensionamiento del BESS se ajusta a partir de parámetros técnicos verificables, y la interoperabilidad entre los componentes PV–BESS–EMS se comprueba mediante simulaciones validadas con datos operativos.

## Referencias

- Armand, M., & Tarascon, J. M. (2008). *Building better batteries*. *Nature*, 451(7179), 652–657. <https://doi.org/10.1038/451652a>
- Akhil, A. A., et al. (2015). DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. [www.sandia.gov/ess](http://www.sandia.gov/ess).
- Banco Central de Reserva del Perú. (2024). Reporte de Inflación – Setiembre 2024. Lima, Perú. Recuperado de <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2024/setiembre/reporte-de-inflacion-setiembre-2024.html>
- Billinton, R., & Allan, R. N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems* (2nd ed.). Springer.
- Blank, L. T., & Tarquin, A. J. (2018). *Engineering Economy* (8th ed.). McGraw-Hill Education.
- Blechinger, P., Cader, C., Bertheau, P., Huyskens, H., Seguin, R., & Breyer, C. (2016). Global analysis of the techno-economic potential of renewable mini-grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1127–1135. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.004>
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2020). *Principles of Corporate Finance* (13th ed.). McGraw-Hill Education.
- Brigham, E. F., & Ehrhardt, M. C. (2019). *Financial Management: Theory & Practice* (15th ed.). Cengage Learning.
- Bhattacharyya, S. C. (2012). *Energy access programs and sustainable development: A critical review and analysis*. *Energy for Sustainable Development*, 16(3), 260–271. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.05.002>
- Calderón Hernández, R. (2018). Condiciones para la aplicación de mercado libre de electricidad para la reducción de la facturación de las tarifas eléctricas en las plantas de producción de hielo. <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3121>
- COES - Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2024). *Informe Anual de Operaciones del SEIN 2023*. Recuperado de <https://www.coes.org.pe>
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). (s.f.). Mapa del SEIN. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/MapaSEIN>
- COES. (2024). *Reglamento de Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)*. <https://www.coes.org.pe>

- Congreso de la República del Perú. (2006). Ley N.ª 28749: Ley General de Electrificación Rural. Diario Oficial El Peruano. [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBUsqueda/Ley-28749.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBUsqueda/Ley-28749.pdf) ENGIE Energía Perú
- Congreso de la República del Perú. (2012). Ley N.ª 29852: Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético. Diario Oficial El Peruano. <https://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/Leyes/29852.pdf>
- Denholm, P., & Hand, M. (2011). Grid Flexibility and Storage Required to Achieve Very High Penetration of Variable Renewable Electricity. *Energy Policy*, 39(3), 1817–1830.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes* (4th ed.). John Wiley & Sons.
- ENGIE Energía Perú. (2023, septiembre 20). Engie Perú inaugura el sistema de almacenamiento de energía más grande del país. *pv magazine Latam*. <https://www.pv-magazine-latam.com/2023/09/20/engie-peru-inaugura-el-sistema-de-almacenamiento-de-energia-mas-grande-del-pais/>
- International Finance Corporation – IFC. (2023). Reporte del desarrollo del sector eléctrico peruano hacia 2050. Banco Mundial. <https://www.ifc.org/es/pressroom/2025/reporte-desarrollo-del-sector-electrico-peruano>
- IEEE. (2014). *IEEE Standard 519-2014: Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- IRENA. (2020). *Innovation landscape brief: Renewable mini grids*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Innovation-landscape-brief-Renewable-mini-grids>
- International Renewable Energy Agency. (2020). *Renewable power generation costs in 2020*. IRENA. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- El Peruano. (2021). Resolución Ministerial N.º 153-2021-MINEM/DM 26, 23–24.
- El-Fayome, E., et al. (2023). End of Life Management of Solar Panels. 2023-May National Radio Science Conference, NRSC, Proceedings. IRENA.
- Enel X Perú. (2021, 20 de mayo). Perú: almacenamiento de energía detrás del contador [Comunicado de prensa]. Enel X. <https://corporate.enelx.com/es/media/press-releases/2021/05/enel-x-peru-to-install-first-behind-meter-energy-storage-system-in-peru>

- Global Solar Atlas. (n.d.). Global Solar Atlas. The World Bank Group. <https://globalsolaratlas.info/map?c=-15.642781,-74.073181,11&s=-15.644924,-74.076485&m=site>
- Greenwood, D. M., et al. (2017). Frequency Response Services Designed for Energy Storage. *Applied Energy*, 203, 115–127. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.046>
- Guzmán Basurto, R., et al. (2022). Evaluación de Generación de Energía Eléctrica Mediante Un Sistema Solar Fotovoltaico Con Sistema de Almacenamiento de Energía Con Baterías (BEES-Storage) En La Zona Sur Del País.
- Hamelet, S., Le Cras, F., Jordy, C., & Bourbon, C. (2009). *Calendar aging of commercial LiFePO<sub>4</sub> cells*. *Journal of Power Sources*, 193(2), 224–230. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.04.020>
- IEEE. (2012). *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors* (IEEE Std 738-2012). Institute of Electrical and Electronics Engineers. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6209383>
- International Electrotechnical Commission. (2017). IEC 61724-1:2017: Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. <https://webstore.iec.ch/publication/26173>
- International Electrotechnical Commission. (2005). *IEC 60287-1-1: Electric cables – Calculation of the current rating – Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses – General*. Geneva: IEC. <https://doi.org/10.3403/30101352u>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf).
- Khalilpour, K. R., & Vassallo, A. (2016). *Planning and Operation of Smart Grids with Electric Energy Storage Systems*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-28210-3>
- Kirschen, D., & Strbac, G. (2018). *Fundamentals of Power System Economics* (2nd ed.). Wiley.
- Lazard, & Berger, R. (2021). Lazard's Leverized Cost of Storage Analysis Version 7.0. <https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>.
- Lee, C.-Y., & Ahn, J. (2020). Stochastic Modeling of the Levelized Cost of Electricity for Solar PV. *Energies*, 13(11), 3017. <https://doi.org/10.3390/en13113017>

- Li, F., et al. (2023). A Comprehensive Review on Energy Storage System Optimal Planning and Benefit Evaluation Methods in Smart Grids. *Sustainability* (Switzerland), 15(12), 1–25.
- Lincot, D. (2017). The New Paradigm of Photovoltaics: From Powering Satellites to Powering Humanity. *Comptes Rendus Physique*, 18(7–8), 381–390. <http://dx.doi.org/10.1016/j.crhy.2017.09.003>
- Luna, A., Nunez-Del-Prado, M., Talavera, A., & Somocurcio Holguin, E. (2017). Power Demand Forecasting through Social Network Activity and Artificial Neural Networks. *Proceedings of the 2016 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2016*.
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of Current Development in Electrical Energy Storage Technologies and the Application Potential in Power System Operation. *Applied Energy*, 137, 511–536. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
- Manthiram, A. (2020). *A reflection on lithium-ion battery cathode chemistry*. *Nature Communications*, 11(1), 1550. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-15355-0>
- Ministerio de Transportes y Comunicaciones. (2021). Decreto Supremo N.º 020-2021-MTC: Aprueba la Tabla de valores referenciales actualizada para la aplicación del sistema de pago de obligaciones tributarias en el servicio de transporte de bienes realizado por vía terrestre. *Diario Oficial El Peruano*. <https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/1962212-2>
- Ministerio de Energía y Minas (MINEM). (2023, 15 de febrero). *Oficio N° 0238-2023-MINEM/DGAAE - Admisibilidad del Informe Técnico Sustentatorio (ITS) para la “Ampliación de la capacidad SET Chala 60/22.9 kV – 25 MVA”*. Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad. Recuperado de <http://pad.minem.gob.pe/BuscaTuDocumento>, clave: NPP7436T
- MINEM. (2023). *Balance Nacional de Energía 2022*. Ministerio de Energía y Minas del Perú. <https://www.gob.pe/minem>
- Montsinger, V. M. (1930). Loading capability of paper-insulated cables. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 49(2), 776–780. <https://doi.org/10.1109/T-AIEE.1930.5055251>
- Moreno, M. Á., Pascual, J., & Marín, A. I. (2021). Solar irradiance forecasting using hybrid machine learning models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 145, 111051. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111051>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (n.d.). National Solar Radiation Database: Data Viewer. U.S. Department of Energy. <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>



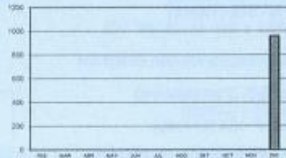
- National Renewable Energy Laboratory. (2024). Commercial Battery Storage. Annual Technology Baseline. [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial_battery_storage)
- National Renewable Energy Laboratory. (2024). Commercial PV. Annual Technology Baseline. [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial\\_pv](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial_pv)
- Neves, D., Silva, C. A., & Connors, S. (2014). Design and implementation of hybrid renewable energy systems on micro-communities: A review on case studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 935–946. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.038>
- Nitta, N., Wu, F., Lee, J. T., & Yushin, G. (2015). *Li-ion battery materials: Present and future*. *Materials Today*, 18(5), 252–264. <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2014.10.040>
- North American Electric Reliability Corporation. (2022). Multiple Solar PV Disturbances in CAISO.
- Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final. (2009). <https://spij.minjus.gob.pe/Graficos/AdmPub/2009/octubre/15/R-182-2009-OS-CD.pdf>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). (1998). Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano. <https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/SituacionTarifaria/SITTAR1998.pdf>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2024). *Precios de combustibles a nivel nacional - Diésel B5 S-50 UV*. OSINERGMIN. Recuperado de <https://www.facilito.gob.pe>
- OSINERGMIN. (2023). *Glosario de términos del sector eléctrico*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe>
- OSINERGMIN. (2023). *Principales indicadores de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – Primer trimestre 2024*. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6340544/5568972-principales-indicadores-de-la-operacion-del-sistema-electrico-interconectado-nacional-2024-i.pdf?v=1715639338>
- Padhi, A. K., Nanjundaswamy, K. S., & Goodenough, J. B. (1997). *Phospho-olivines as Positive-Electrode Materials for Rechargeable Lithium Batteries*. *Journal of the Electrochemical Society*, 144(4), 1188–1194. <https://doi.org/10.1149/1.1837571>
- PVGIS. (n.d.). PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System. European Commission. <https://pvgis.com/>

- Pluz Energía Perú. (2024). Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad. <https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario?Id=150000>
- Powalla, M., et al. (2018). Thin-Film Solar Cells Exceeding 22% Solar Cell Efficiency: An Overview on CdTe-, Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub>-, and Perovskite-Based Materials. *Applied Physics Reviews*, 5(4).
- Pv magazine. (2024, noviembre 22). Two off-grid solar-plus-storage parks inaugurated in Peruvian Amazon. <https://www.pv-magazine.com/2024/11/22/two-off-grid-solar-plus-storage-parks-inaugurated-in-peruvian-amazon>
- Rasco Patricio Romero Cavero. (2020). Estudio del mercado eléctrico peruano. [https://repositorio.utec.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12815/129/Romero%20Cavero\\_TI.pdf](https://repositorio.utec.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12815/129/Romero%20Cavero_TI.pdf)
- Ramirez, Y. (2021). CAMBIOS en el FOSE: Industriales, comerciales y mineras subsidiarán mayores descuentos de luz. *Rumbo Minero*. <https://www.rumbominero.com/peru/cambios-en-el-fose-industriales-comerciales-y-mineras-subsidiaran-mayores-descuentos-de-luz/>
- Rodríguez, L. (2021, 27 de septiembre). Breaking down solar farm costs: Free template inside. *RatedPower*. <https://ratedpower.com/blog/solar-farm-costs/>
- Ross, S. A., Westerfield, R. W., & Jordan, B. D. (2019). *Fundamentals of Corporate Finance* (12th ed.). McGraw-Hill Education.
- Ruiz, M. (2023). El Mercado Eléctrico Para Clientes Libres En El Perú. *Moneda*, (193), 50–55. <https://ideas.repec.org/a/rbp/moneda/moneda-193-08.html>
- Salpakari, J., & Lund, P. (2016). Optimal and Rule-Based Control Strategies for Energy Flexibility in Buildings with PV. *Applied Energy*, 161, 425–436. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.036>
- Shafique, H., Tjernberg, L. B., Archer, D. E., & Wingstedt, S. (2021). Energy Management System (EMS) of Battery Energy Storage System (BESS) - Providing Ancillary Services. *2021 IEEE Madrid PowerTech*, 1–6.
- Twidell, J., & Weir, T. (2015). *Renewable Energy Resources* (3rd ed.). Routledge.
- Xie, C., et al. (2021). Optimal Sizing of Battery Energy Storage System in Smart Microgrid Considering Virtual Energy Storage System and High Photovoltaic Penetration. *Journal of Cleaner Production*, 281, 125308. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125308>

## ANEXOS

<b>ANEXO 1: Facturación del cliente .....</b>	<b>1</b>
<b>ANEXO 2: Matriz de Consistencia .....</b>	<b>2</b>
<b>ANEXO 3: Especificaciones Técnicas de los Grupos Electrógenos Típicos.....</b>	<b>3</b>
<b>ANEXO 4: Resultados principales de la Simulación de la Generación Solar .....</b>	<b>4</b>
<b>ANEXO 5: Balance de Huelle de Carbono y emisiones calculadas de CO<sub>2</sub> evitadas .....</b>	<b>5</b>
<b>ANEXO 6: Módulo Fotovoltaico Seleccionado .....</b>	<b>6</b>
<b>ANEXO 7: Especificaciones Técnicas del Inversor BESS ON ENERGY .....</b>	<b>7</b>
<b>ANEXO 8: Especificaciones Técnicas del Inversor Solar .....</b>	<b>8</b>
<b>ANEXO 9: Especificaciones del banco de baterías ON ENERGY .....</b>	<b>9</b>

Anexo 1: Facturación del cliente

<b>Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.</b> RUC 20100188628 - Consuelo 310 - Arequipa - Arequipa FonoSEAL (054) 381188 o *9000 www.seal.com.pe - seal@seal.com.pe					
INFORMACION COMERCIAL					
Cliente: R.U.C.: Dirección: Dirección de Reparto: Localidad: <b>HUANUHUANU-CARAVELI</b>	<b>CONTRATO</b> 500004 <b>MES FACTURADO</b> ENERO 2022 <b>RECIBO N°</b> S001- 11198559				
HISTORICO DE CONSUMOS		DATOS DEL SUMINISTRO			
Variación de su Consumo (MW.h) 	Variación de su Demanda (kW) 	Tarifa Potencia Contratada H.P. 1000.00 Potencia Contratada H.F.P. 1000.00 Demanda Máxima 1021.30 Tensión 22.90 Conexión Código Troncal SS.EE.			
DETALLE DEL CONSUMO					
DESCRIPCION	Energía Activa (kW.h)		Máxima Demanda (kW)		Energía Reactiva I. (kVAR.h)
	Hora Punta	Fuera Punta	Hora Punta	Fuera Punta	
Lect. Anterior 31/12/2021					
Lect. Actual 31/01/2022					
Diferencia					
Factor de Medición	1	1	1	1	1
Consumo	98642.94	463674.66	1021.28	1019.77	109275.32
DETALLE DE LA FACTURACIÓN					
DESCRIPCION	FACTURADO		TARIFA	IMPORTE	
Potencia Activa de generación	877.90	kW	22.84 S/kW	20,051.24	
Exceso de Potencia Contratada	0.00	kW	0.00 S/kW	0.00	
Potencia Fuera de Punta	0.00	kW	0.00 S/kW	0.00	
Exceso de Potencia Fuera de Punta	0.00	kW	0.00 S/kW	0.00	
Energía Hora Punta	98642.90	kW.h	0.1436 S/kW.h	14,165.12	
Energía Fuera de Punta	463674.70	kW.h	0.1436 S/kW.h	66,583.69	
Energía asociada al exceso de Potencia Hora Punta	0.00	kW.h	0.1723 S/kW.h	0.00	
Energía asociada al exceso de Potencia Fuera de Punta	0.00	kW.h	0.1723 S/kW.h	0.00	
Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión	877.90	kW	40.239 S/kW	35,325.82	
Peaje Area de Demanda 15	562317.60	kW.h	0.0019 S/kW.h	1,059.98	
Peaje Area de Demanda 08	562317.60	kW.h	0.0271 S/kW.h	15,218.00	
Compensación por Sistema de Distribución	990.20	kW	13.50 S/kW	13,367.70	
Energía Reactiva Inductiva 1er bloque	0.00	kVAR.h	0.0505 S/kVAR.h	0.00	
Energía Reactiva Inductiva 2do bloque	0.00	kVAR.h	0.0505 S/kVAR.h	0.00	
Energía Reactiva Inductiva 3er bloque	0.00	kVAR.h	0.0505 S/kVAR.h	0.00	
Energía Reactiva Capacitiva	0.00	kVAR.h	0.1010 S/kVAR.h	0.00	
Cargo fijo	1.00		9.21	9.21	
Alumbrado Público				2,710.81	
Otros Pagos del Mes (Cargo de Comercialización)				0.00	
Pagos de Meses Anteriores (Interés Compensatorio)				182.86	
Facturación Diciembre 2020				0.00	
<b>SUB TOTAL</b>				<b>168,674.43</b>	

ANEXO 2: Matriz de Consistencia

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES		INDICADORES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE DATOS
			DEPENDIENTE	INDEPENDIENTE		
<p>El acceso confiable y competitivo a la energía eléctrica en el Perú enfrenta limitaciones estructurales, en particularmente en sectores industriales. Existen cuellos de botella en infraestructura de distribución y deficiencias en la calidad del suministro que afectan la continuidad operativa. Datos del MINEM (2024) muestran que sectores como Conductores, Industria, Química y Minería presentan altos niveles de insuficiencia energética, con hasta un 50% de usuarios sin cobertura total de demanda. Esta situación refleja una desarticulación entre la planificación eléctrica y las necesidades reales del aparato productivo, generando riesgos económicos y operativos.</p>	<p>Evaluar la configuración y los esquemas operativos de los sistemas FV con almacenamiento de energía, así como los EMS y algoritmos de predicción, para optimizar el despacho de energía y reducir el consumo, alcanzando el beneficio económico de los clientes libres con potencia contratada limitada al consumo productivo.</p>	<p>El despacho y consumo de energía se optimizan mediante la integración de sistemas fotovoltaicos (FV), almacenamiento en baterías (BESS) y un sistema de gestión de energía (EMS) con algoritmos de predicción de demanda. Esta combinación permite maximizar los ahorros asociados a la potencia coincidente, eliminar la necesidad de utilizar grupos electrógenos y mantener la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, incluso en clientes libres con restricciones de potencia contratada.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de la potencia máxima coincidente (Ahorros tarifarios en potencia)</li> <li>• Reducción de costo medio de energía (ahorros tarifarios en energía)</li> <li>• Consumo de Diesel</li> <li>• VAN (Valor Actual Neto):</li> <li>• TIR (Tasa Interna de Retorno):</li> <li>• Periodo de Recuperación (Payback):</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía y Potencia de solar fotovoltaica</li> <li>• Energía y potencia de diseño del BESS</li> <li>• Año de incremento de potencia contratada (It)</li> <li>• Configuración del EMS (algoritmo de control)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia activa total requerida por el cliente libre en kW durante un año en periodos quince minutos (kilovatios)</li> <li>• Tarifas totalizadas por energía y potencia en USD /kWh y USD/kW</li> <li>• Costos del proyecto BESS +solar, incluyendo costos de operación y mantenimiento. En USD.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facturación eléctrica del cliente, la cual proporcionó datos reales de consumo mensual, demanda máxima coincidente y estructura tarifaria (cargos por potencia y energía), permitiendo establecer una línea base para el análisis comparativo.</li> <li>• Datos de irradiancia solar obtenidos del National Renewable Energy Laboratory (NREL), específicamente mediante la base de datos NSRDB, que ofrece perfiles horarios de radiación solar global horizontal (GHI) y temperatura ambiente, necesarios para la simulación de generación fotovoltaica.</li> <li>• Datos estimados de inversión (CAPEX) también se obtuvieron de NREL, utilizando los valores promedio de costos específicos por tecnología (USD/kWp para sistemas solares y USD/kWh para sistemas BESS), permitiendo establecer escenarios económicos realistas para el diseño del sistema.</li> </ul>

ANEXO 3: Especificaciones técnicas de los grupos electrógenos típicos

Modelo: C750 D6  
 Frecuencia: 60  
 Tipo de combustible: Diesel

» Ficha técnica del generador



Our energy working for you.™

Ficha de especificaciones:	SS11-CPGK
Ficha técnica de ruido (abierto/cerrado):	ND50-OSHHP / ND50-CS550
Ficha técnica de flujo de aire:	AF50-HHP
Ficha técnica de desgaste (abierto/cerrado):	DD50-OSHHP / DD50-CSHHP
Ficha técnica provisional:	TD50-HHP

Consumo de combustible	Standby				Prime			
	Kw (kVA)				Kw (kVA)			
Niveles	750 (938)				680 (850)			
Carga	1/4	1/2	3/4	Full	1/4	1/2	3/4	Full
galones /hora	12.0	22.4	32.8	43.2	11.0	20.5	29.9	39.3
litros/hora	54.50	101.80	149.10	196.50	50.00	93.10	135.90	179.00

Motor	Nivel en standby	Nivel en prime
Fabricante del motor	Cummins	
Modelo de motor	QSK23-G3	
Configuración	Cast Iron, In-line 6 Cylinder	
Aspiración	Turbo Charged and After-Cooled	
Potencia aprox. generada (kWm)	894	808
PME al freno a la potencia nominal (kPa)	2435	2214
Calibre (mm)	170	
Barra (mm)	170	
Velocidad nominal (rpm)	1800	
Velocidad de pistón (m/s)	10.21	
Relación de compresión	16:1	
Capacidad para aceite lubricante (l)	102	
Límite de velocidad (rpm)	2100 ±50	
Potencia de regeneración (kW)	93	
Tipo de regulador	Electronic	
Tensión inicial	24 Volts DC	

Flujo de combustible	
Flujo máximo de combustible (l/h)	685
Entrada máxima de combustible (mmHg)	203
Temperatura máxima de entrada de combustible (°C)	71

..

## ANEXO 4: Resultados principales de la simulación de la generación solar

### Main results

#### System Production

Produced Energy 4315 MWh/year

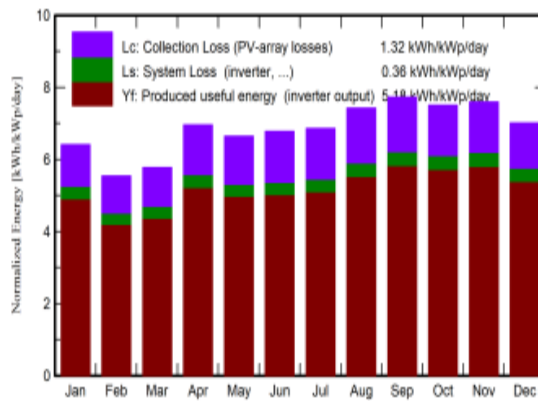
Specific production

1891 kWh/kWp/year

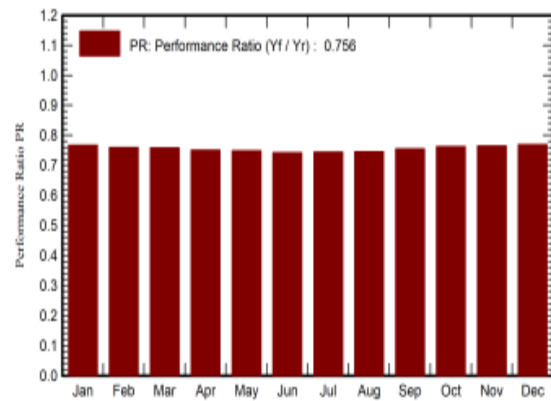
Performance Ratio PR

75.57 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



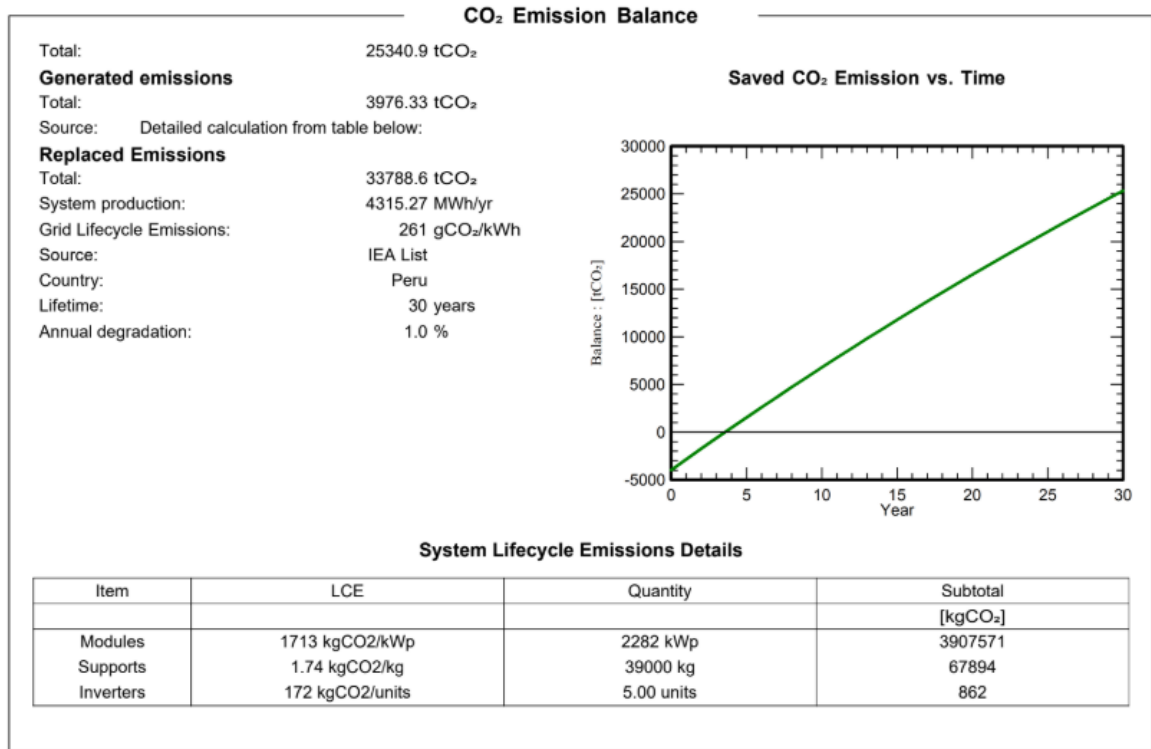
### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	213.1	65.28	21.48	198.6	187.1	372.0	347.6	0.767
February	158.4	67.01	22.53	155.0	145.1	288.8	268.7	0.760
March	174.1	65.96	22.32	179.0	167.8	332.5	309.5	0.758
April	188.6	43.28	22.12	208.6	193.9	381.9	357.4	0.751
May	175.8	36.33	21.17	206.1	189.2	376.1	352.2	0.749
June	167.2	25.05	20.14	203.3	184.7	367.4	344.1	0.742
July	177.5	27.54	20.29	212.6	194.0	385.8	361.1	0.745
August	202.3	31.81	20.50	230.1	211.9	417.6	391.1	0.745
September	218.1	41.72	21.03	231.8	217.0	426.0	399.2	0.755
October	234.0	54.38	21.55	232.6	219.5	432.3	405.0	0.763
November	241.9	53.88	21.61	227.8	215.4	424.6	397.6	0.765
December	235.4	69.81	22.37	217.3	205.2	407.5	381.6	0.770
Year	2386.4	582.04	21.42	2502.8	2330.8	4612.7	4315.3	0.756

#### Legends

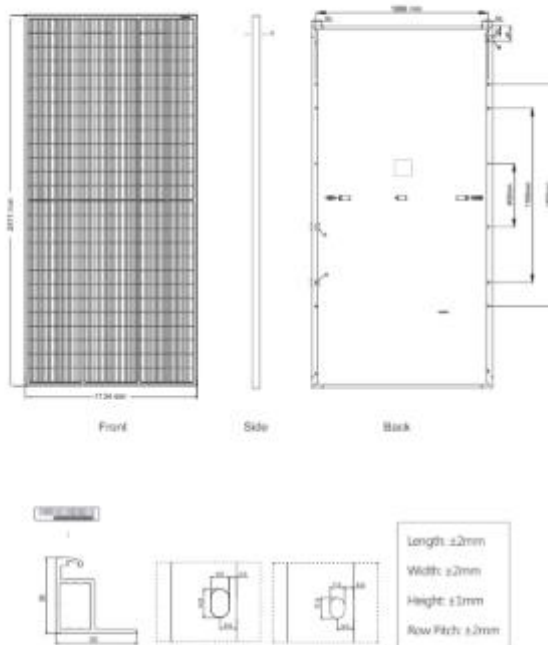
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

ANEXO 5: Balance de hualle de carbono y emisiones calculadas de CO2 evitadas



## ANEXO 6: Módulo fotovoltaico seleccionado

### Engineering Drawings

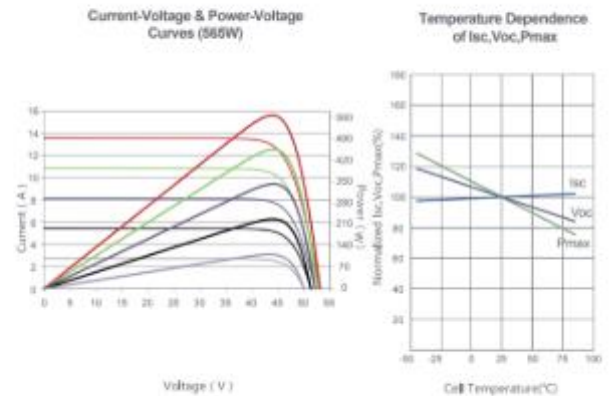


### Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V		JKM585M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.97V	40.93V	44.09V	41.04V	44.20V	41.15V	44.31V	41.2V	44.42V	41.36V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.27A	12.93A	10.33A	13.01A	10.40A	13.09A	10.4A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (Voc)	53.20V	50.21V	53.32V	50.33V	53.43V	50.43V	53.54V	50.5V	53.65V	50.64V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.1A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

ANEXO 7: Especificaciones técnicas del Inversor BESS On Energy

AC parameters	
Nominal AC power	1075kVA
AC connection	Three-phase three-wire
Overload Capability	1182kVA
AC voltage	690(-15%~10%)V
AC frequency	50/60 (-5~5) Hz
THDi	≤3%
AC PF	0.99/-1~1
DC parameters	
Max DC power	1182kW
DC voltage range	1000~1500V
Full load voltage range	1070~1500V
Number of DC branches	1/5
Maximum DC current every branch	1185A/237A
Voltage regulation accuracy	≤±1%
Current regulation accuracy	≤±1%
System parameters	
Efficiency curve	
Peak efficiency	99%
Size (W*H*D)	2200*2160*1300 mm
Weight	1700kg
Noise	< 75dB
Enclosure	IP55
Operating temp.	-20°C to 60°C (De-rating over 45°C)
Cooling	Air cooling
Humidity	0~95% (No condensing)
Max elevation	3000m/10000feet (> 3000m/10000feet derating)
Connection parameters	
Communication Protocol	RS 485, Ethernet, CAN Modbus TCP/RTU, IEC104, IEC61850

## ANEXO 8: Especificaciones técnicas del Inversor Solar

Technical data	Sunny Central 500CP-JP
<b>Input (DC)</b>	
Max. DC power (at $\cos \varphi = 1$ )	511 kW
Max. input voltage	600 V
MPP voltage range (50 Hz) / MPP voltage range (60 Hz)	332 V to 600 V <sup>1)</sup> / 332 V to 600 V <sup>1)</sup>
DC voltage range (50 Hz) / DC voltage range (60 Hz)	311 V to 600 V / 321 V to 600 V
Rated input voltage	365 V
Max. input current	1400 A
Max. DC short-circuit current	2500 A
$V_{MPPmax}$ at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	311 V (50 Hz) / 321 V (60 Hz)
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9
<b>Output (AC)</b>	
Rated power (at 25°C) / Nominal AC power (at 50°C)	500 kVA / 341 kVA
AC nominal voltage / range	205 V / 185 V to 235 V
AC frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz
Rated frequency / rated grid voltage	50 Hz / 205 V
Max. output current	1411 A
Max. THD	< 3 %
Power factor at rated power/adjustable shift factor	1 / 0.9 leading to 0.9 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency<sup>2)</sup></b>	
Max. efficiency / European weighted efficiency / CEC efficiency	98.0 % / 97.6 % / 97.5 %
<b>Protective devices</b>	
Input-side disconnection device	Motor-driven DC switch disconnecter
Output-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning protection level III
Grid monitoring	●
Stand-alone grid detection	active, passive
Ground-fault monitoring/remote-controlled ground-fault monitoring	○ / ○
Insulation Monitoring	○
Surge arrester for communication interface/string current monitoring	○ / ○
Surge arrester for auxiliary supply	Type I and type II surge arrester
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D)	2562 / 2272 / 1210 mm
Weight	1822 kg
Operating temperature range	-25°C to +62°C
Noise emission <sup>3)</sup>	53 db(A)
Max. self-consumption (operation) <sup>4)</sup> / consumption (night)	1950 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3/N/PE)
Cooling concept	Opticool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529 / to IEC 60721-3-4)	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application	In unprotected outdoor environments
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 % to 95 %
Max. operating altitude above MSL	2000 m
Fresh-air consumption	3000 m <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>	
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / Ring terminal lug
Display	HMI touchscreen
Communication protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
DC current monitoring (Zone monitoring / String monitoring)	○ / ○
Color enclosure, door, base, roof, silencer	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004 / 7035
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. FRT)
Certificates and approvals (additional on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, CE-conformity, Renewable Energy Source Act-compliant, BDEW-MSRL / JETGR0002-1-2.0 (2011) / JETGR0003-1-2.0 (2011) <sup>5)</sup> , Arrêté du 23/04/08, R.D. 1.663 / 2000, R.D. 661 / 2007
● Standard feature ○ Optional feature – Not available	
Type designation	SC 500CP-10JP

ANEXO 9: Especificaciones del banco de baterías On Energy

Item	Specification
Configuration	5P2P416S
Rated Energy	4073.47kWh
Cell Capacity	306Ah
Charging/Discharging Power	≤0.5P
End of Life (EOL)	SOH 65% or 20 years @EOL
Rated Voltage	1331.2V
Voltage Range	1040V to 1500V
Dimension(W* D* H)	2438*6058*2896 mm 8ft*20ft*9.5ft
Weight	~36t
Operation Temperature Range	-25°C to 55°C
Storage Temperature	-30°C to 60°C
Application Altitude	≤2000m (No Derating)
Coolant	50% Ethylene glycol+50% DI water
IP Grade	IP55
Humidity	<95%, No condensing
Color	RAL 7042
Auxiliary power supply	Voltage Range: Aux 1: 380~480V (±10%), 3AC+N+PE,50/60Hz, Max: 37kW Aux 2(optional): 230V (±10%, L+N) ,0.5kW
Noise Class	<92 dB(0.5P) ; <85dB(0.25P) ,Distance:1.0m
Enclosure Coating	ISO 12944, C4 (C5 Optional)
Grounding	Grounding copper braid
Installation	Concrete: anchor bolt
Certification	UN38.3/UL1973 / UL9540A / IEC62619 / IEC62477-1 / IEC61000-6-2/IEC61000-6-4 /IEC62933-5-2/IEC63056/NFPA855

Item	Specification
IP Grade	IP66
Dimension(W* D* H)	978*628*2400mm
Weight	≤450kg
Coolant flow	50*5 L/min
Coolant	water-glycol mixture with concentration≤50% and anti-freezing mixture (PH value: 6.0~9.0)
Refrigerant type	R134a (3.6kg+5kg)
CAN interface	CAN 2.0
Installation method	Internal installation
Material of Cooling Pipe	Nylon + Aluminum pipe
Power scope	36.7kW
Current scope	Heating: 31A, Cooling : 50.3A
Inrush Current	Starting impulse current≤65A( less than 5s)