

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DISEÑO DE UN SISTEMA “PEAK SHAVING” BASADO EN
SISTEMA RENOVABLE Y ALMACENAMIENTO DE BATERIAS
PARA GRANDES CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD EN EL
ECUADOR, APLICACIÓN PARA UN CLIENTE INDUSTRIAL**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN REDES ELÉCTRICAS
INTELIGENTES**

ING. JESÚS ISRAEL GUAMÁN MOLINA

DIRECTOR: Dr. Ing. Patricio Antonio Pesántez Sarmiento

CODIRECTOR: Dr. Ing. Gabriel Benjamín Salazar Yépez

Quito, octubre 2022

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por el Ing. Jesús Israel Guamán Molina, bajo nuestra supervisión.

Dr.-Ing. Patricio Antonio Pesántez Sarmiento
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Dr.-Ing. Gabriel Benjamín Salazar Yépez
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Jesús Israel Guamán Molina, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Ing. Jesús Israel Guaman Molina

DEDICATORIA

En presente trabajo está dedicado en primer lugar a Dios por darme el privilegio de la vida y por poner en mí la capacidad necesaria para alcanzar todas las metas propuestas.

A mis padres; Efraín Guamán por confiar en mí y en mis capacidades, y a mi madre Fabiola Molina por ser la mejor madre y amiga del mundo por apoyarme de forma incondicional en todos los proyectos de mi vida.

A mis hermanos Jeremías Guamán y Natali Guamán que son parte importante de mi vida y son una de las razones por la cual me esfuerzo cada día.

A mi novia Carla Chávez que es en un pilar fundamental para la construcción de mi vida profesional y personal, brindándome todo su cariño y su comprensión, en cada una de mis decisiones.

Jesús Israel Guamán Molina

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a la Escuela Politécnica Nacional en especial a la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, y al gran cuerpo docente de la Maestría de Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes.

Al Dr. Patricio Pesantes y al Dr. Gabriel Salazar por ser guías fundamentales para el desarrollo del presente trabajo.

A toda mi familia por su apoyo y comprensión en todo este proceso.

Al Dr. Alberto Rios Villacorta que ha sido quien ha sembrado en mí el deseo de la investigación y el desarrollo profesional.

A mis compañeros de la maestría, en especial a los Ingenieros Carlos Vargas y Manuel Otorongo por su apoyo en el proceso de estudios de posgrado, los cuales me han demostrado su compañerismo su amistad y su confianza.

A mi novia Carla Chávez por estar pendiente de todo mi proceso y alentarme siempre a seguir adelante para conseguir mis metas.

Y por último quiero agradecer a Dios por permitirme culminar este proceso, por darme la fortaleza para dedicarle días y noches enteras para cumplir la meta que me propuse al iniciar los estudios de maestría, por creer en mí y en mis capacidades y luchar por todas las metas que me he propuesto.

Jesús Guamán Molina

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
ACRÓNIMOS	2
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Pregunta de investigación	5
1.2 Objetivo General	5
1.3 Objetivos Específicos	5
1.4 Hipótesis o alcance	5
1.4.1. Hipótesis	5
1.4.2. Alcance	6
1.5 Marco Teórico	7
1.5.1. Estado del Arte	7
1.5.2. Estrategias de “peak shaving” aplicada como respuesta a la demanda en varios países del mundo	10
1.5.3. Estrategias de “peak shaving” aplicadas como respuesta a la demanda en Estados Unidos	11
1.5.4. Estrategias de “peak shaving” aplicada como respuesta a la demanda en Latinoamérica.....	13
1.5.5. Métodos de gestión de la demanda	20
1.5.6. Smart Grid.....	21
1.5.7. Características de la red inteligente	22
1.5.8. Métodos de gestión de la carga “Load Management” en el sector industrial dentro de una Smart Grid	24
1.5.9. Tipos de gestión de carga en base a la flexibilidad en la producción ..	26
1.5.10. Reducción de la demanda eléctrica en horas pico “peak shaving” ...	28
1.5.11. Importancias de las estrategias de “peak shaving”	30
1.5.11.1. Beneficios Técnicos.....	31
1.5.11.2. Beneficios Económicos	34
1.5.11.3. Beneficios Ambientales	35

1.5.12.	Estrategias y desafíos de las técnicas de “peak shaving”	35
1.5.13.	Sistemas Solares Fotovoltaicos de Generación Eléctrica.....	37
1.5.14.	Fundamentos de la energía fotovoltaica.....	38
1.5.14.1.	Radiación Incidente.....	39
1.5.14.2.	Generación de Energía	43
1.5.14.3.	Curva IV	46
1.5.14.4.	Pérdidas	47
1.5.14.5.	Panel Fotovoltaico.....	48
1.5.14.6.	Controlador MPPT.....	51
1.5.14.7.	Inversor	51
1.5.14.8.	Medidor bidireccional.....	52
1.5.15.	Análisis de los Sistemas de Almacenamiento de Energía para “peak shaving”	52
1.5.16.	Sistemas de Almacenamiento de Energía Basados en Baterías, BESS	55
1.5.16.1.	Tamaño de la batería	56
1.5.16.2.	Tasa de carga y descarga	57
1.5.16.3.	Tiempo de vida de la batería.....	57
1.5.16.4.	Estado de carga de la batería, SOC.....	57
1.5.16.5.	Eficiencia de la batería	57
1.5.16.6.	La eficiencia de ida y vuelta de la batería.....	58
1.5.17.	Principales tipos de baterías.....	58
1.5.18.	Sistemas de gestión de Baterías	60
1.5.19.	Configuración de Sistemas Fotovoltaicos con batería	60
1.6	Análisis normativo y regulatorio para la implementación de “peak shaving” en el Ecuador.....	62
1.6.1.	Constitución del Ecuador	62
1.6.2.	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	64
1.6.3.	Ley Orgánica de Eficiencia Energética	65
1.6.4.	Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público De Energía Eléctrica.....	66
1.6.5.	Regulación ARCONEL 003/18, Generación Fotovoltaica	67
1.6.6.	Regulación ARCONEL 057/18, Generación Fotovoltaica	68
1.6.7.	Regulaciones No. ARCERNNR: 001/2021 y 002/2021	69
1.7	Análisis del estado de actual de sistemas de generación distribuida	71

1.7.1.	Participación de empresas en generación distribuida.....	71
1.7.2.	Participación de consumidores en generación distribuida	73
1.8	Análisis del marco normativo de la facturación de energía eléctrica en el Ecuador.....	74
1.8.1.	Determinación del costo del Servicio Público de Energía Eléctrica	75
1.8.1.1.	Costo de generación.....	75
1.8.1.2.	Costo de Transmisión.....	78
1.8.1.3.	Costos de distribución y comercialización	79
1.8.2.	Estructura tarifaria.....	80
1.8.3.	Categoría Residencial.....	80
1.8.4.	Categoría General	80
1.8.5.	Niveles de voltaje.....	81
1.8.6.	Tarifa de medio voltaje.....	82
1.8.7.	Tarifa general de medio voltaje con demanda	82
1.8.8.	Tarifa general de medio voltaje con demanda horaria	82
1.8.9.	Tarifa general de medio voltaje con demanda horaria diferenciada.....	83
1.8.10.	Demanda Facturable	83
1.8.11.	Medidor que registre demanda máxima	83
1.8.12.	Factor de gestión de la demanda	84
1.8.13.	Registro de demanda horaria	84
1.8.14.	Registro de demanda horaria consumidores industriales medio y alto voltaje	84
1.8.15.	Factor de potencia	84
1.8.16.	Facturación.....	85
1.8.17.	Cargos tarifarios	85
2.	METODOLOGÍA.....	88
2.1.1.	Perfil de demanda máxima	92
2.1.2.	Dimensionado del sistema de generación fotovoltaico	95
2.1.2.1.	Datos de entrada para el dimensionamiento	96
2.1.2.2.	Configuración global del Sistema fotovoltaico con almacenamiento para el Caso Base.....	98
2.1.2.3.	Criterios de acoplamiento generador PV-inversor	99
2.1.2.4.	Comprobación de la Tensión Máxima en Circuito Abierto	100
2.1.2.5.	Comprobación de la Tensión Máxima y Mínima a Potencia Máxima	102

2.1.2.6. Comprobación de la Intensidad Máxima a Potencia Máxima	107
2.1.3. Determinación de los escenarios	112
2.1.4. Escenario 1 (Autoconsumo).....	113
2.1.5. Escenario 2 (optimizado)	118
2.1.6. Evaluación económica	124
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	127
3.1. Análisis técnico.....	127
3.2. Análisis Económico	130
4. CONCLUSIONES	135
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	137
6. ANEXOS.....	150
ANEXO B	4
ANEXO C	1

RESUMEN

El gran crecimiento industrial dentro del Ecuador ha permitido el desarrollo económico y social, sin embargo, este crecimiento ha incrementado de forma paulatina la demanda de energía, así como su responsabilidad ambiental para evitar que el desarrollo de las industrias no tenga un impacto nocivo para el ambiente. Los recursos no renovables han sido una de las principales apuestas desarrolladas por el estado ecuatoriano, es así como muchas de las centrales hidroeléctricas se están repotenciando para cubrir la demanda del país. El gobierno del Ecuador a través de políticas públicas promueve la integración de energías renovables amparadas en la Ley de Eficiencia Energética N° 449, emitida el 19 de marzo de 2019, el gobierno tiene como objetivo promover, el uso racional, sostenible y eficiente de la energía en todas sus formas. La regulación ARCONEL-057/18 propone los lineamientos para la integración de sistemas renovables fotovoltaicos de auto abastecimiento para consumidores finales de energía y clientes industriales y comerciales. Es así como en la presente investigación se realiza en diseño de una estrategia de “peak shaving”, con el uso de un sistema fotovoltaico con almacenamiento mediante baterías. El estudio realiza un análisis de la normativa vigente que, permitan el desarrollo de este proyecto, posteriormente se realiza el dimensionado del sistema fotovoltaico y se analiza una estrategia adecuada para que el proyecto sea factible. El presente estudio se divide en dos partes en el análisis técnico de la propuesta y el análisis financiero del mismo

PALABRAS CLAVE: solar fotovoltaico, BESS, optimización, “peak shaving”, industria

ABSTRACT

The great industrial growth within Ecuador has allowed economic and social development, however, this growth has gradually increased the demand for energy, as well as its environmental responsibility to prevent the development of industries from having a harmful impact on the environment. Non-renewable resources have been one of the main bets developed by the country, this is how many of the hydroelectric plants are being repowered to meet the country's demand. However, this is not the only technology that can be used and exploited in the country. The government of Ecuador through public policies promotes the integration of renewable energies in the country. With the approval of the ENERGY EFFICIENCY LAW, the government intends to promote the efficient, rational and sustainable use of energy in all its forms. The ARCONEL-057/18 regulation proposes the guidelines for the integration of self-supply photovoltaic renewable systems for final energy consumers and industrial and commercial clients. Thus, in the present investigation, the design of a “peak shaving” strategy is carried out, with the use of a photovoltaic system with battery storage. The study performs an analysis of the current regulations for the development of this project, then the dimensioning of the photovoltaic system is carried out and an adequate strategy is analyzed so that the project is feasible. The study is divided into two parts: the technical analysis of the proposal and its financial analysis.

KEYWORDS: photovoltaic solar, BESS, optimization, “peak shaving”, industry

ACRÓNIMOS

AECONEL: Agencia de Regulación y Control de Electricidad

SEP: Sistema Eléctrico De Potencia

RES: Recursos de Energía Renovable

ESS: Energy Storage System

BESS: Battery Energy Storage Systems

DR: Demand Response

SG: Smart Grid

DOE: Departamento de Energía de Estados Unidos

AIE: Agencia Internacional de la Energía

EC: Comisión Europea

TIC: Tecnologías de la Información y la Comunicación

FERC: Comisión Reguladora de Energía Federal

ER: Energía Renovable

PEV: Vehículos Eléctricos Enchufables

LM: Load Management

DMS: Demand Side Management

NREL: Laboratorio Nacional de Energía Renovable

EMS: Sistema de Gestión de la Energía

NOX: Óxido de Nitrógeno

CO₂: Dióxido de Carbono

SFV: Sistema Fotovoltaico

STC: Standard Test Conditions

AM: Masa de Aire

GSC: Irradiación Fuera de la Atmósfera

GHI: Irradiación horizontal global

DNI: Irradiación directa/haz/normal

DHI: Irradiación difusa

NOC: Nominal Operating Cell Temperature

MPP: Punto de Máxima Transferencia de Potencia

IDEA: Instituto de Diversificación y Ahorro Energético

CC: Corriente Continua

AC: Corriente Alterna

PHS: Pump Hydro Storage

CAES: Compressed Air Energy Storage

UPS: Sistema de Alimentación Ininterrumpida

DOD: Dept Of Discharge

SOC: State Of Charge

LOSPEE: La Ley Orgánica de Servicio Públicos de Energía Eléctrica

GD: Grid Distribution

ARCENNR: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables

SGDA: Sistemas Generación Distribuida para el Autoabastecimiento

MERNNR: Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables

FERC: The Federal Energy Commission

CAF: Corporación Andina de Fomento

SIN: Sistema Nacional Interconectado

ERNC: Energías Renovables no Convencionales

PROCEL: Programa Nacional de Eficiencia Energética Eléctrica

SPEE: Servicio Público de Energía Eléctrica

CELEC EP: Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública

PUP: Precio Unitario de Potencia

DP: Horas Punta de empresa

DF: Demanda Facturable Mensual

FGD: Registro de Demanda Horaria

DM: Demanda Máxima Mensual del Consumidor

FSPEE= Facturación por servicio público de energía eléctrica

NASA: Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio

PV-GIS: Photovoltaic Geographical Information System

MPP: Punto de Potencia Máxima

HS: Horas sol pico

PR: Índice de Rendimiento

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años buscar el equilibrio de la demanda con la generación es ideal para el buen funcionamiento del sistema eléctrico de potencia, SEP. El incremento paulatino de demanda eléctrica en el mundo hace indispensable de la instalación de sistemas de generación mediante energías alternativas [1]. El desarrollo de la tecnología en estos años ha permitido una gran penetración de sistemas de generación renovables con el fin de desplazar los recursos fósiles [2]. Siguiendo los importantes objetivos del Acuerdo de París, se debe lograr una reducción significativa de las emisiones de CO₂, reduciendo el consumo de energía con la aplicación de medidas de eficiencia energética de rápida difusión y una utilización óptima de las energías renovables [3]. Por otro lado, en la última década las redes eléctricas tradicionales han experimentado una migración a una red más moderna en la que se incluye una compleja red de datos que permite el monitoreo, control y gestión de los sistemas eléctricos, conocida como Smart Grid [4].

La creciente integración de los recursos de energía renovable, RES, en los sistemas de distribución con una producción variable e inherente junto con la nueva infraestructura presente en la actualidad, como las estaciones de carga de vehículos eléctricos e incorporación de nuevas industrias en el mundo, está llevando a una gestión de red cada vez más desafiante. Las cargas que se presentan hoy en la red del país, además de tener un perfil de demanda volátil, también pueden requerir grandes cantidades de energía de la red en diversos y cortos períodos del día, a los que una red eléctrica tradicional no está preparada para responder [5].

La electricidad es uno de los elementos más importantes del desarrollo económico y social en las diferentes partes del mundo ya que impulsa el crecimiento de la producción industrial [6]. Uno de los sectores con mayor consumo de energía es el sector industria, y ha sido uno de los principales ejes para la integración de energías renovables.

Los diversos patrones de consumo de las industrias y las formas de facturación consideradas en diferentes países del mundo y de la región son unas de las principales problemáticas para el aumento de la producción en las industrias [7], [8]. La competitividad de las empresas industriales depende entre otros factores importantes, en los bajos costos de energía. A los clientes industriales se les cobra no solo el consumo de energía sino también un cargo de la demanda máxima de energía durante el día que generalmente es un promedio del consumo máximo en periodos de 15 minutos. Los costos referentes a la

demanda máxima en muchos de los casos representan hasta el 50% del consumo de la industria [9]. Estos costos son elevados, debido a que los picos de demanda afectan la planificación, porque la infraestructura eléctrica de los sistemas de transmisión y distribución deben diseñarse para soportar la demanda máxima del sistema [10]. Por otro lado, los consumos de los picos representan, grandes fluctuaciones, es decir variaciones en la potencia de consumo durante el transcurso de horas, días y meses del año, lo que representa un gran problema para los operadores de energía debido a que muchas de las veces la demanda pico es solventada mediante sistemas de generación térmica que usan combustibles fósiles, los mismos que tienen un costo elevado y son altamente contaminantes [11]. La facturación eléctrica se puede discriminar en subcomponentes como el costo de generación, impuestos y tarifas que representan una pequeña porción del pago total de electricidad de los clientes. En consecuencia, los clientes comerciales e industriales desean disminuir los costos de energía y potencia, que son la parte más significativa de las tarifas totales, sin disminuir su consumo de energía, por lo que, una compra flexible de la energía necesaria puede resultar en una reducción de costos del consumo eléctrico [12].

La constante evolución de los patrones de consumo ha establecido una diferencia muy clara entre las demandas valles, medias y las puntas que se producen en la curva de demanda. El sector industrial tiene una afectación directa en los costes del consumo de energía por los picos de demanda debido a los elevados costos de energía, sin embargo, el problema se ha trasladado de forma indirecta a las empresas de distribución de energía, que deben cumplir con los requerimientos de los consumidores en el periodo de demanda máxima. Esto ha causado un sobre dimensionamiento en los alimentadores primarios de distribución para satisfacer la demanda en los cortos intervalos referentes a los picos de demanda. Es así como las redes de distribución de poco se van acercando al límite soportable para las cuales fueron diseñadas lo que a corto plazo causaría graves problemas en la estabilidad de las redes de distribución, así como el incremento de la capacidad de las redes, debido a que se han agotado las variaciones de su topología lo que ha reducido la eficacia de una previsión espacial [13]. Estos problemas generarán altos costos de inversión en mantenimiento de las redes para mantener la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico, sin afectar al consumo de las industrias.

En este contexto, las industrias se han planteado diversos mecanismos para la gestión de la demanda, para reducir sus picos, utilizando estrategias de “peak shaving”, mediante la integración de fuentes de energía renovable, RES y sistemas de almacenamiento de

energía, conocidos así por sus siglas en inglés Energy Storage System, ESS. Existe dos formas de lograr esta reducción de costos, la gestión del lado de la demanda o el despliegue de ESS [14]. La respuesta a la demanda es un programa voluntario para que los clientes finales reduzcan su consumo de electricidad en respuesta a los costosos precios de la energía o al aviso de una posible falta de confiabilidad en la red eléctrica [15]. En contraste con eso, las técnicas basadas en almacenamientos de energía no afectan los procesos por lo que, las industrias pueden ejercer un papel clave en la prestación de servicios regulatorios, debido a su consumo de energía por cliente considerablemente intensivo en comparación con las cargas domésticas [16], [17]. En este contexto, el almacenamiento de energía se puede utilizar para ajustar el perfil de demanda de los clientes, almacenando energía durante los períodos de menor actividad y liberando esta energía durante los períodos de carga máxima [18]. El despliegue de ESS puede lograr otro beneficio además de la reducción de los cargos por demanda para los clientes. Por ejemplo, los operadores del sistema pueden reducir la necesidad de refuerzo de la red dimensionando la infraestructura para un perfil más plano junto con ESS, en lugar de diseñarla para la mayor demanda de energía [11].

Uno de los principales sistemas de almacenamiento utilizados en las estrategias de “peak shaving” es el uso de sistemas de almacenamiento en baterías, BESS, conocidas por sus siglas en inglés de Battery energy storage systems. Estos sistemas proporcionan una rápida capacidad de respuesta de alta potencia, lo que las convierte en una solución ideal para esta tarea. Los sistemas híbridos de almacenamiento de energía con la integración de energías renovables, apoyan la optimización del autoconsumo del sector industrial [15], [19], [20]. Es por lo que, proponer la implementación de estrategias de “peak shaving” basados en sistemas renovables y almacenamiento de baterías en el sector industrial es de gran importancia para el sector productivo y en gran medida para el sector eléctrico del Ecuador. La implantación de estrategias de “peak shaving”, así como, la integración de sistemas de energía renovable y el uso de sistemas de almacenamiento de energía permitirán a las industrias reducir el impacto económico en su productividad. Asu vez la implementación de los mencionados sistemas permitirá en gran medida, aplanar el perfil de carga nacional aportando de manera indirecta en la reducción de los costos por la necesidad de capacidad adicional dentro de las empresas de distribución. Esto conlleva a la reducción paulatina de gastos de recursos económicos en la operación y el mantenimiento de las redes de distribución, mejorando así los índices de confiabilidad del sistema y el mejoramiento del factor de carga de estas [11].

La implementación de estrategias de “peak shaving” no solo presentará un aporte particular a las empresas, también permitirá aportar con la reducción de emisión de CO₂ al medio ambiente aportando de manera directa a cumplir con los acuerdos internacionales que tienen como objetivo disminuir las emisiones de gases contaminantes a largo plazo [3].

En Ecuador el 17,4% del consumo final de energía se realiza en el sector industrial según los datos presentados en el último balance energético nacional 2020 [21]. De este consumo cerca del 43% del consumo es electricidad, el cual ha presentado una reducción de del 4,5% respecto al año 2019. El consumo promedio mensual en 2021 para clientes industriales llegó a 11 737,78 kWh/cliente, siendo así uno de los sectores con mayor consumo promedio [22], [23].

El valor del costo de kilovatio hora en el Ecuador es recaudado por las empresas eléctricas de distribución mediante tarifas horarias. Las tarifas en Ecuador se categorizan en residenciales y generales, y se dividen por niveles de voltaje. El sector industrial en el Ecuador se encuentra en la “Tarifa general de bajo voltaje Sin demanda”, “Tarifa general de medio voltaje con demanda y demanda horaria diferenciada para consumidores industriales” y “Tarifa general de alto voltaje con demanda horaria diferenciada” en la que el consumidor tiene un cargo por comercialización, por demanda y por energía. Esta tarifa horaria se encuentra distribuida por el consumo en hora base y hora pico. La tarifa de horario pico para los clientes industriales de bajo voltaje se encuentran entre las 8h00 y las 22h00 de lunes a domingo, mientras que la tarifa de medio voltaje con demanda horaria presentan su hora pico entre las 18h00 y 22h00 de lunes a viernes. Así mismo la tarifa de alto voltaje con demanda horaria diferenciada para clientes del grupo AV1 y AV2 presenta la hora punta entre las 18h00 y las 22h00 de lunes a viernes. Debido a lo anteriormente expuesto, es de suma importancia la implementación de estudios para reducir el consumo de energía eléctrica durante los periodos de demanda máxima [11], [24], [25].

1.1 Pregunta de investigación

1.2 Objetivo General

Proponer y diseñar sistemas de “peak shaving” para grandes clientes de electricidad en el Ecuador, que se fundamenten en el uso de autogeneración renovable y respaldo de baterías. Analizar cómo caso de ejemplo un cliente industrial de medio voltaje.

1.3 Objetivos Específicos

- Investigar el marco legal, regulatorio y técnico para la implementación de esquemas de “peak shaving” en el sistema eléctrico ecuatoriano.
- Investigar el marco teórico y el estado del arte de sistemas de “peak shaving” que utilicen autogeneración y almacenamiento en baterías en otros países de la región y el mundo.
- Proponer un diseño de esquema de “peak shaving” con autogeneración renovable y almacenamiento en baterías para clientes industriales.
- Detallar los aspectos técnicos y comerciales.
- Diseñar un esquema de “peak shaving” para un cliente industrial de medio voltaje en el Ecuador caso estudio: KFC Planta Industrial Guayaquil.
- Realizar el análisis económico - financiero de la propuesta de esquema de “peak shaving” para el consumidor bajo estudio

1.4 Hipótesis o alcance

1.4.1. Hipótesis

La presente propuesta de tesis plantea como hipótesis evaluar la factibilidad técnica, económica y financiera de la implementación de un sistema de “peak shaving” para un sistema de autogeneración renovable local con almacenamiento de baterías en los grandes clientes industriales conectados a media tensión mediante su evaluación en un cliente industrial como caso de estudio.

1.4.2. Alcance

La presente investigación se realizará en cuatro etapas, en la primera etapa del trabajo se realizará una investigación de literatura del marco legal, regulatorio y técnico para la implementación de diferentes esquemas de “peak shaving” en el sistema eléctrico nacional para grandes consumidores, centrándose en los clientes industriales de media tensión. Así mismo, se pretende realizar un análisis de las experiencias y el estado del arte de las diferentes propuestas de sistemas de “peak shaving” de autogeneración renovable local con almacenamiento de batería con la finalidad de evaluar las tecnologías que mejor se adapten al entorno de los clientes industriales de media tensión del país, regulaciones y marco legal vigentes.

La segunda etapa de la investigación propondrá un diseño esquemático de “peak shaving” con autogeneración local y almacenamiento en baterías para los clientes industriales de media tensión. En el mismo, se detallará los aspectos técnicos, económicos y comerciales que contempla la instalación de los sistemas de “peak shaving” para los clientes industriales de media tensión. El esquema de “peak shaving” propuesto debe contemplar las regulaciones, normativas, mecanismos fiscales e incentivos económicos existentes en el país, con la finalidad de brindar seguridad técnica y económica para el despliegue de esta tecnología por parte de los clientes industriales.

En la tercera etapa de la investigación se diseñará un esquema de “peak shaving” para la industria KFC Planta Industrial Guayaquil-Ecuador en base a la revisión del marco legal, regulatorio y técnico para la implementación de un sistema de “peak shaving” basado en un sistema de autogeneración renovables con almacenamiento con baterías. Para el diseño de un esquema de “peak shaving” con autogeneración renovable con almacenamiento con baterías se tomará en cuenta los diferentes modelos de “peak shaving” propuestos en los últimos años, así como el análisis de la factibilidad técnica de la implementación de sistema renovable en la industria en el marco de los mecanismos, reglamentos y normativas propuestas por los agentes de regulación de energía eléctrica del Ecuador.

Por último, se realizará un análisis económico - financiero de la propuesta del esquema de peak saving propuesto para la industria KFC Planta Industrial Guayaquil-Ecuador. El análisis económico permitirá determinar la factibilidad de implementación de un sistema de autogeneración renovables y su respaldo mediante un sistema de almacenamiento basado en baterías con el mecanismo de “peak shaving” diseñado. Por otro lado, el estudio financiero permitirá determinar los costos de inversión, así como el retorno de este. El

horizonte de evaluación está estrechamente ligado a los ciclos de carga y descarga del sistema de almacenamiento los que permitirán disponer de la información necesaria para determinar la factibilidad económica-financiera de la implementación de esquema “peak shaving” diseñado.

El alcance del estudio tiene como finalidad analizar la factibilidad económica- financiera de la propuesta de un sistema de “peak shaving” para la industria KFC Planta Industrial Guayaquil-Ecuador, que se fundamenten en el uso de autogeneración renovables y almacenamiento de baterías.

1.5 Marco Teórico

1.5.1. Estado del Arte

El rápido desarrollo de la economía y la diferencia pico-valle de las cargas eléctricas presenta una tendencia creciente, lo que provoca el aumento en la inversión de expansión de capacidad para satisfacer la demanda pico de corta duración. La reducción de la carga máxima se ha convertido en una misión importante de planificación y operación en redes de distribución activas como es el caso del sector industrial por lo que se han desarrollado varias investigaciones acerca del tema, las más destacadas se describen en los siguientes párrafos.

La reducción de costo de producción y de operación son temas de gran importancia desde ya varios años, es así que en [26] en el año 2005, se presenta una investigación para disminuir los costos de los picos de horario punta con la implementación de mecanismos de “peak shaving” considerando sistemas de autogeneración en una industria en la ciudad de México. En este sentido la investigación de maestría realizada propone la autogeneración en horarios punta con la implementación de dos generadores de energías de diésel y biodiésel. En la investigación se concluye que el usar los sistemas de autogeneración es económicamente útil, ya que los costos del consumo en horas pico es de tres veces el costo normal. Así mismo, se plantea que el uso de sistemas de generación renovables como la fotovoltaica para la implementación del sistema de “peak shaving” pueden tener un gran impacto económico, por los precios cada vez más bajos de esta tecnología.

De la misma forma en [27], publicado en 2007, se presenta una propuesta de una metodología de dimensionado y operación óptima de un sistema de almacenamiento de baterías para reducir la carga máxima en horas pico, “peak shaving”. La metodología

propuesta en el artículo se basa en la programación dinámica de almacenamiento de energía con el objetivo de disminuir los costos de energía, satisfaciendo las limitaciones de las baterías. El método propuesto evalúa el perfil de carga del cliente para diseñar el tamaño óptimo de la batería -potencia y capacidad- que proporciona la reducción de la factura eléctrica del cliente. Para verificar los resultados presentados en la investigación se realiza una simulación con datos reales de una empresa industrial, en la que se puede ver que el sistema de almacenamiento carga las baterías en los horarios de menor costo y los descarga en las horas pico de mayor costo.

En el año 2017, en [8], se presenta un estudio técnico económico del uso de sistemas solares fotovoltaicos y almacenamiento en baterías en Palestina. El sistema es evaluado mediante una simulación con el perfil de carga del Hospital Universitario An-Najah. Entre los resultados más relevantes presentados en el estudio destaca la comparativa realizada de la factibilidad económica del uso de sistemas fotovoltaicos sin incluir el almacenamiento que es prometedora ya que los costos de implementación se amortizan en 8 años, sin embargo, al hacer uso del sistema de almacenamiento se obtiene una amortización de los precios entre 10 a 15 años. Entre las soluciones propuestas se calculan los precios del costo de la capacidad de almacenamiento, así como el costo de la inversión inicial del sistema de almacenamiento.

La problemática de reducción de los picos de demanda también se ha estudiado en el ámbito local es así que el 2017, en [11], se presenta un estudio de los diferentes métodos de reducción de demanda eléctrica en horarios picos y su factibilidad en el Ecuador. En la tesis desarrollada como parte de titulación de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Escuela Politécnica Nacional, se presenta un estudio de las diferentes estrategias de “peak shaving” desarrolladas en el ámbito internacional y regional. De la misma forma se realiza un análisis normativo para la implementación de estrategias de “peak shaving” en el Ecuador. La implementación de respuesta de demanda como una estrategia de “peak shaving” es evaluada sobre la curva de demanda del Sistema Nacional Interconectado y un perfil de carga típico del sector industrial. El desplazamiento de la demanda desde el periodo pico al periodo base permite una reducción del 20% de carga lo que se puede conseguir mediante el uso de controladores de carga.

Por otra parte en [28], publicado en el año 2018, se propone un método de planificación conjunta BESS y DR diseñado para explorar la viabilidad de los consumidores industriales que participan en la reducción de carga máxima en el sistema de distribución de los parques industriales. El método presentado optimiza los dos niveles considerando la

planificación y la operación, proporcionando una solución sistémica que determina la capacidad instalada óptima de BESS, el diseño del BESS el despacho económico en conjunto de la respuesta de la demanda DR y BESS de manera simultánea. La evaluación de la propuesta se realizó en un sistema de distribución PI de 11 autobuses ubicado en la provincia de Guangdong al sur de China. Los resultados obtenidos en el estudio revelan que los consumidores industriales que participan en la reducción de cargas pico a través de la inversión conjunta de BESS y DR no pueden obtener ganancias en el ciclo de inversión debido al alto precio de BESS, sin embargo, se indica una buena perspectiva para la inversión de BESS a medida que cae el precio unitario de BESS.

Así mismo en el trabajo final de grado presentado en la Universidad Politécnica de Madrid, en el año 2019 se presenta un estudio de la viabilidad tecno-económica para el uso de baterías en modo de “peak shaving” en una industria. En el trabajo se describe la metodología empleada para la evaluación técnica y económica de la propuesta a su vez que se realiza un análisis de sensibilidad de los costos de baterías, inversión por unidad de potencia, costos fijos y tiempo de vida útil de las baterías. El estudio presenta como resultado que el uso de tecnología de almacenamiento con alta eficiencia puede reducir el tiempo de retorno de la inversión, sin embargo, como se menciona en el estudio el tiempo de vida útil de las baterías se encuentran entre los diez años por lo que para tener un retorno positivo de la inversión se deberá evaluar en un tiempo menos a 10 años.

En el año 2019 se publicó [29], que tiene como propósito demostrar las aplicaciones del sistema de almacenamiento de energía en baterías que se utilizan en el entorno industrial, destacando la función de reducción de picos que tiene un potencial económico y técnico significativo. El diseño de la función de reducción de picos se describe y explica utilizando los datos de un consumidor industrial. Para la evaluación de la propuesta se usan un conjunto de datos de consumo de un año del cliente examinado. En la investigación se puede observar que los picos de demanda de consumidores ocurren entre las 9 y 12 del día, así como en la tarde de 15 a 18 horas. Durante la simulación, el pico más alto del año se redujo de 48,49 kW a 41,59 kW. Esto significa que la capacidad de la carga de la batería se puede reducir en 15 kW, ya que nunca se excede la carga máxima predeterminada de 45 kW. El valor actual neto de BESS seleccionado en la investigación, así como la operación modelada tiene un costo de aproximadamente 2200 EUR. Así mismo se plantea revisar los costos ligados a los límites de voltaje y las ganancias relacionadas con el arbitraje o la reducción de cargos por capacidad para analizar de manera global la factibilidad de la implementación del sistema de almacenamiento.

Por último, en la tesis de progrado desarrollada por Juan Andrés Lucio Cruz para obtener su título de Magíster en Ingeniería Eléctrica en Distribución por la Escuela Politécnica Nacional del Ecuador, se presenta el desarrollo de una metodología para la proyección de la demanda de un alimentador primario con clientes industriales mediante herramientas computacionales y el abastecimiento mediante la implementación de generación distribuida en la que se evalúa sistemas fotovoltaicos y motores de combustión interna con el objetivo de aplanar la curva de demanda. En [13], se analiza varios métodos de proyección para definir el más adecuado, mismo que permitirá determinar la factibilidad técnica y económica de la implementación de los sistemas de generación distribuida. Cada uno de los escenarios presentados en el estudio realizan análisis de carga y de corto circuito para evaluar las variaciones de los niveles de voltaje y pérdidas en la línea. El estudio permite ver la importancia de la implementación de generación distribuida mediante sistemas no convencionales y su implementación en la industria.

1.5.2. Estrategias de “peak shaving” aplicada como respuesta a la demanda en varios países del mundo

La reducción de picos es ahora un mecanismo de ahorro bastante común utilizada por los consumidores industriales para gestionar su carga. Por lo general, se lleva a cabo para reducir los costos de distribución y transmisión, ya que esta parte de la factura general se basa en el pico más alto dentro de un período determinado (generalmente un mes o un año). Por lo tanto, este tipo de gestión de demanda (“peak shaving”) se basa puramente en factores internos dentro de los procesos de los clientes sin tener en cuenta los elementos de precio de mercado. Los clientes pueden establecer un nivel máximo de carga. Cuando la carga se acerca a este máximo, se puede dar una señal de alarma a los empleados responsables de las operaciones. Además, también es posible gestionar activamente los activos, por ejemplo, deteniendo automáticamente los subprocesos no cruciales para evitar superar el nivel máximo preestablecido. El principio de gestión activa a menudo se integra en el control de arranque de un motor eléctrico, por ejemplo, un variador de frecuencia.

Varios países han presentado proyectos y estrategias de “peak shaving” con la finalidad de disminuir el pico de la demanda en horas pico. En la Tabla 1.1, se presenta un resumen de los proyectos más representativos implantados a lo largo de los últimos años [30].

Tabla 1.1. Proyectos de “peak shaving” realizados en varios países del mundo

Tipo de estrategia	País	Empresa	Medida Aplicada	Respuesta Aplicada	Resultados obtenidos
Autogeneración en horas pico	Estados Unidos	Baldor Electric	Aumento del precio de facturación en el período de demanda máxima del sistema eléctrico del doble entre 3 y 8 pm	Tres generadores de diésel 140kW, para suplir el suministro de aire frío	45.000 USD en seis meses de funcionamiento 100.000 USD en un año de funcionamiento con la adición del cuarto generador
Control de carga	Francia	Abbattoir de Verdun	Desplazamiento de cargas no críticas a horas fuera de las horas pico.	Uso de un calentador de agua de 480kW por la noche y almacenamiento de 100m3 de agua caliente	Reducción de la potencia de 660kW a 630kW, es decir una reducción del consumo eléctrico de 10%
Gestión de carga	Italia	Farmacéutica Synthetic Resins and Insulating Enamels	Desconexión de la carga en base a la señal de tarificación proporcionada por el medidor en tiempo real	Desconexión de cargas de baja prioridad como sopladores, secadores, ventiladores y bombas	Reducción de aproximadamente 75kW durante las horas pico, aproximadamente el 15% de la demanda en estos periodos
Control de Cargas	Reino Unido	Allied Mills Ltd.	Desplazamiento de cargas no críticas fuera de las horas pico	Reprogramación del proceso de unidades de compresión y ventilación de aire	Reducción de costo de funcionamiento en 50%, con un retorno de la inversión de 1,3 años

1.5.3. Estrategias de “peak shaving” aplicadas como respuesta a la demanda en Estados Unidos

Las estrategias de “peak shaving” mediante varios programas de Respuesta a la Demanda implantados en distintas regiones de los Estados Unidos han presentado importantes reducciones en el pico de la demanda en este país. Según los datos publicados por La Comisión Federal de Regulación de la Energía conocida por su término anglosajón como The Federal Energy Commission, FERC, se evidencia un elevado crecimiento de la aplicación de estas estrategias en los últimos años. De 2018 a 2019, los ahorros

potenciales de demanda máxima en los Estados Unidos aumentaron aproximadamente 125 MW, pasando de 30 895 MW a aproximadamente 31 020 MW, es decir presento un incremento del 4%. En 2018 y 2019, las empresas de servicios públicos en las Divisiones del Censo del Atlántico Sur, Centro Norte Oeste y Centro Norte Este informaron los mayores ahorros potenciales en la demanda máxima [31].

En 2019, las empresas de servicios públicos reportaron más de 15 000 MW de ahorros potenciales en la demanda máxima de la clase de clientes industriales, aproximadamente la mitad del total informado. En seis de las nueve Divisiones del Censo, los ahorros potenciales en la demanda máxima informados fueron mayores en la clase de clientes industriales. La contribución relativa de los ahorros potenciales de la demanda máxima de los sectores residencial y comercial fue similar a su contribución en 2018, con un 29 % y un 22 %, respectivamente. La evaluación de respuesta a la demanda y medición avanzada de 2021 en nueve estados, presenta que la División del Censo del Atlántico Sur es la más grande por número de estados y representó aproximadamente una cuarta parte de todos los ahorros potenciales de demanda máxima, lo que se puede observar en la Tabla 1.2 [31].

Tabla 1.2. Ahorro potencial de demanda máxima (MW) de los programas de respuesta de demanda minorista por división del censo y clase de cliente (2019)

División del Censo	Clases de consumidores			
	Residencial	Comercial	Industrial	Todas las clases
Noreste central	795,4	1.229,4	3.338,0	5.362,8
Sureste central	353,2	182,4	3.807,5	4.343,1
Atlántico medio	225,6	443,5	794,5	1.463,6
Montana	857,8	442,1	668,1	1.968,0
Nueva Inglaterra	78,0	83,1	18,2	179,3
Pacífico	453,3	306,8	1.043,1	1.803,2
Atlántico sur	3.475,0	2.504,0	2.127,9	8.106,8
Noroeste central	2.183,4	1.053,9	2.316,7	5.554,1
Suroeste central	445,3	661,7	1.131,7	2.238,7
Total	8.866,9	6.906,9	15.245,7	31.109,5

Fuente: EIA, EIA-861 Demand_Response_2019, and Utility_Data_2019 data files[31].

Como se puede apreciar en la Tabla 1.2., la aplicación de varias estrategias de respuesta a la demanda ha permitido un gran ahorro potencial de la demanda máxima con aproximadamente un 50% de la reducción del sector industrial a diferencia de las demás clases de consumidores.

Como se puede apreciar en la Figura 1.1, de los casi 18 millones de clientes de servicios públicos comerciales en los Estados Unidos, casi 5 millones de ellos están expuestos o podrían estar expuestos a cargos de demanda de \$15/kW o más [32].

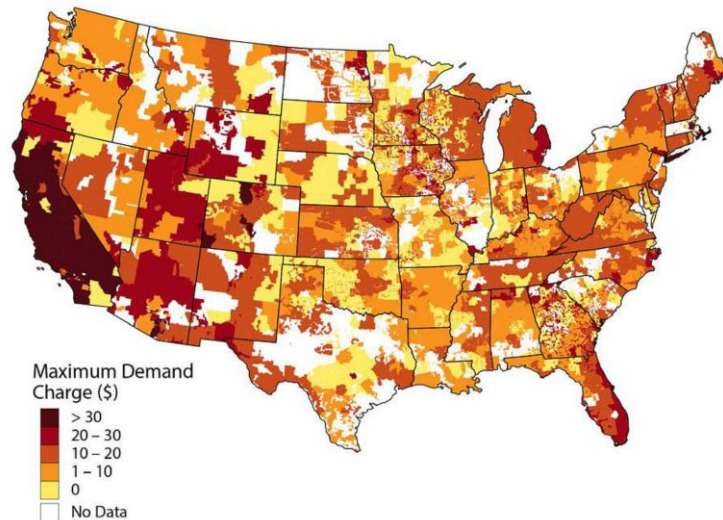


Figura 1.1. Representación Geográfica de las Tarifas a la Demanda en EE.UU.

1.5.4. Estrategias de “peak shaving” aplicada como respuesta a la demanda en Latinoamérica

De misma forma en Latinoamérica se han desarrollado varias estrategias de “peak shaving” la misma que se encuentra dentro de la respuesta de la demanda, usada como una solución potencial para ayudar con la integración de la energía renovable, ya que ayuda a mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, que se logra de dos maneras principales, el cambio de carga y el equilibrio.

Según el reporte presentado por el Banco de Desarrollo de América Latina, CAF en 2017 titulado como “Integración de Fuentes Renovables Intermitentes en América Latina”, se presenta dos estrategias de gestión de la demanda [33]:

Desplazamiento de carga

Se pueden desarrollar programas de respuesta del lado de la demanda conocidos por sus siglas en inglés como Demand Response, DR, con el objetivo de trasladar parte de la carga a periodos valle, para que esta carga absorba el exceso de generación renovable, obtenido desde una instalación de nueva generación. La condición de sobre generación generalmente ocurre cuando la generación de energía a partir de fuentes de energía

renovables y variables es alta, las cargas son relativamente bajas y hay una porción significativa de generación convencional no despachable en la base. En estas situaciones, es probable que la energía renovable se reduzca o se “filtre”, lo que representa un costo de pérdida de ingresos en los generadores de energía renovable. Alternativamente, en estas situaciones también podría optarse por reducir la potencia de los generadores base, lo que resultaría en mayores costos de mantenimiento y problemas operativos. Particularmente, los programas de cambio de carga son importantes para la generación eólica y fotovoltaica, que generalmente tienen una característica de pico-inversa con la demanda: alta generación de energía en los períodos de menor demanda y baja generación en los períodos de mayor demanda. El cambio de carga también tiene el beneficio adicional de mejorar la eficiencia de la red, ya que la curva de carga diaria se vuelve más plana[33].

Servicios de equilibrio de energía

Se pueden realizar programas, DR, de acción rápida para ayudar con el equilibrio de carga en tiempo real. Se puede agregar y dirigir un grupo de cargas para responder rápidamente a las rampas de generación renovable, reduciendo la necesidad de mayor capacidad de rampa por parte de la generación convencional. Algunos operadores del sistema están utilizando actualmente DR para contrarrestar la caída de la generación renovable. Estas experiencias han mostrado una flexibilidad potencialmente similar a las opciones generales de reserva operativa. Dado que los diferentes tipos de carga tienen diferentes capacidades de respuesta, así como diferentes costos asociados, la investigación en esta área sigue siendo relevante para identificar el verdadero valor agregado y la capacidad de DR.

La respuesta del lado de la demanda se ha descuidado como una forma de resolver los problemas de consumo de la industria eléctrica. Históricamente, los mercados y proveedores eléctricos se han centrado en el suministro de energía, asumiendo que los consumidores no quieren o no pueden modificar su consumo. Contrariamente a estas expectativas, los clientes responden a precios más altos comprando electrodomésticos más eficientes y tomando otras medidas de eficiencia. La respuesta del lado de la demanda se refiere a "cambios en el patrón de consumo de electricidad por parte de los usuarios finales" para un período de tiempo diferente. La generación distribuida es considerada adicionalmente por algunos autores como otra medida de RD, ya que el consumidor limita así su dependencia de la red principal. En la Tabla 1.3, se muestran las categorías que forman parte de un programa de respuesta del lado de la demanda.

Tabla 1.3. Tipos de programas de respuesta a la demanda

Opciones basadas en el precio- Desplazamiento de carga	Opciones basadas en incentivos- Servicios de equilibrio
<p>Tarifas Variables (TOU - Time of Use): Tarifas con bloques de precios fijos que difieren según la hora del día.</p> <p>CPP (Critical Peak Pricing): tarifa preestablecida y tarifa adicional alta que activa el operador y tiene efecto por un número limitado de horas.</p> <p>RTP (precio en tiempo real): Tarifas que varían continuamente, generalmente por hora, en respuesta a los precios del mercado eléctrico.</p>	<p>Control directo de carga: los clientes reciben pagos de incentivos por permitir al operador cierto grado de control sobre ciertos equipos.</p> <p>Programas de respuesta a la demanda de emergencia: los clientes reciben pagos de incentivos por reducciones de carga cuando sea necesario para garantizar la confiabilidad de la red.</p> <p>Programas de mercado de capacidad: los clientes reciben pagos de incentivos por proporcionar reducciones de carga especificadas previamente como sustituto de la capacidad del sistema.</p> <p>Programas de interrupción/corte: los clientes reciben una tarifa reducida para aceptar una carga reducida a pedido.</p> <p>Programas de mercado de servicios complementarios: los programas de servicios complementarios permiten a los clientes ofrecer una oferta de reducción de carga en el mercado al contado como reserva operativa.</p> <p>Programas de licitación/recompra de demanda: los clientes ofertan para reducir la carga cuando los precios del mercado de la electricidad son altos</p>

En América Latina y el Caribe, en particular, existen algunos impedimentos o dificultades para la aplicación masiva de programas de RD. Algunas redes de distribución, por ejemplo, presentan un alto grado de obsolescencia y el desarrollo de las tecnologías de la información y las comunicaciones aún enfrenta algunas barreras para su implementación en todo el territorio regional. Sin embargo, países como Brasil, Argentina, Chile y México se han mostrado preocupados por el cambio climático, los aumentos en los precios de la energía y las mejoras en la calidad de la energía; y, en consecuencia, están liderando el proceso de introducción de tecnologías de redes inteligentes en la región y la implementación de programas de respuesta a la demanda para reducir el consumo de energía eléctrica. En los siguientes párrafos se presenta una recopilación de las diferentes estrategias adoptadas por países de Latinoamérica.

Argentina

Las medidas de Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda, implementadas por Argentina en 2004 mediante la resolución 415/04, se presentaron con el objetivo de aplazar inversiones en diferentes sectores eléctricos. Estas medidas permiten igualar la demanda cuando se supera la oferta, esto permite crear mecanismos de responsabilidad energética para todos los actores del sistema [33], [34].

En Argentina se promovieron dos programas de respuesta a la demanda los cuales presentaron varios resultados que se resumen en la Tabla 1.4.

Tabla 1.4. Resultados de los programas aplicados en Argentina

Programa Aplicado	Resultado Obtenido
Programa de uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE): Promueve incentivos para los clientes que ahorren energía y cargos adicionales para quienes excedan el consumo de electricidad	35,17 millones de clientes bonificados 55,31 millones de clientes con cargos adicionales
Sistema de Medición de Distribución: Instalación de sistemas de medición para grandes usuarios (SMED) con demandas mayores a 300kW	Mediciones de la demanda en tiempo real, obtención del perfil de demanda de la industria

En 2007 las medidas de Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda fueron reemplazados por el Programa Nacional de uso Racional y Eficiencia Energética (PRONUREE, con decreto 140/07), destinado a contribuir a la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía. Estas medidas no sólo significaron la implementación de diversas políticas en cuanto a sustitución de fuentes de energía, modificación de procesos y equipos en generación orientado a un uso más eficiente de tecnologías, sino también la modificación de usos y costumbres en la población [34].

La estructura de la demanda de Argentina, según [35], está distribuida de la siguiente manera, la demanda residencial representa alrededor del 42% de la demanda total del país, los consumos intermedios (comercio/industria chica), representaron el 28% y el agrupado gran demanda (grandes usuarios industriales y comerciales) el 28% también. A su vez, y de acuerdo con el tipo de agente, la composición corresponde en un 81.6% distribuidores, 18% grandes usuarios y 0.5% autogeneradores. Del total de agentes sólo un 3 % compra energía a través de un contrato, mientras que el 97% lo hace sin contrato, directamente demandándola en el mercado.

Colombia

En el caso de Colombia, la producción de electricidad depende en gran medida de los suministros de agua y, por lo tanto, las condiciones climáticas afectan la confiabilidad del sistema, ya que las fluctuaciones en estas fuentes no se pueden controlar en el proceso de operación. La implementación de programas de DR se ven como una alternativa para reducir la dependencia del agua del mercado eléctrico colombiano [36], [37]. Un resumen de las normativas más relevantes de la respuesta a la demanda implementadas de manera cronológica en Colombia se presenta en la Tabla 1.5.

Tabla 1.5. Programas de respuesta a la demanda

Resoluciones	Objetivo de la normativa
Resolución CREG 051 de 2016	<p>Promover los siguientes ítems</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mejor formación de precios y mayor eficiencia en el funcionamiento del mercado eléctrico • Optimización de las inversiones en generación y redes de transporte de energía. • Empoderamiento de los usuarios y de su proceso de toma de decisiones respecto al consumo de energía • Promover la implementación de infraestructura de medición avanzada, AMI.
Resolución CREG 098 de 2018	<p>Promueve:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pruebas de disminución de consumo (encendido de plantas de emergencia) que deben cumplir los consumidores que deseen participar en la Respuesta de la Demanda. • Reducir parcial o totalmente su consumo cuando el sistema lo requiera por la participación de los consumidores en la Respuesta de la Demanda
Resolución CREG 131 de 2020.	<p>Establece las condiciones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Define reglas y condiciones para la instalación y gestión de la infraestructura y de los datos de medición avanzada • Propuesta enmarcada dentro de la política energética de despliegue masivo del gobierno: meta de 75% de los usuarios con AMI para el año 2030

En el año 2020 la demanda de energía del SIN de Colombia fue de 70,4 TWh, lo que responde a una reducción de aproximadamente el 2,1% con respecto al año 2019. Esta reducción de la demanda se debe a la incidencia que tuvo la pandemia. De la misma forma

la demanda no regulada presentó una reducción del 6,4%, mientras que las demandas de la industria manufacturera alcanzaron reducción del 6,3% respecto al año 2019 [36].

Chile

Las proyecciones de consumo de electricidad en Chile sugieren que el país podría crecer 5,5% y 6,5% anual hasta 2020, lo que significa que el país debe aumentar su capacidad de producción en 4.000 MW a fines de la década de este siglo, para resolver el problema de la creciente demanda eléctrica [38].

Dada la ubicación geográfica de Chile, el país cuenta con una rica fuente única de recursos renovables para la generación de energía eléctrica, por lo que la posibilidad de instalar plantas de energía distribuida en ubicaciones simultáneas de las principales plantas de generación permitirán brindar energía eléctrica más eficiente. Se ha presentado varios planes de eficiencia energética, así como las técnicas que se han utilizado para pronosticar la demanda de electricidad. Desde la década de 2000, el sector eléctrico chileno ha realizado varias modificaciones legislativas con el fin de adaptar el marco regulatorio a las nuevas necesidades energéticas del país. La primera definición de Medios de Generación de Energía Renovable no convencional se incorporó en la Ley Corta I y II las cuales entraron en vigor entre los años 2004 y 2005. En 2005, con el establecimiento del Programa Nacional de Eficiencia Energética - PPEE, Chile se fijó la meta de reducir su demanda eléctrica prevista en un 12% hasta 2020, centrándose principalmente en dos de los sectores clave [38–40].

En los sectores de industriales y mineros se plantea la promoción de la implantación de sistemas de cogeneración y fomentar la asistencia técnica para la incorporación de tecnología eficiente basada en la norma 50001 [39].

En 2008 a través de la Ley 20.257 se obliga a abastecer un 10% de la demanda mediante inyección de energía proveniente de Energías Renovables no Convencionales, ERNC, la misma que sufre una modificación en el año 2013 mediante la Ley 20 698 que establece un porcentaje del 20% de la demanda. La implementación de estas leyes ha permitido que la capacidad instalada mediante sistemas ERNC alcancen un total 4 558,65 MW para 2018, con una proyección de alcanzar os 25 017,00 MW con nuevos proyectos de energía eólica y solar, mismo que ya se encuentran en construcción y cuentan con la calificación ambiental favorable para su puesta en marcha [41].

Brasil

En Brasil el Programa Nacional de Eficiencia Energética Eléctrica, PROCEL, promueve la racionalización de la producción y el consumo de energía eléctrica, para evitar consumos innecesarios de energía y así reducir costos en las transacciones del mercado eléctrico. PROCEL promueve el uso eficiente y racional de la energía eléctrica, y también apoya la promulgación de leyes y reglamentos que promuevan la eficiencia energética [38], [42].

Una de las formas de racionalizar la electricidad en Brasil es establecer un límite de consumo donde el precio del kWh es normal (\$0,208/kWh), sin embargo, si el cliente supera este límite, se cobrará el precio del kWh. Esta estrategia emitida en todo el país tubo excelentes resultados, lo que llevó a una reducción del 20% en el consumo eléctrico mensual, además de los hogares con una reducción superior al nivel prescrito [42].

Como se puede apreciar de las diferentes estrategias de “peak shaving” desarrolladas en varios países del mundo y de América Latina como respuesta a la demanda se puede apreciar que varios de los países se preocupan por la creciente demanda eléctrica en los sectores residenciales, comerciales e industriales. Aunque esto no es un problema nuevo, en los últimos años se han ido desarrollando diferentes sistemas de gestión de la demanda también conocidos como la gestión del lado de la carga. Varias de las estrategias se centran en el desplazamiento de las cargas no críticas, así como las penalizaciones e incentivos para reducir la demanda en horas punta y aportar de esta manera a la estabilidad del sistema. Sin embargo, como se menciona en varias de las estrategias implementadas, el uso de sistemas de cogeneración son una de las estrategias que han presentado una mejor respuesta para el recorte de picos de demanda, debido a que, los mismos puede proveer de la energía demandada en cortos periodos de tiempo, sin la necesidad de desplazar las cargas manteniendo el perfil de demanda de la industria. A sí mismo, como se ha expuesto en el capítulo 2, el gran desarrollo tecnológico que han presentado en los últimos años los sistemas de generación renovables como la energía fotovoltaica ha permitido que los costos de inversión de estos sistemas se vean reducidos. Por otro lado, varias de las experiencias de la implementación de “peak shaving” con sistema solares apuestan por la integración de sistemas de almacenamiento de energía con usos de baterías las que permiten almacenar la energía producida por los sistemas fotovoltaicos entre las horas de sol pico para poder ser despachadas en las horas de demanda máxima permitiendo aplanar la curva de demanda y reducir los costos debido a los cargos por demanda. Los sistemas de almacenamiento de energía en batería son sistemas despachables y se pueden configurar para cargar y descargar estratégicamente en los momentos óptimos para reducir los cargos por demanda. Los sistemas de almacenamiento

de energía de batería pueden garantizar que no se extraiga de la red energía por encima de un umbral predeterminado durante las horas pico. Pueden detectar automáticamente cuando el uso de energía supera un umbral predeterminado y cambiar de la red o los paneles solares a las baterías hasta que termine la demanda adicional.

De la revisión realizada, se puede observar que la integración de sistemas de autogeneración, como los sistemas fotovoltaicos, y el uso de sistemas de almacenamiento como baterías son una de las principales estrategias de “peak shaving” en el sector industrial, sin embargo, el perfil de carga de la industria, el costo de la energía en horas pico, así como un adecuado dimensionamiento de los sistemas anteriormente mencionados son variables primordiales para el análisis financiero. Lo que permite validar la factibilidad técnica económica de la implementación del sistema de “peak shaving” en una industria.

1.5.5. Métodos de gestión de la demanda

La demanda o carga de electricidad del SEP varía a lo largo del día. Satisfacer la demanda que varía con el tiempo, especialmente en el período pico, representa un desafío clave para la empresa de servicios eléctricos [43]. La demanda máxima aumenta día a día como resultado del aumento de usuarios y de carga. El crecimiento continuo de la carga máxima aumenta la posibilidad de fallas en el suministro eléctrico y eleva el costo marginal del suministro. Por lo tanto, el equilibrar la oferta, es decir la producción de energía eléctrica y la demanda que es el consumo de electricidad para satisfacer la carga máxima, se ha convertido en uno de los principales puntos de interés para las empresas de servicios públicos [44], [45].

La gestión de la energía ha sido un punto importante y atractivo de interés para los investigadores durante muchas décadas. Se han planteado muchas preocupaciones debido a la demanda de energía en constante aumento, [46].

Para mitigar la demanda máxima de energía, generalmente se utilizan plantas de energía de pequeña capacidad, como las plantas de energía de gas. Los generadores a diésel también se utilizan mucho para satisfacer la demanda máxima en sistemas de energía aislados. Sin embargo, este tipo de plantas de energía posee altos costos de operación y mantenimiento [47–49]. Dado que las plantas de punta o de reserva funcionan sólo durante las horas de carga máxima, también se utilizan plantas viejas y poco eficientes para hacer frente a la demanda máxima. El costo de capital de estas plantas es bajo, pero el costo de

operación y mantenimiento es alto. Además, la electricidad de las plantas de punta se eleva significativamente que la de cualquier planta de carga base, afectando la recuperación de los costos de capital, e incrementando los costos de operación y mantenimiento durante la vida útil de las mismas [48].

La gestión de la demanda conduce a una mejora importante en el consumo de energía eléctrica para los consumidores comerciales e industriales. Una buena auditoría energética puede identificar las pérdidas de energía, así como los costos ligados a la inversión para la mejora de la red, sin embargo, una auditoría energética se centra en una vista momentánea de la situación y no representa a la operación de todo el año. Para una visión continua y actualizada, las empresas deben recurrir al monitoreo de energía y la gestión de energía estructural. Las redes eléctricas tradicionales ahora enfrentan muchos desafíos relacionados con la generación, transmisión, distribución y consumo de energía, dando como resultado avances en la implementación de una red eléctrica inteligente o también conocida por su denominación anglosajona como Smart Grid, SG, que reclama sus beneficios de utilización eficiente de la energía [50].

1.5.6. Smart Grid

El concepto de red inteligente, SG, se introduce a principios de la década del año 2000. Este concepto, presenta futuros sistemas de energía que integran tecnologías avanzadas de detección y comunicación. La SG tiene muchas definiciones, que han sido discutidas por varios institutos como: Departamento de Energía de Estados Unidos, DOE, Foro Económico Mundial y la Agencia Internacional de la Energía, AIE, Comisión Europea, EC, por la Comisión Electrotécnica Internacional, IEC y por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, IEEE [51–55]. En resumen, es un concepto que no solo integra Tecnologías de la Información y la Comunicación, TIC, en las redes de generación, transmisión y distribución eléctrica, sino que une varios dominios con la finalidad de aumentar la eficiencia y sostenibilidad de la red eléctrica tradicionalmente existente. Los dominios de las redes inteligentes se enumeran en la Tabla 1.6 [54].

Tabla 1.6. Dominios de las Smart Grid en el modelo conceptual

Dominios	Actores dentro del Dominio
Consumidor	Usuarios finales de electricidad que pueden generar, almacenar y administrar el uso de energía
Mercados	Intercambio de los clientes y operadores
Servicios públicos de electricidad	La organización que proporciona servicio al consumidor.
Operación	Los gestores en movimiento de electricidad (generación, transporte y distribución)

Generación	Agentes que producen y proporciona energía eléctrica. Además, puede almacenar energía para uso futuro
Transmisión	El transportador de electricidad a larga distancia.
Distribución	El distribuidor de energía a consumir

Los actores en un dominio particular interactúan frecuentemente con actores en otros dominios para habilitar la funcionalidad de las redes eléctricas inteligentes. En la, Figura 1.2, se muestra los dominios en las redes eléctricas inteligentes [54]. El modelo conceptual de las Smart Grid plantea un marco legal y regulatorio que incluye políticas y necesidades que se aplican a varios actores, aplicaciones y a sus interacciones. Los reglamentos, adoptados por la Comisión Reguladora De Energía Federal, FERC, a nivel federal y por las comisiones de servicios públicos a nivel estatal y local, rigen muchos aspectos de la red inteligente.

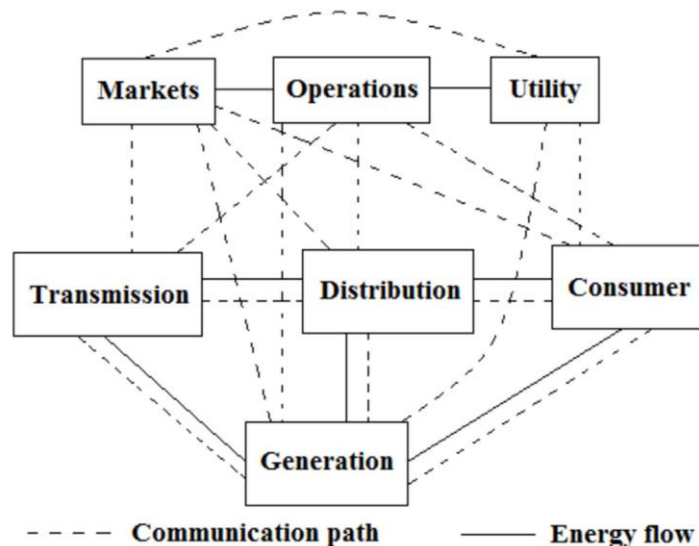


Figura 1.2. Modelo conceptual de las Smart Grid.

1.5.7. Características de la red inteligente

Una red eléctrica inteligente es una red de infraestructura eléctrica moderna. Está equipada con tecnologías de la información y comunicación, TIC, que permite que la red incluya fuentes de energía renovable, ER, para gestionar la estabilidad del sistema eléctrico. Una red inteligente utiliza TIC avanzadas y controladores inteligentes para habilitar redes de energía de forma automatizada, en las que los ER se integran en la red en función de la confiabilidad, la seguridad y el control en los sistemas de generación distribuida [55], [56].

En la red inteligente, las demandas de energía de los sectores industriales, viviendas residenciales y edificios se gestionan de tal manera que se reduce la brecha entre la oferta y la demanda. A medida que el sector residencial contribuye a una alta carga, se hace necesario administrar los electrodomésticos de manera efectiva para reducir la brecha entre la oferta y la demanda y mantener la estabilidad del sistema [55], [57]. Sin embargo, esta es una tarea desafiante ya que el problema de programación de electrodomésticos residenciales es que varios de los mismos funcionan en diferentes momentos del día. Para lograr esta tarea, los electrodomésticos deben programarse en función de la energía suministrada por la empresa de servicios públicos. Las redes inteligentes ayudan a lograr el uso óptimo de los electrodomésticos. Algunas de las funciones de la red inteligente se enumeran a continuación [55]:

- Transmisión eficiente de electricidad.
- Costo reducido para los servicios públicos y, por lo tanto, reducción del costo para los usuarios finales.
- Restauración más rápida de la electricidad después de cortes de energía.
- Reducir la carga máxima, lo que ayudará a reducir las tarifas eléctricas.
- Uso de RES.
- Uso de sistemas locales de generación de energía propiedad del cliente, almacenamiento distribuido de energía eléctrica, como por ejemplo los vehículos eléctricos enchufables, PEV.

De igual forma, en el sector industrial las empresas con perfiles de consumo muy estables y predecibles representan menos riesgo y menos costes para la cadena de suministro de electricidad. Por otro lado, las empresas con perfiles de consumo muy impredecibles y grandes picos de demanda requieren un nivel de flexibilidad mayor y servicios más caros por parte del proveedor de electricidad. De esta forma se han elaborado diversos métodos y estructuras de costos que se han desarrollado a lo largo de la cadena de suministro de electricidad para trasladar estos costos al cliente. Si una empresa quiere reducir sus costos de energía, su enfoque principal debe ser reducir el consumo de energía [58], [59].

Sin embargo, en muchos casos, las industrias también pueden obtener ahorros significativos al optimizar tanto:

- Su perfil de consumo energético.

- Su contrato de energía y estrategia de compra.

Todo empieza en la fase de ingeniería: la eficiencia energética operativa se puede aumentar dimensionando adecuadamente las instalaciones y los componentes. Al mismo tiempo, los costos asociados con una conexión a la red sobredimensionada se pueden evitar pronosticando con precisión la simultaneidad de las cargas eléctricas dentro de la industria. El efecto combinado es un menor costo general de energía y una reducción en el componente de capacidad o demanda en la factura. En base a lo comentado es muy importante estudiar los diferentes métodos de gestión de la carga en el sector industrial [60].

1.5.8. Métodos de gestión de la carga “Load Management” en el sector industrial dentro de una Smart Grid

Inicialmente, las técnicas de gestión de la demanda o gestión de la carga conocida por sus siglas en inglés Load Management, LM, dependían únicamente de las empresas de servicios públicos, ya que solo existía una comunicación unidireccional desde la empresa de servicios públicos hasta los usuarios finales. Pero con el avance cada vez mayor en las técnicas de comunicación, se hace posible la comunicación bidireccional que ayuda en la participación tanto de los consumidores como de los proveedores de electricidad, lo que da como resultado técnicas de LM más eficientes. Las técnicas de LM se pueden implementar mejor utilizando una red inteligente, que integra tecnologías de comunicación avanzadas junto con medidores inteligentes a la red de suministro de electricidad existente. La comunicación bidireccional de datos entre el lado de la oferta y el lado de la demanda es el principal resultado de la red inteligente que ayuda a aumentar la eficiencia del control de carga [46], [49], [61]. Las redes eléctricas inteligentes tienen la intención de abordar estos problemas al presentar la infraestructura del sistema de energía existente mediante la explotación de las TIC de última generación, las redes digitales y los mecanismos de control avanzados de la actualidad. Hay muchas partes interesadas en la red inteligente, incluidas en el sector de servicios públicos, las autoridades reguladoras, los consumidores, los administradores del mercado y los operadores de sistemas independientes. Todas las partes interesadas deben estar interconectadas a través de una infraestructura de comunicación avanzada de red inteligente como se muestra en la Figura 1.3, [61].

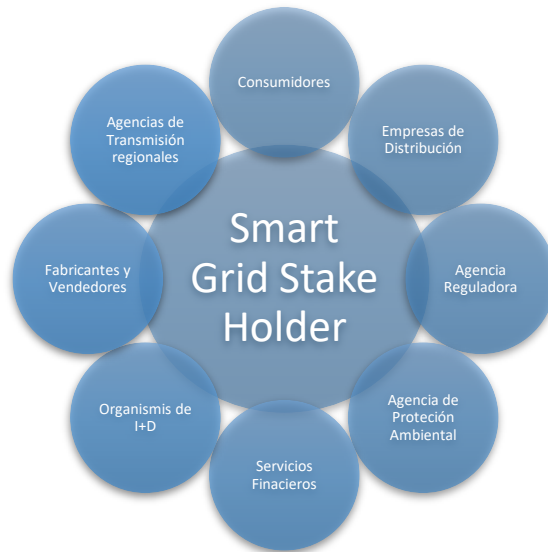


Figura 1.3. Conexión de las smart grid con varios Stake Holder

Dentro de los “stake holder” mencionados destacan los consumidores, ya que en una red inteligente, presenta un papel más proactivo, no sólo como consumidores sino como prosumidores, los mismos, que pueden disponer de la información de consumo eléctrico de la energía en tiempo real mediante el monitoreo de la energía, permitiendo así, identificar los periodos de mayor consumo entregándoles la oportunidad de mejorar su eficiencia de energía mediante la racionalización de su consumo [38].

El resultado más importante del monitoreo de energía y la LM, es comprender cuánta energía se utiliza realmente en los diversos procesos y actividades y luego poder predecir con bastante precisión cuánta energía se consumirá y en qué momento, en función de producción planificada dentro de las industrias [62].

Una vez que se tiene una comprensión clara del consumo de energía relacionado con las actividades en el sitio, es importante identificar qué cargas son flexibles y cuáles no. Las cargas flexibles son aquellas que se pueden desplazar en el tiempo o cuya carga pueda ser modulada o interrumpida sin afectar la calidad del producto final o la seguridad del proceso de producción. Las industrias químicas, por ejemplo, pueden tener procesos de producción que no pueden interrumpirse debido a las medidas de seguridad necesarias. En el mejor de los casos, el inicio del proceso se puede cambiar en el tiempo, pero el proceso en sí puede ofrecer un potencial de optimización limitado o nulo. En la industria alimentaria, es posible que los alimentos cocidos deban enfriarse en un período de tiempo muy corto. Debido a las normas de seguridad alimentaria, no hay flexibilidad para ralentizar el proceso de enfriamiento con el fin de ahorrar energía. El almacenamiento en frío, por

otro lado, es una industria que normalmente tiene un nivel significativo de flexibilidad. Dada la inercia térmica de un almacén lleno de productos congelados, estas instalaciones suelen tener flexibilidad horaria para hacer funcionar los sistemas de refrigeración, siempre que la temperatura del almacén se mantenga dentro de un rango aceptable [62].

En la producción continua, los cambios de tiempo son, lógicamente hablando, menos relevantes, al menos que detengan el proceso por completo, pero es más probable que la flexibilidad provenga de la modulación de la carga y el cambio de configuraciones. En algunas industrias, se utilizan múltiples tipos de energía para la producción de calor y las empresas pueden cambiar de gas natural o diésel a electricidad y viceversa, según los precios de cada combustible [62]. Algunos procesos pueden avanzar a un ritmo más lento a cambio de un menor consumo. Otros procesos, como la producción de acero o la electrólisis, pueden incluso detenerse por completo sin consideraciones significativas de calidad, seguridad o económicas [41], [63]. Sin embargo, los procesos continuos, como la producción de vidrio, no pueden interrumpirse sin ocasionar importantes costes de mantenimiento a las instalaciones. En la producción por lotes, el tiempo es una parte intrínseca del proceso, con un inicio y una parada para cada lote. Por lo tanto, cambiar el lote a tiempo es fácil de lograr, al menos en teoría. La gestión de carga en la producción por lotes puede buscar evitar la simultaneidad de la demanda máxima de varios procesos en múltiples lotes. El perfil de la carga es uno de los datos más relevantes para el concepto de gestión de la energía, debido que el análisis de esta permitiría cambiar el proceso o el tamaño del lote. Si el encendido y el apagado son procesos que requieren una mayor demanda de energía lo ideal sería aumentar el tamaño del lote con la finalidad de reducir estos procesos [62].


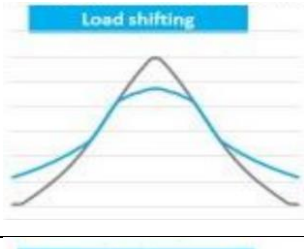

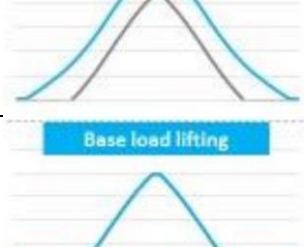
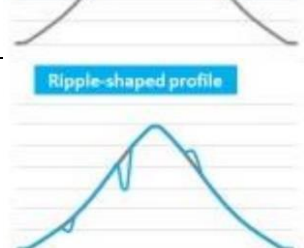
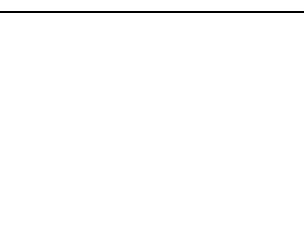
1.5.9. Tipos de gestión de carga en base a la flexibilidad en la producción


Tener una lectura total de las características del proceso de producción es de suma importancia para determinar el tipo de gestión de carga a implementar, en base a la potencia de la flexibilidad del proceso [64]. Para la implementación de una buena gestión de la carga se debe tener en cuenta los varios parámetros expuestos en [30], [62]:

El concepto básico de las técnicas de LM es controlar la forma del perfil de carga que ha evolucionado a la gestión del lado de la demanda, conocido por su término en inglés Demand-Side Management, DSM [46]. En la literatura, LM, DR y DSM se encuentran como conceptos superpuestos y se usan indistintamente. Sin embargo, los conceptos se centran en la operación confiable del sistema eléctrico, para lo cual debe existir un equilibrio entre

el la oferta y demanda en tiempo real. La respuesta a la demanda es una herramienta esencial para la gestión eficiente de la energía y la minimización del consumo eléctrico en las redes inteligentes. La respuesta de la demanda se define como el cambio en los patrones de demanda de un usuario específico en respuesta al cambio en el precio de la electricidad a lo largo del tiempo [55], [62], [65], [66]. Una de las principales clasificaciones del tipo de gestión de la carga para el sector industrial se presenta en la Tabla 1.7.

Tabla 1.7. Variedad de DSM dependiendo del proceso.

Tipo de gestión de carga	Descripción	Ejemplo	Ventajas	Desventaja
 <p>Peak shaving</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Limitar el consumo de la red en una demanda máxima • Disminución del nivel máximo de consumo anual o mensual • Reducir el consumo de energía desde la red durante las horas pico 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia energética • Sistemas de cogeneración renovable • Sistemas de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir los cargos por demanda • Evitar la sobrecarga de la capacidad del transformador en el sitio 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión en software y equipamiento • Cambios en la configuración organizacional de la industria
 <p>Load shifting</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Producción por turnos con programación horaria • Desplazamiento de las cargas fuera del horario pico 	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de procesos por lotes de producción • Horas de producción en bandas horarias rotativas 	<ul style="list-style-type: none"> • Evite los precios altos y benefíciense de los precios bajos • Producción diaria estable • Evitar picos de demanda por niveles 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios en la configuración organizacional de la industria • Elasticidad flexible de la empresa • Complejidad en la cadena de suministro
 <p>Load reduction</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir continuamente el nivel de consumo durante al menos un día en las horas pico • Reducción del consumo sin tomar en cuenta medidas de eficiencia energética 	<ul style="list-style-type: none"> • Racionalización en determinadas líneas de producción 	<ul style="list-style-type: none"> • Evite iniciar los procesos en horas de demanda pico 	<ul style="list-style-type: none"> • Plan flexible de producción • Incertidumbre en la cadena de producción
 <p>Load increase</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Incrementar continuamente el nivel de consumo durante al menos un día fuera de las horas pico 	<ul style="list-style-type: none"> • Arranque de equipos fuera de las horas pico 	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficio en los precios bajos 	<ul style="list-style-type: none"> • Plan flexible de producción • Incertidumbre en la cadena de producción • Consumos de potencia más elevados
 <p>Base load lifting</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de carga base en los en períodos de bajo consumo 	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso de producción con una gran capacidad de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Precios de energía promedio más bajos 	<ul style="list-style-type: none"> • Cuellos de botella de producción • Adaptación a la necesidad del mercado
 <p>Ripple-shaped profile</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios de carga variable • La gestión depende de los precios en tiempo real 	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso de electrólisis • Cargas independientes muy flexibles en el proceso 	<ul style="list-style-type: none"> • Los picos y mínimos de los precios intradiarios se utilizan para reducir los costos generales de compra de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incertidumbre en la cadena de producción • Necesidad de un área de almacenamiento

 <p>Saw-shaped profile</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación de las inicio o fin en proceso de corta duración • La gestión depende de los precios en tiempo real • La media de producción puede ser igual a la inicial 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de almacenamiento de energía de corta duración • Sistemas de refrigeración flexibles 	<ul style="list-style-type: none"> • Se utilizan todas las variaciones en el precio intradiario para reducir las compras generales • El exceso de producción es conocido en planificación 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de software para la automatización del proceso • Mantenimiento continuo de los inicios y finales del proceso
---	--	--	---	--

1.5.10. Reducción de la demanda eléctrica en horas pico “peak shaving”

La estrategia de reducción de la demanda en hora pico conocida con su nombre en inglés como, “peak shaving”, es un proceso en el cual se trata de reducir el consumo de energía en las horas de demanda máxima asociados a elevados costos de energía, debido al ingreso de sistemas de generación de combustión para suplir la demanda, que deberán ser trasladados al consumidor [11], [48]. Esta estrategia implica la gestión proactiva de la demanda general para eliminar los picos a corto plazo, que establecen los costos más elevados en la factura. Este proceso reduce y suaviza las cargas máximas, lo que reduce el costo general de los cargos por demanda permitiendo ahorrar en la factura eléctrica en los consumidores industriales y comerciales [67], [68]. Para tener una visión general de las estrategias de “peak shaving”, primero se debe analizar la estructura de la factura del consumo eléctrico. Por lo general las compañías eléctricas monitorean el consumo eléctrico con tiempos fijos de 15 minutos. Sin embargo, como se ha descrito en párrafos anteriores para el sector industrial y los clientes comerciales la factura eléctrica se divide en dos partes que son: el consumo de energía y los cargos por demanda [67].

- Consumo de energía: Corresponde a la energía total consumida a lo largo del periodo de facturación medido en kilovatios-hora, kWh.
- Cargos por Demanda: Corresponde al punto más alto de demanda en el periodo facturación que es cobrado por las compañías eléctricas a los clientes comerciales o industriales y se mide en kilovatios kW.

En los grandes consumidores de electricidad, que incluyen empresas operaciones industriales y de fabricación, instituciones educativas y organizaciones religiosas, los cargos por demanda pueden ser una parte importante de una factura mensual de servicios públicos. Los clientes con perfiles de carga con grandes picos de demanda o estacionales pueden verse particularmente afectados [68]. En base a los datos publicados por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable, NREL, los cargos por demanda a menudo representan del 30% al 70% de la factura de servicios públicos de un cliente [32].

Por este motivo las estrategias de “peak shaving”, se han convertido en un área muy importante de investigación en los últimos años. Las diferentes estrategias de “peak shaving” de consumidores residenciales, comerciales e industriales, presentadas en varios de los artículos se resumen en la Figura 1.4. [48–50], [69–71].

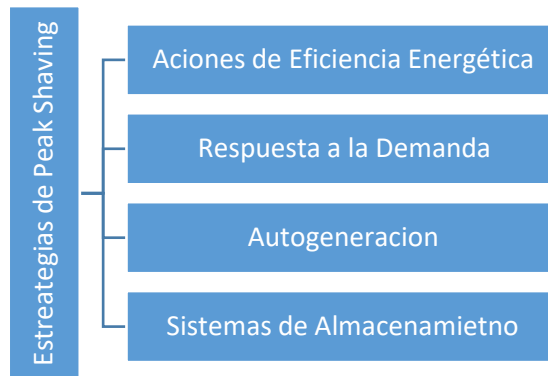


Figura 1.4. Esquemas de estrategias de “peak shaving”

La Tabla 1.8, presenta un resumen de las diferentes estrategias de Peak Shaving usadas en la industria. Las estrategias planteadas se basan en la disminución potencial del consumo de electricidad en el periodo de demanda máxima, reduciendo los cargos por demanda de la factura sin modificar el perfil de producción de la industria. Una recopilación de las diferentes estrategias implementadas para la reducción de los picos de la demanda en los últimos años aplicable al sector industrial y sus características son presentadas en la Tabla 1.8 [6], [9], [12], [18], [19], [28], [58], [65], [70], [72–76].

Tabla 1.8. Tipos de estrategia implementados en el Sector Industrial.

Tipos de estrategia	Descripción	Características	Ejemplos
Acciones de eficiencia energética	<ul style="list-style-type: none"> • Reducen los niveles de carga • Buenas prácticas de uso energético 	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora la productividad • Reduce las pérdidas de potencia en las plantas • Optimiza los recursos 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia energética en motores eléctricos

	<ul style="list-style-type: none"> • Modernización de equipamiento de alto consumo 	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora las condiciones de funcionamiento de los equipos 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia energética en Iluminación • Arranque suave de motores
Respuesta a la demanda	<ul style="list-style-type: none"> • Equilibrio entre oferta y demanda • Cambio de los patrones de consumo en base a los precios dinámicos o incentivos 	<ul style="list-style-type: none"> • Reduce el consumo total de electricidad • Reduce la generación de energía total requerida • Promueve la integración de energía limpia y verde 	<ul style="list-style-type: none"> • Respuesta de la demanda basado en incentivos • Respuesta de la demanda basada en precios • Precios según el tiempo de uso
Cogeneración	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de generación convencional y no convencional como fuente auxiliar de energía • Reducción del consumo de energía desde la red 	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de fuentes limpias de energía para reducir los picos de demanda • Promueve la integración de energía limpia y verde 	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de turbinas de gas o grupos electrógenos como fuente auxiliar de energía • Uso de sistemas fotovoltaicos y eólicos
Sistemas de Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Reduce el costo de penalización en horas punta • Energía despachable • Reduce la incertidumbre de las energías renovables 	<ul style="list-style-type: none"> • Se cargan en intervalos en los que la energía eléctrica presenta un costo más reducido • Se descarga en intervalos que la energía eléctrica es más cara 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de picos de demanda • Control de frecuencia y voltaje

Varias de estas técnicas son usadas como estrategias de reducción de la demanda en hora punta, cada una de estas presenta sus ventajas y desventajas según su aplicación. Sin embargo, en los últimos años la combinación de estas estrategias presenta resultados aún más alentadores.

1.5.11. Importancias de las estrategias de “peak shaving”

Las cargas máximas no solo son un factor sensible para los sistemas industriales, sino que se ven reflejados en el sistema eléctrico de potencia, ya que las mismas ocurren ocasionalmente durante cortos periodos de tiempo en el día por la entrada de cargas específicas en un proceso de producción. Para cubrir con la demanda requerida se suele utilizar enfoques tradicionales que implican la adición de capacidad de generación primordialmente sistemas termoeléctricos que por sus características permiten cubrir con la demanda requerida en estos intervalos de tiempo. Sin embargo, este enfoque no es económica mente rentable, debido a los costos de operación y a la baja eficiencia presentada por estos generadores. El ingreso de estos generadores también representa una gran desventaja en cuanto al alto consumo de combustible, emisiones de gases de efecto invernadero, costos de transporte y rápido deterioro de los equipos. En la Tabla 1.9 se presenta los principales beneficiarios dentro de la cadena de producción de energía eléctrica [48].

Tabla 1.9. Posibles impactos y beneficios de la reducción de la carga máxima.

Participantes del mercado	Función	Impacto o beneficio
Generadores	Generar electricidad a partir de fuentes primarias, especialmente renovables, se constituyen en el primer proceso de utilidad en la entrega de electricidad al consumidor.	Las plantas de generación pico menos eficientes y costosas pueden ser desplazadas
Centro de operación	Gestionar la seguridad en tiempo real del sistema de energía y coordinar el suministro de electricidad a los consumidores individuales.	La necesidad de actualizaciones costosas para los sistemas de Transmisión y Distribución se retrasará, ya que la reducción de los picos permite que los sistemas existentes se utilicen durante más tiempo.
Empresas de distribución	Comprar electricidad directamente de los productores o a través de proveedores de energía y venderla a precios competitivos	Los comerciantes de electricidad pueden aprovechar la diferencia de precio de la electricidad. Promover la implementación de sistemas renovables y sistemas de almacenamiento a grandes consumidores.
Consumidores	El usuario final (residencial, comercial, industrial, etc.) de electricidad.	La factura mensual de electricidad se puede reducir cambiando parte de la carga de las horas pico a las horas valle cuando el precio de la electricidad es relativamente bajo

Los beneficios de las estrategias “peak shaving” se pueden categorizar de tres formas:

- Beneficios Técnicos
- Beneficios Económicos
- Beneficios Medioambientales

1.5.11.1. Beneficios Técnicos

Calidad de la energía

El equilibrio entre la generación y la demanda ha representado un gran desafío para las empresas eléctricas de servicios públicos, es por eso que se han presentado varios estudios para abordar el desbalance que existe entre la generación y la demanda. Uno de los principales problemas que ocurren cuando no se satisface la demanda con la generación son inestabilidad de la red y fluctuación de voltaje que afectará al sistema pudiendo escalar a un apagón total [12], [77]. La principal dificultad para mantener la estabilidad de la red es la fluctuación diaria de la demanda de energía; cuanto mayor es la volatilidad de la oferta y la demanda, menos estable se vuelve la red. Las soluciones tradicionales tienen un gran inconveniente, que es la baja calidad de la energía por el ingreso de grandes generadores termoeléctricos. Sin embargo, las últimas investigaciones han propuesto diferentes técnicas de reducción de carga máxima para mitigar el

desequilibrio entre generación y demanda. Las técnicas plantean el crear perfiles de demanda más eficientes, de modo que se adapten a la generación disponible mediante el sistema de gestión de la energía, EMS, presentando como resultado una mejora en calidad de la energía [48], [49].

Utilización Eficiente de la energía

La capacidad de la instalación de la planta que está siendo utilizada se puede determinar del factor de carga mediante una métrica que permite medir la variabilidad del consumo. Esta variable determina la eficiencia con la que se usa la energía eléctrica, un factor de carga bajo significa que es una carga muy variable [48], [49]. El valor de carga se define como:

$$F_{load}(\%) = \frac{P_{AVG}}{P_{peak}}$$

$F_{load}(\%) = \text{Factor de carga}$

$P_{AVG} = \text{Demanda de potencia real promedio}$

$P_{peak} = \text{Demanda de potencia real en el pico, es decir la carga máxima durante un periodo de tiempo específico}$

Por lo tanto, la mejora del factor de carga puede mejorar significativamente al reducir la demanda de carga máxima lo que se refleja en una reducción en el coste de la energía haciendo a la planta económicamente viable [78].

Integración de energías renovables

Con la integración de nuevos acuerdos para la concientización sobre el cambio climático y el respeto al medio ambiente, el uso de fuentes de energías renovables se encuentra en aumento [3]. Con la consolidación de estas fuentes de energía se espera en un futuro no distante conseguir la independencia de los recursos fósiles y aportar así a la reducción del cambio climático. Sin embargo, debido a la naturaleza de las energías renovables que dependen de recursos intermitentes como el viento y el sol, mantener la estabilidad y la confiabilidad de la red se ha convertido en un desafío. Por lo que el análisis de la carga neta es de suma importancia para analizar el nivel de penetración y el efecto de las energías eólicas, solar y otras fuentes que se encuentran conectadas a la red. La carga neta es diferente a la carga convencional, lo que se debe tener en cuenta para la operación y planificación de la red. La carga neta, P_{net} , se define como la diferencia entre la carga

convencional, P_{load} menos la generación no gestionable, $P_{(no-despachable)}$. Esta carga neta debe ser suministrada por un generador despachable. La carga neta se puede estimar como:

$$P_{net} = P_{load} - P_{(no-despachable)}$$

La integración a gran escala energía de renovable como la solar y la eólica, hace que los patrones de la carga neta varíen de forma drástica como se puede observar en la Figura 1.5.

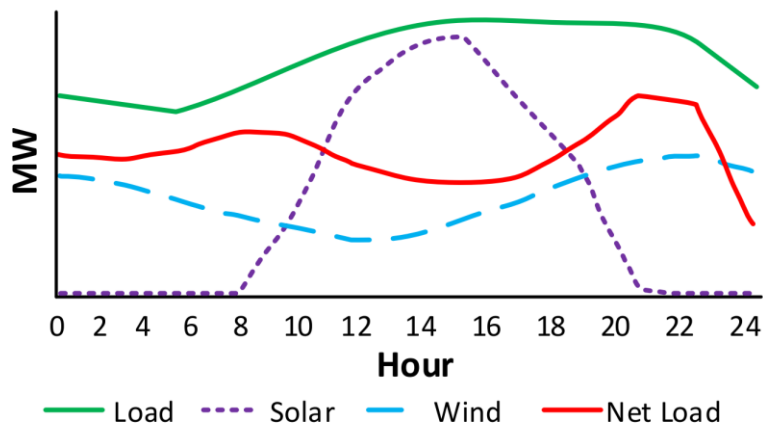


Figura 1.5. Curva de carga neta con la integración de energía solar y eólica

Cuando se integra sistemas de energía renovables alternativos como la solar y la eólica la carga neta a las 12 del día se reduce de forma significativa como se aprecia en la Figura 1.5. y el pico más alto se desplaza a la noche, en base a estos cambios se debe considerar un correcto diseño y funcionamiento de los sistemas de generación [79].

Fiabilidad de la red

El aumento significativo de la carga máxima día a día afecta de forma directa a la confiabilidad de la red, en los intervalos de carga máxima. El hacer uso de un sistema de almacenamiento, conocidos como BESS, pueden reducir la carga máxima y ayudar a mejorar de forma significativa la confiabilidad de la red [48], [49].

Soporte de potencia Activa

Los sistemas de almacenamiento al inyectar o absorber energía desde la red reducen los picos, ayudando a mantener la estabilidad de voltaje [48].

Uso Eficiente de la infraestructura de Transmisión y Distribución

La reducción de picos también garantiza que se utilice de forma adecuada la infraestructura de la transmisión y distribución al reducir las pérdidas en la transmisión del suministro alargando la vida útil de los equipos. Para mitigar la carga máxima se debe aumentar la corriente del suministro, sin embargo, el aumento de la corriente del suministro reducirá la eficiencia del sistema, puesto que la corriente está relacionada directamente con la pérdida de potencia [48], [49], [80]. La pérdida de potencia se calcula como:

$$P_{loss} = I^2 \times R$$

Como se puede observar en la fórmula, la pérdida de potencia es directamente proporcional al cuadrado de la corriente, por lo que es necesario reducir la demanda pico para mejorar la eficiencia del sistema.

1.5.11.2. Beneficios Económicos

Para satisfacer la demanda máxima en los intervalos de tiempo más críticos se debe hacer uso de generadores de arranque rápido que permitan satisfacer la demanda. En su mayoría son generadores de combustión que son ineficientes y de un elevado costo operativo, que elevan el costo de generación durante las horas pico. Este costo de generación por kWh es trasladado al consumidor final durante las horas pico, por lo que la reducción de demanda máxima en horas pico es de especial importancia para los consumidores finales [81]. Los clientes residenciales e industriales pueden ahorrar sus facturas eléctricas reduciendo la carga en el periodo de demanda máxima y aumentando su consumo en periodos de menor demanda cuando el precio de la energía eléctrica es más bajo. Esto produce un gran beneficio económicos a los usuarios finales por el ahorro en cargos por demanda y consumo eléctrico [48].

Reemplazo de Generadores costosos

Como se expuso en el párrafo anterior la necesidad de satisfacer la demanda en las horas pico, ocasiona que se use pequeños generadores a diésel o gas menos eficientes de forma ocasional. Estos generadores tienen un alto costo de operación y mantenimiento, por lo que la energía de estas plantas se vuelve más costosa y menos rentable que de cualquier planta de carga base. Es por esto, que las estrategias de “peak shaving” permiten reducir los costos de mantenimiento y operación al realizar una selección adecuada de la tecnología de cogeneración a través de la generación distribuida.

Reducción de costos por combustible adicional

Debido a los arranques y paradas múltiples de las centrales eléctricas de combustión se desperdicia una gran cantidad de combustible adicional para cubrir la demanda altamente variable. La reducción de los picos reduce el consumo excesivo de energía generados por los arranques y paradas [49].

Reducción del costo de capacidad de reserva

Para satisfacer la demanda en horas punta las empresas de generación y distribución deben garantizar la carga en demanda máxima aun si ciertos generadores están fuera de servicio, es por esto, que la capacidad total instalada está sobredimensionada e infrautilizada. Esto hace que las empresas generadoras incrementen su capacidad lo que se ve reflejada de forma directa en el precio de kWh [48], [49].

Reducción de costos por desgaste

Los picos de demanda someten a los elementos de la red a sus límites, ocasionando que la vida de estos se acorte y las estrategias de “peak shaving” pueden reducir los costos asociados con este fenómeno [49].

1.5.11.3. Beneficios Ambientales

La reducción de generadores ineficientes y contaminantes que emplean fuentes de energía de combustibles fósiles que son altamente contaminantes y emiten dióxido de carbono, CO₂ óxido de nitrógeno, NOX, y un conjunto de partículas que tienen un alto impacto en la calidad del aire, por eso una de las grandes ventajas es utilizar las estrategias “peak shaving”. Por otro lado, usar fuentes de energía renovable en reemplazo de las convencionales usadas en la actualidad permiten un aporte adicional a la reducción de emisiones de carbono [48], [49].

1.5.12. Estrategias y desafíos de las técnicas de “peak shaving”

En los últimos años una gran cantidad de técnicas de reducción de demanda en horas pico se han presentado en varios artículos. Las técnicas propuestas para la reducción de la demanda en horas pico se agrupan en cuatro grupos, Figura 1.6.

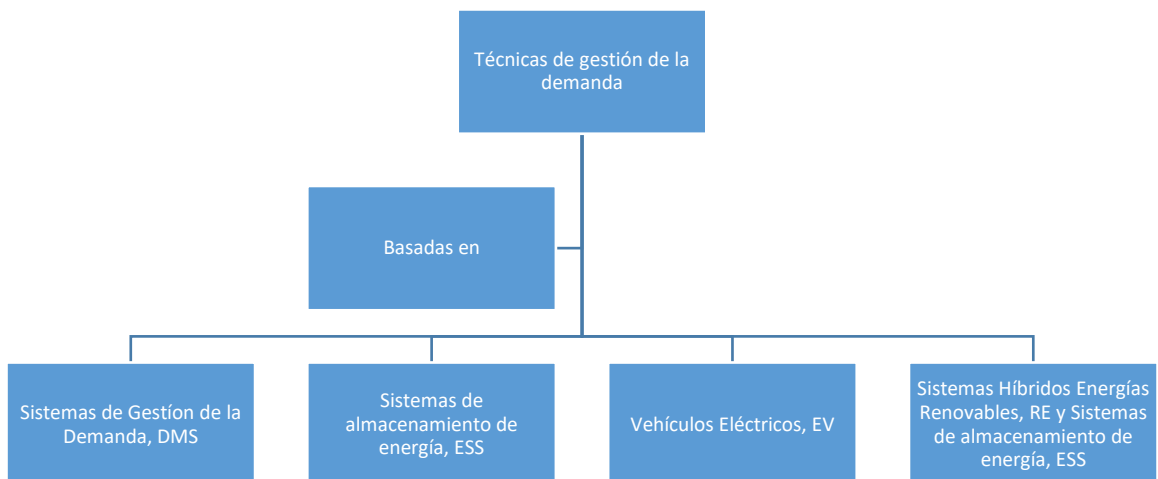


Figura 1.6. Categorización de las técnicas de “peak shaving”

Las técnicas que se han implementado en los últimos años, recogidos por varios artículos que analizan esta temática se presentan en la Tabla 1.10 [8], [12], [28], [46], [82], [83].

Tabla 1.10. Resumen de ventajas y desventajas de las técnicas de “peak shaving”.

Técnicas	Ventajas	Desventajas
Basados en DMS	Mejora la capacidad del sistema por el uso más eficiente de activos y reduce la capacidad de los sistemas de respaldo	Requiere una gran infraestructura de TIC Aumenta la complejidad de gestión de sistema Depende de la disposición de los clientes
Basados en ESS	Facilita la penetración de sistemas renovables Proporciona un soporte de energía activa Reduce la demanda pico sin afectar el nivel de comunidad	Requiere un alto costo de inversión Dificultad de la integración de ESS a gran escala Requiere de programación para el despacho de energía
Basado en EV	Permite el uso eficiente de las baterías de los EV Los propietarios de los EV pueden participar de manera activa en transacciones comerciales de energía	Requiere una gran flota de vehículos eléctricos La sincronización de la carga para evitar picos de demanda Requiere de sistemas de control sofisticados en los EV
Basados en RE y ESS	Mayor penetración de fotovoltaica y eólica Reduce el consumo de combustible fósil Las ESS a baja escala pueden reducir los costos de inversión	Requiere de técnicas de control eficiente Exige mayor coordinación de carga y descarga desde los sistemas renovables a la carga.

Como se ha analizado en párrafos anteriores una de las técnicas más usadas en el sector industrial es la integración de sistemas renovables y de sistemas de almacenamiento de energía en baterías, debido a que las demás técnicas necesitan de una mayor infraestructura en la red eléctrica. Aun cuando, las redes eléctricas inteligentes han presentado un gran desarrollo en Latinoamérica no se alcanzado un porcentaje considerable para validar las técnicas propuestas en varios de los artículos. Sin embargo, la integración de sistema renovables y sistemas de almacenamiento en baterías involucran de forma directa a cliente, por lo que es más factible validar este tipo de técnicas, las misma que se vuelven atractivas para los usuarios finales aportando de manera indirecta al buen funcionamiento del sistema eléctrico. Debido a esto se estudiará de forma detallada los sistemas de generación fotovoltaico y los sistemas de almacenamiento en los siguientes párrafos.

1.5.13. Sistemas Solares Fotovoltaicos de Generación Eléctrica

La producción de energía alrededor del mundo desde hace más de 100 años se produce principalmente por la quema de combustibles fósiles, en los que el carbón ha jugado un papel protagónico. En 2013, la International Energy Agency, IEA, estimó que el 67.4% de producción mundial electricidad provienen de combustibles fósiles, el resto de la producción corresponde a los recursos no-fósiles, 10.6% la nuclear y 22.0% los recursos renovables (geotérmica, hidroeléctrica, solar, biomasa, etc) [84], [85].

A lo largo del tiempo el desarrollo de la tecnología fotovoltaica ha ido presentando una gran evolución como se puede apreciar en la Figura 1.7. Desde el año 1839 en el cual se reconoció el efecto fotoeléctrico hasta el 2015 donde la potencia de energía solar instalada alrededor del mundo alcanzó los 300GW [86].



Figura 1.7. Evolución de los sistemas fotovoltaicos en el tiempo

Esto se ha logrado gracias a medidas e incentivos de diversa índole aplicados para el fomento del desarrollo de energías renovables, aplicadas por varios gobiernos de todo el

mundo tanto para sistemas domésticos como industriales. En 2016 la potencia instalada en todo el mundo superó los 300 GW con un crecimiento del 50% respecto al 2015, con la participación de varios países como India (57,4 GW) Alemania (48.4 GW), Italia (22,6 GW), Reino Unido (14.2 GW), Francia (12,8 GW), Australia (12,2 GW), Pakistán (10 GW). Para 2021, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en todo el mundo alcanzó 843 GW es decir un crecimiento del 281% respecto a lo alcanzado en 2016 [87].

Según un informe publicado por la Asociación de Industrias de Energía Solar y la firma de investigación Wood Mackenzie, el 43% de la nueva capacidad de generación instalada en Estados Unidos para 2020 fue alimentada por energía solar [84]. Por otro lado, datos presentados en el informe de Energía Renovables publicado por la Agencia Internacional de Energía conocida por sus siglas en inglés de Renewable Electricity Agency, IEA, indica una prospectiva de crecimiento de energía solar fotovoltaica 3,1% en 2020 a 7,2% en el 2026 Figura 1.8., [88].

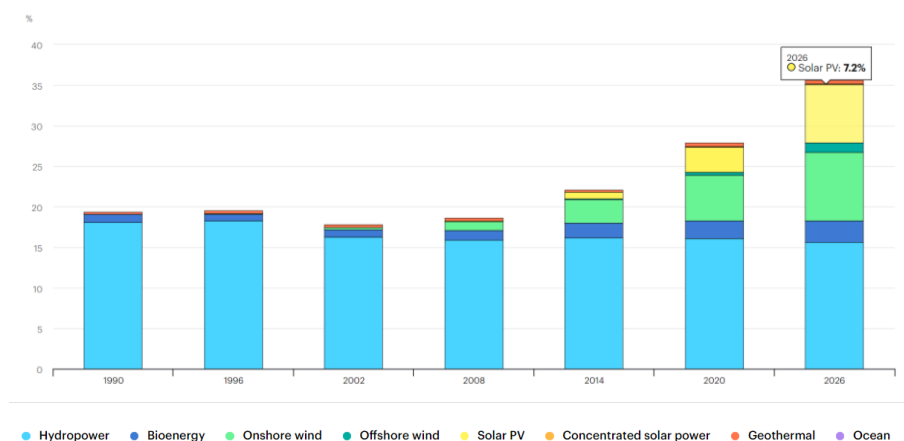


Figura 1.8. Porcentaje de generación de electricidad renovable, 1990-2026.

La energía solar se presenta en la radiación que emite el sol, la misma que es posible aprovechar como energía eléctrica o energía térmica. En la actualidad, la principal forma en que el ser humano aprovecha este recurso es mediante la instalación de celdas fotovoltaicas que generan electricidad. La energía solar FV se presenta como una buena alternativa para el suministro eléctrico en varias zonas con altos índices de radiación. La generación de energía depende directamente del recurso solar, el cual es variable incluso en cortos períodos de tiempo [86], [89].

1.5.14. Fundamentos de la energía fotovoltaica

El objetivo principal de cualquier sistema fotovoltaico es generar la mayor cantidad de energía posible a partir de la irradiación global en un momento dado. La cantidad de

energía eléctrica generada por el módulo fotovoltaico en comparación con la energía de irradiación total disponible decide la eficiencia del sistema [86]. En las últimas décadas, se han desarrollado, probado y mejorado muchas tecnologías diferentes. La eficiencia de las células de silicio comerciales ha mejorado del 13 % al 26 % desde 1977. La tecnología experimental que utiliza concentradores de radiación ha alcanzado el 47 % de eficiencia en las últimas pruebas realizadas. Estos valores se han obtenido en laboratorios en condiciones de prueba estándar conocidos por sus siglas en inglés, standard test conditions, STC, las que presenta los parámetros de 1000 W/m², una temperatura de celda de 25°C y una masa de aire, AM, de 1,5. La masa de aire es la distancia que la luz debe viajar a través de la atmósfera para llegar a la superficie del panel. Un AM de 1 es cuando el sol está directamente sobre el panel y AM0 es la irradiación fuera de la atmósfera conocida como constante solar, GSC, con un valor de 1367 W/m². La AM dependiendo del ángulo solar se muestra en la, Figura 1.9 [90], [91].

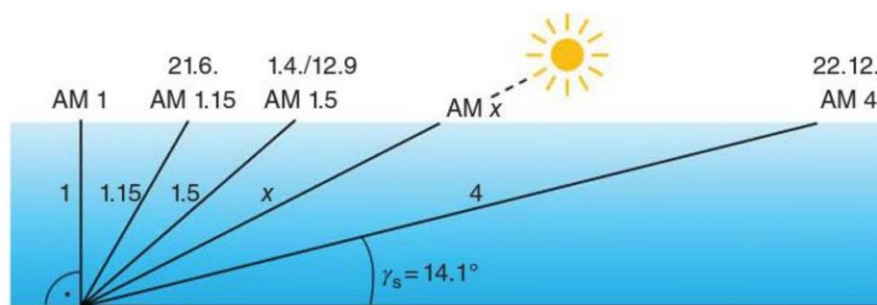


Figura 1.9. Masa de aire a diferentes ángulos del sol.

1.5.14.1. Radiación Incidente

Hay cuatro componentes principales discutidos cuando se calcula la irradiación incidente [90], [92]:

Irradiación horizontal global (GHI) es la medida más común de la irradiación solar y se puede descomponer para encontrar los otros componentes mediante trigonometría. La GHI, es la cantidad de radiación solar que incide en una superficie horizontal en la tierra.

Irradiación directa/haz/normal (DNI) es la irradiación que viaja en línea recta desde el sol hacia una superficie que se coloca normal a la trayectoria del sol.

Irradiación difusa (DHI) es la irradiación que llega al panel no en línea recta sino al ser dispersada y reflejada por las partículas en la atmósfera. A menudo se supone que este valor se divide por igual en todo el cielo (suposición isotrópica).

Irradiación reflejada (Albedo) es la irradiación que se dirige desde el suelo a través de la reflexión. Es especialmente importante incluir este valor cuando un panel tiene una pendiente.

En la Figura 1.10, se presenta el desglose de las componentes de la irradiación sobre un plano [93].

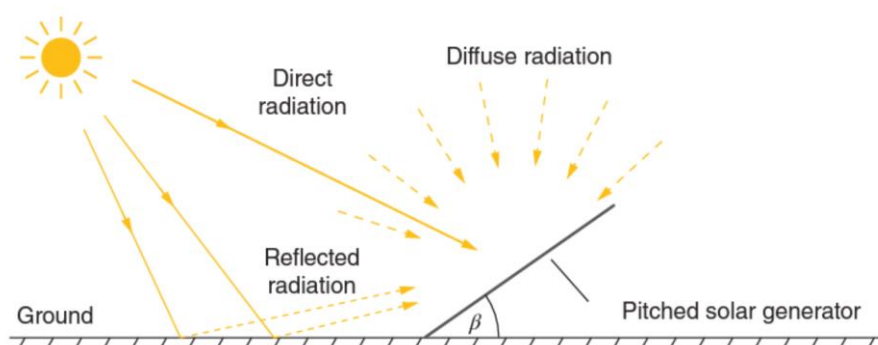


Figura 1.10. Componentes principales de la irradiación solar.

Para calcular la potencia de salida esperada en un momento dado con un modelo de un módulo fotovoltaico, la parte principal y más importante es conocer la radiación incidente en el panel a lo largo del día. Se pueden realizar cálculos simplificados según la ubicación y la producción de energía anual estimada, pero las representaciones precisas dependen de varios factores [90], [91], [94].

Φ Latitud, es la ubicación angular al norte o al sur del ecuador (-90° a 90°).

δ Declinación, es la posición angular del sol en el mediodía solar con respecto al ecuador. Este valor oscila entre $-23,45^\circ$ y $23,45^\circ$ siendo este último el hemisferio norte. $23,45^\circ$ es la inclinación de la tierra.

β Pendiente, es el ángulo de la superficie en cuestión con respecto al suelo. Esto puede variar de 0° a 180° , pero valores superiores a 90° significan que el frente del panel está mirando hacia el suelo.

γ Ángulo de acimut, es la orientación (norte, sur, este, oeste) del panel. El acimut varía de -180° a 180° , donde 0° es el sur, siendo el este negativo y el oeste positivo.

ω Ángulo horario, es el desplazamiento angular que se produce como consecuencia de la constante rotación de la tierra.

θ Ángulo de incidencia, el ángulo entre la radiación del haz en la superficie y la normal a esa superficie.

θ_z Ángulo cenital, El ángulo entre la vertical y la radiación del haz.

El ángulo de declinación, δ , se puede calcular en función de la inclinación de la tierra ($23,45^\circ$) y el número de día, n , donde el 1 de enero es el día número 1, el 2 de enero es el día número 2, sucesivamente, ecuación (1) [91], [93].

$$\delta = 23,45 * \sin\left(360 * \frac{284+n}{365}\right) \quad (1)$$

El ángulo horario, ω , se puede calcular en función del movimiento del sol en el cielo, que es de $15^\circ/\text{hr}$. Este cálculo también utiliza la hora solar, t_s , como referencia. Esto es importante ya que usualmente el sol no alcanza su punto más alto a las 12 horas del día, ecuación (2).

$$\omega = (t_s - 12 \text{ hr}) * \frac{15^\circ}{\text{hr}} \quad (2)$$

En la ecuación anterior se puede calcular la hora solar, t_s , corrigiendo la hora local, t_c , por el huso horario, Z_c , la longitud del lugar, λ , y un valor, E , que representa la ecuación del tiempo, ecuación (3).

$$t_s = t_c + \frac{\lambda}{15^\circ} - Z_c + E \quad (3)$$

La ecuación del tiempo está en su lugar para corregir la oblicuidad y la excentricidad de la órbita terrestre. En otras palabras, esto es para corregir la inclinación de la tierra en relación con el plano de la tierra alrededor del sol y para tener en cuenta el hecho de que la órbita de la tierra no es perfectamente circular [93]. En este caso, la ecuación del tiempo se corrige en número de horas y no de minutos, ecuación (4).

$$E = 3.82(0.00075 + 0.001868 * \cos B - 0.032077 * \sin B - 0.014615 * \cos 2B - 0.04089 * \sin 2B) \quad (4)$$

Donde la variable B viene dada por la ecuación (5):

$$B = 360^\circ \frac{n-1}{365} \quad (5)$$

Cuando se obtienen todos estos valores, ahora es posible calcular el ángulo de radiación incidente, $\cos \theta$, para cualquier plano dada por la ecuación (6).

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \quad (6)$$

Al usar esta ecuación, se debe tener cuidado con los ángulos horarios dentro del amanecer y el atardecer, ya que esto puede causar picos falsos negativos o positivos. De nuevo, esto puede dar lugar a grandes picos en la irradiación calculada y debe corregirse [91], [93].

El ángulo cenital, θ_z , se calcula insertando $\beta = 0^\circ$ en la ecuación anterior, lo que conduce a la ecuación (7):

$$\cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (7)$$

Como se mencionó anteriormente, la constante solar, GSC, es la cantidad de radiación solar que llega al exterior de la atmósfera. Sin embargo, esto no es cierto ya que la órbita excéntrica de la tierra afecta este valor [93]. La irradiación extraterrestre corregida se puede expresar por la ecuación (8):

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360}{n} \right) \quad (8)$$

El valor horizontal de lo anterior, G_{on} , se convierte entonces en la ecuación (9)

$$G_o = G_{on} * \cos \theta_z \quad (9)$$

Para obtener la irradiación extraterrestre promediada en cada paso de tiempo, la ecuación anterior se integra en un solo paso de tiempo ($\omega_2 - \omega_1$) obteniendo la ecuación (8)

$$\overline{G_o} = \frac{12}{\pi} G_{on} \left[\cos \varphi * \cos \delta * (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \sin \varphi \sin \delta \right] \quad (10)$$

Para calcular con precisión la cantidad total de radiación incidente en un plano, es importante incluir tanto la radiación difusa, G_d , como la directa/de haz, G_b . En algunos casos, ambos valores se miden, pero si no es así y solo se conoce la irradiación horizontal global promediada durante un período de tiempo, G_{avg} , estos valores deben derivarse de este último.

Esto se hace conociendo el índice de claridad, k_T , y la relación entre G_d y G_{avg} . Dependiendo del valor de k_T , la relación entre G_d y G_{avg} se calcula con las ecuaciones (11),(12),(13) y (14).

$$k_T = \frac{G_{avg}}{\bar{G}_0} \quad (11)$$

Cuando $k_T \leq 0,22$

$$\frac{G_d}{G_{avg}} = 1,0 - 0,09 * k_T \quad (12)$$

Cuando $k_T \leq 0,8$

$$\frac{G_d}{G_{avg}} = 0,9511 - 0,1604 * k_T + 4,388 * k_T^2 - 16,638 * k_T^3 + 12,336 * 16,638 * k_T^4 \quad (13)$$

Cuando $k_T > 0,8$

$$\frac{G_d}{G_{avg}} = 0,165 \quad (14)$$

Como G_{avg} es igual a la suma de G_d y G_b , estas relaciones ahora se pueden usar para calcular cualquiera de las dos componentes.

Se necesitan tres valores adicionales antes de calcular la irradiación incidente final. La relación de haz, R_b , el índice de anisotropía, A_i , y el brillo del horizonte, f . R_b se define como la relación entre $\cos\theta$ y $\cos\theta_z$. A_i también se conoce como irradiación dispersa y se define como la relación entre G_b y \bar{G}_0 . Finalmente, se implementa el brillo del horizonte, f , para tener en cuenta el hecho de que la mayor parte de la irradiación difusa proviene del horizonte y no del cielo, que se calcula mediante con la ecuación (15).

$$f = \sqrt{\frac{G_b}{G_{avg}}} \quad (15)$$

Al combinar todas estas variables, así como un factor de albedo o reflectancia del suelo, ρ_g , la irradiación incidente total, G_T , en un plano con pendiente, β , se calcula con la ecuación (16)

$$\bar{G}_T = (G_b + G_d * A_i)R_b + G_d(1 - A_i) * \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) \left[1 + f \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + G_{avg} * \rho_g \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) \quad (16)$$

1.5.14.2. Generación de Energía

Cuando se conoce la radiación incidente, se puede calcular como una estimación simplificada de la potencia de salida con la eficiencia del módulo y las correcciones con respecto a la temperatura de la celda. Se puede hacer una predicción más precisa mediante el modelado de circuitos equivalentes, ya que esto puede incluir parámetros que son específicos del panel utilizado y que afectan el rendimiento [90], [92], [93]. Es posible

hacer modelos bastante complejos, pero en la Figura 1.11 se muestra una versión simplificada conocida como circuito equivalente de una célula fotovoltaica.

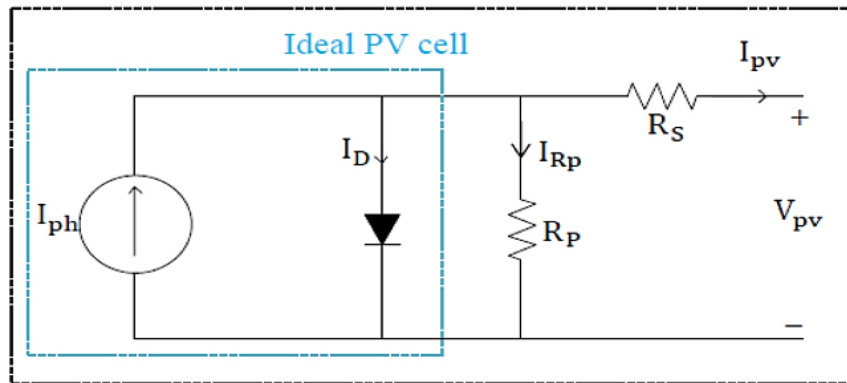


Figura 1.11. Modelo ideal de una celda fotovoltaica.

Este modelo funciona para todos los módulos Si-cristalinos y ofrece suficiente precisión en comparación con modelos más complejos. También vale la pena señalar que para los cálculos basados en los parámetros PV proporcionados por el fabricante, la menor precisión del modelo es insignificante, ya que el principal factor limitante es la información básica proporcionada. A partir de este circuito equivalente podemos derivar la ecuación (17) para un módulo con un número definido de celdas, N_{CS} .

$$I = I_{ph} - I_o \left[e^{q \frac{V+I \cdot R_s}{N_{CS} \cdot m \cdot k \cdot T_c}} - 1 \right] - \left(\frac{V+I \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \quad (17)$$

Donde:

V = Voltaje termina, V_{mpp}

I_{ph} = Corriente del fotogenerador

I_o = Corriente inversa de saturación del diodo

R_s = Resistencia en serie

R_{sh} = Resistencia Shunt

I = Corriente generada

e = Carga del electrón = $1,602 \text{ E} - 19$ [culombio]

k = Constante de Boltzman = $1,381 \text{ E} - 23$ $\left[\frac{J}{K} \right]$

N_{CS} = Número de células en serie

m = factor de idealidad

T_C = Temperatura de la célula

La temperatura de la celda afecta la eficiencia de la celda y se puede derivar conociendo la temperatura ambiente, T , la irradiación incidente, \bar{G}_T y la temperatura operativa nominal (NOCT) de la celda dada. Esta última se define como la temperatura de la celda de trabajo cuando la irradiación es igual a 800 W/m^2 , G_{NOCT} , la velocidad del viento es de 1 m/s y la temperatura ambiente es de 20°C .

La temperatura de la celda a diferentes temperaturas ambientales se calcula entonces con la siguiente ecuación (18).

$$T_C = T + (NOCT - 20^\circ\text{C}) * \frac{\bar{G}_T}{G_{NOCT}} \quad (18)$$

Se asume que la temperatura de la celda es directamente proporcional a la irradiación. Para que la estimación sea correcta es imprescindible que el panel en cuestión esté montado de la misma manera que cuando se realizaron los ensayos para obtener el valor NOCT. R_s y R_{sh} se pueden estimar para un módulo fotovoltaico específico aplicando algunos cálculos simples con respecto a su curva IV proyectadas sobre el Voltaje de circuito abierto V_{oc} y la corriente de corto circuito I_{sc} . Este método se muestra en la Figura 1.12 donde R_s debe ser bajo y suele rondar los $0,5 \Omega$. R_{sh} debe ser alto e idealmente 1000Ω .

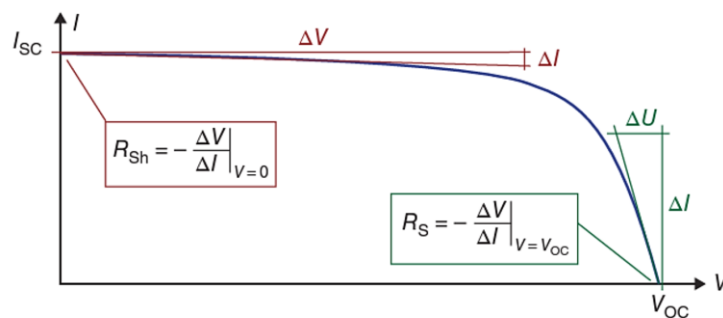


Figura 1.12. Cálculo de la retención en serie y shunt a partir de la curva IV.

El modelo expuesto anteriormente asume una relación proporcional directa entre la irradiación y la corriente generada. Para corregir los efectos de la temperatura sobre la corriente del fotogenerador y la corriente inversa del diodo se usa las ecuaciones (19) y (20).

$$I_{ph} = \frac{\overline{G_T}}{G_{ref}} * [I_{phref} + T_{coeff} * (T_c - T_{cref})] \quad (19)$$

$$I_{ph} = I_{0ref} * \left(\frac{T_c}{T_{cref}}\right)^3 * e^{\left(q * \frac{E_{Gap}}{m * k}\right) * \left(\frac{1}{T_{cref}} - \frac{1}{T_c}\right)} \quad (20)$$

Donde

$$G_{ref} = 1000 \left[\frac{W}{m^2}\right]$$

$$I_{phref} = I_{sc} [A]$$

$$T_{coeff} = \text{Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito } [A/^{\circ}C]$$

$$T_c = \text{Temperatura de la célula } [^{\circ}K]$$

$$T_{cref} = \text{Temperatura de referencia} = 298,15 [^{\circ}L]$$

$$E_{Gap} = \text{Brecha de energía del material} = 1,12 \text{ eV par el Si - cristalino}$$

Para un conjunto de parámetros en cualquier escenario dado, la potencia de salida de un módulo se puede encontrar a través de $P=V \cdot I$ donde V varía con la temperatura y la irradiación según las descripciones del fabricante.

1.5.14.3. Curva IV

Cuando se ha obtenido el modelo de diodo único, es posible resolver el voltaje terminal o la corriente generada en diferentes puntos al variar el voltaje o la corriente. Esto crea lo que se conoce como la curva IV y visualiza las propiedades de un módulo determinado. Al variar la irradiancia o la temperatura, también se aclara cómo esto afecta el rendimiento, como se puede ver en la Figura 1.13 y la Figura 1.14.

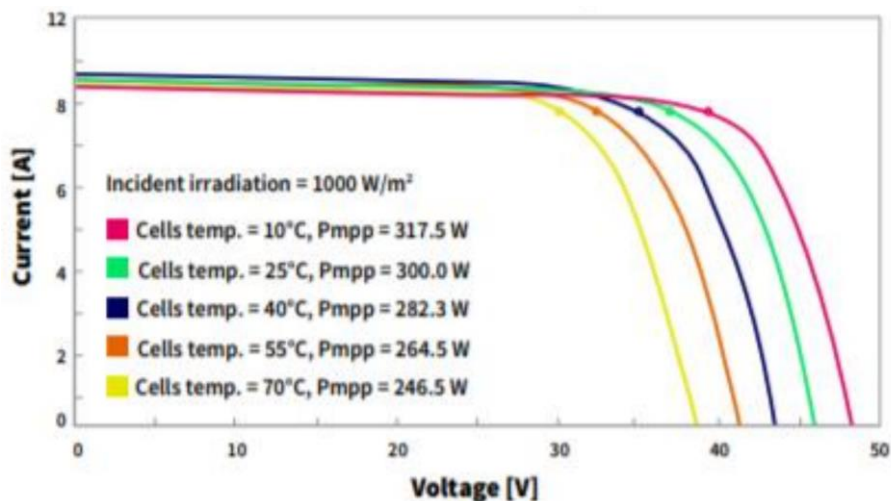


Figura 1.13. Potencia de la célula fotovoltaica a distintos índices de temperatura a una radiación de 1000W/m².

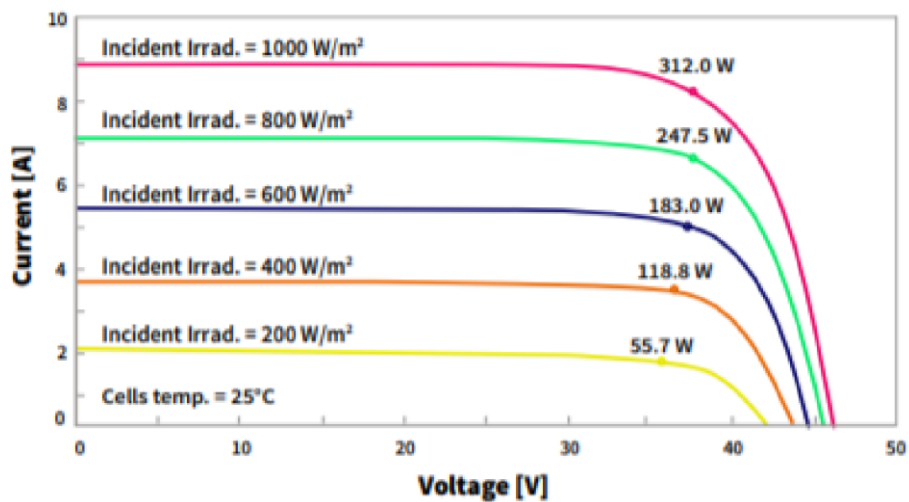


Figura 1.14. Potencia de la célula fotovoltaica a distintos índices de radiación a una temperatura de 25°C.

La curva IV generada a partir del modelo de diodo también se puede utilizar para determinar el punto de máxima transferencia de potencia, MPP, donde el producto de I y V es el mayor. Estos valores se conocen como I_{mp} y V_{mp} y se muestran en la Figura 1.15 .

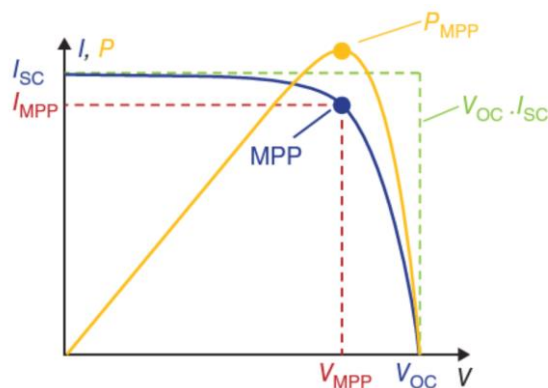


Figura 1.15. Curva IV y curva de potencia con el MPP.

1.5.14.4. Pérdidas

Existen una gran cantidad de fenómenos que pueden atenuar la potencia recibida por el panel y estas pueden ser las pérdidas por inclinación y orientación, mismas que se calcularán en función de:

Ángulo de inclinación β : definido como el ángulo que forma la superficie de los paneles con el plano horizontal. Su valor oscila entre 0° para paneles en posición horizontal y 90° en posición vertical.

Ángulo de azimut γ : definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del panel y el meridiano del lugar. Su valor es 0° para paneles orientados al Sur, -90° para paneles orientados al Este y $+90^\circ$ para paneles orientados al Oeste.

En la Figura 1.16, se presenta el valor porcentual de aprovechamiento teórico óptimo de la radiación solar en un panel fotovoltaico en función del ángulo de inclinación, β , y del ángulo de acimut, γ , para la Comunidad de Madrid, según el Instituto de Diversificación y Ahorro Energético, IDEEA, España [91], [93]. Por ejemplo, se observa que para un ángulo de inclinación de 35° y un acimut orientado al sur de 0° tendrá un 100% de aprovechamiento o un 0% de pérdidas anuales de energía. Por otro lado, para un ángulo de inclinación de 60° y un azimut de -30° de orientación, se presentan pérdidas entre el 10% y 20%.

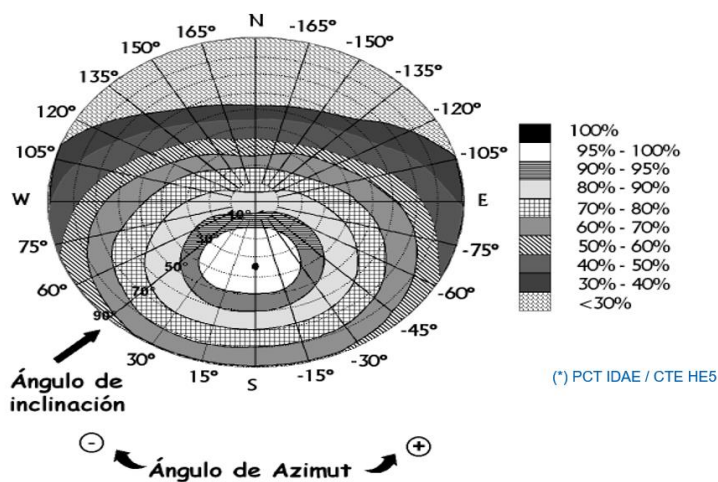


Figura 1.16. Pérdidas de energía solar por inclinación y orientación de un panel fotovoltaico.

1.5.14.5. Panel Fotovoltaico

El elemento principal de una planta fotovoltaica es la celda fotovoltaica, misma que transforma la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua, CC, a través del fenómeno fotoeléctrico. Las células fotovoltaicas usan dos tipos de semiconductores (Tipo-P o Tipo.N). Cuando los rayos de luz inciden sobre las células se generan pares de electrones (-) y protones (+), entrando en contacto con la superficie que se encuentre en

los dos tipos de semiconductores. Los electrones son atraídos hacia el tipo-N mientras los protones van hacia el tipo-P [95]. La superficie permite el movimiento de las partículas en una sola dirección y al conectar los dos electrodos con los conductores se crea el movimiento de los electrones generando una corriente eléctrica como se muestra en la Figura 1.17 .

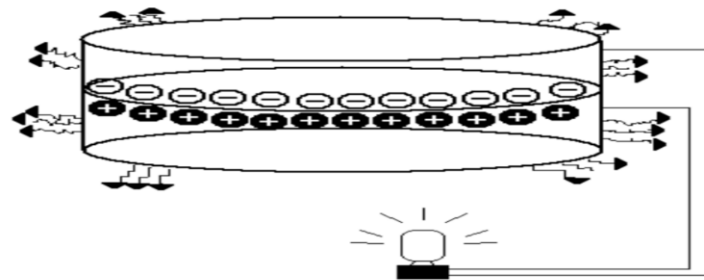


Figura 1.17. Movimiento de electrones y protones en la celda fotovoltaica.

Los paneles fotovoltaicos se clasifican en dos grupos dependiendo de los elementos que los constituyen o pueden ser cristalinos o de película delgada. Como se ha mencionado anteriormente el módulo fotovoltaico se crea por la conexión de varias celdas en serie y esto da el voltaje de salida del módulo fotovoltaico, Figura 1.18 . los módulos fotovoltaicos son el elemento principal de un sistema fotovoltaico [86], [95].

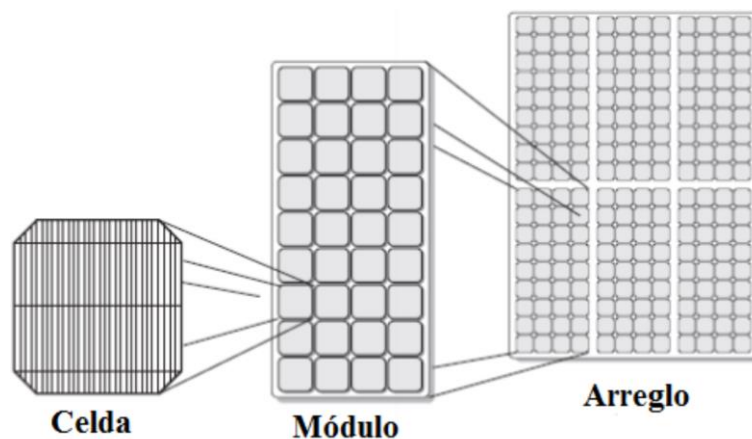


Figura 1.18. Constitución de un arreglo fotovoltaico.

Los paneles se pueden clasificar en tres tipos en base a la estructura de silicio que componen la célula:

Monocristalino: Los módulos monocristalinos tienen una mayor eficiencia y son fabricados usando un solo cristal cilíndrico de silicón. La complejidad de estos módulos hace que estos sean más costosos que la de los otros tipos.

Policristalino: Los módulos policristalinos tienen una menor eficiencia que los otros tipos, sin embargo, estos son más baratos que los monocristalinos por lo que son ampliamente utilizados para proyectos de baja potencia.

Amorfas: Los módulos amorfos presentan una eficiencia intermedia, una de las principales características de estos módulos es su alto grado de flexibilidad, por los que se lo conoce como módulos de capa fina.

Estas clasificaciones son las más utilizadas a nivel comercial, Figura 1.19.

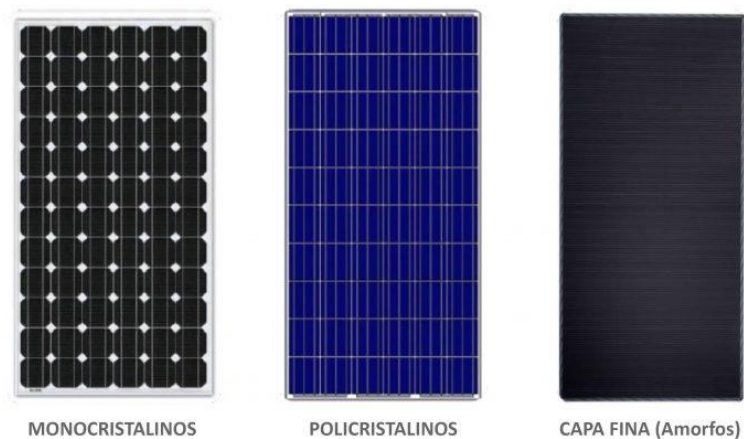


Figura 1.19. Tipos de paneles solares.

La curva característica del módulo fotovoltaico que relaciona la corriente con el voltaje para determinar la potencia del panel es similar a las de los diodos. Para un nivel de radiación dada se puede obtener diversas salidas de potencia dependiendo de la tensión de placa y la temperatura del módulo [89]. En la Figura 1.20, se presentan una curva características del panel a diferentes niveles de radiación.

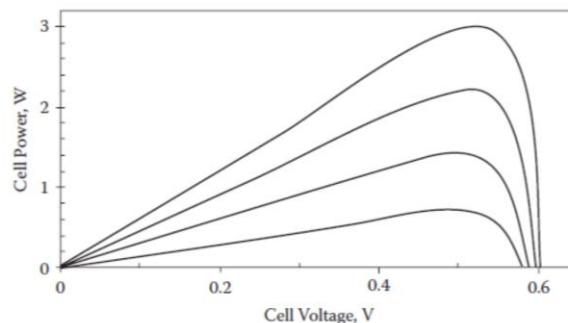


Figura 1.20. Corriente en función de la tensión y potencia en función de la tensión.

1.5.14.6. Controlador MPPT

El seguimiento del punto óptimo de potencia o más conocido por sus siglas en inglés como maximum power point tracking, MPPT, es un algoritmo aplicado a un convertidor DC/DC, que permite que el sistema fotovoltaico funcione con la potencia óptima dependiendo de las condiciones de radiación y temperatura del panel en base al valor de la tensión, Figura 1.21. De tal forma el mismo puede actuar como controlador de carga si el sistema fotovoltaico se encuentra conectado a baterías [89], [96].

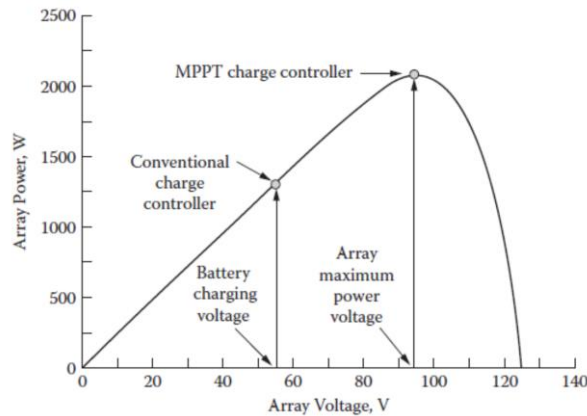


Figura 1.21. Funcionamiento del MPPT.

1.5.14.7. Inversor

El inversor es el encargado de transformar la potencia eléctrica de corriente continua, CC en corriente alterna, AC, y viceversa en caso de ser necesario. El inversor es un dispositivo que permite adaptar el voltaje de salida de la planta fotovoltaica al voltaje de la red eléctrica AC. La gran evolución de los semiconductores de potencia, así como las nuevas y eficientes técnicas de conmutadores multinivel presentados en estos últimos años, han hecho que estos equipos puedan integrar controladores que antes estaban separados, permitiendo que estos módulos sean más compactos [93]. En la actualidad están compuestos por reguladores de carga para la batería, controlador de seguimiento MPPT, controladores de grupos electrógenos, protecciones de sobre corriente y sobre tensión entre otros que hace de estos cada vez sistemas con una mayor eficiencia [95].



Figura 1.22. Varios modelos de inversores comerciales industriales y residenciales

1.5.14.8. Medidor bidireccional

Este equipo permite medir el flujo de potencia en dos sentidos, es decir, permite medir la energía inyectada hacia la red y la energía consumida desde la red [95]. La inclusión de estos equipos permite tener medición del sistema de generación. Esto ha permitido incorporar varios beneficios al consumidor, ya que este posee la información necesaria para la gestión de energía, EMS, y el desarrollo de estrategias y mecanismos para la compra y venta de energía impulsando el desarrollo de una red eléctrica inteligente [53], [97].



Figura 1.23. Medidor bidireccional trifásico para sistema fotovoltaico

1.5.15. Análisis de los Sistemas de Almacenamiento de Energía para “peak shaving”

Los sistemas de almacenamiento de energía, ESS, dedicados a realizar estrategias de “peak shaving” en los sistemas industriales permiten el desplazamiento del consumo en el tiempo provocando la mínima influencia en los procesos de una industria sin disminuir la productividad de ésta [11]. Los sistemas de almacenamiento de energía a corto y largo

plazo se consideran uno de los métodos de solución más destacados para estas dificultades. En realidad, el almacenamiento de energía significa una formación de energía en diferentes estilos, que se puede aprovechar en el futuro para realizar procesos que requieren de una gran cantidad de energía en horas pico. El hecho de que la energía pueda ser almacenada para uso en horas posteriores puede significar un gran interés para el sector industrial. En general, el almacenamiento de energía eléctrica requiere su conversión a otra forma de energía [98]. Los sistemas de almacenamiento de energía se pueden usar para ayudar a la integración de los sistemas de energía renovable en los sistemas de distribución, el recorte de picos. La, Figura 1.22 muestra 7 tipos diferentes de tecnología de almacenamiento de energía. Cabe mencionar que no todos son adecuados para la implementación de estrategias de “peak shaving”.

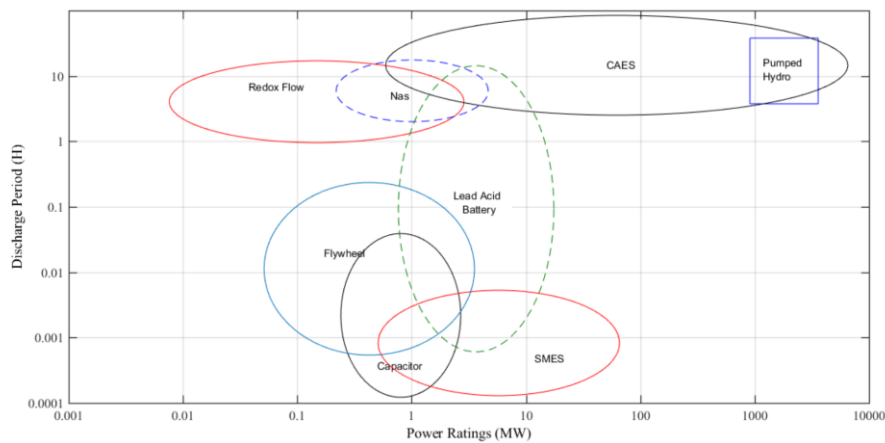


Figura 1.24. Diferentes tipos de tecnología de almacenamiento de energía.

La forma de energía convertida determina ampliamente la clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía. Los ESS se pueden dividir en 6 categorías principales, como almacenamiento, de energía mecánico, de energía química, electroquímica, eléctrica, mecánica y térmica, Figura 1.25 [80], [99], [100].

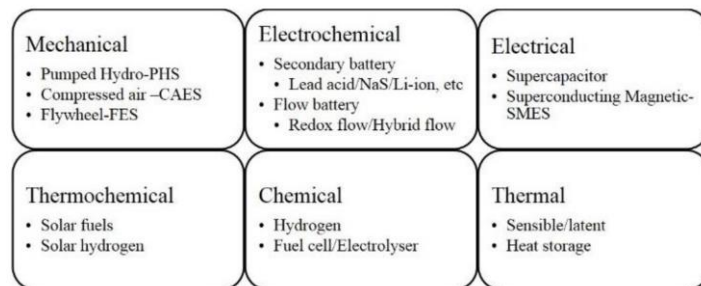


Figura 1.25. Clasificación de los sistemas de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento de energía por bombeo de agua o “pump hydro storage”, PHS, son uno de los métodos más implementados en el mundo para la reducción de picos a gran escala. Hay más de 150 GW de PHS en todo el mundo lo que representa un 96% de la capacidad actual de almacenamiento de energía instalada en el mundo. Varias plantas de PHS existentes tienen el rango de potencia nominal de 1 a 3003 MW, con una eficiencia de ciclo de hasta el 87% y una vida útil de más de 40 años [101]. Estos sistemas bombean el agua desde reservorios más bajos cuando el precio de la energía es más bajo para generar energía cuando los precios de la energía son más elevados, Figura 1.26 [102].

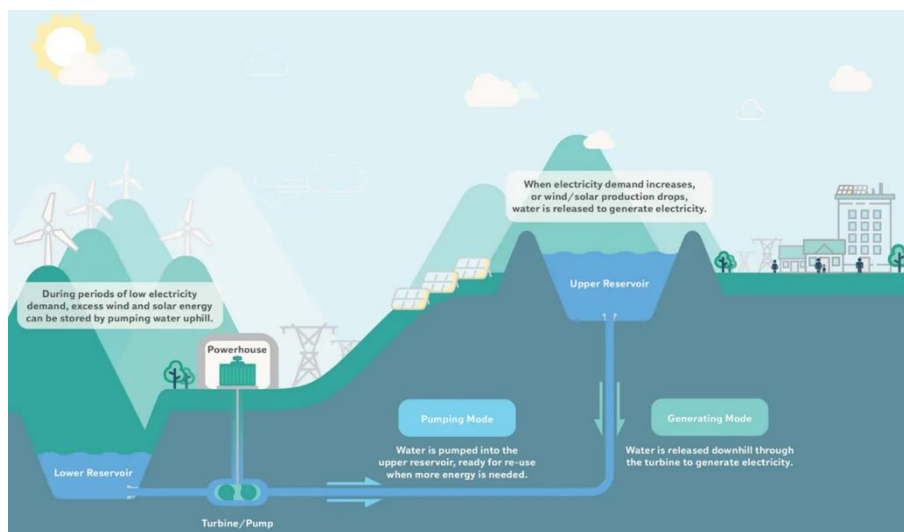


Figura 1.26. Principio de Funcionamiento de los sistemas PHS.

El factor de capacidad de PHS varía ampliamente del 15 al 35% con una alta disponibilidad del 90 al 98%. La capacidad de inicio rápido de PHS permite a los operadores de la red agregar capacidad a la red en menos de 10 minutos, debido a que el arranque en frío suele tardar de 1 a 4 minutos. En la aplicación de afeitado de los pico de demanda, los PHS pueden aumentar rápidamente su generación y tiene una carga completa de 8 a 15 horas [103], [104]. Sin embargo, los inconvenientes de PHS son que requiere un largo tiempo de construcción de hasta 10 años y una gran inversión de capital. Además, la escasez de sitios disponibles para los grandes embalses y presas para nuevos desarrollos que también implica cuestiones ambientales. PHS también requiere sistemas transmisión en comparación con los generadores a gas, ya que generalmente se encuentra más lejos de los centros de carga [103].

El almacenamiento de energía de aire comprimido conocidos por sus siglas en inglés compressed air energy storage, CAES, es otra tecnología de reducción de picos a gran escala disponible comercialmente para resolver el problema del aumento de la demanda

máxima. CAES utiliza energía para comprimir aire en espacios confinados como minas abandonadas o cavernas de sal. Durante los períodos de máxima demanda, CAES liberará el aire para hacer girar las turbinas y generar electricidad, Figura 1.27 [105] .

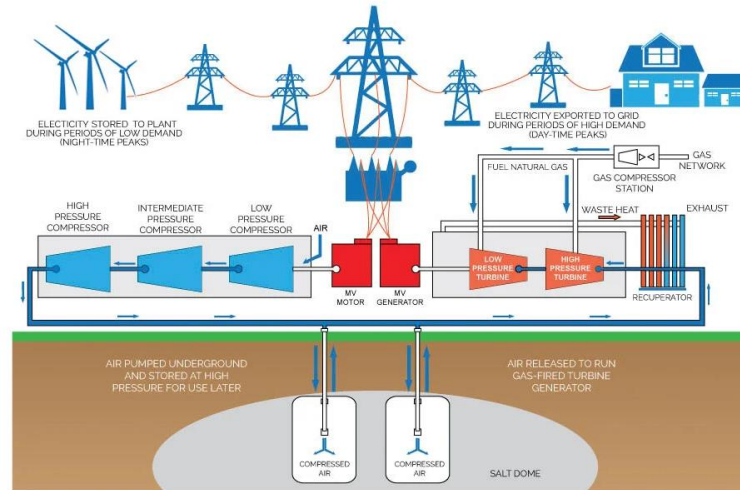


Figura 1.27. Principio de Funcionamiento de los sistemas CAES.

Los CAES tienen un tiempo de respuesta de menos de 10 minutos. CAES es capaz de proporcionar más de 100 MW de potencia de salida con una sola unidad. Está diseñado para ciclos diarios y para operar de manera eficiente en condiciones de carga parcial. Tiene un largo período de almacenamiento de 12 a 24 horas y bajos costos de capital en comparación con PHS. La eficiencia de CAES puede ser de hasta el 90%. Sin embargo, CAES está restringido a sus requisitos específicos del sitio [106]. Por lo tanto, solo es económicamente factible que las plantas CAES se construyan cerca de los sistemas de almacenamiento subterráneo disponibles de forma natural [80].

1.5.16. Sistemas de Almacenamiento de Energía Basados en Baterías, BESS

En las baterías, las reacciones químicas son utilizadas para convertir la energía eléctrica en energía química para cargar la batería y viceversa para descargarla. Existen varios tipos de sustancias que se usa en la fabricación de las baterías, las mismas que provocan características específicas como: densidad de las baterías, capacidad de almacenamiento, número de ciclos de descarga y los costos de fabricación y operación [12].

Los, BESS, son ideales para reducir los picos por su rápido tiempo de respuesta, bajas pérdidas en modo de espera y alta eficiencia energética de hasta el 95 %. El tiempo de

construcción de un BESS se encuentra entre los más cortos en comparación con otras tecnologías de almacenamiento, por lo general dentro de los 12 meses [48].

El BESS no solo brinda flexibilidad de combustible y beneficios ambientales, sino que también ofrece algunos beneficios operativos importantes para la empresa de servicios públicos de electricidad, como regulación de voltaje, control de frecuencia, sistema de alimentación ininterrumpida, UPS, reservas rotativas, etc. A diferencia de los sistemas de almacenamiento mencionados los BESS presentan varias aplicaciones las que se pueden observar en la, Figura 1.28, [12], [29], [73], [107].

Suministro eléctrico	Servicios Auxiliares	Red Eléctrica	Consumidor Final	Integración Renovables	Aplicaciones Industriales
<ul style="list-style-type: none"> • Time shifting • Capacidad de suministro de energía • Reducción de consumo en líneas cargadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Seguimiento de la carga • Capacidad de Reserva • Soporte en tensión 	<ul style="list-style-type: none"> • Apoyo al sistema de transporte • Mayor vida útil del sistema de distribución • Alivio de congestión • Potencia en subestaciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Ahorro • Gestión de la Demanda • Sistema de Automatización de Energía, SAE • Calidad de potencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de la incertidumbre energías renovables • Time shifting • Capacidad de almacenamiento de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • Fuente de poder ininterrumpible, UPS • Control de Voltaje y Potencia Reactiva

Figura 1.28. Diferentes aplicaciones de los BESS.

1.5.16.1. Tamaño de la batería

Se denomina tamaño de las baterías a la potencia nominal y la energía máxima que se puede almacenar en una batería. El tamaño de la energía de la batería se define como la velocidad a la que almacena la energía la batería en la carga y la descarga de forma continua. En un funcionamiento normal las baterías poseen la misma capacidad para la carga y descarga de la batería, sin embargo, en ciertos periodos la potencia de descarga puede ser superior a la nominal en situaciones de contingencia [108]. Usualmente la tasa de carga y descarga en la mayoría de las tecnologías es diferente. El tamaño de la energía de batería representa la cantidad máxima de energía que puede almacenar la batería durante un tiempo determinado, y se expresan en kWh o MWh, estas también se pueden representar en Ah cuando se supone un voltaje a través del almacenamiento de energía que no es fijo [109]. La relación entre la capacidad de la energía y la potencia nominal para una determinada tecnología de almacenamiento de energía se conoce como relación E/P y se define de la siguiente manera, ecuación (21).

$$\frac{E}{P} = \frac{\text{Capacidad de energía}}{\text{Potencia Nominal}} \quad (21)$$

1.5.16.2. Tasa de carga y descarga

La tasa de carga y descarga se refiere a la cantidad de carga añadida o extraída de la batería por unidad de tiempo y se mide en amperios, aunque la tasa de carga y descarga también se define en términos de las horas que tarda en cargar y descargar [108]. El tiempo de carga o descarga, es la duración máxima durante la cual se carga o descarga la batería a potencia nominal y se expresa con la ecuación (22).

$$Carga\ o\ descarga = \frac{Capacidad\ disponible}{Potencia\ Nominal} \quad (22)$$

Sin embargo, mientras que el tiempo de descarga depende de la capacidad de energía disponible o la profundidad de descarga conocida por su acrónimo en inglés como el dept of discharge DOD, la relación de E/P considera la capacidad de energía total. Es decir, si se permite que el almacenamiento de energía utilice su capacidad total, entonces el tiempo de descarga es igual a la relación E/P; de lo contrario, el tiempo de descarga siempre es menor que la relación E/P [108], [110].

1.5.16.3. Tiempo de vida de la batería

La gran mayoría de tecnologías de almacenamiento sufren una degradación que afecta su rendimiento haciendo que se reduzca la vida útil de la batería [110]. El límite de descarga máxima de la batería se expresa mediante el DOD de la batería en % [108], [111]. El nivel de energía disponible en la batería se conoce como, "state of charge", SOC, y se expresa en kWh. El DOD se define con la ecuación (23).

$$DOD = \frac{Capacidad\ de\ la\ batería - Estado\ mínimo\ de\ carga}{Capacidad\ de\ la\ Batería} \times 100 \quad (23)$$

1.5.16.4. Estado de carga de la batería, SOC

El estado de carga de la batería se refiere al porcentaje de energía almacenada en la batería con respecto a la capacidad nominal de la misma. Este es el parámetro principal que revela la energía actual almacenada en la batería y es básicamente lo opuesto del DOD [108], [112].

1.5.16.5. Eficiencia de la batería

La eficiencia de la batería se puede calcular de dos formas: la eficiencia "coulombic" y la eficiencia de voltaje. La eficiencia de "Columbic" es la relación entre la cantidad de carga

que ingresa a la batería cuando la misma se está cargando y la cantidad de carga que se puede extraer de las baterías cuando esta se está descargando. La eficiencia de voltaje es la diferencia entre el voltaje de descarga y carga [108].

1.5.16.6. La eficiencia de ida y vuelta de la batería

La pérdida de energía por la carga y descarga desde y hacia la red se representa como la eficiencia de ida y vuelta. Esta pérdida se define como la cantidad de energía que se puede descargar desde el almacenamiento para una cantidad determinada de energía cargada en porcentaje, ecuación (24).

$$\frac{\text{Energía recuperada}}{\text{Entrada de Energía}} \times 100 \quad (24)$$

En la Tabla 1.11, se describen aplicaciones y características de algunas de las tecnologías de almacenamiento [113].

Tabla 1.11. Ventajas y desventajas de los sistemas BESS.

Tipo de Almacenamiento	Potencia (MW)	Capacidad (MWh)	Densidad de Energía (Kwh/m3)	Eficiencia (%)	Vida útil (Ciclos)
Batería de Litio	0.0001-0.1	0,25-25	300	85-100	1000-4500
Batería de Azufre de sodio	1-50	<300	150-250	75-900	2500
Batería de Plomo-ácido	0-40	0.25-50	20	70-90	500-1000
Batería de Flujo de redox	0.03-7	<10	10-30	75-85	12000

1.5.17. Principales tipos de baterías

El reto por el desarrollo de la capacidad de almacenamiento de energía durante largos periodos de tiempo ha permitido que varios elementos químicos se prueben con la finalidad de optimizar las características de las baterías. Sin embargo, el costo de las baterías en la actualidad sigue siendo elevado y esto se le suma degradación en el tiempo de vida de las baterías lo que incrementa el costo de su operación [114]. Así mismo, la demanda en la mano de obra para realizar un reciclaje adecuado de las mismas cuando cumplen su vida útil son factores que se encuentran sobre la mesa de discusión. Sin embargo, en el informe de LAZARD de 2021, mismo que se encarga de publicar análisis de costo nivelado anual de energía y costo nivelado de almacenamiento se presentan datos muy prometedores en el desarrollo de varias tecnologías de almacenamiento consiguiendo una vida útil de proyectos de hasta 20 años en sistemas industriales y comerciales con PV+Storage con capacidad de hasta 0,5 MW, con un costo de energía de 0,23 a 0,34 \$/kWh en sistemas

eléctricos no subsidiados lo que permite ver un gran avance en los valores competitivos de los sistemas de almacenamiento con fuentes renovables de energía solar [115]. En las siguientes líneas se describe un breve resumen de los principales tipos de baterías usadas en la actualidad.

Tabla 1.12. Resumen de las principales características de los tipos de baterías

Tipo de Batería	Composición	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Baterías de Plomo Ácido	<ul style="list-style-type: none"> • Celdas de plomo, con un electrolito de ácido sulfúrico 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de energía solar fotovoltaico • Sector automovilístico • Industria 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo • Versatilidad de tamaños • Tasa de descarga de 5% 	<ul style="list-style-type: none"> • Vida útil corta entre 500-100 ciclos • No resiste descarga profunda • No permite carga rápida
Batería de Níquel Cadmio	<ul style="list-style-type: none"> • Un par de electrodos de hidróxido de níquel, un electrodo negativo de metal de cadmio y un electrolito de hidróxido de potasio 	<ul style="list-style-type: none"> • Industria • Equipos electrónicos • Móviles • Ordenadores 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo efecto de memoria • Alta resistencia de temperaturas extremas • Permite descargas profundas 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo elevado • Especial cuidado en el proceso de reciclaje
Batería de Níquel-hidruro metálico	<ul style="list-style-type: none"> • Óxido de níquel-Hidróxido de potasio y un ánodo de hidruro de metal 	<ul style="list-style-type: none"> • Dispositivos electrónicos • Vehículos híbridos • Propulsión eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad elevada de almacenar y descargar energía • Vida útil muy larga 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo Elevado
Batería de Ion-Litio	<ul style="list-style-type: none"> • Ánodo de grafito y el cátodo puede ser de óxido de litio fosfato, de litio cobalto u óxido de litio de manganeso 	<ul style="list-style-type: none"> • Almacenamiento de energía de la red eléctrica • Gestión de la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de almacenamiento de hasta 5 veces mayor que otras tecnologías • No posee efecto de memoria • Tasa de descarga inferior a 10% • Soporta cargas y descargas rápidas • Ciclos de carga y descarga de hasta 4500 ciclos completos 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos por unidad de energía elevados • Altas tasas de envejecimiento a altas temperaturas

1.5.18. Sistemas de gestión de Baterías

Para garantizar una vida útil y un funcionamiento adecuado de la batería se debe hacer uso de un sistema de gestión de la batería, que permite gestionar de forma adecuada la carga y descarga de las celdas. Un sistema que administre las baterías de forma adecuada es de especial importancia en las baterías de tipo de iones de litio ya que son muy propensas a daños cuando no son usadas de manera adecuada. Estas celdas tienen una gran sensibilidad de sobrecargas y de bajos niveles de carga en las baterías. La principal función de los sistemas de gestión de batería es monitorear y estimar el estado de carga de las baterías para evitar una operación insegura maximizando el rendimiento de estas [116], [117]. El sistema de gestión de carga se encarga del control y la administración del voltaje de la batería a cada una de las celdas, esto quiere decir que el sistema de gestión de carga se encarga de lograr un equilibrio entre todas las celdas de la batería. Con la finalidad de maximizar la capacidad de la batería y reducir la tensión de las celdas el sistema de gestión debe utilizar los patrones de carga y descarga para mantener el equilibrio de las celdas en las baterías. El mantener el correcto funcionamiento de la batería permite obtener un envejecimiento similar en cada una de las celdas de la batería incrementando la vida útil de la misma [117].

1.5.19. Configuración de Sistemas Fotovoltaicos con batería

Los sistemas fotovoltaicos, así como, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías son fuentes de alimentación de corriente continua, DC, y se pueden acoplar mediante electrónica de potencia a un bus DC o mediante equipos de electrónica de potencia independientes a un bus de corriente alterna, AC.

Sistemas fotovoltaicos con almacenamiento en baterías acoplamiento en DC.

En los sistemas acoplados en DC, el sistema fotovoltaico y el BESS están conectados a un bus DC mediante un convertidor de DC/DC, el cual se conecta a un inversor DC/AC que alimenta a la carga en AC, Figura 1.29. Una de las principales ventajas de estos sistemas es el potencial de reducción de costos de los componentes ya que solo se necesita un inversor completo y uno o dos convertidores DC en base a su diseño. Así mismo la potencia del inversor está limitada por las características del inversor. Una de las desventajas de este tipo de acople es que no se puede actualizar los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento sin reemplazar la electrónica de potencia [118] .

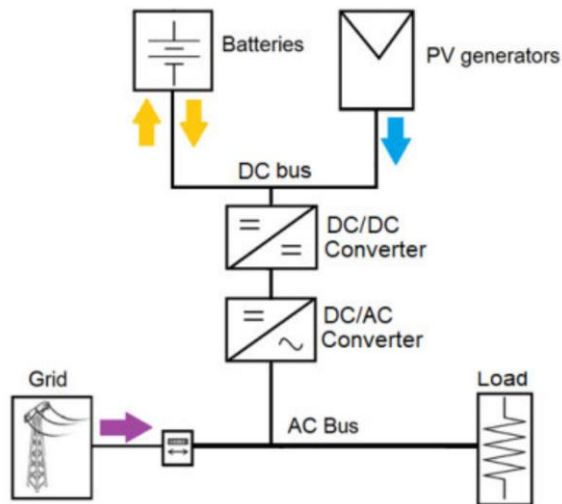


Figura 1.29. Sistema de batería fotovoltaica acoplada a un bus DC.

Sistemas fotovoltaicos con almacenamiento en baterías acoplamiento en AC.

En este tipo de configuración los sistemas de generación fotovoltaico y los BEES están conectados a una red AC mediante dos inversores separados. Una de las ventajas de este sistema es que permite realizar una instalación solar fotovoltaica sin almacenamiento y posteriormente incorporar una, debido a que estos sistemas son independientes, Figura 1.30. Esto hace que el tamaño del BESS no dependa del sistema fotovoltaico. Cabe mencionar que un gran número de fabricantes ha desarrollado inversores híbridos multimodo que permiten la gestión de carga de las baterías desde un sistema fotovoltaico o de la red dependiendo de la necesidad [118].

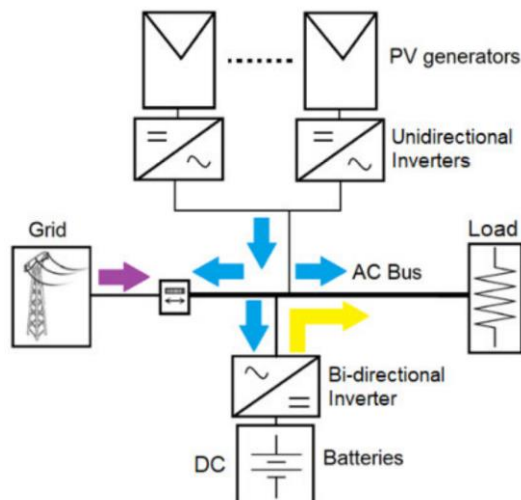


Figura 1.30. Sistema de batería fotovoltaica acoplada a un bus AC.

1.6 Análisis normativo y regulatorio para la implementación de “peak shaving” en el Ecuador

La Constitución de la República del Ecuador y La Ley Orgánica de Servicio Públicos de Energía Eléctrica contemplan aspectos de alta relevancia para el desarrollo del sector eléctrico del Ecuador, los mismos que se enmarcan en el desarrollo de los sectores estratégicos con la finalidad de establecer principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia de estos, influyendo de forma directa en la seguridad, calidad de vida, desarrollo humano, transporte, industria y productividad dentro del Ecuador.

En la Figura 1.31, se presenta el marco jurídico para la integración de generación distribuida en el Ecuador [119].

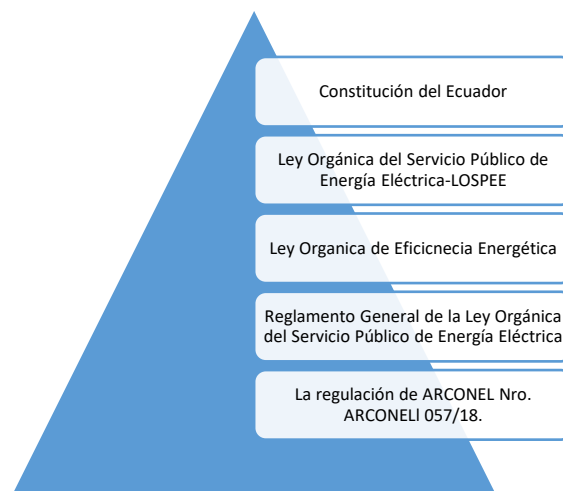


Figura 1.31. Marco jurídico de generación distribuida

1.6.1. Constitución del Ecuador

Dentro de la Constitución de la República del Ecuador del 2008 el sector eléctrico se encuentra considerado como parte de los sectores estratégicos, servicios y empresas públicas dentro del Capítulo V del título VI “Régimen de desarrollo” [119], [120]. Dentro de la constitución y referentes al servicio Público de Energía se enmarcan 5 de los artículos más relevantes:

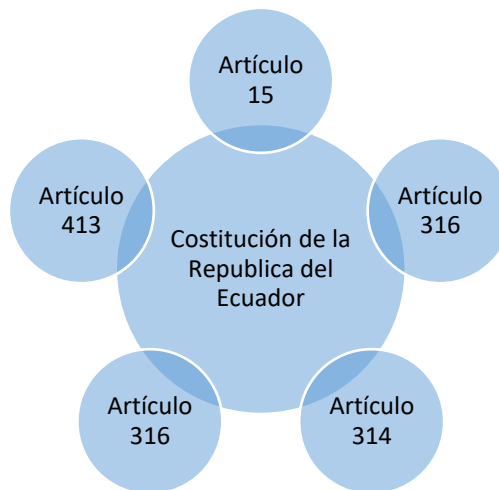


Figura 1.32. Artículos de la constitución que enmarcan el servicio de energía del Ecuador

El artículo 15 dispone que el Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto.

El artículo 413 de la Constitución de la República establece que el Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.

El artículo 313 señala que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Además, indica que se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas.

El artículo 314, dicta que el Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos, entre otros, el de energía eléctrica, y que, además, debe garantizar que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación.

El artículo 316 establece que, el Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria, y que podrá de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades, en los casos que establezca la ley.

1.6.2. Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, misma que se encuentra en vigencia desde el 16 de enero de 2015 se encarga de promover los servicios básicos, domiciliarios, universales, de forma inmediata y continua [121]. Los objetivos y alcances de la ley se describen en los siguientes párrafos:

“La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.

La presente ley regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética” [121].

El artículo 3, numeral 5 de la LOSPEE, define el concepto de auto generación como “persona jurídica o de actividad productiva o comercial, cuya generación eléctrica se destina al abastecimiento de su demanda, pudiendo, eventualmente, producir excedentes de generación que pueden ser puestos a disposición de la demanda”, Figura 1.33.

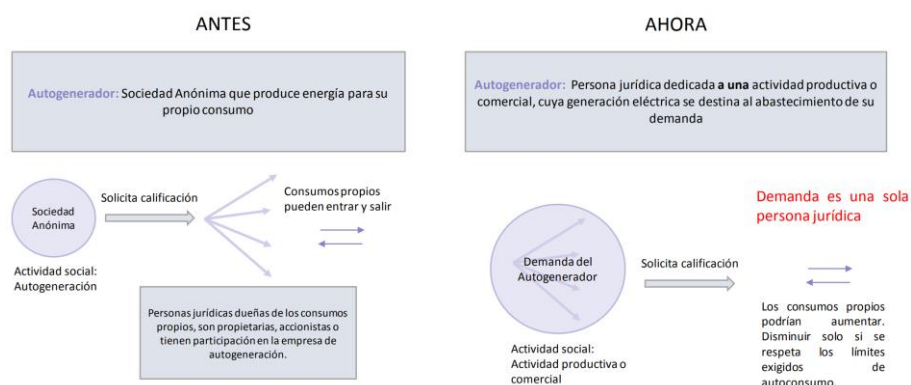


Figura 1.33. Definición de autogeneración.

Así mismo, la LOSPEE, en su artículo 12, numeral 9 impulsa las actividades de investigación científica y tecnológica en materia de electricidad, energía renovable y eficiencia energética. Por otra parte, el artículo 26 de la propia ley recalca que el Ministerio de Electricidad y Energía renovables promoverá el uso de tecnologías limpias y energía alternativa como parte del desarrollo del sector eléctrico [121], [122].

Dentro de los principales objetivos que hacen referencia al sector público de energía eléctrica se presenta los siguientes aspectos:

- Cumplir la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor o usuario final, a través de las actividades de: generación, transmisión, distribución y comercialización, importación y exportación de energía eléctrica;
- Proveer a los consumidores o usuarios finales un servicio público de energía eléctrica de alta calidad, confiabilidad y seguridad; así como el servicio de alumbrado público general que lo requieran según la regulación específica;
- Desarrollar mecanismos de promoción por parte del Estado, que incentiven el aprovechamiento técnico y económico de recursos energéticos, con énfasis en las fuentes renovables. La promoción de la biomasa tendrá preeminencia en el origen de residuos sólidos.
- Formular políticas de eficiencia energética a ser cumplidas por las personas naturales y jurídicas que usen la energía o provean bienes y servicios relacionados, favoreciendo la protección del ambiente;
- Diseñar mecanismos que permitan asegurar la sustentabilidad económica y financiera del sector eléctrico.

1.6.3. Ley Orgánica de Eficiencia Energética

El gobierno del Ecuador a través de políticas públicas promueve la integración de energías renovables en el país [123]. Es así como en marzo del año 2019, mediante suplemento oficial N° 449, se aprobó la Ley de Eficiencia Energética, que tiene por objeto establecer el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética y promueve el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas con la finalidad de incrementar la seguridad del país al ser más eficientes, aumentando la productividad energética de este. Así mismo, en sus principios se plantea la racionalización del consumo de energía y preservación de recursos energéticos renovables y no renovables al igual que la promoción de energías limpias y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. De la misma forma en el artículo 17 de la ley, referente al ahorro y uso eficiente de la energía, indica que todos los consumidores están enmarcados en el uso racional de la energía y deben adaptar sus comportamientos de consumo, orientando al ahorro energético sin disminuir su productividad y confort [124]. Por lo que, esto abre una clave importante para el desarrollo y aprovechamiento máximo de las fuentes

renovables de energía y la integración de generación distribuida en el sistema eléctrico nacional [125].

1.6.4. Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público De Energía Eléctrica

El 15 de agosto de 2019, bajo Decreto Ejecutivo No. 355 se presentó El Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. En el reglamento se incorporó la definición de Generación Distribuida, GD como: “Pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la distribuidora”. La definición presentada en el reglamento impulsa el desarrollo de estudios que aborden la expansión de la distribución, la inclusión de proyectos de generación distribuida que permitan mejorar las condiciones de calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Sin embargo, el reglamento no profundiza en el aporte de las instalaciones a la eficiencia energética. Así mismo, no se realiza un análisis técnico de las instalaciones que aprovechan las fuentes renovables de energía al conectarse directamente a la red del usuario, con la posibilidad de incorporar los excedentes a la red de distribución. Por otro lado, la regulación no aborda el contrato para la persona natural que realiza la generación de energía para el autoconsumo en el modo de la generación distribuida, donde se especifique la relación económica asociada a la retribución de la energía excedente que se incorpora a la red de distribución y que en la práctica es comercializada por la empresa eléctrica [122].

Dentro del informe de sustento del Marco Normativo para la Participación de la Generación Distribuida, se describen cada uno de los textos constitucionales, legales, reglamentarios y regulatorios que motivan el desarrollo de una regulación sobre generación distribuida y se establecen responsabilidades generales que tiene cada una de las instituciones y empresas del sector eléctrico del país. Considerando lo establecido en la LOSPEE y su Reglamento, en la Figura 1.34., se presenta la interrelación institucional-empresarial establecida para la prestación del servicio público de energía eléctrica, especialmente en lo relacionado a la actividad de generación; y, como un apéndice a este esquema, la incorporación de los sistemas de generación de usuarios finales para autoabastecimiento [126].

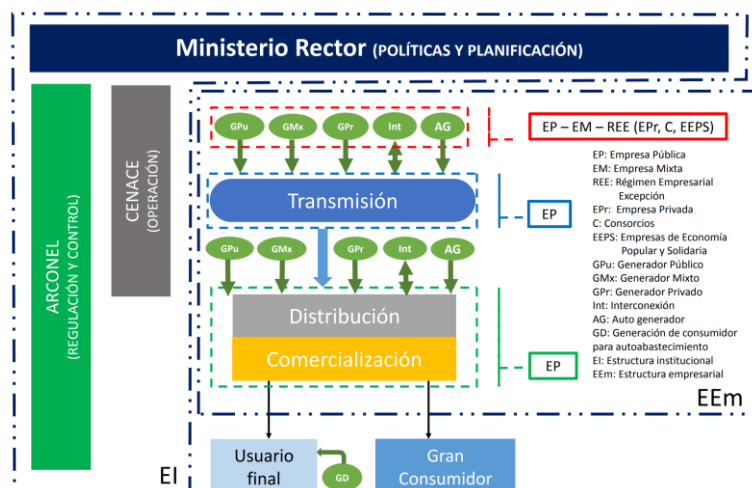


Figura 1.34. Interrelación institucional - empresarial del servicio público de energía eléctrica

1.6.5. Regulación ARCONEL 003/18, Generación Fotovoltaica

La regulación ARCONEL 003/18, denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, presentada en Octubre de 2018, establece los lineamientos y condiciones para el desarrollo, implementación y participación de los consumidores mediante un sistema de micro generación fotovoltaica, uSFV, hasta 100kW de capacidad instalada, superficies de viviendas, techos, edificación para las categorías residenciales y general determinados en el pliego tarifario en bajo o medio voltaje.

La regulación determina los siguientes aspectos:

- Condiciones técnicas y comerciales para la instalación de sistemas fotovoltaicos
- Requisitos y procedimientos para la conexión a las redes de la empresa de distribución y la autorización de la instalación y operación del uSFV
- Condiciones para la medición
- Operaciones de sincronismo con la red de distribución
- Tratamiento comercial de la energía consumida, producida y excedentes de generación entregados al sistema.

La regulación plantea que la energía generada por la central fotovoltaica debe ser menor que la capacidad nominal de la misma, de igual forma la energía generada debe ser menor

energía facturada en los últimos 12 meses. En caso de que no exista registro de la energía facturada se debe presentar un estudio técnico de proyección anual de la energía. Por otra parte, en cuanto a la comercialización de la energía se establece un sistema de neteo de energía mensual entre la energía inyectada a la red por parte de la central fotovoltaica y la energía consumida de la red de distribución. En caso de que la energía consumida desde la red sea mayor que la inyectada desde el sistema de generación fotovoltaico la empresa Distribuidora facturara la diferencia al consumidor a la tarifa regulada, caso contrario, si la energía inyectada a la red es mayor que la consumida, se generará un saldo de energía acumulativa para compensar el déficit de generación de los meses futuros, el mismo que tendrá una vigencia de un año o doce meses. Una vez cumplido el tiempo de vigencia de 12 meses el valor se reiniciará a cero y así cada 12 meses por el tiempo total del contrato o caducidad del título habilitante. Por último, se determina un plazo máximo de operación del sistema de 20 años contados a partir de la fecha de entrada de operación del sistema de generación. En la regulación se manifiesta que en principio la entidad responsable para la autorizar la conexión de la central es la empresa Distribuidora y posteriormente la ARCONEL es la responsable de autorizar la instalación y operación de esta [127].

1.6.6. Regulación ARCONEL 057/18, Generación Fotovoltaica

La Regulación N° ARCONEL 057/2018, realiza una reforma a la disposición transitoria de la regulación ARCONEL 003/18 relacionado con el límite máximo de capacidad nominal instalada para la participación de consumidores que requieran integrar sistemas fotovoltaicos. La disposición transitoria primera de la Regulación dispone que hasta que se emita la regulación sobre generación distribuida, las condiciones establecidas en esta regulación para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas fotovoltaicos de hasta 100 kW de capacidad nominal, serán aplicables para consumidores residenciales que tengan interés en instalar sistemas fotovoltaicos de hasta 300 kW de capacidad nominal instalada y de menos de 1000 kW para consumidores comerciales o industriales [128]. Asimismo, se reforma el nombre de la Regulación de “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” a “Micro generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” [127], [128].

1.6.7. Regulaciones No. ARCERNNR: 001/2021 y 002/2021

Por último, el 5 de abril de 2021 se aprobó el “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” por parte de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, en la regulación Nro. ARCERNNR 001/21. El reglamento establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados. La regulación anteriormente mencionada indica de forma específica las características de los sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento, SGDA, y la define como aquella que se encuentra situada dentro de la misma área de servicio en la que se encuentra el consumidor, cuya demanda está asociada a un número de cuenta contrato y cumple las siguientes condiciones [129]:

- Una potencia nominal menor a 1 MW.
- Sincronización a las redes del sistema de distribución, o a través de las instalaciones internas del consumidor.
- Permite el aprovechamiento de recursos energéticos renovables que se encuentren disponibles en el área de servicio de la Distribuidora.
- Utiliza cualquier tecnología de generación de energía eléctrica con o sin almacenamiento de energía.

Así mismo, en la regulación se presentan las modalidades de generación distribuida para el autoabastecimiento, en las que se definen dos modalidades, Figura 1.35.



Figura 1.35. Modalidad de conexión para sistemas de generación distribuida de autoabastecimiento

Con la aprobación de la Regulación No. ARCERNNR: 001/2021 se deroga la Regulación Nro. ARCONEL – 003/18, «Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica», y su reforma en todas sus partes. En esta regulación se establece los nuevos lineamientos y características generales de la generación distribuida en la que se especifica que la misma abarca a los sistemas con potencia nominales menores a 1MW. De la misma forma, esta regulación plantea los nuevos esquemas de balance de energía aplicados a consumidores con tarifa residencial y generales con y sin demanda, así como para los consumidores generales con demanda horaria [129].

Por otra parte, la regulación Nro. ARCERNNR 002/21, denominada “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”, establece las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación [130]. Las características para ser parte de una Empresa de Generación Distribuida Habilitada son:

- Capacidad nominal igual o mayor a 100 kW y menor a 10 MW.
- Conectada cerca del consumo.
- Conectada a las redes de medio voltaje o de alto voltaje menores a 138 kV, de un sistema de distribución.
- Uso de una fuente de energía renovable no convencional. Las centrales que se incluyan en el plan maestro de electricidad podrán también usar combustibles fósiles como fuente primaria de energía.
- Construida, operada, mantenida y administrada, de acuerdo con los términos establecidos en esta Regulación.
- No se incluye a las centrales de propiedad de autogeneradores ni a los grupos electrógenos de emergencia

La integración de generación distribuida con el uso de energía renovable alternativa es uno de los principales pilares para el paradigma en el sistema eléctrico ecuatoriano. La integración de estos sistemas presentan varias ventajas como modelo complementario a

la generación centralizada; sin embargo, su correcta implementación requiere de marcos jurídicos, técnicos y económicos adecuados [131].

1.7 Análisis del estado de actual de sistemas de generación distribuida

1.7.1. Participación de empresas en generación distribuida.

Hasta septiembre del 2019, el Ecuador contaba con una capacidad nominal instalada de aproximadamente 527MW con un total de 95 centrales de generación conectadas al sistema eléctrico de distribución, en la cual la empresa pública tiene una participación total de 28 centrales de generación con una potencia nominal de 312MW, mientras que la empresa privada tiene un total de 30 centrales de generación con una capacidad nominal instalada de 66MW, Figura 1.36 [126].

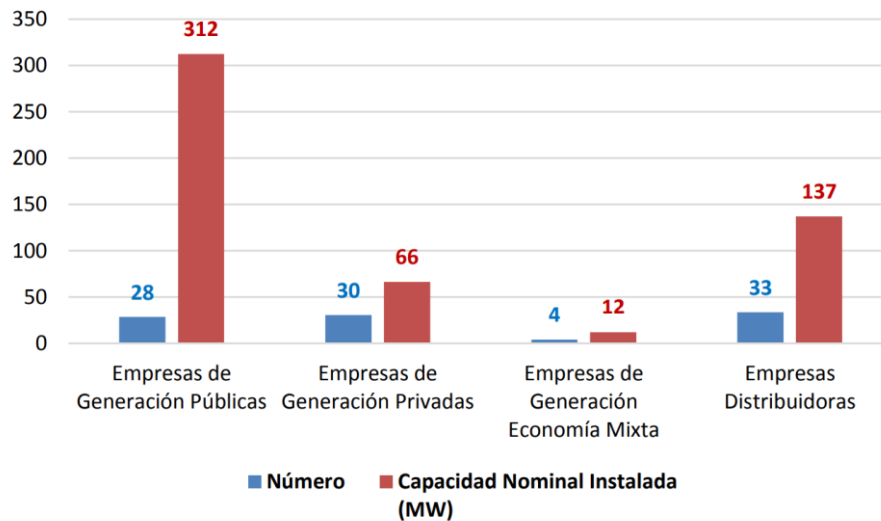


Figura 1.36. Distribución de centrales conectadas al sistema de distribución

La información presentada en la estadística no permite discriminar las centrales de generación conectadas a las redes de medio voltaje, sin embargo, tomando como primicia que las centrales conectadas a los sistemas de media tensión deben ser inferiores a 10MW, se puede estimar que 74 centrales de generación están conectadas a estas redes sumando un total de 142MW [126].

De las centrales que se encuentran conectadas a la red de medio voltaje se puede apreciar que la mayoría de estas son centrales solares e hidráulicas, seguidas por las centrales térmicas eólica y de biogás, Figura 1.37.

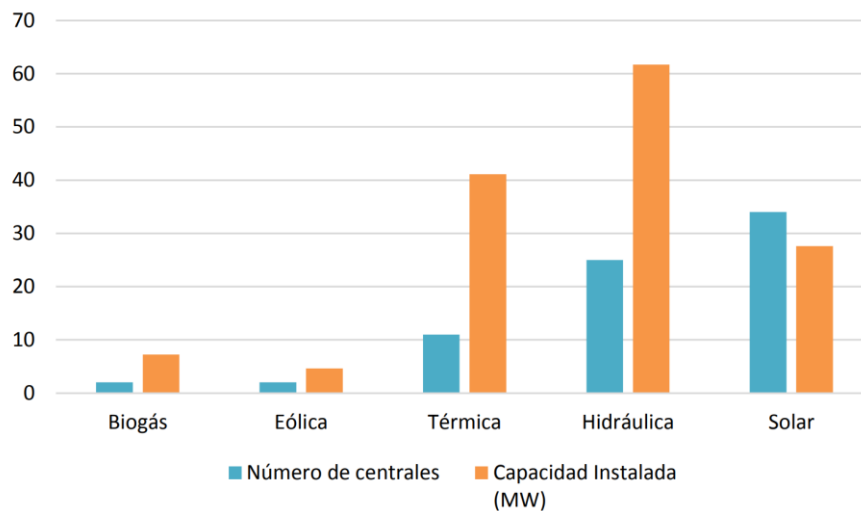


Figura 1.37. Tipo de centrales conectadas a la red de medio voltaje agrupadas en número y capacidad nominal instalada.

Las relaciones comerciales de las centrales conectadas a la red de medio voltaje, se resumen en los siguiente [126]:

- A 41 de las 43 centrales de propiedad de empresas públicas y de empresas de distribución, se les reconoce exclusivamente los costos de inversión y operativos en conformidad con la normativa vigente. A los 2 restantes se les reconoce un feed-in-tariff por un plazo de 15 años, por haberse acogido en su momento a regulaciones que les otorgaban condiciones preferentes.
- A 26 de las 28 centrales de generación de propiedad de empresas privadas, que se acogieron a regulaciones de condiciones preferentes, por lo cual se les reconoce un feed-in-tariff por un plazo de 15 años. A las dos restantes, se encuentran en trámite de actualización de sus títulos habilitantes ante el MERNNR en el que se definirán las condiciones de compraventa de energía.
- Una de las 3 centrales de generación de propiedad de empresas de economía mixta, se acogió a regulaciones de condiciones preferentes, por lo cual se le reconoce un feed-in-tariff por un plazo de 15 años. Las dos restantes no disponen actualmente de contratos de compraventa de energía.

Es decir que de las 74 centrales de generación conectadas a las redes de distribución de medio y bajo voltaje 29 tienen un feed-in-tariff, 41 se les reconoce exclusivamente los costos operativos y de inversión y 4 no disponen de contratos de compraventa de energía eléctrica, Figura 1.38.

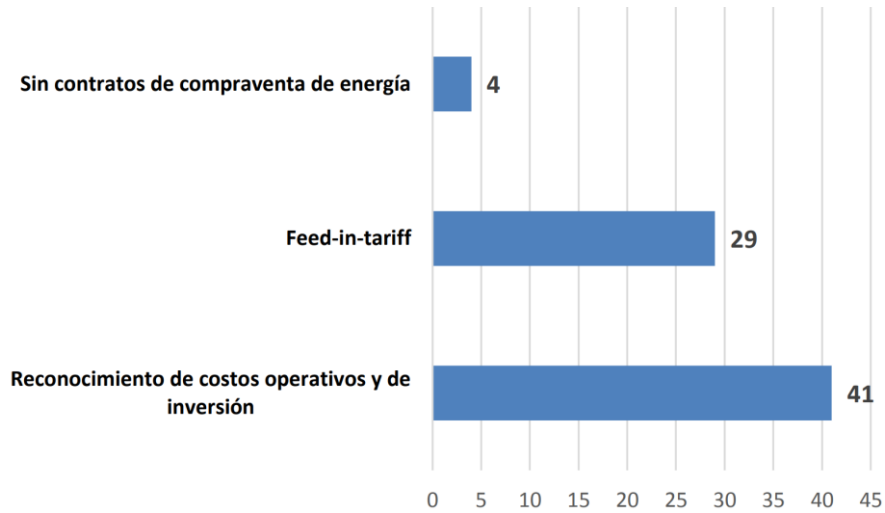


Figura 1.38. Resumen de comercialización de energía de las empresas de generación conectadas a la red de medio voltaje.

1.7.2. Participación de consumidores en generación distribuida

Una vez puesta en marcha la resolución ARCONEL 003/18, y a su vez con la regulación transitoria ARCONEL 057/18, en la que se indica que la misma será aplicable para consumidores residenciales interesados en la instalación de sistemas fotovoltaicos de hasta 300kW de capacidad nominal, y de menos de 1MW para consumidores comerciales e industriales, se abre una gran oportunidad de la implantación de este tipo de tecnología, debido a que los sistemas son más rentables a mayor escala [127], [128].

Hasta abril de 2020 y desde la emisión de la regulación se han presentado un total de 11 trámites al ARCONEL para su respectiva autorización de instalación y funcionamiento de los cuales 9 han obtenido la autorización. Las nueve centrales habilitadas para su operación suman una capacidad nominal de 1 810,126 kW [132]. Sin embargo, los últimos datos presentados por la ARCERNNR, en junio de 2021, indican que alrededor de 88 proyectos fotovoltaicos han sido instalados en el país sumando una potencia total de 2,9 MWp, Figura 1.39 [133].

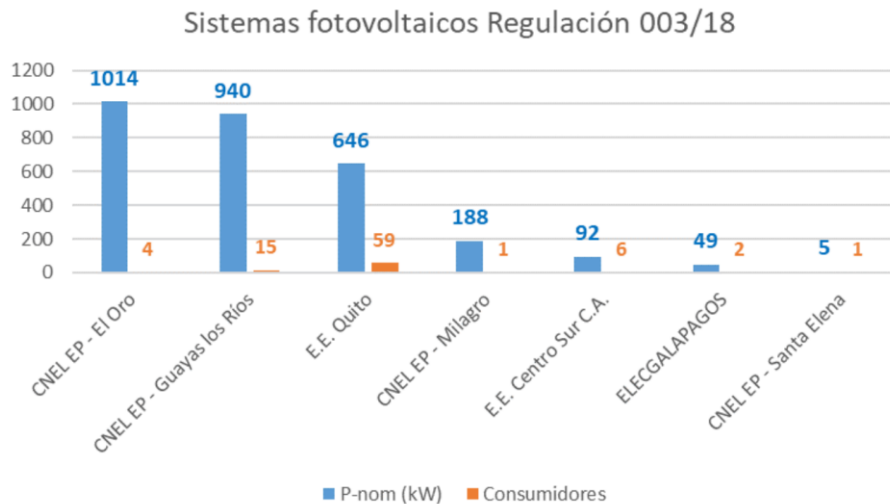


Figura 1.39. Resumen de los sistemas fotovoltaicos instalados mediante la regulación 003/18.

Una vez analizado el marco normativo y el estado actual de la generación distribuida en el país se puede observar que aunque la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, vigente desde el 16 de enero de 2015, no establece de forma CLARA aspectos específicos sobre la generación distribuida; es el Reglamento General de la LOSPEE, vigente desde el 20 de agosto de 2019, el que incorporó varios conceptos sobre dicha temática, sin embargo, estos deben ser ampliamente desarrollados para el aprovechamiento adecuado de las fuentes renovables. Así mismo, se puede evidenciar que no se cuenta con una Regulación que norme el tratamiento comercial de compra y venta de energía de las centrales que sean catalogadas como sistemas de generación distribuida. Debido a estos factores antes mencionados es de suma importancia la incorporación de sistemas de respuesta a la demanda para aprovechar al máximo la regulación que dispone el país en la actualidad.

1.8 Análisis del marco normativo de la facturación de energía eléctrica en el Ecuador

Para revisar y entender los cargos eléctricos en la factura eléctrica que le representa a una industria en el Ecuador en los próximos párrafos se detallarán los tipos de tarifación habituales utilizados en el sector eléctrico. Esto sirve como base para poder realizar un análisis detallado del pliego tarifario del Ecuador.

La factura eléctrica mensual que debe asumir cada persona o empresa como un consumidor que se encuentran conectados a la red eléctrica está sujeto a la normativa establecida en la Tabla 1.13.

Tabla 1.13. Marco normativo del Pliego tarifario.

Marco Normativo	Referencia de Artículos
Constitución del Ecuador	52, (66, numeral 25), (85, numeral 3), 313, 314, 413
Ley Orgánica del Servicio Públicos de Energía Eléctrica	(4, numeral 1y 5), (15, numeral 1-5-6-8), 43, 54, 55, 56, 57, 59, 60, 61, 74
Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica	3, 166, 167, 168, 171
Ley Orgánica de la Defensa del Consumidor	38,39, 40
Regulación Nro. AACERNNE-006/21-“Regímen Económico y Tarifario para la presentación de los servicios públicos de Energía Electricidad y de Alumbrado Público General” resolución Nro. ACERNNR-033/21	Capítulo III, Pliego tarifario

En base al marco normativo anteriormente indicado es facultad de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovable – ARCERNNR, conocida hasta hace pocos años como ARCONEL, establecer y aprobar el pliego tarifario para el Servicio Público de Energía Eléctrica, SPEE [24], [25] .

1.8.1. Determinación del costo del Servicio Público de Energía Eléctrica

El costo del SPEE está determinado en base a la información técnica, económica y comercial reportado para cada una de las 46 empresas eléctricas del país, mismas que son revisadas y aprobada por la ARCERNNR, y enfatizando en las solicitudes y directrices otorgadas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, MERNNR.

1.8.1.1. Costo de generación

Dentro de los costos de generación se consideran los costos fijos y variables de la generación, así como la energía a borde de la generación que se obtiene mediante la simulación de un despacho óptimo de las centrales de generación. Para determinar el costo de la generación de forma precisa se hace uso de los esquemas de contratación regulada, ya que estos eliminan la incertidumbre de los cambios en los precios a corto plazo [134]. Los costos de la generación presentan una cierta variación en cuanto a cambio de estación debido a los periodos con más o menos lluvia, teniendo en cuenta que en 2021

aproximadamente el 93% de la energía que consume el Ecuador proviene de las fuentes renovables predominantemente hídricas [134], [135]. Esto quiere decir que los meses de estiaje presentan un mayor costo que los meses más lluviosos, por lo que, se considera un costo ponderado por cada mes. Para determinar el Costo de Generación se toma en cuenta la siguiente información.

- 1) Anualidad de costo fijo resultante de la revisión y consolidación de la información económica – financiera de las empresas generadoras públicas reguladas, en operación.
- 2) Precios de los contratos con generación privada.
- 3) Simulaciones energéticas y costos variables de producción de las centrales.
- 4) Costos complementarios derivados de la operación del mercado.

En los siguientes párrafos analizará cada uno de los componentes del costo de generación.

Costos Fijos

Se obtienen de la información de anualidad de costos fijo-proporcionados por los agentes y comprenden los siguientes rubros [134]:

1. Costos de AO&M que comprende: Administración, operación y mantenimiento de las centrales de generación, mantenimientos mayores y la administración de la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP, en las generadoras que corresponda.
2. Costos de Calidad de Servicio y Responsabilidad Ambiental.
3. Costos de generación de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, a través de la Corporación Eléctrica del Ecuador ± CELEC EP.
4. Costos de confiabilidad y disponibilidad conforme el reglamento general de la LOSPEE.

En la Figura 1.40, se presenta el monto total de la anualidad de costos fijos para los generadores públicos para el año 2022 el mismo que asciende a 508,46 MM USD.

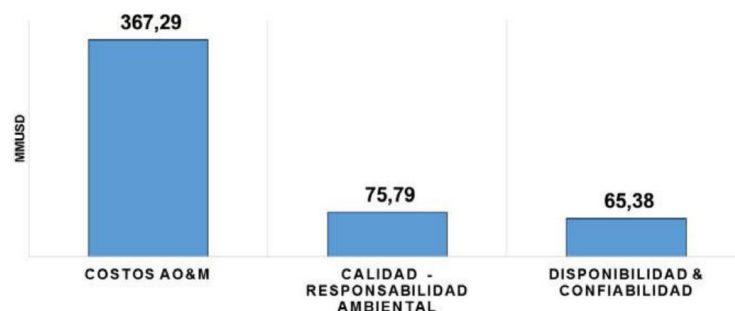


Figura 1.40. Componente de la anualidad del costo fijo de generación para el año 2022.

Costos Variables

El componente variable para las unidades de la generación térmica se determina en función de la declaración de costos variables de cada una de estas, en base a la Regulación Nro. ARCERNR-004/2020, mientras que, los valores variables de las centrales hidroeléctricas se rigen al Anexo A de mencionada regulación. Por otro lado, en la parte privada se considera la modalidad contractual establecidos por el MERNNR. Para establecer un costo para la generación privada con contratos regulados de precio único, se valora su producción según el precio acordado, mismo que considera costo previstos de administración, operación, mantenimiento y recuperación de la inversión con una rentabilidad razonable.

Precio Unitario de Potencia para Remuneración – PUP

El costo de la generación privada que suscribe contratos regulados con las empresas distribuidoras para remuneración de Reserva Técnica y Confiabilidad de Abastecimiento PUP se establece por cada uno de los generadores. En la Tabla 1.14, se presenta un precio de contratos regulados con los agentes privados

Tabla 1.14. Precio de contratos regulados con agentes privados.

Empresa	Tipo	Carga Fija USD/kWh	Carga Variable USD/kWh
GENEROCA	Generadora	13,21	0,00992
HIDROSIBMBE	Generadora	13,21	0,00992
ECOLUZ	Autogeneradora	13,21	0,00992
ENERMAX	Autogeneradora		0,00992
HIDROBANICO	Autogeneradora		0,00992
CEMENTOS LA FARGE	Autogeneradora		0,00992

Simulaciones Energéticas

La principal influencia en la determinación del costo de la energía en la etapa de generación está dada por la demanda de energía que debe garantizar el parque generador del Ecuador. Para determinar la proyección de la demanda en el borde de los generadores se realiza una simulación con la que se estima la producción de cada una de las centrales y unidades de generación sean estas públicas o privadas. En la Figura 1.41, se presenta el balance de electricidad efectuado donde se puede apreciar que aproximadamente se hace

uso de apenas el 8% de generación perteneciente a sistemas de generación térmica y una mínima energía procedente de la interconexión.

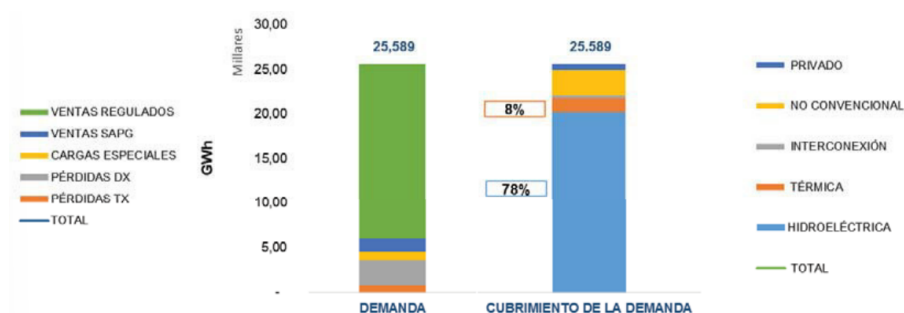


Figura 1.41. Balance de Electricidad de la demanda de energía eléctrica por tecnología.

Teniendo en cuenta que la anualidad de costos fijos para generadores públicos tiene un valor de 508,46 MM USD, correspondiente a la suma de los componentes para el año 2022 y una base de estos, más la demanda de energía eléctrica en los bordes de los generadores de 25 589,38 GWh-año se establece un costo medio de generación de costos fijos de 0,0318 USD/kWh [134].

1.8.1.2. Costo de Transmisión

Los costos de transmisión están comprendidos dentro de los costos administrativos de esta etapa y son:

1. Costos de Red (administración, operación y mantenimiento).
2. Costos de Calidad del Servicio
3. Costos de Responsabilidad Ambiental.
4. Costos de Confiabilidad y Disponibilidad.

Los costos correspondientes a la anualidad de costo fijo para la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC CELEC EP, se presentan en la Tabla 1.15.

Tabla 1.15. Costos Totales de la componente de Transmisión.

CONCEPTO	MMUSD (2022)
Administración, Operación Y Mantenimiento	78,63
Calidad del Servicio	26,02
Confiabilidad y Disponibilidad	42,28
Responsabilidad Ambiental	0,30
TOTAL	147,24

Los costos totales de las actividades de transmisión son 147,24 MMUSD, que corresponde a la anualidad de costo fijo para la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC CELEC EP. El Costo de Transmisión de 2 977 USD/kW-mes se fija en base costo total y la demanda de potencia en punto de entrega, 4 121 MW, que, referida a la energía transportada para el escenario promedio, equivale a un costo medio anual de 0,005961 USD/kWh [134].

1.8.1.3. Cotos de distribución y comercialización

Para el cálculo de los costos de distribución se considera los siguientes puntos:

1. Anualidad de costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización
2. Balance de electricidad para la valoración económica de las pérdidas de potencia y energía
3. Costos agregados de distribución
 - a. Costo por potencia (USD/KW)
 - b. Costo por energía (USD/KWh)
 - c. Costo de comercialización (USD/CONSUMIDOR)
 - d. Costo total del servicio por nivel de voltaje
 - e. Costos medios de venta por nivel de voltaje
 - f. Participación porcentual del costo del servicio de generación, transmisión y distribución

Los costos para la actividad de la distribución y comercialización se ubican en el orden de los 973,36 MMUSD, que comprende los componentes de rubros de CAOM&C, Calidad del servicio, responsabilidad ambiental, confiabilidad y expansión para las empresas eléctricas de distribución. En base de estos costos y la proyección de ventas de energía eléctrica, se establece un Costo de Distribución, considerando el escenario promedio, en el orden de los 0,052 USD/kWh [134].

Con los costos desglosados para cada una de las etapas, se puede estimar el costo del servicio eléctrico a nivel nacional para un escenario promedio estableciendo un costo de 0,09083 USD/kWh [134].

En base al costo promedio de comercialización de la energía se procede a revisar el pliego tarifario del año 2022 del Ecuador haciendo énfasis en el sector industrial en clientes de medio voltaje con demanda horaria.

1.8.2. Estructura tarifaria

Las dos categorizaciones tarifarias que establecen los SPEE dependen de las características de los consumidores: residencial y general con sus tres niveles de voltaje en su punto de entrega: bajo, medio y alto voltaje [25].

1.8.3. Categoría Residencial

Esta categoría corresponde a los SPEE destinados de forma exclusiva al uso doméstico de los consumidores independientemente del tamaño de la carga conectada en la residencia de la unidad familiar.

Dentro de esta categoría están incluidos los consumidores de bajo recursos que realizan una pequeña actividad comercial o artesanal en su residencia [24][25].

1.8.4. Categoría General

Esta categoría corresponde al SPEE que es destinado para actividades diferentes al doméstico por los consumidores, comprendiendo comercio industria y prestación de servicios sean públicos y privados [25].

Se encuentran dentro de esta categoría las siguientes entidades:

- a) Locales y establecimientos comerciales públicos o privados
- b) Locales y establecimientos industriales públicos o privados, destinados a la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial y sus oficinas administrativas.
- c) Instalaciones de bombeo de agua (incluye oficinas administrativas y guardianía)
- d) Entidades de asistencia social
- e) Entidades de beneficio público
- f) Entidades Oficiales (del sector público)
- g) Escenarios Deportivos
- h) Culto Religioso
- i) Servicio Comunitario

j) Abonado Especial

k) Los demás que no estén considerados en la Categoría Residencial.

1.8.5. Niveles de voltaje

Dentro de la estructura tarifaria del Ecuador se establece tres niveles de voltaje en el punto de entrega del consumidor regulado, Tabla 1.16 [25].

Tabla 1.16. Niveles de Voltaje.

Nivel de Voltaje	Grupo	Voltaje de Suministro en el Punto de Entrega
Bajo		Menor o igual 0,6 kV
Medio		Mayor a 0,6 y menor a 40 kV
Alto	Grupo 1- AVA	Mayor a 40 y menor o igual a 138 kV
	Grupo 2- AV2	Mayor a 138 kV

En base a las categorías y a los niveles de voltaje se realiza la categorización tarifaria, misma que se presenta en la Tabla 1.17 [25].

Tabla 1.17. Esquematización de las categorías y los niveles de voltaje.

Categoría	Nivel de Voltaje	Grupo de consumo	Registro de Demanda	
Residencial	Bajo Voltaje	Residencial	Sin demanda	
General		Comercial		Sin demanda
				Con demanda
				Con demanda horaria
				Con demanda horaria
		Industrial		Sin demanda
				Con demanda
		(*) Otros		Con demanda horaria
				Con demanda horaria
				Con demanda diferenciada
				Con demanda diferenciada
Medio Voltaje		Comercial	Con demanda	
	Industrial			
	(*) Otros			
	Comercial	Con demanda horaria		
	(*) Otros	Con demanda diferenciada		
	Industrial			

	Alto Voltaje Grupo 1	Comercial	Con demanda horaria
		(*) Otros	
	Alto Voltaje Grupo 2	Industrial	Con demanda diferenciada
		Industrial	
(*) El grupo de consumo Otros considera consumidores como entidades oficiales, asistencia social, servicios comunitarios, bombeo de agua, escenarios deportivos, estaciones de carga rápida, entre otros.			

1.8.6. Tarifa de medio voltaje

Se aplica a los consumidores cuya conexión de suministro sea Mayor a 0,6 y menor a 40kV. Sin embargo, si la medición de estos consumidores se está realizando en bajo voltaje se debe agregar un recargo del 2% por pérdidas en las acometidas y los transformadores [25].

1.8.7. Tarifa general de medio voltaje con demanda

Esta tarifa es aplicada a los consumidores de medio voltaje que disponen de un registrador de demanda horaria [25].

Estos consumidores tienen la obligación de pagar:

- Cargo de comercialización en USD/consumidor-mes, de forma independiente sin contar el consumo de energía.
- Cargo por demanda en USD/kW-mes por cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago, de forma independiente sin contar el consumo de energía.
- Cargo de energía en (USD/kWh), en base a la energía consumida

1.8.8. Tarifa general de medio voltaje con demanda horaria

Esta tarifa es aplicada para los consumidores de la categoría general, en medio voltaje, que disponen de un registrador de demanda horaria, que permite identificar los consumos y potencia de energía en periodos punta, media base [25].

Estos consumidores de debe pagar por:

- Cargo de comercialización en USD/consumidor-mes, de forma independiente sin contar el consumo de energía.
- Cargo por demanda en USD/kW-mes por cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago, multiplicado por el factor de gestión de demanda (FGD) de forma independiente sin contar el consumo de energía.

- Cargo de energía en (USD/kWh), en base a la energía consumida en el periodo de 8:00 hasta 22:00 horas.
- Cargo de energía en (USD/kWh), en base a la energía consumida en el periodo de 22:00 hasta 8:00 horas.

1.8.9. Tarifa general de medio voltaje con demanda horaria diferenciada

Esta tarifa es aplicada para los consumidores industriales en medio voltaje, que disponen de un registrador de demanda horaria, que permite identificar los consumos y potencia de energía en periodos punta, media y base [25].

Estos consumidores deben pagar por:

- Cargo de comercialización en USD/consumidor-mes, de forma independiente sin contar el consumo de energía.
- Cargo por demanda en USD/kW-mes por cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago, multiplicado por el factor de gestión de demanda (FGD) de forma independiente sin contar el consumo de energía.
- Cargo de energía en (USD/kWh), en base a la energía consumida en el periodo de 8:00 hasta 18:00 horas.
- Cargo de energía en (USD/kWh), en base a la energía consumida en el periodo de 18:00 hasta 22:00 horas.
- Cargo de energía en (USD/kWh), en base a la energía consumida en el periodo de 22:00 hasta 8:00 horas.
- Cargo de energía en (USD/kWh), en base a la energía consumida en el periodo de sábados, domingos y feriados, en el periodo de 18:00 hasta 22:00 horas.

1.8.10. Demanda Facturable

La demanda facturable se da por la comparación entre la demanda máxima registrada por el equipo de medición y la potencia contratada [25].

1.8.11. Medidor que registre demanda máxima

La demanda facturable mensual, DF, corresponde a la demanda máxima, DM, registrada en el mes por el equipo de medición, y no podrá ser inferior al 60% del valor de la máxima demanda de los últimos 12 meses incluyendo el mes de facturación, $DM_{\max 12}$.

$$DF = \begin{cases} 60\% \times \frac{DM_{max12}}{DM} & \text{Si } DM < 60\% \times DM_{max12} \\ DM & \text{Si } DM \geq 60\% \times DM_{max12} \end{cases}$$

1.8.12. Factor de gestión de la demanda

Para la aplicación del factor de gestión de la demanda se debe establecer el máximo consumo durante las horas punta de la empresa, DP, las misma que están dentro de las 18h00 a las 22h00 y la demanda máxima mensual del consumidor, DM.

1.8.13. Registro de demanda horaria

El registro de demanda horaria, FGD para los consumidores generales de medio voltaje se obtienen de la siguiente relación.

$$DF = \begin{cases} 0,6 & \text{Si } \frac{DP}{DM} < 0,6 \\ \frac{DP}{DM} & \text{Si } 0,6 \leq \frac{DP}{DM} \leq 1,0 \end{cases}$$

1.8.14. Registro de demanda horaria consumidores industriales medio y alto voltaje

El registro de demanda horaria para consumidores industriales en medio y bajo voltaje para el Grupo AV1, se obtiene de la siguiente relación.

$$\begin{cases} 0,5 & \text{Si } \frac{DP}{DM} < 0,6 \\ 0,5833 \times \frac{DP}{DM} + 0,4167 \times \left(\frac{DP}{DM}\right)^2 & \text{Si } 0,6 \leq \frac{DP}{DM} \leq 0,9 \\ 1,0 & \text{Si } 0,9 \leq \frac{DP}{DM} \leq 0,9 \end{cases}$$

1.8.15. Factor de potencia

El factor de potencia se aplica a los consumidores generales con consumo de potencia reactiva y se considera lo siguiente.

$$P_{BFP} = \begin{cases} P_{BFP} = 0 & \text{Si } FP_r \geq 0,92 \\ P_{BFP} = B_{FP} * FSPEE_i & \text{Si } FP_r < 0,92 \rightarrow B_{FP} = \frac{0,92}{FP_r} - 1 \end{cases}$$

Donde:

P_{BFP} = Penalización por bajo factor de potencia

FP_r = Factor de potencia registras o calculada

B_{FP} =Factor de penalización

$FSPEE_i$ =Factura por servicios públicos de energía eléctrica inicial

Si el valor del factor de potencia registrado o calculado en el periodo de consumo es menor al 0,6 en cualquier tipo de consumidor de categoría general con medición de potencia reactiva se suspenderá el servicio hasta que el consumidor adecúe su instalación.

1.8.16. Facturación

La factura total del SPEE corresponde la suma de energía, potencia, pérdida en transformadores, comercialización y penalización por bajo factor de potencia de acuerdo con las características del consumidor y está dada por la ecuación (25).

$$FSPEE = E + P + PIT + C + P_{BFP} \quad (25)$$

Donde

$FSPEE$ = Facturación por servicio público de energía eléctrica, USD.

E = Facturación de Energía, USD.

P = Facturación de Demanda, USD.

PIT = Perdida en transformador, USD.

C = Comercialización, USD.

P_{BFP} = Penalización por bajo factor de potencia, USD.

1.8.17. Cargos tarifarios

Los cargos tarifarios en el Ecuador presentados en el Pliego tarifario 2022 agrupan a las empresas de distribución en 4 grupos que están conformadas de la siguiente manera:

Grupo 1: Ambato, Azogues, CNEL Bolívar, Centrosur, Cotopaxi, Norte, Riobamba, Sur

Grupo 2: CNEL el Oro, CENEL Esmeraldas, CNEL Guayas, CNEL los Rios, CNEL Manabí, CNEL Milagro, CNEL Santa Elena, CNEL Sucumbíos, Galápagos

Grupo 3: CNEL Guayaquil

Grupo 4: Empresa Eléctrica de Quito

Los cargos tarifarios de medio voltaje con demanda horaria para consumidores comerciales e industriales en el Ecuador, son presentados en la Figura 1.42, respectivamente.

Grupo 1

Grupo 2

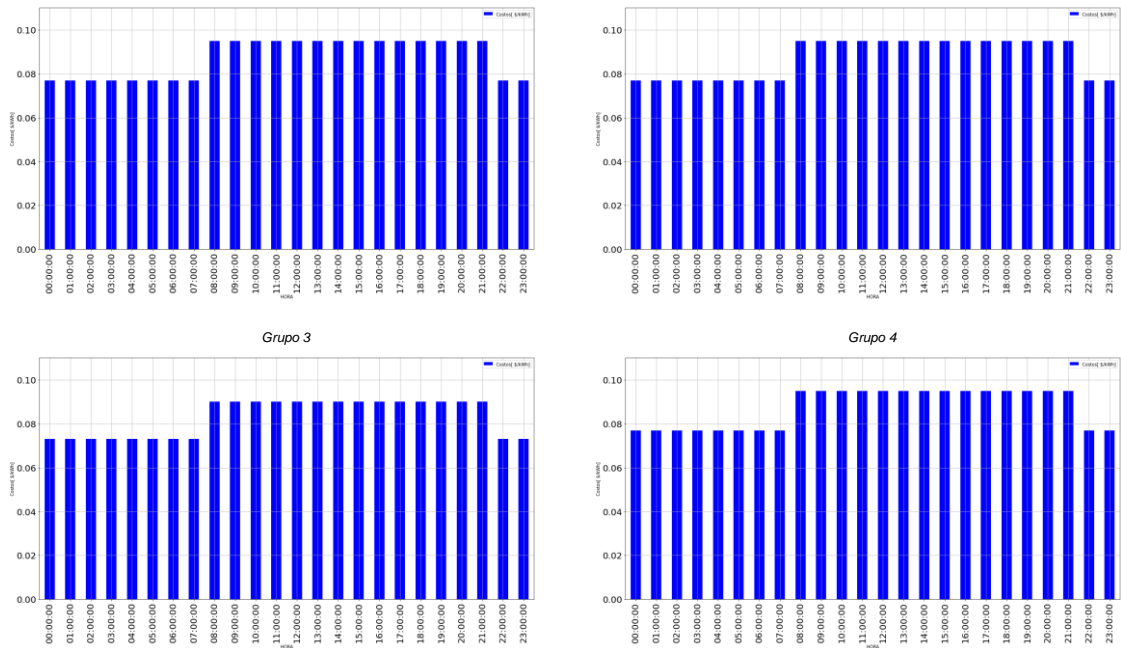
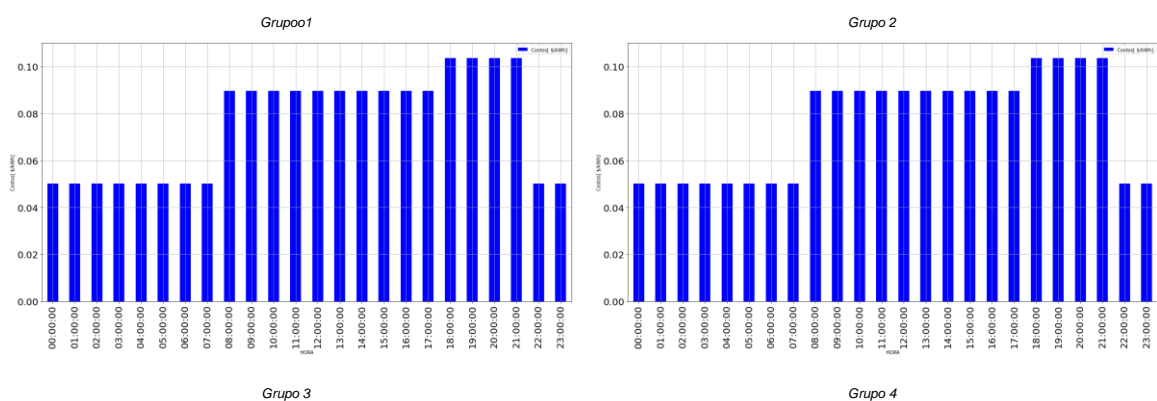


Figura 1.42. Cargo tarifario Medio Voltaje con demanda horaria consumidor Comercial.

Como se puede apreciar en la Figura 1.42, los Grupos 1, 2, 3 tienen el mismo cargo tarifario para la categoría de medio voltaje con demanda horaria para consumidores comerciales. Mientras que CENEL Guayaquil presenta tarifas ligeramente inferiores.

Así mismo, en la Figura 1.43 se presenta de forma gráfica los cargos tarifarios de medio voltaje con demanda horaria para los consumidores industriales. Con se puede apreciar en la figura los grupos 1, 2 presentan los mismos cargos tarifarios mientras que el grupo 3 y el grupo 4 presentan valores ligeramente inferiores.



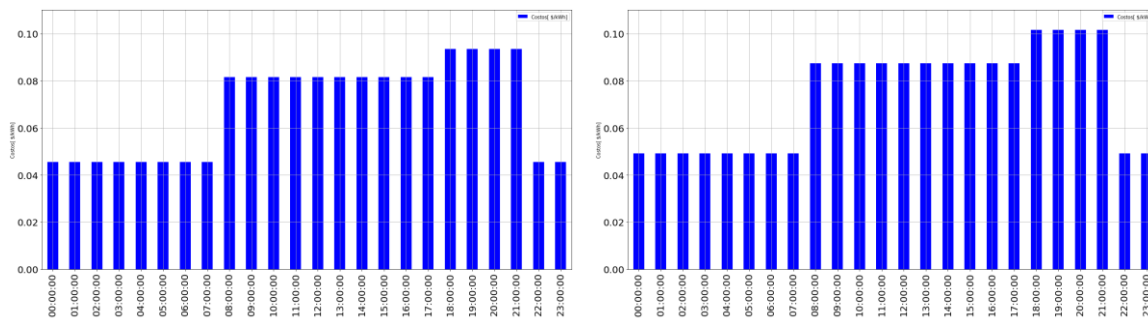


Figura 1.43. Cargo tarifario Medio Voltaje con demanda horaria consumidor Industriales.

Es de suma importancia conocer las cargas tarifarias para las diferentes regiones del país para identificar las horas pico de demanda en el sistema nacional eléctrico. Como se puede apreciar de los cargos tarifarios de medio voltaje tanto para clientes comerciales industriales las horas pico del ecuador están comprendidas entre las 18h00 y las 22h00, mismas que presentan los valores más altos del coste de energía en relación con las horas fuera de hora punta.

2. METODOLOGÍA

En la siguiente sección se describe la metodología de evaluación propuesta para la optimización del sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento de baterías como sistema de “peak shaving”, de autoconsumo para grandes consumidores. La metodología inicia con el análisis del perfil de la demanda de un consumidor industrial, para determinar la potencia óptima del sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento de baterías. Una vez que se analizado y definido el perfil de demanda diaria promedio de la industria se procede al dimensionado del sistema fotovoltaico con almacenamiento. El dimensionado del sistema se realiza mediante las comprobaciones de criterios de acoplamiento del generador PV-Inversor. Para validar el diseño se hace uso de PVsyst, software especializado en diseño fotovoltaico, que permite realizar el análisis energético y financiero de la instalación propuesta. En base a los datos energéticos obtenidos en PVsyst, se realiza un análisis estocástico del comportamiento del sistema fotovoltaico con almacenamiento a lo largo del año. Para que el sistema sea económicamente viable se plantea una optimización de la instalación fotovoltaica con almacenamiento mediante la determinación de una potencia límite de la red, lo que permite reducir el tamaño de la instalación con la finalidad de que el sistema cubra con los picos de la demanda en caso de superar la potencia límite. En diagrama de la metodología se presenta en la Figura 2.1.

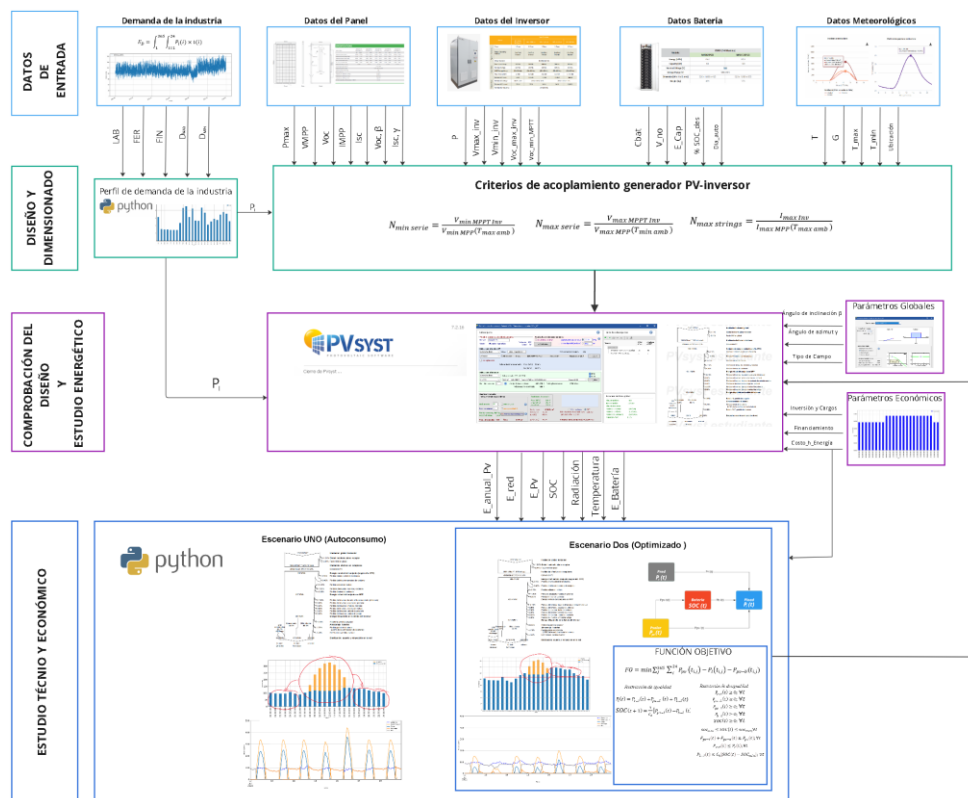


Figura 2.1. Metodología para la propuesta del sistema “peak shaving”.

El esquema de implementación del sistema de autogeneración fotovoltaico con almacenamiento en baterías como una estrategia de “peak shaving” para un consumidor industrial de media tensión, cuenta con un sistema de autogeneración distribuida con almacenamiento en baterías, SGDA, configurado con un acoplamiento en DC, un punto de conexión a la red y una carga industrial tipo, Figura 2.2. El sistema de generación y almacenamiento se realiza bajo el marco de la regulación ARCENNER 001/2021 el cual establece los lineamientos para generación distribuida de autogeneración con una potencia nominal menor a 1MW.

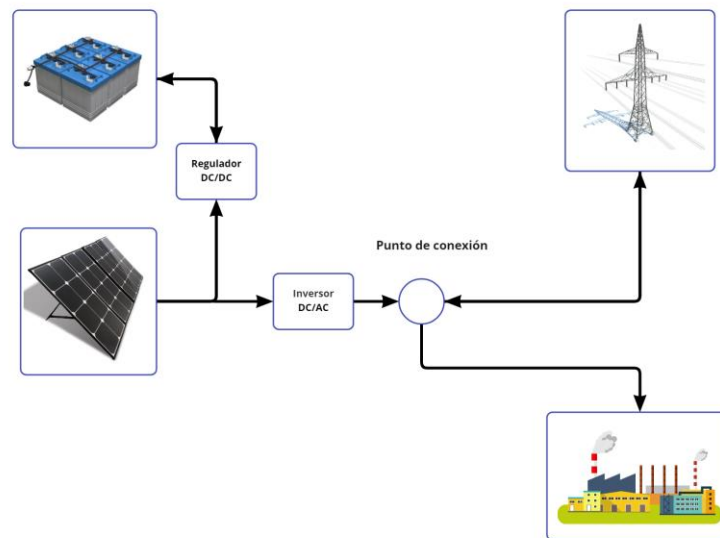


Figura 2.2. Modelo propuesto para la implementación de “peak shaving”.

El objetivo principal de la propuesta es analizar la viabilidad técnica-económica para el diseño de un sistema de “peak shaving” con autogeneración fotovoltaica y un sistema de almacenamiento con baterías propuesto, el mismo que tiene como finalidad optimizar el costo de energía autogenerada, así como el tamaño de batería para que el proyecto sea económicamente viable.

La metodología del sistema de “peak shaving” propuesto, consta con dos módulos principales de evaluación, Figura 2.2. El módulo de evaluación técnica permite analizar la viabilidad técnica de la implementación del sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento en baterías en base al perfil de demanda de la industria de estudio. Por otro lado, el módulo de evaluación económica se centra en determinar la factibilidad del sistema “peak shaving” propuesto, en base a un análisis financiero.

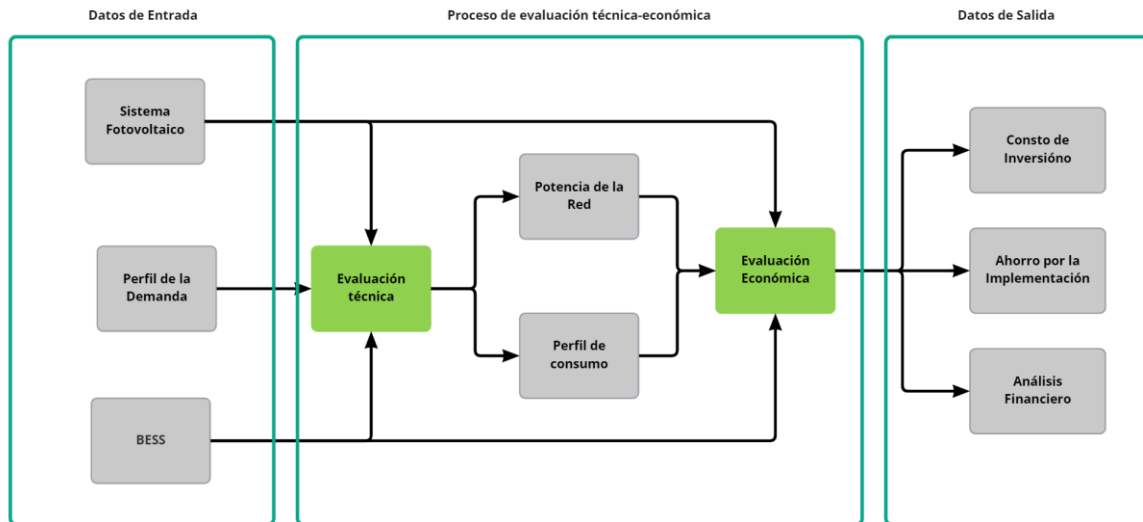


Figura 2.3. Metodología propuesta para el diseño del sistema “peak shaving”.

En base a la regulación ARCENNER 001/2021 el sistema de “peak shaving”, propuesto se evalúa con un balance neto de energía mensual, E_{Net} , entre la energía consumida desde la red de distribución E_r y la energía inyectada por el sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento, SGDA, $(E_{pv} + E_b)$, en cada uno de los periodos de demanda horaria aplicables al consumidor, según el pliego tarifario vigente. Como se aprecia en el esquema de la, energía facturable, E_{Fi} , es cero siempre y cuando el SGDA cubra en su totalidad con la demanda, en caso de que exista excedentes de energía se inyectan a la red generando un crédito energético, C_{En} , para el próximo mes. Si el SGDA no cubre la demanda la carga, la E_{Fi} es igual a la E_{Net} por el mayor de los cargos tarifarios, T_m , sin embargo, si la demanda de la carga no es cubierta por el SGDA y se dispone de un saldo de energía acumulado, S_{EnA} , la E_{Fi} , es igual a la diferencia de la, E_{Net} , más el S_{EnA} . Si el, S_{EnA} , cubre la demanda de la carga E_{Fi} , es igual a cero, caso contrario E_{Fi} es igual a la E_{Net} por el mayor de los cargos tarifarios T_m , Figura 2.4 .

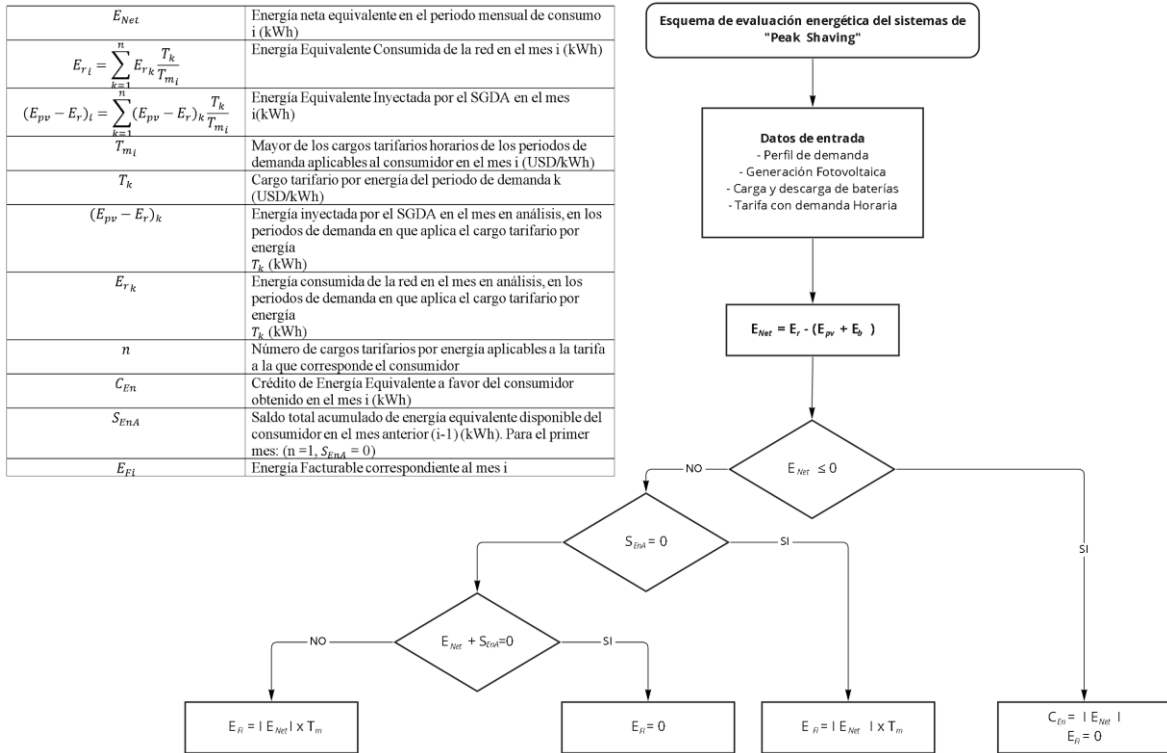


Figura 2.4. Esquema de evaluación energética del sistema “peak shaving”.

2.1. Evaluación técnica

La evaluación técnica del sistema “peak shaving” propuesto, requiere determinar los parámetros de consumo eléctrico de la industria en estudio, base para el dimensionado del sistema solar fotovoltaico, así como el sistema de almacenamiento de la energía. Para obtener las variables de evaluación de modulo técnico se realiza las siguientes actividades.

- Análisis y determinación del perfil de la demanda
- Dimensionado del sistema de generación fotovoltaica con BESS
- Optimización del sistema de generación fotovoltaica con BESS

En la Figura 2.5., se presenta el diagrama de flujo para el cálculo de la potencia de la instalación fotovoltaica, la misma que debe ser menor o igual a la demanda de energía anual del consumidor, para dar cumplimiento a los lineamientos y condiciones establecidos por la regulación Nro. ARCERNR-001/2021.

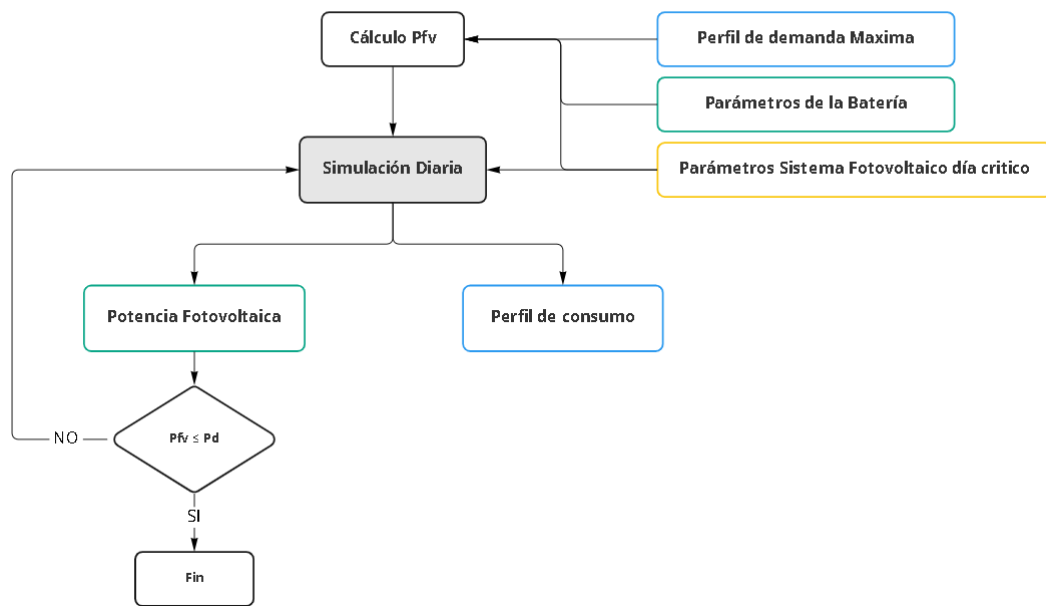


Figura 2.5. Diagrama para dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA.

Como se puede observar en el diagrama de flujo del dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA, se debe tener en cuenta las siguientes variables de entrada:

- El perfil de demanda máxima
- Parámetros del sistema Fotovoltaico
- Parámetros de la batería

2.1.1. Perfil de demanda máxima

En el presente estudio se consideró el perfil de demanda de la planta industrial de KFC, Guayaquil, la misma que está considerada como una industria de conserva y despacho de alimentos. La industria cuenta con tres transformadores ubicados en el área de refrigeración, bodega y planta; para el primer análisis se han tomado los datos recolectados por el equipo de medición de los tres transformadores. Estas mediciones tienen una resolución de medición de 5 minutos, sin embargo, para analizar la demanda horaria que posee la industria se ha optado por disponer de los datos de medición en un intervalo de 15 minutos. Según los datos de la facturación de la empresa eléctrica de CENEL EP de Guayaquil en 2020 y 2021 la industria de estudio presentó un consumo de 817 MWh anuales con una demanda máxima de potencia mensual promedio de 500 kW.

En la Figura 2.6, se presenta el diagrama de flujo del proceso realizado para obtener la caracterización del perfil de la demanda de la industria de estudio.

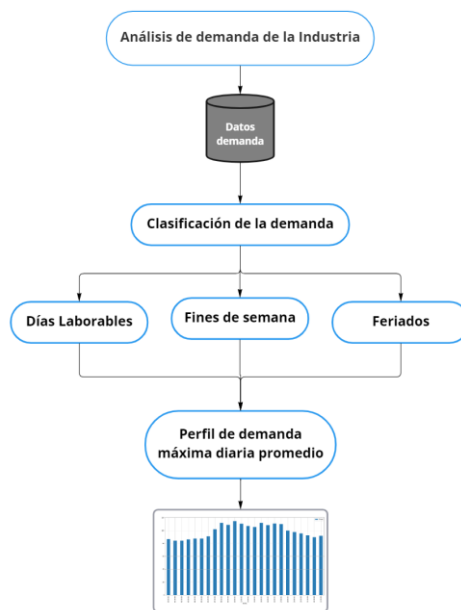


Figura 2.6. Flujograma para determinar el perfil de la demanda.

Los datos del consumo de la industria de estudio del desde el 1 de enero de 2021 al 01 de enero de 2022 con un tiempo de muestro, Δt_m , de 15 minutos se presentan en la Figura 2.7. Como se puede observar en la figura, los meses que presentan un mayor consumo de energía en la industria son los meses de octubre, noviembre y diciembre.

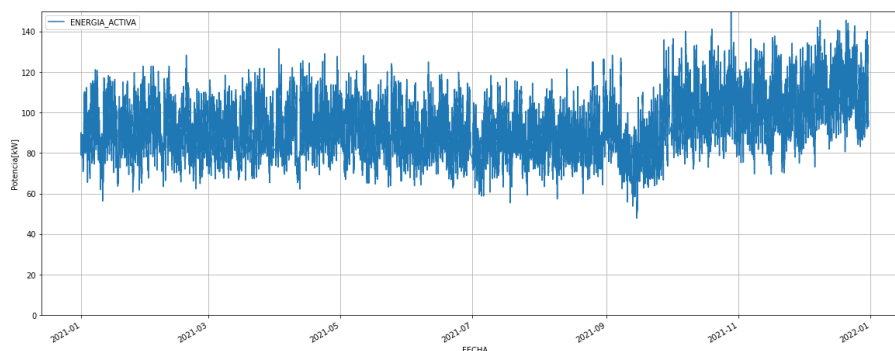


Figura 2.7. Perfil de la demanda de la industria de estudio del año 2021.

A partir del consumo anual de energía se ha clasificado los perfiles de carga en días laborables, fines de semana y feriados, con la finalidad de obtener un perfil de demanda que englobe la característica de consumo de la industria. En el año 2021, el promedio mínimo y máximo de consumo de energía diaria fue 60,69 kWh y 145,53 kWh, respectivamente. En la Figura 2.8 se presentan los perfiles de demanda diaria de tres días

laborables, fines de semana y feriados, así como el perfil máximo y mínimos en el año 2021.

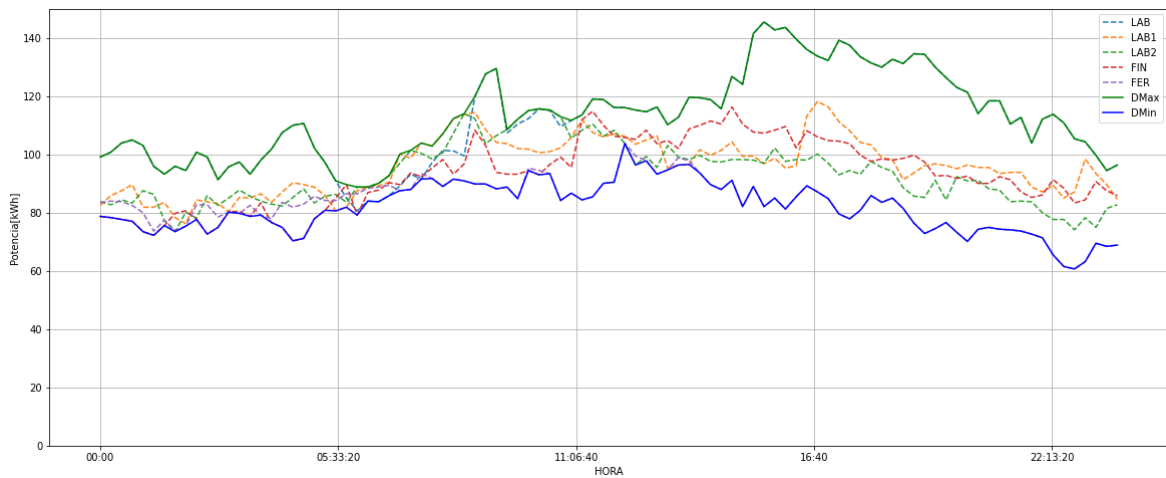


Figura 2.8. Demanda diaria promedio, máxima y mínimo de los días laborables, fines de semana y feriados.

Para el diseño de la instalación fotovoltaica, así como el sistema de almacenamiento es necesario dimensionar la instalación para la condición más crítica que se desea cubrir, por lo que, se ha determinado como perfil de demanda diaria de la industria a la máxima demanda diaria obtenida entre los días laborables, fines de semana y feriados, Figura 2.9. La energía consumida en la industria en el día más crítico es de 2,7 MWh/día.

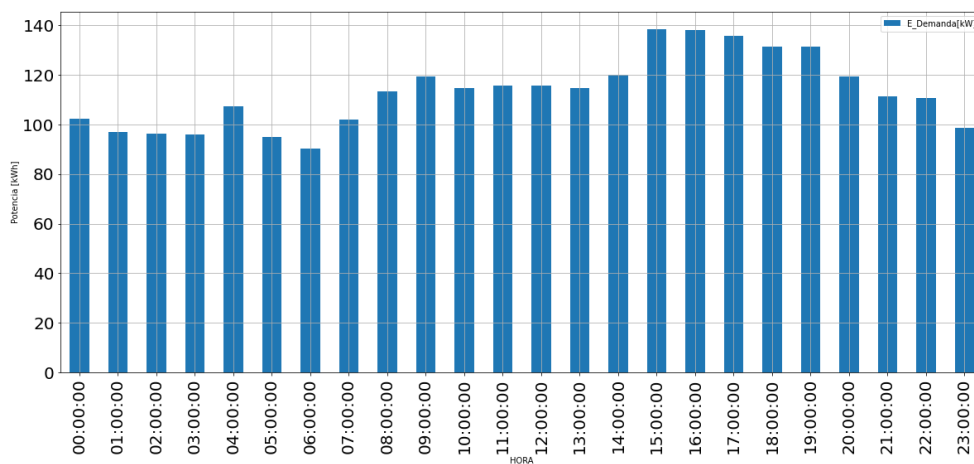


Figura 2.9. Perfil de demanda diaria de la industria determinada para el estudio.

Como se puede observar en la Figura 2.9, los picos de demanda de la industria se encuentran entre las 15h00 y 19h00, sin embargo, se visualiza que existe un alto nivel de consumo entre las horas pico del Sistema Eléctrico Nacional las cuales se encuentran entre

las 18h00 y las 20h00. La industria en estudio cuenta con un contrato de tipo MT-Comercial con Demanda Horaria, mismo que responde a una tarifa de 0,090 USD/kWh entre las 8h00 y 22h00 y de 0,073 USD/kWh entre las 22h00 y las 8h00, Figura 2.10.

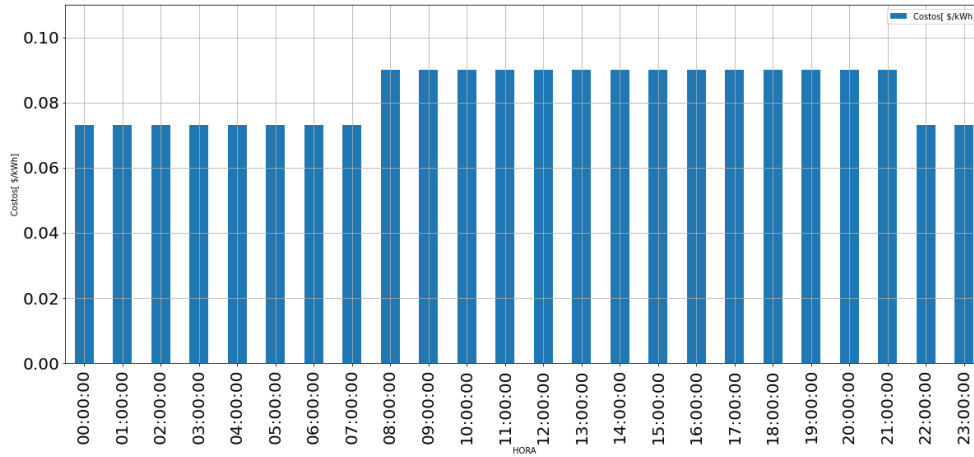


Figura 2.10. Cargo tarifario de media tensión para consumidores comerciales con demanda horaria, CNEL Guayaquil.

2.1.2. Dimensionado del sistema de generación fotovoltaico

Una vez obtenida la curva de demanda máxima diaria se procede a calcular la capacidad nominal de la instalación solar fotovoltaica. Según la regulación Nro. ARCONEL 003/2018, la capacidad nominal máxima instalada del microgenerador solar fotovoltaico será determinada conforme a la ecuación (26) [127].

$$Capacidad = \frac{\sum_{i=mes=1}^{mes=12} Emensual_i (kWh)}{Factor_{planta} * 8760} \quad (26)$$

Donde la $Emensual_i$ es calculada con la demanda máxima diaria con la finalidad de abastecer el día más crítico de demanda, reemplazando los datos en la ecuación (26) se obtiene los siguiente:

$$Capacidad = \frac{\sum_{i=mes=1}^{mes=12} (2715,72 \frac{kWh}{día} * 30 días)}{Factor_{planta} * 8760}$$

$$Capacidad = \frac{991237,79}{Factor_{planta} * 8760}$$

Para determinar el factor de planta es necesario realizar un estudio de producción energética mensual y anual de la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento.

Para el dimensionado de una instalación solar fotovoltaica, es necesario conocer y disponer de parámetros como ubicación geográfica, radiación solar, demanda de la carga y

especificaciones técnicas de los equipos que componen la instalación. Para el diseño y dimensionado del sistema fotovoltaico se seguirá la metodología presentada en la Figura 2.11.

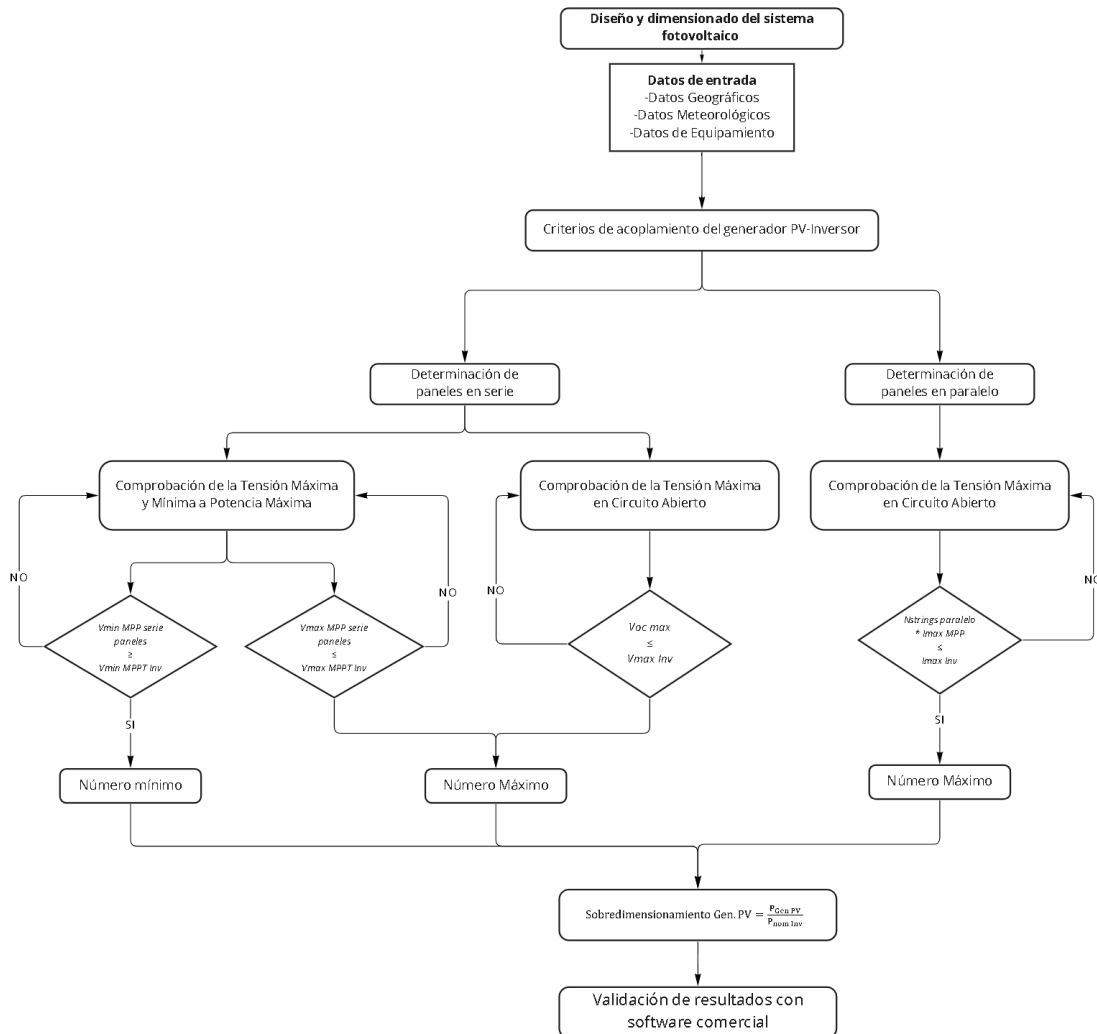


Figura 2.11. Diagrama de flujo de diseño y dimensionado del sistema solar fotovoltaico para la determinación del factor de planta.

2.1.2.1. Datos de entrada para el dimensionamiento

En base a la regulación ARCONEL 057/18 y ARCERNNR 001/21 en la cual se plantean las capacidades nominales de la instalación, así como la modalidad de generación distribuida. Se omitirá como variable de decisión la superficie disponible debido a que el sistema se puede instalar en predios diferentes al inmueble, pero deben estar conectados a la red de distribución. Para el caso de estudio la planta fotovoltaica se ubicará en los

predios de la industria, misma que se encuentra ubicada en la ciudad de Guayaquil, provincia del Guayas- Ecuador, Figura 2.12.

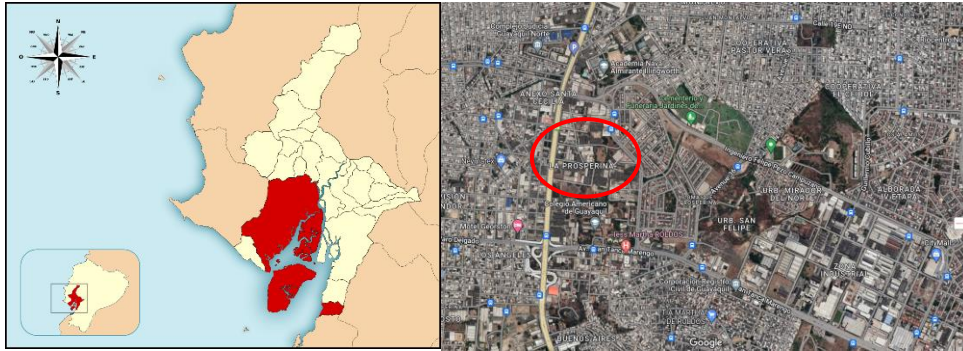


Figura 2.12. Localización de la instalación fotovoltaica.

La industria de estudio se encuentra ubicada en 090608, Av. 39 NO, Guayaquil 090608, sector de La Prosperina en el centro de la ciudad de Guayaquil, cerca de una vía principal de anexo como se puede ver la Figura 2.13. El sector se encuentra a 15 m sobre el nivel del mar y tiene una temperatura promedio anual de 24,8 grados centígrados, Tabla 2.1.

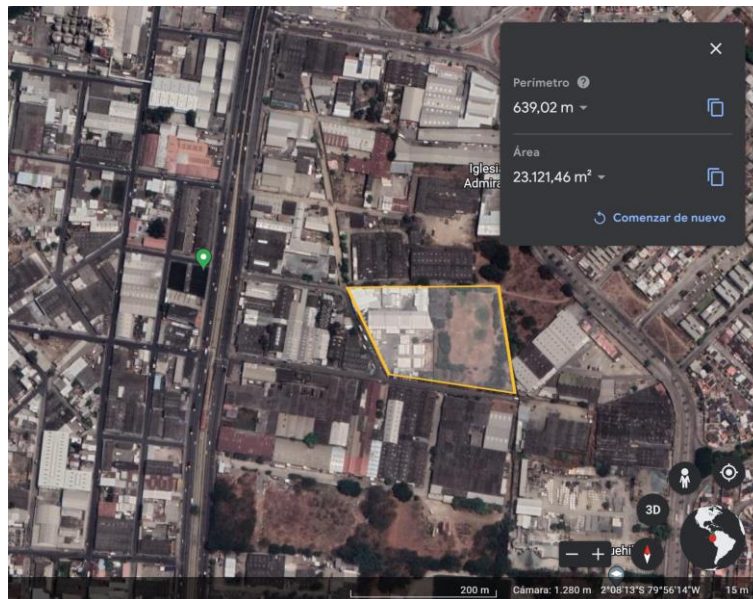


Figura 2.13. Ubicación de la instalación y datos geográficos de interés.

Tabla 2.1. Datos geográficos de la localización de la instalación.

Instalación Fotovoltaica	Latitud	Longitud	Elevación, m.s.n.m.	Temperatura Media Anual, °C
Instalación fotovoltaica	2°08'13" S	79°56'14" W	15	24,8

2.1.2.2. Configuración global del Sistema fotovoltaico con almacenamiento para el Caso Base

Para la primera parte se evaluará un caso base, en el cual la producción de energía diaria promedio del sistema fotovoltaico satisfaga la demanda de energía diaria promedio que consume la industria de estudio.

Para el correcto dimensionado del generador solar fotovoltaico es necesario calcular el número de paneles en serie por fila, también conocidos como strings en base a los límites operativos del inversor. Para calcular el número de strings en paralelos, así como del número de paneles por string para este caso de estudio, se usa las características técnicas del panel fotovoltaico policristalino, Jinko de 340 Wp y del inversor Hyndai HPC 500HL de 500 kW, Tabla 2.2 y Tabla 2.3, respectivamente ANEXO A. La selección de estos elementos está respaldada en la implementación de últimos proyectos a nivel mundial.

Tabla 2.2. Principales características técnicas del panel fotovoltaico Jinko 340 Wp.

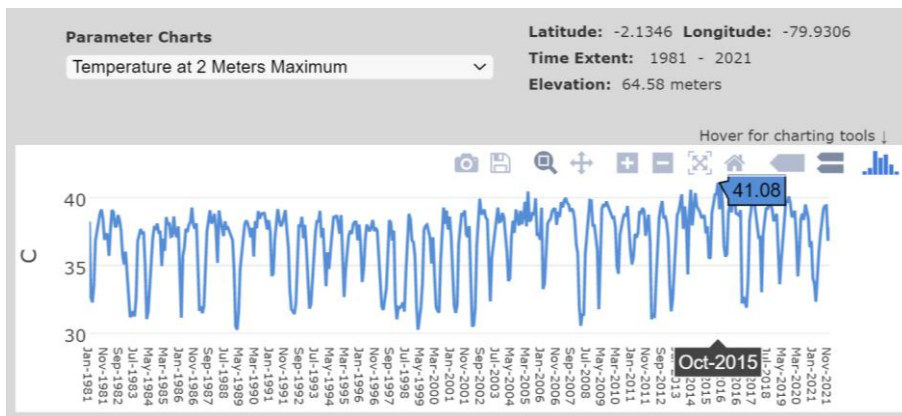
PANEL FOTOVOLTAICO		
Panel Tipo	JKM340PP-72-V	
	STC 1000 W/m ² , 25°C, AM1.5	NOCT 800 W/m ² , 20°C, AM1.5, 1 m/seg.
Potencia Máxima, P _{max} , Wp	340	253
Tensión a Potencia Máxima, V _{MPP} , V	38,2	35,9
Tensión de Circuito Abierto, V _{oc} , V	47,5	44,0
Intensidad a Potencia Máxima, I _{MPP} , A	8,91	7,25
Intensidad de Cortocircuito, I _{sc} , A	9,22	7,98
Coeficiente de Temperatura de V _{oc} , β	-0,39%/°C	
Coeficiente de Temperatura de I _{sc} , γ	0,06%/°C	
Coeficiente de Temperatura de P _{max} , δ	-0,4%/°C	
Temperatura Nominal de Operación, °C	45+2°C	
Tensión Máxima en Serie, V _{DC}	1000	

Tabla 2.3. Principales características técnicas del inversor Hyundai HPC-500HL-E.

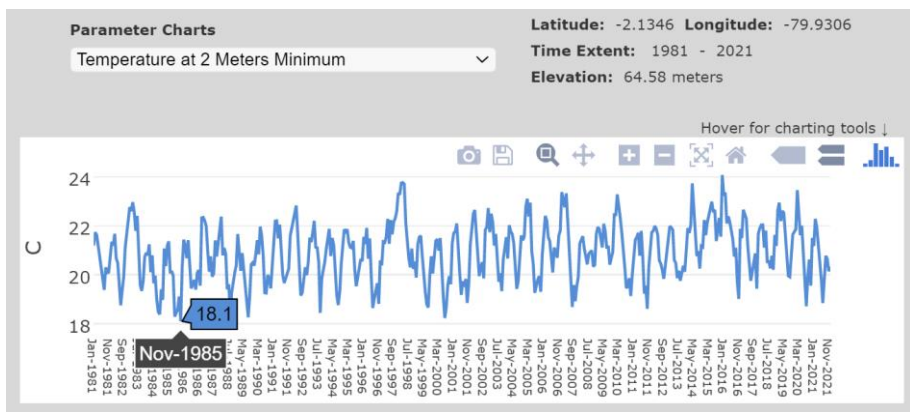
INVERSOR	
Potencia Nominal AC, kW 45 °C 60 °C	500
Tensión Máxima de Entrada PV, V	900
Tensión Mínima de Entrada PV / Tensión de Entrada de Arranque, V	480 /800
Rango de Tensión de Entrada de Potencia Máxima, V	480 – 900
Número de Entradas en DC	1
Intensidad Máxima de Entrada PV, A	1140
Tensión Máxima en Serie, VDC	900

2.1.2.3. Criterios de acoplamiento generador PV-inversor

Para asegurar el correcto funcionamiento del inversor, es necesario evaluar el funcionamiento del generador fotovoltaico en condiciones severas de funcionamiento. La tensión de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos se ve afectada por el cambio de temperatura ambiente, por lo que, depende en gran medida del cambio climático en la ubicación específica, y los valores históricos máximos y mínimos de temperatura y radiación. La temperatura máxima y mínima histórica en la ciudad de Guayaquil es de 41,08°C registrada en octubre del 2015 y de 18,1°C registrada en noviembre del 1985, respectivamente. Valores tomados de la base de datos del Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio, NASA, con un histórico desde 1981 hasta 2021, Figura 2.14 [136].



a)



b)

Figura 2.14. a) Temperatura máxima histórica de Guayaquil b) Temperatura mínima histórica de Guayaquil

Es importante señalar que la tensión de los paneles es más sensible a los cambios de temperatura, mientras que la intensidad es más sensible a los cambios de radiación. Por lo tanto, la tensión mínima de un string ocurrirá para las condiciones de irradiación y temperatura máxima históricas, mientras que el máximo valor de tensión de un string dependerá de las condiciones de irradiación y temperatura mínima históricas.

En base a la metodología presentada en la Figura 2.11, se realiza la determinación del número de paneles en serie y paralelo.

2.1.2.4. Comprobación de la Tensión Máxima en Circuito Abierto

Inicialmente es necesario verificar, que la tensión total sin carga de los paneles en serie a la temperatura mínima histórica, $V_{oc\ max}$, es menor que la tensión máxima que el inversor puede soportar: 1000 V en continua, $V_{max\ Inv}$. Por tanto, se deberá comprobar la desigualdad de la inecuación (27).

$$V_{oc\ max} \leq V_{max\ Inv} \tag{27}$$

El número máximo de paneles conectados en serie está limitado por la tensión máxima de entrada al inversor, $V_{max\ Inv}$. La tensión máxima de un conjunto de paneles conectados en serie depende del valor de tensión total en circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del panel es mínima. La temperatura del panel se calcula con ayuda de la ecuación (28).

$$T_{panel} = T_{amb} + (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{800} \tag{28}$$

Según los valores definidos en la Figura 2.14, la temperatura ambiente mínima histórica en la ciudad de Guayaquil es de 18°C en el mes de noviembre. Por otro lado, en la Figura 2.15, con ayuda del software PV-GIS, se determina el valor de irradiancia en un día promedio del mes de noviembre a las 7 de la mañana, coincidiendo con el momento de mínima temperatura. Así, a las 7 de la mañana, a una temperatura mínima media de 21,07°C se define una irradiancia igual a 110,37 W/m².

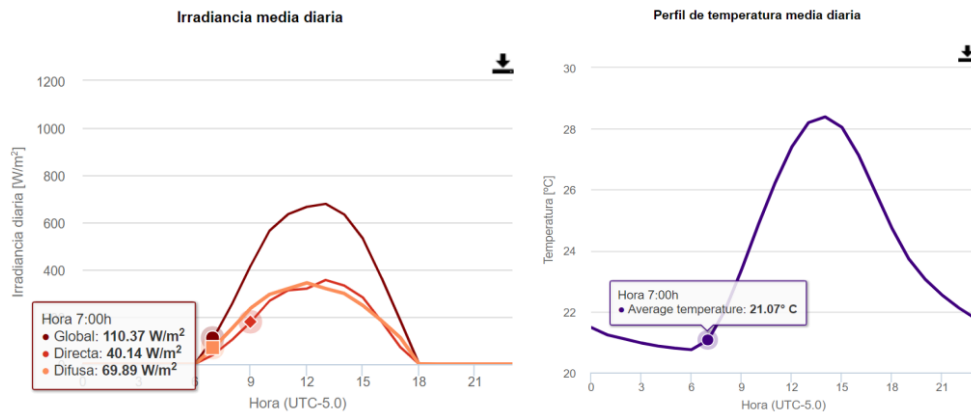


Figura 2.15. Temperatura media e irradiancia mínimas a las 7h00 en el mes de noviembre en el lugar seleccionado para la instalación.

La temperatura mínima del panel se calcula con los valores obtenidos de temperatura mínima histórica e irradiancia solar en el mes más frío históricamente en la ubicación seleccionada para la instalación reemplazando los datos en la ecuación (28) se obtiene:

$$T_{\min \text{ panel}} = 21,07^{\circ}\text{C} + (45 - 20)^{\circ}\text{C} \cdot \frac{110,437\text{W}/\text{m}^2}{800 \text{ W}/\text{m}^2} = 24,52^{\circ}\text{C}$$

La tensión máxima en circuito abierto de un panel fotovoltaico a mínima temperatura ambiente se calcula con ayuda de las ecuaciones (29) y (30).

$$V_{oc \max}(T_{\min \text{ amb}}) = V_{oc}(\text{STC}) + \beta \cdot V_{oc}(\text{STC}) \cdot \Delta T \quad (29)$$

$$\Delta T = T_{\min \text{ panel}} - 25^{\circ}\text{C} \quad (30)$$

Reemplazando los datos en la ecuación (29) y (30) se obtiene La tensión máxima en circuito abierto de un panel a mínima temperatura, $V_{oc \max}(T_{\min \text{ amb}})$.

$$V_{oc \max}(21,07^{\circ}\text{C}) = 47,5 \text{ V} + \frac{0,31}{100} \cdot 47,5 \text{ V} \cdot (24,52 - 25)^{\circ}\text{C} = 47,59 \text{ V}$$

Finalmente, el número máximo de paneles en serie se calcula con la ecuación (31).

$$N_{max\ serie} = \frac{V_{max\ Inv}}{V_{oc\ max}(T_{min\ amb})} \quad (31)$$

Se obtiene reemplazando la ecuación (31), que el máximo número de paneles que se podrá conectar en serie por string es igual a:

$$N_{max\ serie} = \frac{1000\ V}{47,59\ V} = 21,01\ \text{paneles}$$

En base al $N_{max\ serie}$ se calculó el valor de tensión máxima en circuito abierto, a mínima temperatura ambiente. La tensión máxima en circuito abierto es igual a:

$$V_{oc\ max} = N_{max\ serie} \cdot V_{oc\ max}(T_{min\ amb}) = 21 \cdot 47,589\ V = 999,37\ V$$

En la ubicación seleccionada para la construcción de la instalación solar, se cumple la desigualdad de la ecuación (32) planteada para la operación del generador solar fotovoltaico, a la mínima temperatura histórica, planteada:

$$V_{oc\ max} \leq V_{max\ Inv} \quad (32)$$

$$999,37\ V \leq 1000\ V$$

2.1.2.5. Comprobación de la Tensión Máxima y Mínima a Potencia Máxima

El inversor dispone de un rango de operación normal de entrada de tensiones continua $V_{min\ MPPT\ Inv}$ y $V_{max\ MPPT\ Inv}$, ecuación (33). El rango de tensiones de operación normal del inversor es definido en la Tabla 2.3, misma que oscila en el intervalo entre 460 y 850 V en continua. La tensión de funcionamiento de los paneles, operando en el punto de potencia máxima, MPP, está en función de la temperatura, $V_{min\ MPP}$ y $V_{max\ MPP}$, ecuación (34). En las condiciones meteorológicas previstas de funcionamiento del generador fotovoltaico se deberá comprobar el número de paneles a conectar en serie para garantizar la operación del inversor, establecidas en la Tabla 2.3,. Por tanto, se deberán verificar las desigualdades (33) y (34):

$$V_{min\ MPP\ serie\ paneles} \geq V_{min\ MPPT\ Inv} \quad (33)$$

$$V_{max\ MPP\ serie\ paneles} \leq V_{max\ MPPT\ Inv} \quad (34)$$

De la primera desigualdad se deduce que, a la tensión mínima del panel correspondiente a la temperatura ambiente máxima histórica, la suma total de la tensión mínima de los paneles conectados en serie, $V_{min\ MPP\ serie\ paneles}$, deberá ser superior o igual al valor mínimo del rango de tensiones de operación del inversor, $V_{min\ MPPT\ Inv}$. La tensión mínima de seguimiento en el punto de máxima potencia es la tensión que garantiza el

funcionamiento de la lógica de control activa y el suministro óptimo de potencia. De la segunda desigualdad se deduce que, a la tensión máxima del panel correspondiente a la temperatura ambiente mínima histórica, la suma total de la tensión máxima de los paneles conectados en serie, $V_{max\ MPP\ serie\ paneles}$, deberá ser inferior o igual al valor máximo del rango de tensiones de operación del inversor, $V_{max\ MPPT\ Inv}$.

Al igual que para la temperatura mínima del panel ahora, se deberá calcular la temperatura máxima del panel. Según los valores definidos en Figura 2.14, la temperatura ambiente máxima histórica, es de aproximadamente 41,8°C en el mes de octubre alcanzada en el año 2015.

En la Figura 2.16, con ayuda del software PV-GIS, se determina el valor de irradiancia en un día cualquiera de octubre a las 14 horas, coincidiendo con el momento de máxima temperatura. Así, a las 14 horas, a una temperatura máxima media de 27,9°C se define una irradiancia igual a 655,7 W/m².

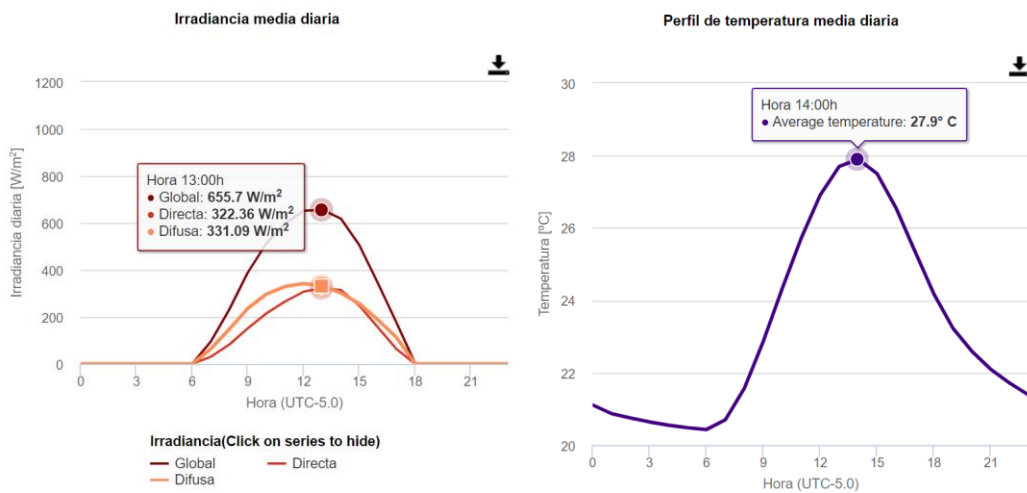


Figura 2.16. Temperatura media e irradiancia máximas a las 14h00 en octubre en el lugar seleccionado de la instalación.

Con los valores obtenidos de temperatura ambiente e irradiancia solar en el mes en el cual se registró la máxima temperatura histórica, se calcula la temperatura máxima del panel con la ecuación (35).

$$T_{max\ panel} = 28^{\circ}C + (45 - 20)^{\circ}C \cdot \frac{665,7\ W/m^2}{800\ W/m^2} = 48,70^{\circ}C \quad (35)$$

La tensión mínima, operando en el punto de potencia máxima, MPP, de un panel fotovoltaico a máxima temperatura ambiente se calcula con ayuda de la ecuación (36) y (37).

$$V_{min\ MPP}(T_{max\ amb}) = V_{MPP}(STC) + \beta \cdot V_{MPP}(STC) \cdot \Delta T \quad (36)$$

$$\Delta T = T_{min\ panel} - 25^{\circ}C \quad (37)$$

Así, reemplazando los valores en la ecuación (36) y (37) se obtiene que el valor de la tensión mínima, operando en el punto de potencia máxima, MPP, de un panel fotovoltaico a máxima temperatura, $V_{min\ MPP}(T_{max\ amb})$, es igual:

$$V_{min\ MPP}(21,07^{\circ}C) = 38,2\ V + \frac{-0,31}{100} \cdot 38,2\ V \cdot (48,7 - 25)^{\circ}C = 34,669\ V$$

De la misma forma, la tensión máxima en el punto de operación de potencia máxima, MPP, de un panel fotovoltaico a mínima temperatura, $V_{max\ MPP}(T_{min\ amb})$, será igual a:

$$V_{max\ MPP}(21,07^{\circ}C) = 24,519\ V + \frac{-0,31}{100} \cdot 38,2\ V \cdot (24,519 - 25)^{\circ}C = 38,272\ V$$

El número mínimo de paneles a conectar en serie para superar el rango mínimo de operación del inversor se calcula con la ecuación (38).

$$N_{min\ serie} = \frac{V_{min\ MPPT\ Inv}}{V_{min\ MPP}(T_{max\ amb})} \quad (38)$$

Reemplazando la ecuación (38), se obtiene que el mínimo número de paneles a conectar en serie para superar el rango inferior de operación del inversor es igual a:

$$N_{min\ serie} = \frac{460\ V}{34,669\ V} = 13,268\ \text{paneles}$$

Se redondea el número de paneles a conectar en serie a 14 y se calcula el valor de tensión mínima, operando en el punto de potencia máxima, MPP, para 14 paneles:

$$V_{min\ MPP\ serie\ paneles} = N_{min\ serie} \cdot V_{min\ MPP}(T_{min\ amb}) = 14 \cdot 38,272\ V = 485,362\ V$$

Se cumple la desigualdad de la ecuación (33) planteada para el inversor en el valor inferior del rango de operación establecido, $V_{min\ MPPT\ Inv}$, a la máxima temperatura histórica, en la ubicación seleccionada para la instalación:

$$V_{min\ MPP\ serie\ paneles} \geq V_{min\ MPPT\ Inv}$$

$$485,362\ V \geq 460\ V$$

Por otro lado, el número máximo de paneles a conectar en serie para no exceder el rango superior de operación del inversor, $V_{max\ MPPT\ Inv}$, se calcula con la ecuación (39):

$$N_{max\ serie} = \frac{V_{max\ MPPT\ Inv}}{V_{max\ MPP}(T_{min\ amb})} \quad (39)$$

Se obtiene que el máximo número de paneles a conectar en serie es igual a:

$$N_{max\ serie} = \frac{850\ V}{38,272\ V} = 22,210\ \text{paneles}$$

El valor de tensión máxima, operando en el punto de potencia máxima, MPP, a la mínima temperatura ambiente, para los 22 paneles a conectarse en serie es igual a:

$$V_{max\ MPP\ serie\ paneles} = N_{max\ serie} \cdot V_{max\ MPP}(T_{min\ amb}) = 22 \cdot 38,272\ V = 841,976\ V$$

En la ubicación seleccionada para la construcción de la instalación solar se cumple la desigualdad de la ecuación (33) planteada para el inversor en el valor superior del rango de voltaje de operación, a la mínima temperatura histórica.

$$V_{max\ MPP\ serie\ paneles} \leq V_{max\ MPPT\ Inv}$$

$$841,976 \leq 850\ V$$

Se comprueba que el número máximo de paneles para no exceder el rango superior del voltaje de operación del inversor, $N_{max\ serie(V_{MPP})}$, es superior al número de paneles, definidos en el cálculo del máximo número de paneles a la tensión de circuito abierto, $N_{max\ serie(V_{oc})}$: $21 \geq 22$, debido a esto no cumple con el siguiente criterio, ecuación (40)

$$N_{max\ serie(V_{MPP})} \leq N_{max\ serie(V_{oc})} \quad (40)$$

Puesto que el número máximo de paneles es limitado por el criterio técnico más restrictivo, en este caso, el número máximo de paneles a conectar en serie por el criterio de tensión máxima en circuito abierto, $V_{oc\ max}$. Se considera que no se deberán conectar más de 21 paneles en serie, que garantiza no superar la tensión máxima de entrada de los inversores, $V_{max\ Inv}$, igual a 900 V en continua.

Finalmente, se comprueba la tensión mínima y máxima de un string con 18 paneles fotovoltaicos en serie, con la finalidad de no encontrarnos en los límites de funcionamiento. Para los casos analizados de temperatura ambiente, mínima y máxima, a tensión en circuito abierto y a tensión mínima y máxima, operando en el punto de potencia máxima, MPP con lo que se obtiene:

$$V_{oc\ max\ serie\ paneles} = 18 \cdot 47,589\ V = 856,604\ V$$

$$V_{min\ MPP\ serie\ paneles} = 18 \cdot 34,669\ V = 485,362\ V$$

$$V_{max\ MPP\ serie\ paneles} = 18 \cdot 38,272\ V = 688,890\ V$$

En todos casos, se comprueba que tanto la tensión a circuito abierto, así como la tensión mínima y máxima, a potencia máxima, se encuentran debajo de la tensión máxima límite de entrada del inversor y dentro de los rangos inferior y superior de operación del inversor, respectivamente, con la ecuación (31) (32) y (33)

$$V_{oc\ max\ serie\ paneles} \leq V_{max\ Inv}$$

$$856,604\ V \leq 900\ V$$

$$V_{min\ MPP\ serie\ paneles} \geq V_{min\ MPPT\ Inv}$$

$$485,362\ V \geq 460\ V$$

$$V_{max\ MPP\ serie\ paneles} \leq V_{max\ MPPT\ Inv}$$

$$688,890\ V \leq 850\ V$$

En la Figura 2.17, se presenta de forma gráfica los límites de operación del inversor a los voltajes del funcionamiento del sistema de acuerdo con el dimensionado realizado.

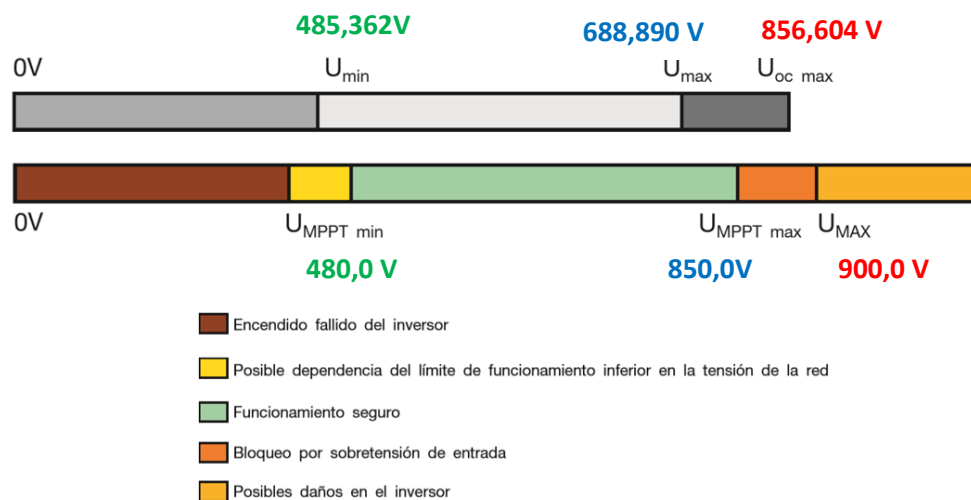


Figura 2.17. Esquema de acoplamiento entre el intervalo de los límites de operación técnica del inversor para un string de 18 paneles fotovoltaicos conectados en serie

2.1.2.6. Comprobación de la Intensidad Máxima a Potencia Máxima

Una vez cubierto las tres condiciones de acoplamiento entre las tensiones de operación de los strings de paneles fotovoltaicos y del inversor, es necesario verificar que la intensidad máxima del generador fotovoltaico, operando en el punto de potencia máxima, MPP, sea inferior a la intensidad máxima admisible de entrada al inversor, ecuación (41)

$$N_{strings\ paralelo} \cdot I_{max\ MPP} \leq I_{max\ Inv} \quad (41)$$

La intensidad máxima admisible es directamente proporcional a la temperatura ambiente máxima histórica, valor que se calculó previamente en esas condiciones con ayuda de la ecuación (34) es igual a:

$$T_{max\ panel} = 27,9^{\circ}C + (45 - 20)^{\circ}C \cdot \frac{665,7\ W/m^2}{800\ W/m^2} = 48,703^{\circ}C$$

Conocido el valor de temperatura máxima del panel, a la temperatura ambiente máxima histórica, se procede al cálculo de la intensidad máxima que alcanzará el panel fotovoltaico operando en el punto de potencia máxima, MPP, con la ecuación (42) y (43).

$$I_{max\ MPP}(T_{max\ amb}) = I_{MPP}(STC) + \gamma \cdot I_{MPP}(STC) \cdot \Delta T \quad (42)$$

$$\Delta T = T_{max\ panel} - 25^{\circ}C \quad (43)$$

$$I_{max\ MPP}(48,703^{\circ}C) = 8,91\ A + \frac{0,06}{100} \cdot 8,91\ A \cdot (48,703 - 25)^{\circ}C = 9,037\ A$$

El número máximo de strings en paralelo a conectar al inversor se determina como el cociente entre la intensidad de entrada máxima del inversor, $I_{max\ Inv}$ y la intensidad máxima del panel fotovoltaico, $I_{max\ MPP}(T_{max\ amb})$, calculada previamente, ecuación (44)

$$N_{max\ strings} = \frac{I_{max\ Inv}}{I_{max\ MPP}(T_{max\ amb})} \quad (44)$$

Se obtiene que el máximo número de strings a conectar en paralelo es igual a:

$$N_{max\ strings} = \frac{1140\ A}{9,037\ V} = 126,01\ strings$$

El valor de intensidad máxima operando en el punto de potencia máxima, MPP, a máxima temperatura ambiente, que podría admitir el inversor para los 126 strings en paralelo es igual a la ecuación (45)

$$I_{max\ MPP\ strings\ paralelo} = 126 \cdot 9,037\ A = 1138,625\ A \quad (45)$$

Por tanto, se cumple que el número máximo de strings a conectar en paralelo, correspondiente a la intensidad máxima del generador fotovoltaico, operando en el punto de potencia máxima, MPP, cumple con las limitaciones técnicas establecidas por el inversor.

De la misma manera, es posible calcular el número de strings, a conectar en paralelo, en función de la potencia máxima admisible del inversor en el lado alterna, con ecuación (46).

$$N_{max\ strings} = \frac{P_{nom\ Inv}}{P_{max\ string}} \quad (46)$$

Remplazando la ecuación (47), se obtiene que el máximo número de paneles que se podrá conectar en serie es igual a:

$$N_{max\ strings} = \frac{P_{nom\ Inv}}{N_{max\ serie} \cdot P_{nom\ panel}} = \frac{500\ kW}{18 \cdot 340\ W} = 81,699\ strings \quad (47)$$

Debido a que la potencia total de un generador fotovoltaico es definida por la potencia nominal de los paneles fotovoltaicos, y los parámetros técnicos de estos son datos obtenidos en condiciones STC, excesivamente optimistas, se considera muy oportuno y razonable un sobredimensionamiento entre el 10-20 % de la potencia nominal del campo solar en relación a la potencia nominal de los inversores, que además permite cubrir las pérdidas en los diferentes elementos que conforman el generador fotovoltaico. Por tal motivo, se ha decidido instalar 92 strings de 18 paneles cada uno.

Se cumple que la intensidad de los strings de la instalación fotovoltaica será inferior a la intensidad máxima del inversor, ecuación (48)

$$N_{strings\ paralelo} \cdot I_{max\ MPP} \leq I_{max\ Inv} \quad (48)$$

$$92\ strings \cdot 9,037 \leq 1140$$

$$831,378 \leq 1140\ A$$

Se calcula el valor de sobredimensionamiento de la potencia nominal del generador solar fotovoltaico en relación con la potencia nominal del inversor, ecuación (49)

$$Sobredimensionamiento\ Gen.\ PV = \frac{P_{Gen\ PV}}{P_{nom\ Inv}} \quad (49)$$

$$Sobredimensionamiento\ Gen.\ PV = \frac{92 \cdot 18 \cdot 340\ W}{500\ kW}$$

$$Sobredimensionamiento\ Gen.\ PV = \frac{563040,00\ W}{500000\ W}$$

Sobredimensionamiento Gen. PV = 1,13

Se determina, por tanto, un sobredimensionamiento del generador fotovoltaico igual a 1,13, es decir un 13% superior a la potencia nominal del inversor.

Para comprobar el correcto funcionamiento y calcular la producción energética mensual y anual de la instalación fotovoltaica se ha hecho uso del programa PVsyst. PVsyst es un software de ingeniería solar el cual está diseñado para ser utilizado por arquitectos, ingenieros e investigadores y estudiantes, el software fue desarrollado en la University of Geneva y su primera versión se lanzó en 1992. Esto ha permitido que el software use solo parámetros garantizados por fabricantes de tecnología fotovoltaica, utiliza modelos validados en base a mediciones reales, apoyados en el control de calidad de más de 5000 plantas fotovoltaicas; significa que la precisión de los modelos y los diferentes escenarios de pérdidas, permiten reducir la incertidumbre de la estimación; es decir, que se asemeja mucho a una situación real, debido a que todos los datos para sus simulaciones las toma directamente desde el Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) de la Comisión Europea [137], [138]. El software posee una versión demostrativa de 30 días, una versión estudiantil y una versión profesional, para realizar es estudio se ha hecho uso del software estudiantil. Los datos obtenidos del dimensionado se presentan en la Figura 2.18.

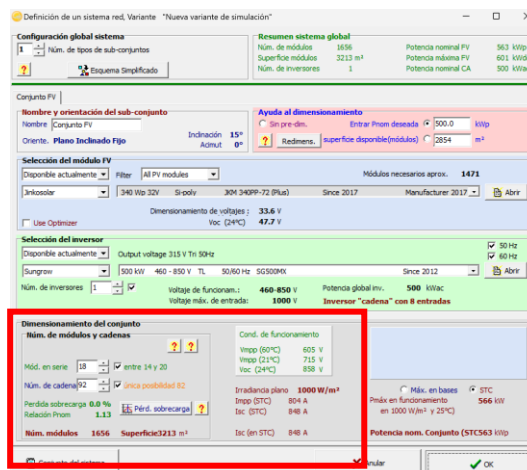


Figura 2.18. Verificación de los resultados de dimensionamiento realizado.

Como se puede observar, los datos calculados y los datos obtenidos por el programa son similares, comprobando el correcto dimensionamiento de la instalación solar. El software permite simular la producción anual, con la cual se puede determinar el factor de planta de la instalación. La producción anual se presenta en el diagrama de Sankey, en el cual se

puede observar que la producción energética anual es de 817 MWh con un índice de rendimiento, PR, del 85,08%, es decir una generación de 2238 kWh/diarios, Figura 2.19. ANEXO B Caso Base.

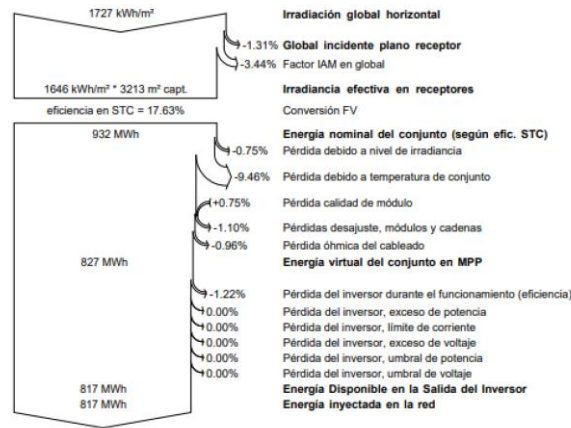


Figura 2.19. Simulación de la producción anual de instalación.

En base a los resultados obtenidos se puede calcular el número de horas sol pico con la finalidad de establecer el factor de planta bajo la ecuación (50).

$$Factor_{planta} \times 8760 = HS * PR \times 365 \quad (50)$$

Donde:

HS = horas sol pico

PR= índice de rendimiento o performance ratio

Las horas sol pico se pueden obtener de varias bases de datos que existen en la red, sin embargo, una vez obtenida la producción energética anual se puede estimar con la ecuación (51).

$$HS = \frac{Potencia\ Genrada\ en\ kWh/dia}{Potencia\ nominal\ de\ la\ Intalacion\ kW} \quad (51)$$

$$HS = \frac{2238\ kWh/diarios}{500\ kW}$$

$$HS = 4,48$$

La hora pico obtenida es similar a la que se puede determinar con las diferentes bases de datos en la web en la Tabla 2.4 se presenta una comparación de estas.

Tabla 2.4. Comparación de las horas sol pico calculada y determinada de las bases de datos.

Softwares comerciales	HS
GLOBAL SOLAR ATLAS	4,40
SOLARGIS	4,52
NASA	4,46
SOLCAST	4,20
Determinado	4,48

En base a las horas sol pico calculadas para la ubicación de la instalación se realiza el cálculo del factor de planta reemplazando los datos en la ecuación (50).

$$Factor_{planta} * 8760 = 4,48 \times 0,85 \times 365$$

$$Factor_{planta} * 8760 = 4,48 \times 0,85 \times 365$$

$$Factor_{planta} = \frac{4,48 \times 0,85 \times 365}{8760}$$

$$Factor_{planta} = 0,15$$

Una vez determinado el factor de planta se procede a calcular la capacidad nominal de la instalación, reemplazando los datos en la ecuación (26)

$$Capacidad\ nominal\ de\ la\ instalación = \frac{991237,79}{Factor_{planta} * 8760}$$

$$Capacidad\ nominal\ de\ la\ instalación = \frac{991237,79\ kWh}{0,15 * 8760\ h}$$

$$Capacidad\ nominal\ de\ la\ instalación = \frac{991237,79\ kWh}{Factor_{planta} * 8760\ h}$$

$$Capacidad\ nominal\ de\ la\ instalación = 754,37\ kW$$

Cómo se puede observar, la potencia nominal del sistema fotovoltaico 563kWp en paneles y 500kW en inversor, es inferior a la potencia máxima que permite la regulación ARCERNR-001/2021, calculada con la ecuación (26) de 754,37kWp. Por tal motivo, el sistema cumple con la regulación en vigor.

2.1.3. Determinación de los escenarios

El sistema de “peak shaving”, propuesto se evalúa mediante dos escenarios.

- Escenario 1(Autoconsumo): Sistema “peak shaving” con autogeneración renovable y almacenamiento en baterías limitando en máximo consumo de la red y la inyección de energía así la red.
- Escenario 2(Optimizado): Sistema “peak shaving” con autogeneración renovable y almacenamiento en baterías, limitando en consumo de la red a una potencia límite, con la finalidad de que el sistema fotovoltaico y almacenamiento puedan suplir la energía necesaria en las horas pico siempre y cuando se superen la potencia límite de la red.

Para realizar la evaluación de los escenarios se realiza la simulación en el software PVsyst, ya que los resultados obtenidos de la simulación como de radiación y temperatura de todos los días del año de simulación con un intervalo horario, permiten realizar el análisis de producción de energía de la instalación. En base a los datos obtenidos se realiza la evaluación energética del día más crítico con la menor radiación del año, Figura 2.20 y Figura 2.21.

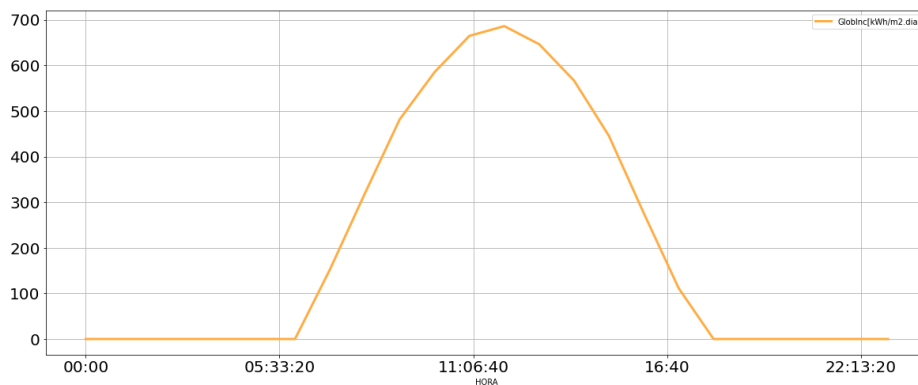


Figura 2.20. Datos de radiación del día más crítico 17 de febrero.

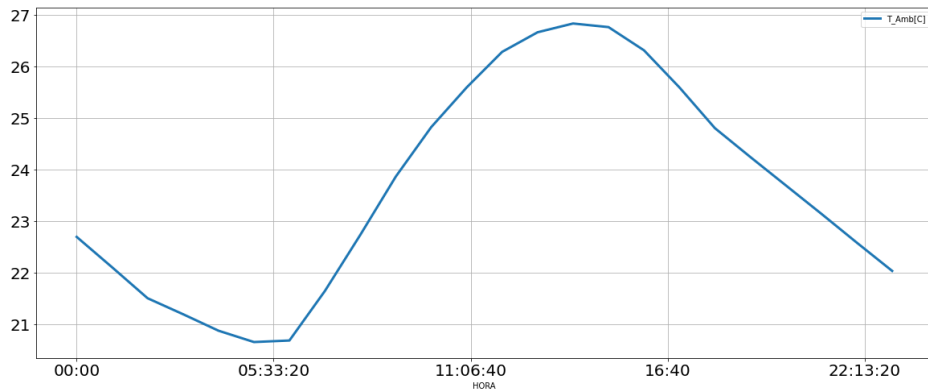


Figura 2.21. Datos de temperatura del día más crítico 17 de febrero.

Para validar la propuesta de peak shaving a implementar se analizan los dos escenarios anteriormente descritos.

2.1.4. Escenario 1 (Autoconsumo)

Se simula un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía en baterías utilizando la estrategia de autoconsumo. Esta estrategia maximiza el autoconsumo priorizando las necesidades del usuario, la energía fotovoltaica se utiliza primero para alimentar la carga y luego para cargar la batería que posteriormente se usara para cubrir la demanda fuera de las horas de radiación. El objetivo de este escenario es minimizar al máximo la energía inyectada en la red, cabe mencionar que el sistema de almacenamiento no se carga desde la red. En la , se presenta el diagrama de flujo para la evaluación del escenario 1.

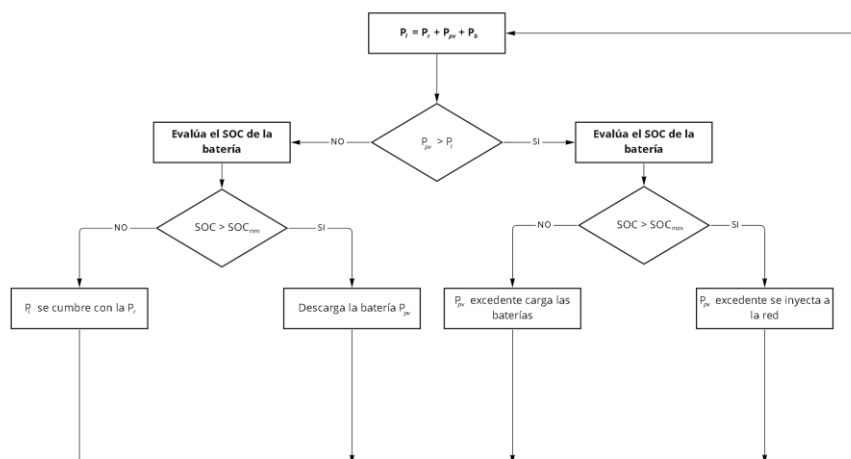


Figura 2.22. Diagrama de flujo para la implementación de la estrategia de “peak shaving” escenario 1.

A partir de los datos anteriormente presentados se puede calcular la potencia entregada por la instalación a lo largo del día más crítico con el uso de las ecuaciones (52), (53) y (54).

$$n_{(STC)} = P_{Otp} \cdot G / 1000kW \quad (52)$$

$$T_{cell} = T_{amb} + G \cdot (NOCT - 20) / (0,8 \cdot 1.000) \quad (53)$$

$$PV_{power}(T_{cell}, G) = n_{(STC)} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_{célula} - 25)] kW \quad (54)$$

Donde G representa los valores de irradiancia, NOCT es la temperatura nominal de funcionamiento de la celda, Tamb la temperatura ambiente, Tcell la temperatura de los paneles fotovoltaicos y PVpower(Tcell, G) es la potencia generada por los paneles fotovoltaicos. En la Figura 2.23., se presenta la energía generada por los paneles, así como la energía demanda por la carga para un día promedio.

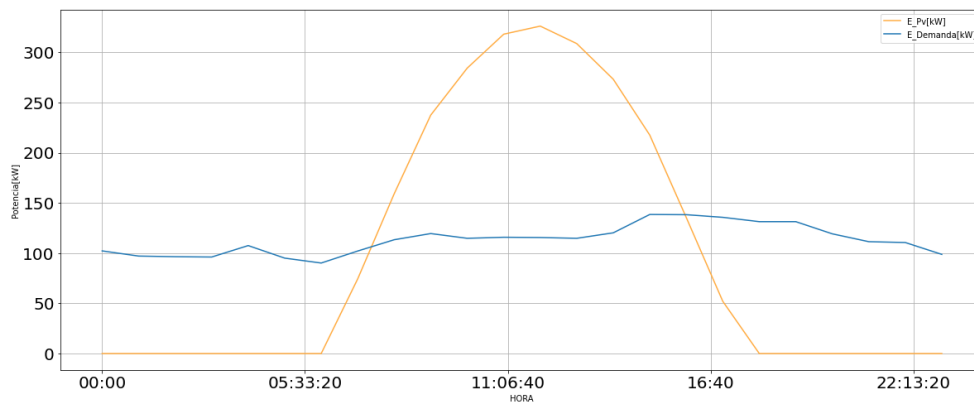


Figura 2.23. Perfil de potencia de demanda y generación en un día promedio para el día más crítico Caso base.

En base a los datos obtenidos de la simulación, así como los datos de la medición de la demanda de la industria se puede obtener la capacidad de la batería mediante la siguiente ecuación (55).

$$C_{Bateria} = \frac{E_{Excedente}}{\frac{\text{Eficiencia del Inversor}}{\text{Voltaje del sistema}}} \quad (55)$$

La $E_{Excedente}$, se puede calcular con la ecuación (56), como la diferencia entre la máxima energía diaria generada, E_{Pv} , menos la energía consumida por la carga en el día más crítico, $E_{Demanda}$, siempre y cuando la E_{Pv} sea mayor o igual a la $E_{Demanda}$, Figura 2.24.

$$E_{Excedente} = \sum_t^{24} (E_{Demanda} - E_{Pv}) \rightarrow E_{Pv} > E_{Demanda} \quad (56)$$

$$E_{Excedente} = 1172,12 kWh$$

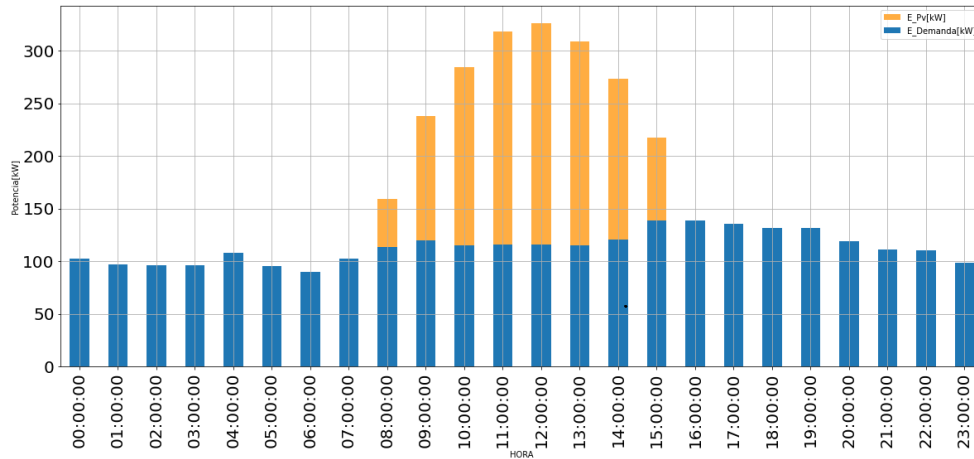


Figura 2.24. Energía generada por el sistema fotovoltaico y el consumo de la carga en un día promedio.

De la hoja de datos del inversor se puede determinar que la eficiencia de este es de 95% y en base al voltaje máximo y mínimo de entrada en DC del inversor los cuales son 450 y 850 respectivamente se establece un voltaje de la batería comercial de 725 VDC. En el caso de estudio se hará uso de baterías LG Chem Rack R800 de ion litio de 725V, ANEXO A, para su comparación con los precios de energía presentados en el informe de LAZARD. Reemplazando los datos reemplazando en la ecuación (55) se obtiene:

$$C_{Bateria} = \frac{\frac{1172,12 \text{ kWh/día}}{0,95}}{725 \text{ V}}$$

$$C_{Bateria} = 1701,80Ah$$

Para determinar la configuración del banco de baterías se usa la ecuación (57).

$$Baterías \text{ en paralelo} = \frac{\frac{Ah}{día} \times \text{días de autonomía}}{\frac{\text{Profundidad de descarga}}{\text{Capacidad de la batería}}} \quad (57)$$

Para evitar encarecer el proyecto y debido a que la finalidad de este es diseñar un sistema de “peak shaving” se conservará 1 día de autonomía con una profundidad de descarga del 95%, reemplazando en la ecuación (54), se obtiene:

$$Baterías \text{ en paralelo} = \frac{1649,71 \frac{Ah}{día} \times 1 \text{ día}}{\frac{0,95}{64 \text{ Ah}}}$$

$$Baterías \text{ en paralelo} = \frac{951736,53}{64 \text{ Ah}}$$

$$Baterías \text{ en paralelo} = 27,13 \approx 28$$

Debido a que el sistema es de 725 V se debe colocar 1 baterías en serie y 29 celdas en paralelo para cubrir con el requerimiento. Es decir que se necesitará un total de 1 batería con 29 celdas.

El comportamiento del sistema en un día promedio se presenta en la Figura 2.25. Como se puede apreciar en la figura la energía solar excedente del sistema solar son almacenadas en las baterías, para posteriormente ser descargadas cuando no exista radiación y lo requiera el sistema. De la misma forma el estado de carga y descarga de la batería es presentado en la Figura 2.26.

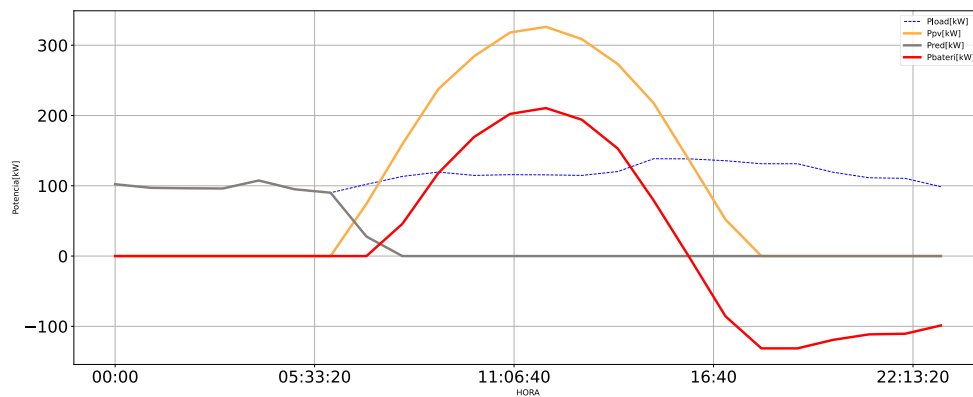


Figura 2.25. Evolución temporal del balance de potencia del sistema

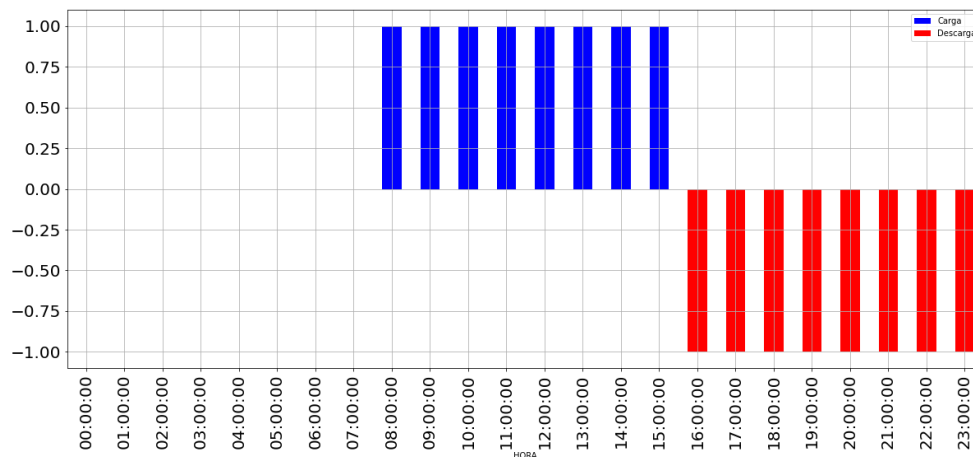


Figura 2.26. Evolución del estado de carga y descarga de la batería.

En la Figura 2.27 se presenta la evolución temporal del balance de potencia del sistema de una semana del mes de promedio del mes de julio, el mes más crítico del año. Como se puede observar en el día más crítico de la semana es cuando existe una participación de la energía desde la red mientras que los demás días son cubiertos en su totalidad por el sistema fotovoltaico y las baterías.

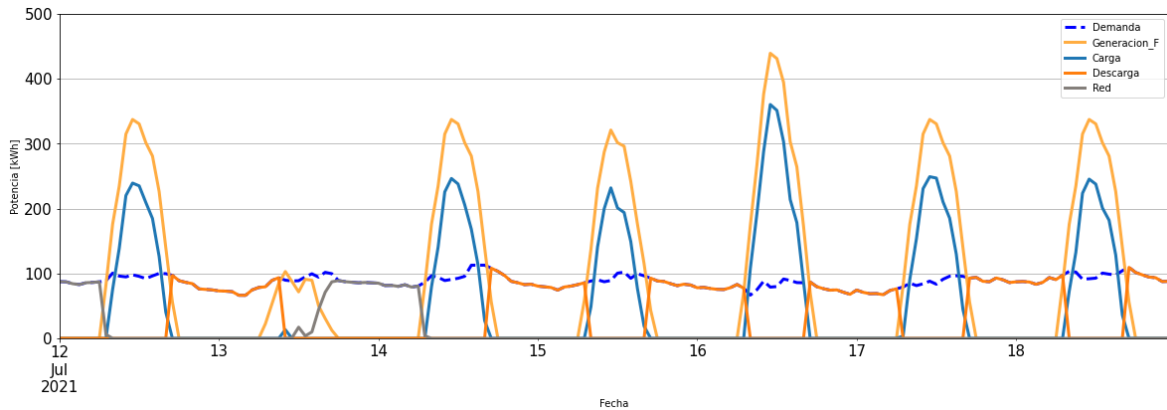


Figura 2.27. Evolución temporal del balance de potencia en una semana Escenario 1 (autoconsumo)

Una vez analizado el comportamiento del sistema con la incorporación de las baterías se ha realizado la simulación, obtenido los resultados presentados en el diagrama de Sankey de la Figura 2.28, ANEXO B, Escenario 1.

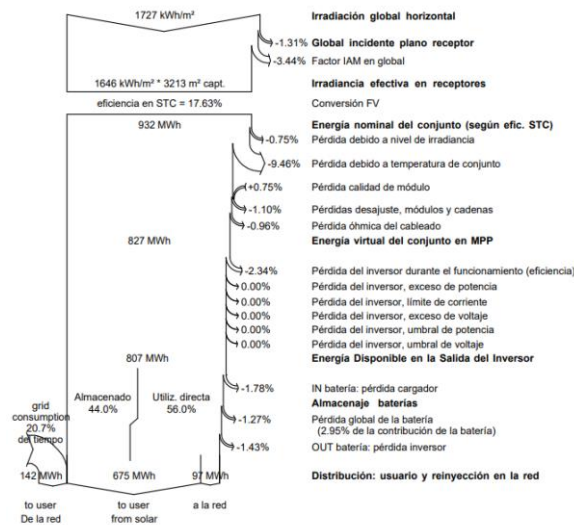


Figura 2.28. Evolución del estado de carga y descarga de la batería.

Como se puede observar en el diagrama, el sistema almacena aproximadamente un 44% de la energía excedente por lo que el 20,7% de la demanda de energía anual deberá ser cubierta por la red. Este consumo de 142MWh al año representa un ahorro del 82% de la energía total consumida al año por la industria de estudio.

2.1.5. Escenario 2 (optimizado)

Una vez obtenido el escenario 1 del sistema solar fotovoltaico con almacenamiento se procede a realizar la optimización del sistema como una estrategia de “peak shaving” en el sistema de estudio. Es importante determinar una potencia límite que permite calcular la potencia adecuada de la instalación fotovoltaica, así como la capacidad de almacenamiento. La potencia óptima del sistema fotovoltaico debe suministrar la energía que está por encima de la potencia límite determinada, Figura 2.29. Esto permitirá que el sistema fotovoltaico este dimensionado de tal manera que pueda almacenar solo la energía necesaria para reducir los picos de demanda de la industria que se encuentran dentro de las horas pico sobre la potencia limite determinada. La potencia límite de entrada de la red P_{lim} , se define en base al concepto de demanda facturable, la misma que indica que la misma no puede ser menor al 60% de la demanda máxima registrada en los 12 meses anteriores, por lo que la demanda máxima se calcula con la ecuación (58).

$$P_{lim} = DemandaMaxima_{Anual} * 80\% \text{ kW} \quad (58)$$

$$P_{lim} = 143,1 * 80\% \text{ kW}$$

$$P_{lim} = 114,450 \text{ kW}$$

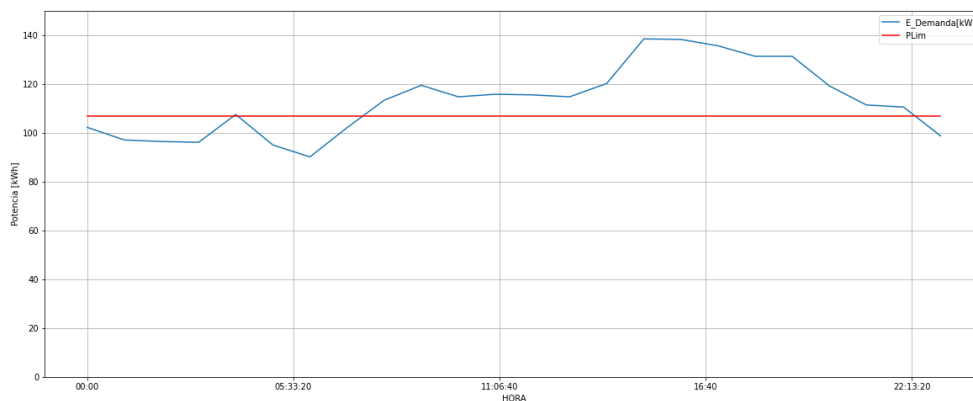


Figura 2.30. Evolución del estado de carga y descarga de la batería.

El diagrama de bloques que representa el flujo de energía para la formulación del problema de optimización se muestra en la Figura 2.31. Donde $P_{r-l}(t)$ corresponde al flujo de energía desde la red hasta la carga, $P_{pv-b}(t)$, es el flujo de energía de la energía solar fotovoltaica a la batería, $P_{pv-l}(t)$ es el flujo de energía solar fotovoltaica a la carga, $P_{b-l}(t)$ es el flujo de energía de la batería a la carga, $P_r(t)$ es la energía suministrada por la red, $P_{pv}(t)$ es la energía producida por los paneles fotovoltaicos, $P_l(t)$ es la energía consumida por la carga.

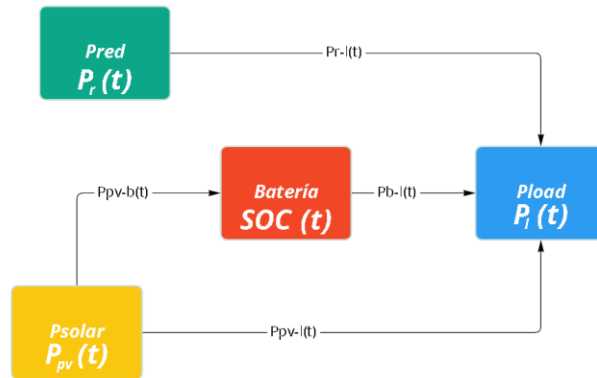


Figura 2.31. Diagrama de bloques del balance de energía para la optimización del sistema

El objetivo es determinar la potencia óptima de la instalación solar fotovoltaica y del sistema de almacenamiento al limitar el uso de la energía de la red, para suministrar la energía demandada por la carga. La P_{pv} La función objetivo está dada por la ecuación (59).

$$FO = \min \sum_j^{365} \sum_i^{24} P_{pv}(t_{i,j}) - P_l(t_{i,j}) - P_{pv-b}(t_{i,j}) \quad (59)$$

Donde, $P_{r-l}(t)$, $P_{pv-b}(t)$, $P_{pv-l}(t)$, $P_{b-l}(t)$ y $SOC(t)$ son las variables de decisión que aseguran una utilización optimizada de la red y de la instalación solar.

Restricción de igualdad

La configuración del sistema garantiza que, a través de un mecanismo de conmutación de fuentes, cada una de las fuentes disponibles contribuya de manera que siempre se cumplan los requisitos de carga. Por lo tanto, el cumplimiento de la demanda de carga se rige por la restricción de igualdad dada por la siguiente ecuación (60).

$$P_l(t) = P_{r-l}(t) + P_{pv-l}(t) + P_{b-l}(t) \quad (60)$$

La ecuación recursiva para la batería depende de la capacidad de esta, CB (Wh), su SOC variable en el tiempo y está dada por el balance de la energía total descargada de la batería y la energía total demandada desde la batería está dada por la ecuación (61).

$$SOC(t + 1) = \frac{1}{C_b} [P_{pv-l}(t) - P_{b-l}(t)] \quad (61)$$

Restricción de desigualdad

Las variables de decisión están sujetas a varias restricciones de no negatividad expresadas con las siguientes ecuaciones (62), (63), (64) y (65).

$$P_{r-l}(t) \geq 0; \forall P_{pv-b}(t) \geq 0; \forall t \quad (62)$$

$$P_{pv-l}(t) \geq 0; \forall t \quad (63)$$

$$P_{b-l}(t) \geq 0; \forall t \quad (64)$$

$$soc(t) \geq 0; \forall t \quad (65)$$

Para limitar la potencia de la entrada de la red debe cumplir con la desigualdad de la ecuación (66).

$$P_{r-l}(t) \leq P_{limt} \quad (66)$$

Para garantizar la vida útil de la batería, existen límites en el estado de carga de la batería (SOC) y están dados por la ecuación (67)

$$soc_{min} \leq SOC(t) \leq soc_{max}; \forall t \quad (67)$$

Donde SOCmin y SOCmax son el SOC mínimo y máximo permitido de la batería. Durante cualquier intervalo de tiempo t, la potencia de salida de los paneles fotovoltaicos se puede suministrar a la batería o a la carga y este balance de energía se rige por la ecuación (65).

$$P_{pv-l}(t) + P_{pv-b}(t) \leq P_{pv}(t); \forall t \quad (68)$$

De manera similar, la energía extraída de la red eléctrica para satisfacer la demanda de carga durante cualquier intervalo t, debe ser menor a P_r donde P_r es igual a $P_{lim} = 114,450$ kW, como se muestra en la ecuación (66).

$$P_{r-l}(t) \leq P_r(t); \forall t \quad (69)$$

Las restricciones sobre la potencia máxima que se puede suministrar durante cualquier intervalo desde la batería para satisfacer la demanda de carga dependen de la capacidad de la batería CB (Wh). El extraer energía más allá de este límite afectará la vida útil de la batería. Por lo tanto, para garantizar una vida útil adecuada de la batería, la energía

extraída de la batería así la carga deber ser menor al límite mínimo de descarga de la batería, ecuación (67).

$$P_{b-l}(t) \leq C_b[SOC(t) - SOC_{min.}]; \forall t \quad (70)$$

De manera similar, la batería tiene una capacidad máxima de almacenamiento de energía basada en su clasificación. El suministro de energía por encima de su capacidad nominal también puede provocar una sobrecarga y una reducción de la vida útil de la batería. Por lo tanto, la energía inyectada a la batería no debe exceder el límite máximo de la misma (68).

$$P_{pv-b}(t) \leq C_b[SOC_{max} - SOC(t)]; \forall t \quad (71)$$

La optimización del sistema se realizó en Python mediante la librería pyomo, como se muestra en el ANEXO 3. Con ayuda del algoritmo de optimización se ha determinado la potencia óptima del sistema fotovoltaico de 242 kW, para fines de diseño y en base a los equipos comerciales existentes se ha optado por una instalación de 250 kW. Con la potencia óptima determinada se evalúa la respuesta del sistema en el día más crítico, Figura 2.32.

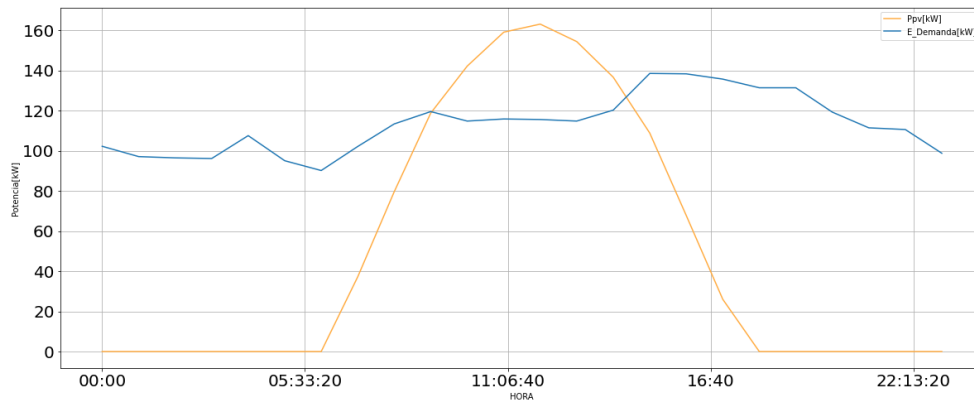


Figura 2.32. Perfil de potencia de demanda y generación en un día promedio en el día más crítico para el Escenario 2 (optimizado).

En base a los datos obtenidos se calcula la capacidad de la batería como la diferencia entre la máxima energía diaria demanda por la carga, $E_{Demanda}$ y la energía generada por el sistema fotovoltaico en un día crítico, E_{Pv} , siempre y cuando la E_{Pv} sea mayor o igual a la $E_{Demanda}$, y menor a la potencia límite determinada por la ecuación (59), Figura 2.33.

$$E_{Exedente} = \sum_t^{24} ((E_{Demanda} - P_{lim}) - E_{Pv}) \rightarrow P_{lim} < E_{Pv} > E_{Demanda} \quad (72)$$

$$E_{Exedente} = 174,061 \text{ kWh}$$

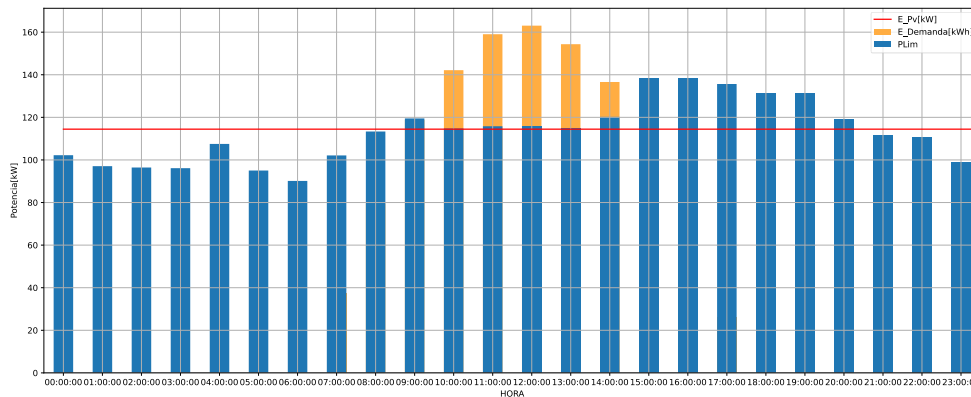


Figura 2.33. Energía generada por el sistema fotovoltaico y el consumo de la carga en el día para el Escenario 2 (optimizado).

Remplazando la cantidad de energía excedente para almacenar y reemplazando la en la ecuación (55) y (57), se obtiene:

$$C_{Bateria} = \frac{\frac{174,061 \text{ kWh/día}}{0,95}}{725 \text{ V}}$$

$$C_{Bateria} = 252,72 \text{ Ah}$$

$$Baterías \text{ en paralelo} = \frac{\frac{174,061 \times 1 \text{ día}}{0,95}}{64 \text{ Ah}}$$

$$Baterías \text{ en paralelo} = \frac{\frac{174,061 \text{ Ah}}{0,95}}{64 \text{ Ah}}$$

$$Baterías \text{ en paralelo} = 4,16 \approx 5$$

Para la energía demandada se ha determinado un total de 1 batería en serie y 5 celdas en paralelo para cubrir con el requerimiento. Es decir que se necesitara una batería con 5 celdas.

Con los parámetros determinados se analiza el comportamiento del sistema en un día promedio, Figura 2.34. Como se puede apreciar en la figura las horas de excedente de energía solar son almacenadas en la batería para posteriormente ser descargadas cuando no exista radiación y cubrir los picos de demanda en las horas punta. Así mismo en Figura 2.35 , se presenta el estado de carga y descarga de la batería.

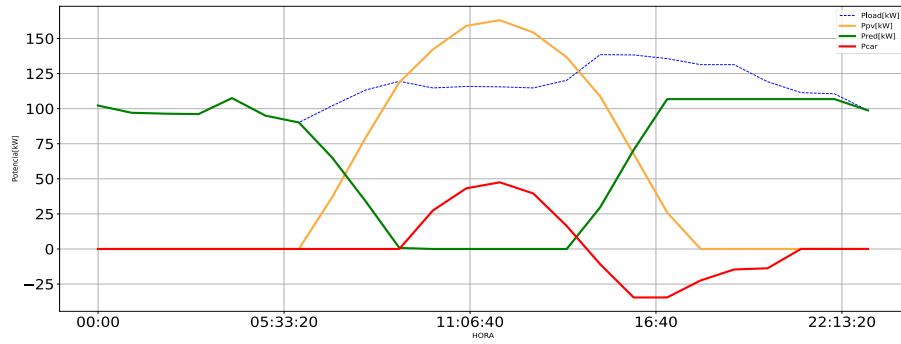


Figura 2.34. Evolución temporal del balance de potencia del sistema para el Escenario 2 (optimizado).

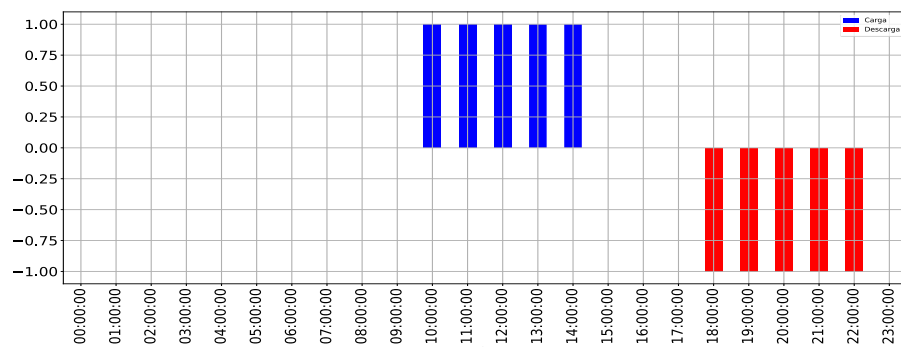


Figura 2.35. Evolución del estado de carga y descarga de la batería para el Escenario 2 (optimizado).

En la Figura 2.36 se presenta la evolución temporal del balance de potencia del sistema optimizado de una semana promedio del mes de julio, el mes más crítico del año. En la figura se puede apreciar el recorte de picos de energía desde la red solventados por el sistema de almacenamiento siempre y cuando se supere la potencia límite establecida.

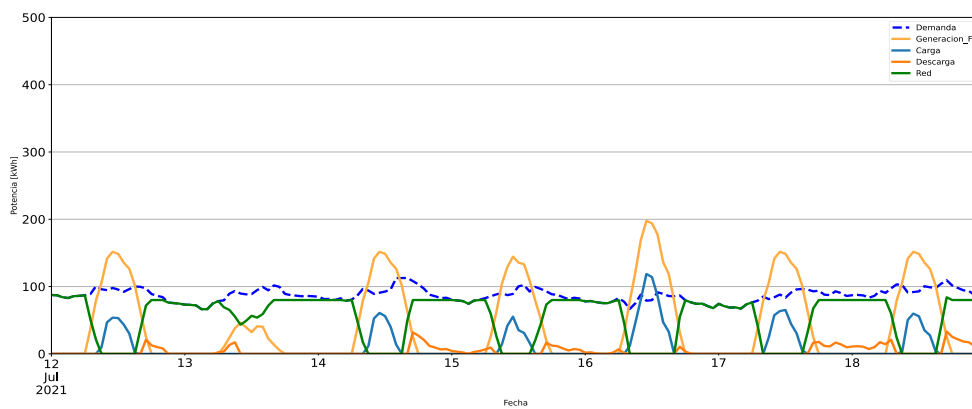


Figura 2.36. Evolución temporal del balance de potencia en una semana para el Escenario 2 (optimizado).

De la misma forma que en el apartado anterior una vez analizado el comportamiento del sistema con la incorporación de la batería se ha realizado la simulación del sistema donde se han obtenido los resultados presentados en el diagrama de Sankey, Figura 2.37 .

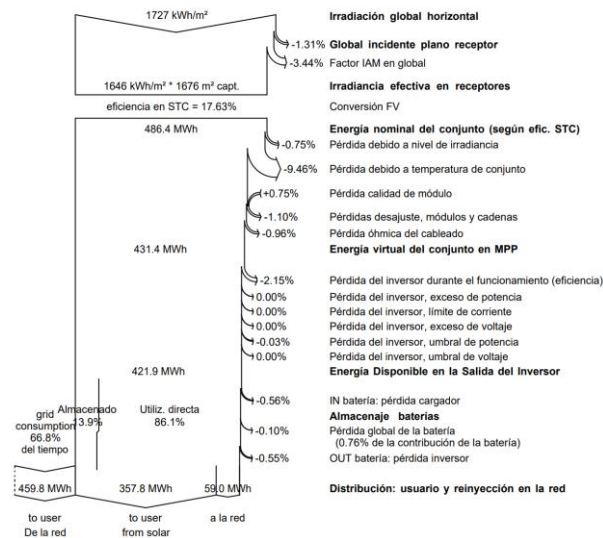


Figura 2.37. Diagrama de pérdidas de energía anuales del Escenario 2 (optimizado).

Del diagrama se puede observar que el sistema almacena aproximadamente un 14% de la energía generada por el sistema fotovoltaico. Por lo que, el sistema de la red es el predominante.

2.1.6. Evaluación económica

En el módulo de evaluación económica se determina, el costo nivelado de la energía, LCOE, los costos de inversión, el ahorro anual generado por la instalación, así como el retorno de la inversión en porcentaje al ROI, en base a los resultados obtenidos en el análisis técnico de los dos escenarios [114], [139], [140].

Al dimensionar un sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías para autoconsumo, los costes de todo el sistema deben equilibrarse con los beneficios derivados de la electricidad ahorrada. Sin embargo, para este estudio se desprecia los ingresos provenientes de inyectar la generación fotovoltaica a la red, ya que la regulación vigente plantea un modelo de neteo de energía [141].

Costos de Inversión

Los costos de inversión se consideran como los costos directos e indirectos de instalación del sistema [111]. Esto incluye costos de componentes, C_{Comp} , (módulos, inversores, baterías, controladores, generador), gastos de estudios y análisis, C_{Estu} , tarifas

administrativas, $C_{tarfAdm}$, (costo de conexión a la red, cargos bancarios, permisos, impuestos), costos varios, C_{Var} , (seguros, costos de terrenos, crédito de sustitución y subsidios), ecuación (73).

$$C_i = C_{Comp} + C_{Estu} + C_{tarfAdm} + C_{Var} \quad (73)$$

LCOE

Costo nivelado de energía, LCOE, que está dado por la relación entre todos los costos y la energía generada. La fórmula para calcular el costo nivelado de energía de un sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías es el mismo que para el LCOE de un sistema fotovoltaico después de agregar los costos asociados con el sistema de almacenamiento. Cabe señalar que la electricidad producida por el sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías es la misma que la producida por el sistema fotovoltaico, es decir, Epv. Esto se debe a que, en esta investigación, la batería se carga únicamente con excedentes de energía fotovoltaica y no se carga desde la red. El LCOE tiene en cuenta el valor presente de los flujos de caja futuros aplicando una Tasa de Descuento, utilizando la ecuación 74, para el cálculo de LCOE [138], [140].

$$LECO = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (74)$$

Donde:

I_t = Inversión y gastos del año (t)

M_t = Gastos de operación y mantenimiento del año (t)

E_t = Producción de electricidad del año (t)

r = Tasa de descuento que se podría ganar en inversiones alternativas

n = Vida útil del sistema

VAN

Valor Actual Neto es la diferencia entre todos los ingresos y todos los costos, se define como la suma algebraica de los flujos de efectivos, $F\$i$, actualizados a la tasa de costo de capital, K_0 , considerando tanto los ingresos como los egresos, durante el horizonte de evaluación, i . El VAN se define según la ecuación 75.

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F\$_i}{(1+K_0)^i} \quad (75)$$

Período de Retorno

Es el tiempo de recuperación de la inversión y esta expresado en años. Esto permite analizar el tiempo exacto para llegar al equilibrio entre los costos y los ingresos, que corresponde al momento en que el VAN se vuelve cero. Se puede calcular con ayuda de la ecuación 76, y es el resultado de a la relación entre el costo inicial C_i y el ahorro obtenido *AhorroAnual* [114].

$$PR = \frac{C_i}{AhorroAnual} \quad (76)$$

ROI

Retorno de la inversión es la relación entre todos los ingresos y todos los costos, expresa el beneficio o pérdida por cada dólar invertido en la instalación implementada, en base al tiempo de vida útil, V_{util} , ecuación (77) [138].

$$ROI = \frac{(AhorroAnual \times V_{util}) - C_i}{C_i} \quad (77)$$

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Análisis técnico

Escenario 1 (Autoconsumo)

Para le escenario 1, de autoconsumo se evaluó el comportamiento energético de la instalación, los puntos más relevantes de la simulación se presenten en la Tabla 3.1.1

Tabla 3.1.1. Datos simulación Escenario 1 (autoconsumo).

Datos de simulación Escenario 1 (Autoconsumo)	
Módulos Fotovoltaico	Jinkosolar-JKM 340PP-72
Número de Módulos	1656
Módulos en serie	18
Módulos en paralelo	92
Área total de los módulos	3213 m ²
Inversor	Hyndai HPC-500HL-EU
Numero de Inversores	1
Potencia nominal de la Instalación	563 kWp
Potencia de CA nominal	500 kWCA
Batería	LG Chem Rack R800
Tipo de Batería	Li NMC
Batería en series	1
Celdas en Paralelo	29
Profundidad de descarga	95%
Energía almacenada	1287 kWh
Capacidad global del sistema	1867Ah
Necesidad Anual de la Industria	818 MWh/año
Carga Promedio Industria	93,3 kW
Carga Máxima Industria	143,1 kW

Como se puede ver en la Figura 3.1.1 para el escenario 1 (autoconsumo) el sistema fotovoltaico con almacenamiento fue dimensionado con la finalidad de cubrir toda la demanda de la industria. Esto quiere decir que el sistema fotovoltaico generará un total de 807 MWh/año para cubrir la demanda anual de la industria, que es igual a 818 MWh/año. El sistema diseñado proporciona aproximadamente el 87% de la demanda total de la industria.

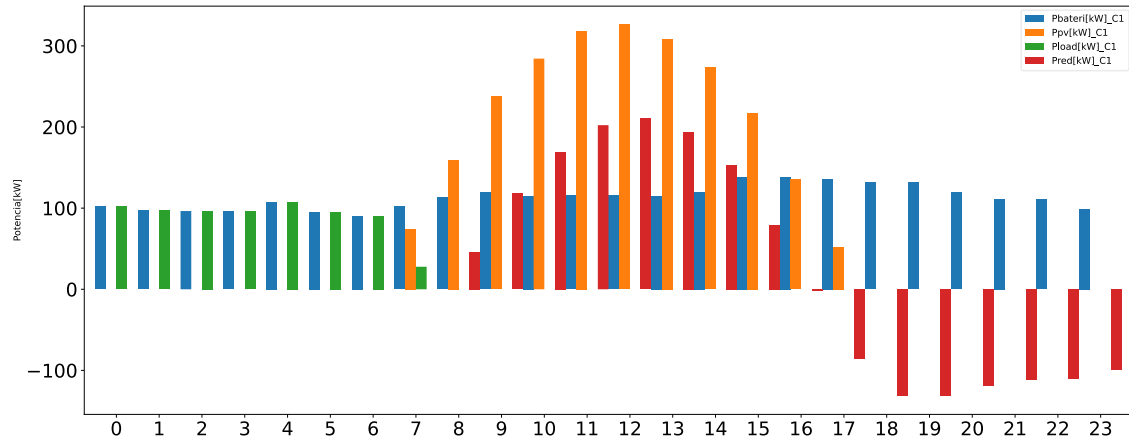


Figura 3.1.1. Evolución temporal del balance de potencia para el día más crítico, Escenario 1 (autoconsumo).

Escenario 2 (Optimizado)

Por otro lado, en el escenario 2 (optimizado), como una estrategia de “peak shaving” el sistema se dimensionó de forma óptima con la finalidad que el sistema limite la potencia de entrada de energía de la red en un 60% de la demanda máxima generada. Por lo que el sistema fotovoltaico con almacenamiento es el encargado de cubrir los picos que se generan sobre la potencia limite determinada. Los datos de simulación del caso optimizado se presentan en la Tabla 3.1.2.

Tabla 3.1.2. Datos simulación Escenario 2 (Optimizado)

Datos de simulación Escenario 2 (Optimizado)	
Módulos Fotovoltaico	Jinkosolar-JKM 340PP-72
Número de Módulos	864
Módulos en serie	18
Módulos en paralelo	48
Área total de los módulos	1676 m ²
Inversor	Hyndai HPC-500HL-EU
Numero de Inversores	1
Potencia nominal de la Instalación	297 kWp
Potencia de CA nominal	250 kWCA
Batería	LG Chem Rack R800
Tipo de Batería	Li NMC
Batería en series	1
Celdas en Paralelo	5
Profundidad de descarga	95%
Energía almacenada	222 kWh
Capacidad global del sistema	322 Ah
Necesidad Anual de la Industria	818 MWh/año
Carga Promedio Industria	93,3 kW
Carga Máxima Industria	143,1 kW

El sistema fotovoltaico es capaz de cubrir la demanda en las horas en la que existe radiación y a su vez generar un excedente de energía que se almacena en las baterías para cubrir los picos de demanda a lo largo del día, Figura 3.1.2 .

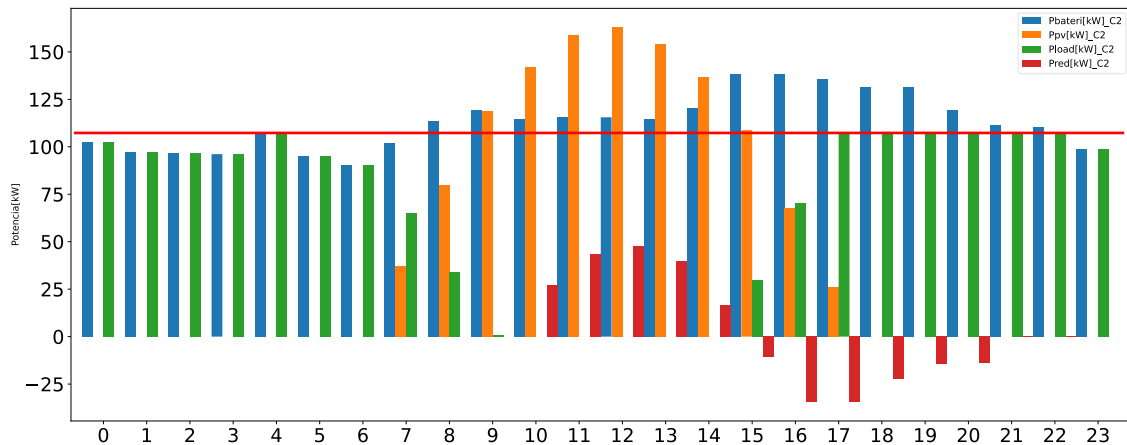


Figura 3.1.2. Evolución temporal del balance de potencia para el día más crítico del Escenario 2 (Optimizado).

Los resultados obtenidos para los dos casos evaluados se presentan en la Tabla 3.1.3. Como se puede observar en la tabla, a pesar de que el sistema de autoconsumo permite reducir el consumo de energía de la red en 80% a comparación del sistema optimizado que solo reduce el consumo de energía en un 43%, al evaluar el sistema según la regulación vigente ARCENNER 001/21, en la cual se especifica un neto de energía es de suma importancia evaluar el aspecto financiero de la instalación.

Tabla 3.1.3. Resultados energéticos de los casos evaluados

Escenarios Evaluados	Energía producida [MWh/año]	Energía Almacenada [MWh/año]	Energía uso directo [MWh/año]	Energía inyectada [MWh/año]	Energía consumida de la red [MWh/año]
Sin sistema Peak Shaving	0	0		0	817
Caso 1 (Autoconsumo)	870	355	360	92	140
Caso 2 (Optimizado)	421,9	58,6	303	59	459

3.2. Análisis Económico

Los costos del sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías son directamente proporcionales a la capacidad fotovoltaica y baterías e incluyen costos de módulos fotovoltaicos, soportes, inversores, instalación, cables etc. De manera similar, los costos de la batería se consideran directamente proporcionales a la capacidad de la batería. Los gastos generales contienen la parte de los costes que no dependen del tamaño del sistema y son constantes para cada simulación, como por ejemplo permisos o costes de planificación, sin embargo, se consideran los costos de renovación de las baterías.

Para el análisis financiero se ha hecho uso de la de la herramienta PVsyst, misma que permite realizar un análisis detallado al incorporar parámetros como el costo de la inversión, mantenimiento, tasa de interés e índices de tasa de inflación, con lo que se obtiene una visión más detallada de la factibilidad del proyecto.

Escenario 1 (Autoconsumo)

Los datos necesarios para realizar el análisis financiero para el escenario 1 se presentan en la Tabla 3.2.1, Tabla 3.2.2, Tabla 3.2.3. Cabe mencionar que el tiempo de evaluación del proyecto está relacionado al plazo de operación de la regulación ARCERNR 001/21.

Tabla 3.2.1. Datos de inversión del proyecto escenario 1 (autoconsumo).

Inversión			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario en [USD]	Total [USD]
Módulos fotovoltaicos JKM 340W	1656	213,00	352 728,00
Soportes para los módulos	44	2 500,00	110 000,00
Inversor Hyndai 500HL-EU	1	50 000,00	50 000,00
Módulos de baterías Rolls 6V345Ah(8X180)	1	441 600,00	441 600,00
Transporte de los equipos	1	20 000,00	20 000,00
Montaje y Configuración de los equipos	1	20000	20 000,000
Conexión de la red	1	10 000,00	10 000,00
Seguro de transporte	1	5 000,00	5 000,00
Total, de Inversión Bruta			1 009 328,00 USD

Tabla 3.2.2. Datos de Financiamiento del proyecto escenario 1 (autoconsumo).

Dato de Financiamiento	
Capital propio	509 328.00 USD
Préstamo	5 00 000.00 USD
Años del préstamo	10 años
Interés	14%

Tabla 3.2.3. Costos de operación anual escenario 1 (autoconsumo).

Operación anual	
Vida útil del proyecto 20 años	Inflación 13%
Descripción	Costo anual
Mantenimiento	5 000,00 USD
Limpieza	5 000,00 USD
Cambio de Baterías	50 000,00 USD
Costos administrativos	10 000,00 USD
Ahorro Anual	55 746.06 USD

Una vez realizado el análisis financiero para el escenario 1 (autoconsumo) se ha obtenido un costo de producción de energía de 0,32 USD/kWh, similar al costo expuesto en el informe de LAZARD para sistemas Comerciales e Industriales con sistemas fotovoltaicos con almacenamiento entre 500 kW y 2 000 kW que va desde 335 USD/MWh hasta 235 USD/MWh [115]..

Inversión			
Direct costs			
Módulos FV			
JKM 340PP-72 (Plus)	1656 unidades	213.00 USD / unidad	352728.00 USD
Supports for modules	42 unidades	2500.00 USD / unidad	105000.00 USD
Inversores			
HPC-500HL-EU			50000.00 USD
Baterías			441600.00 USD
Installation			
Transporte			20000.00 USD
Settings			10000.00 USD
Grid connection			20000.00 USD
Seguro			
Building insurance			5000.00 USD
		Inversión neta (CAPEX)	1004328.00 USD
Operating costs			
Manten.			
Reparation			5000.00 USD / año
Cleaning			5000.00 USD / año
Bank charges			75000.00 USD / año
Administrative, accounting			10000.00 USD / año
Subsidios			-48958.00 USD / año
		Total (OPEX)	48042.00 USD / año
		Operating costs (OPEX) incl. inflation (13.00%)	172349.25 USD / año
Resumen del sistema			
Inversión neta			1004328.00 USD
Own funds			504328.00 USD
Préstamo (10 años)	Tasa 14.00 % / a	Anualidades 95856.77 USD / año	500000.00 USD
Costo total anual (inc. inflation 13.00 % / año)			220277.63 USD / año
Energía sin utilizar			675 MWh / año
Energía vendida a la red			96.6 MWh / año
Costo de la energía producida (sum of costs over lifetime / total production over lifetime)			0.32 USD / kWh

Figura 3.2.1. Resumen del costo de la energía producida para el escenario 1 (autoconsumo)

Para el análisis financiero es necesario calcular el ahorro económico anual por la reducción de la compra de energía con la tarifa establecida para consumidores comerciales con demanda horaria, CNEL Guayaquil ya que el mismo no es tomado en cuenta dentro del programa, sin embargo, se lo puede ubicar como subsidios anuales dentro del mismo. En base a esto se realiza una simulación anual para determinar el ahorro por el pago de energía con la ecuación (78):

$$AhorroAnual_{Energía} = \sum_1^{365} \sum_{t=0}^{24} P_{red}(t) \times Costo(t) \quad (78)$$

Donde

$P_{red}(t)$ = representa la energía consumida desde la red en kWh

$Costo(t)$ = representa los cargos tarifarios del para cada periodo de demanda en USD/kWh.

Como se puede apreciar en la Figura 3.2.2 el costo de venta de la energía, así como el costo de auto consumo se configuran con el mismo valor puesto que al desarrollar el proyecto en el marco de la regulación ARCERNR 001/21, no se tiene un esquema de venta de energía. Para los proyectos desarrollados bajo esta regulación se propone un esquema de neteo de energía por lo que la energía entregada a la red tiene el mismo costo que la energía consumida, en los horarios establecidos para el consumidor. Una vez configurados todos los parámetros necesarios se ha obtiene un ROI de -9,2% por lo que el proyecto no sería viable, Figura 3.2.2.

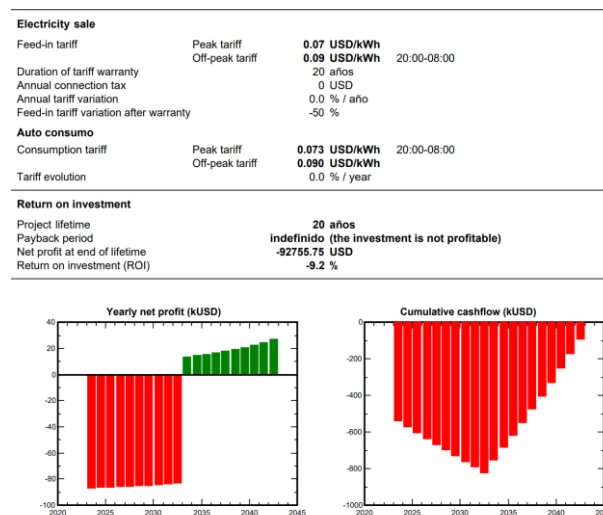


Figura 3.2.2. Resumen del informe financiero del escenario 1 (autoconsumo).

Escenario 2 (Optimizado)

De la misma forma se ha realizado la evaluación financiera para caso optimizado con sistema de “peak shaving” propuesto. En las Tabla 3.2.4,

Tabla 3.2.5, Tabla 3.2.6, se presenta los parámetros para la evaluación financiera.

Tabla 3.2.4. Datos de inversión del proyecto, escenario 2 (optimizado).

Inversión			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario en [USD]	Total [USD]
Módulos fotovoltaicos JKM 340W	864	213	184 032,00
Soportes para los módulos	27	2 500,00	67 500,00
Inversor Hydai HPC-250	1	20 000,00	20 000,00
Módulos de baterías Rolls 6V345Ah (8X180)	1	97 666,00	97 660,00
Transporte de los equipos	1	20 000,00	20 000
Montaje y Configuración de los equipos	1	20 000,00	20 000,000
Conexión de la red	1	10 000,00	10 000,00
Seguros de transporte	1	5 000,00	5 000,00
Total, de Inversión Bruta			424 198, 00

Tabla 3.2.5. Datos de Financiamiento del proyecto, escenario 2 (optimizado).

Dato de Financiamiento	
Capital propio	431 750,00 USD

Tabla 3.2.6. Costos de operación anual, escenario 2 (optimizado).

Operación anual	
Vida útil del proyecto 20 años	Inflación 13%
Descripción	Costo anual
Mantenimiento	5 000,00 USD
Limpieza	5 000,00 USD
Cambio de Baterías	6 000,00 USD
Costos administrativos	10 000,00 USD
Ahorro anual	16 360,00 USD

Con los parámetros necesarios para la simulación se ha obtenido un ROI, positivo de 22,7% con un retorno de la inversión a partir del año 16. Por lo que la propuesta es financieramente viable, Figura 3.2.3.

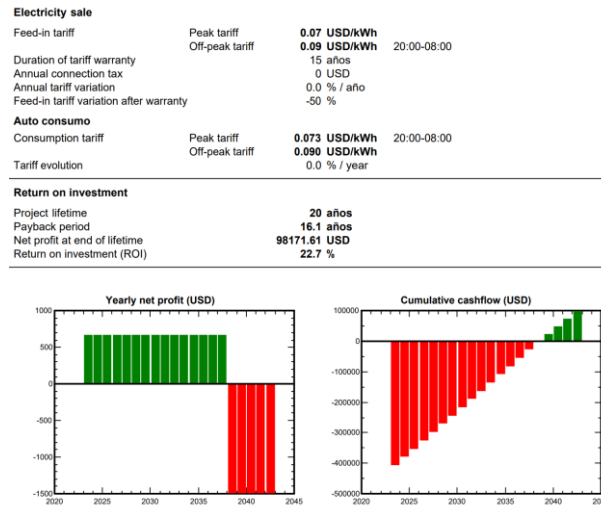


Figura 3.2.3. Resumen del informe financiero escenario 2 (optimizado).

Los resultados más relevantes obtenidos en el análisis financiero se presentan en la Tabla 3.2.7. El sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías para autoconsumo como una estrategia de peak shaving, del escenario 1, permite tener mayores ahorros en la compra de energía, sin embargo, requiere de una inversión es más elevada y al manejar un sistema e neteo de energía no resulta rentable presentando un negativo ROI, sin embargo el caso dos con una potencia del sistema fotovoltaico así como el sistema de almacenamiento, presenta una mejor solución con RIO 22,7% en un aproximado de 16 años.

Tabla 3.2.7. Resultados financieros de los escenarios evaluados

Escenarios Evaluados	Inversión [USD]	Ahorro por reducción de compra de energía [USD/Año]	Periodo de recuperación [años]	ROI [%]	LCOE [USD/kWh]
Sin sistema Peak Shaving	0	0	0	0	0
Caso 1 (Autoconsumo)	1 009 328,00	55 746.06	23	-9,2	0,32
Caso 2 (Optimizado)	424 198, 00	16 360,00	16	22,7%	0,09

4. CONCLUSIONES

Una vez terminado el trabajo de investigación se ha llegado a las siguientes conclusiones.

- En cuanto al a la investigación bibliográfica de sistemas de “peak shaving” con propuestas híbridas solar fotovoltaica y almacenamiento de baterías para el sector industrial existe poca información, sin embargo, existe un gran desarrollo de conocimiento en el ámbito de sistemas residenciales, así como en la implementación de sistemas EMS que permitan integrar esquemas de “peak shaving” en varios países de Europa y Estados Unidos. Los perfiles de demanda mayor mente marcados en estas regiones por la estacionalidad de años hace más evidente que estas propuestas se puedan desarrollar. En cuanto al desarrollo de esquemas de “peak shaving” se puede que exista un gran avance con el desarrollo de políticas y regulaciones que estos sean evaluados desde un ámbito no solo sostenible sino también económico.
- El Ecuador en los últimos años ha realizado un gran esfuerzo por impulsar políticas que permitan el desarrollo de proyectos renovables y gracias a las regulaciones ARCONEL 003-18, ARCONEL 057-18, ARCERNNR 001/21 y ARCERNNR 002/21 hoy en día existen procedimientos adecuados para el desarrollo de proyectos renovables de grande y pequeña escala. La regulación ARCERNNR 001/21, que determina las dos modalidades de micro-grid que se pueden instalar en el Ecuador se agrega como complemento a la regulación ARCONEL 003-18, que se veía muchas veces limitadas por las superficies de construcciones, abre una gran oportunidad para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos de autoabastecimiento, así como de sistemas conectados a la red de distribución. El desarrollo de estas regulaciones permite el proponer diferentes esquemas de control de la demanda, con la finalidad de reducir el consumo excesivo existente en las redes de distribución y así generar ahorros a los consumidores que obtén por estos tipos de estrategias como la de “peak shaving” propuesta.
- Uno de los puntos claves para el diseño de estaciones fotovoltaicas con almacenamiento es la calidad de datos del perfil de la demanda que se pueda obtener, así como la caracterización de estos para obtener un correcto punto de partida. Asimismo, el hacer usos de herramientas informáticas especializadas en el diseño y dimensionado de instalaciones fotovoltaicas, permiten validar los modelos matemáticos y otorgan un respaldo en cuanto a la información de datos

meteorológicos para el dimensionado de estos. Uno de los puntos más críticos dentro del desarrollo de estos sistemas es la gran variedad de fabricantes de elementos que existen hoy en día por lo que tener una referencia de elementos validados en operación es una gran solución. A pesar de que los costos de fabricación de los sistemas fotovoltaicos han ido disminuyendo año a año los sistemas de almacenamiento como tecnología de litio aun no alcanzan precios competitivos en los países de la región debido a las subvenciones que presenta cada país. Sin embargo, la integración de las dos tecnologías puede resultar económicamente atractiva para el desarrollo de proyectos menores a los de 2MW para consumidores comerciales e industriales.

- Como se ha podido evaluar en el trabajo una alta capacidad de almacenamiento puede duplicar el costo del proyecto, debido a los elevados precios de los elementos que componen la instalación. El proponer un sistema fotovoltaico con almacenamiento como autogeneración no es rentable en sectores comerciales e industriales debido a los costos de energía que se tiene en el Ecuador. A pesar de que exista un esquema tarifario con consumos de demanda horaria los costos de electricidad no son comparables a los costos de energía producida. Por lo que la propuesta de “peak shaving” con un sistema fotovoltaico con almacenamiento óptimo para reducir el pico de demanda a partir de una potencia límites es una estrategia viable. La optimización de sistema reduce en un 50% la inversión inicial del proyecto y al realizarse en el marco regulatorio del Ecuador donde existe un neteo de energía la propuesta presenta una factibilidad económica a partir del año 16. El sistema se centra en reducir los picos de demanda y sacar el mayor aporte posible del sistema de generación fotovoltaica. Los resultados obtenidos indican que una de las mejores soluciones para la industria de estudio es la instalación de 250 kWp y un almacenamiento de baterías con una capacidad de 222 kWh.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Y. Mou, H. Xing, M. Fu, and Z. Lin, "Distributed Charging Control for Electric Vehicles Considering Fair Power Allocation," in 2018 IEEE 14th International Conference on Control and Automation (ICCA), 2018, pp. 373–378.
- [2] J. P. Achara, J.-Y. Le Boudec, and M. Paolone, "Technologies for integration of large-scale distributed generation and volatile loads in distribution grids," 2018.
- [3] D. Bodansky, "The United Nations framework convention on climate change: a commentary," *Yale J. Int'l L.*, vol. 18, p. 451, 1993.
- [4] L. H. Berrío and C. Zuluaga, "Smart Grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: unarevisión en el contexto energético mundial," *Ingeniería y Desarrollo*, vol. 32, no. 2, pp. 369–396, 2014.
- [5] L. Marques, F. Campos, R. Fonseca, K. NAKAGAWA, and R. MASUDA, "LISCOOL—A Demonstration Project of an Automated Fast Demand Response Management System: Main Outcomes," 2019.
- [6] M. Monzoni and A. Vendramini, "PANORAMA DE LAS ENERGÍASRENOVABLES: SECTORINDUSTRIAL Y LATINOAMÉRICA," ESCUELA DE ADMINISTRACIÓNDE EMPRESAS DE SÃO PAULO, 2016.
- [7] S. M. Bitar, F. Chamas, and others, "Estudio de factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos como fuente de energía en el sector industrial de Colombia," 2017.
- [8] G. Velasco Quesada, F. Casellas Beneyto, F. Guinjoan Gispert, R. Piqué López, and H. Martínez García, "Peak Shaving en Palestina mediante generación fotovoltaica y baterías," in XXII SAAEI-Libro de Resúmenes, 2015, pp. 176–181.
- [9] IDAE, "Para eficiencia energética en la industria," Madrid, 2018.
- [10] Z. Wang and S. Wang, "Grid power peak shaving and valley filling using vehicle-to-grid systems," *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1822–1829, 2013.
- [11] J. C. Castro Cuasapaz, "Estudio de los métodos de reducción de demanda eléctrica en horas pico 'peak shaving' y su factibilidad en Ecuador," Quito, 2017., 2017.

- [12] R. Martins, H. C. Hesse, J. Jungbauer, T. Vorbuchner, and P. Musilek, "Optimal component sizing for peak shaving in battery energy storage system for industrial applications," *Energies*, vol. 11, no. 8, p. 2048, 2018.
- [13] J. A. Lucio Cruz, "Proyección de la demanda eléctrica de alimentadores primarios con clientes industriales durante horas pico y su abastecimiento mediante generación distribuida," Quito, 2020., 2020.
- [14] T. K. Chau, S. S. Yu, T. Fernando, and H. H.-C. lu, "Demand-side regulation provision from industrial loads integrated with solar PV panels and energy storage system for ancillary services," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 11, pp. 5038–5049, 2017.
- [15] G. Merei, J. Moshövel, D. Magnor, and D. U. Sauer, "Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications," *Applied Energy*, vol. 168, pp. 171–178, 2016.
- [16] G. J. May, A. Davidson, and B. Monahov, "Lead batteries for utility energy storage: A review," *Journal of energy storage*, vol. 15, pp. 145–157, 2018.
- [17] E. Reihani, M. Motalleb, R. Ghorbani, and L. S. Saoud, "Load peak shaving and power smoothing of a distribution grid with high renewable energy penetration," *Renewable energy*, vol. 86, pp. 1372–1379, 2016.
- [18] R. Martins, P. Musilek, H. C. Hesse, J. Jungbauer, T. Vorbuchner, and A. Jossen, "Linear battery aging model for industrial peak shaving applications," in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, 2018, pp. 1–6.
- [19] D. Atabay, "An open-source model for optimal design and operation of industrial energy systems," *Energy*, vol. 121, pp. 803–821, 2017.
- [20] T. Bocklisch, "Hybrid energy storage approach for renewable energy applications," *Journal of Energy Storage*, vol. 8, pp. 311–319, 2016.
- [21] MERNNR, "Balance Energético Nacional 2020," Ministerio de Energía de Recursos Naturales no Renovables, 2021.
- [22] M. de Energía y Recursos Naturales no Renovables, "Balance Energético Nacional 2019," Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE, 2019.

- [23] ARCONEL, “Estadística Aunal y Multianual del Sector Electrico Ecuatoriano,” Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
- [24] ARCERNNR, “PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2021,” Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovable, Nov. 2021.
- [25] ARCERNNR, “PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2022,” Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovable, Nov. 2022.
- [26] H. Orozco Cuevas, “Disminución de Demanda en Horario Punta (Peak Shaving) Mediante el Uso de un Generador en Sitio, Utilizando Diesel y Biodiesel B20.”
- [27] A. Oudalov, R. Cherkaoui, and A. Beguin, “Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application,” in 2007 IEEE Lausanne Power Tech, 2007, pp. 621–625.
- [28] X. Hu, G. Xu, H. Cheng, Y. Liu, Y. Cai, and others, “Joint planning of BESS and DR for industrial consumers participating in peak-shaving,” in 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2018, pp. 1–5.
- [29] B. Bereczki, B. Hartmann, and S. Kertész, “Industrial Application of Battery Energy Storage Systems: Peak shaving,” in 2019 7th International Youth Conference on Energy (IYCE), 2019, pp. 1–5.
- [30] W. GRATTIERI, “Electric Load Management in Industry,” Leonardo Energy, Jan. 2009.
- [31] R. Glick, J. Danly, A. Clements, M. C. Christie, and W. L. Phillips, “2021 Assessment of Demand Response and Advanced Metering,” Federal Energy Regulatory Commission, 2021.
- [32] NREL, “When Does Energy Storage Make Sense? It Depends.” <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/when-does-energy-storage-make-sense-it-depends.html> (accessed Mar. 24, 2022)..
- [33] M. Tomalsquim, “Integração das Fontes Renováveis Intermitentes na América Latina,” 2017.
- [34] E. Becker, “Análisis del mercado eléctrico argentino. Impacto de la regulación en su funcionamiento,” 2020.

- [35] CAMMESA, "Informe Anual," CAMMESA, 2018.
- [36] L. A. Arias, "GESTIÓN DE RESPUESTA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN COLOMBIA DESDE EL AÑO 2000 HASTA EL 2020," Encuentro Internacional de Educación en Ingeniería, 2021.
- [37] L. Vargas Tobón and others, "Análisis económico del mecanismo de respuesta de la demanda del sector eléctrico en Colombia," Universidad EAFIT, 2017.
- [38] L. G. Pulla Sánchez and L. A. Sanango Tenelema, "Programa para la gestión activa de la demanda de energía eléctrica en grandes clientes de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur CA, a través de la medición inteligente y la aplicación de incentivos tarifarios," 2018.
- [39] admin, "Eficiencia Energética en Chile." <https://www.anescochile.cl/eficiencia-energetica-chile/>, 2021.
- [40] V. J. Martinez and H. Rudnick, "Design of demand response programs in emerging countries," in 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2012, pp. 1–6.
- [41] Y. Masip, A. Poque, M. Valin, L. Ramirez, and J. Valdés, "Demand Side Management on the Chile Industry: Learning From the German Case," *Ingeniería*, vol. 24, no. 3, pp. 235–251, 2019.
- [42] CEPAL, "Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética del Brazil," Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2015.
- [43] V. Mehta and R. Mehta, *Principles of Power System: Including Generation, Transmission, Distribution, Switchgear and Protection: for BE/B. Tech., AMIE and Other Engineering Examinations*. S. Chand Publishing, 2005.
- [44] K. H. Chua, Y. S. Lim, and S. Morris, "Energy storage system for peak shaving," *International Journal of Energy Sector Management*, 2016.
- [45] S. Sinha and S. Chandel, "Review of software tools for hybrid renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 192–205, 2014.
- [46] S. Iqbal, "User Comfort Enhancement in Home Energy Management Systems using Fuzzy Logic," Department of Computing A thesis submitted in partial fulfillment of the ..., 2018.

- [47] A. Palamar, E. Pettai, and others, "Control system for a diesel generator and ups based microgrid," *Rigas Tehniskas Universitates Zinatniskie Raksti*, vol. 27, p. 47, 2010.
- [48] M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. Abd Halim, T. C. Kwang, and others, "A review on peak load shaving strategies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82. Elsevier, pp. 3323–3332, 2018.
- [49] M. M. Rana, M. Atef, M. R. Sarkar, M. Uddin, and G. Shafiullah, "A Review on Peak Load Shaving in Microgrid—Potential Benefits, Challenges, and Future Trend," *Energies*, vol. 15, no. 6, p. 2278, 2022.
- [50] R. S. Salles, A. Souza, and P. F. Ribeiro, "Energy Storage for Peak Shaving in a Microgrid in the Context of Brazilian Time-of-Use Rate," *Multidisciplinary Digital Publishing Institute Proceedings*, vol. 58, no. 1, p. 16, 2020.
- [51] J. M. Gers and others, "América Latina y el caribe: estado del arte de las redes eléctricas inteligentes," *ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, vol. 1, no. 1, pp. 24–41, 2017.
- [52] M. R. Hossain, A. M. Oo, and A. Ali, "Smart grid," in *Smart Grids*, Springer, 2013, pp. 23–44.
- [53] D. M. Souran, H. H. Safa, B. G. Moghadam, M. Ghasempour, and P. T. Heravi, "Smart grid technology in power systems," in *Soft Computing Applications*, Springer, 2016, pp. 1367–1381.
- [54] G. Dileep, "A survey on smart grid technologies and applications," *Renewable energy*, vol. 146, pp. 2589–2625, 2020.
- [55] A. Shewale, A. Mokhade, N. Funde, and N. D. Bokde, "An overview of demand response in smart grid and optimization techniques for efficient residential appliance scheduling problem," *Energies*, vol. 13, no. 16, p. 4266, 2020.
- [56] D. Çelik and M. E. Meral, "Current control based power management strategy for distributed power generation system," *Control Engineering Practice*, vol. 82, pp. 72–85, 2019.
- [57] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Lehtonen, "Benefits of demand response on operation of distribution networks: A case study," *IEEE systems journal*, vol. 10, no. 1, pp. 189–197, 2014.

- [58] W. Lee, J. Jung, and B. O. Kang, "Cost-Benefit Analysis for Industrial Customers-Installed Energy Storage System in South Korea," in 2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), 2018, pp. 470–474.
- [59] Statista, "Forecasted industrial energy consumption worldwide from 2018 to 2050, by energy source." Feb-2021.
- [60] O. Elma and H. A. Gabbar, "Perspectives of Demand-Side Management Under Smart Grid Concept," Energy Conservation in Residential, Commercial, and Industrial Facilities, p. 225, 2018.
- [61] A. Mahmood, N. Javaid, M. A. Khan, and S. Razzaq, "An overview of load management techniques in smart grid," International Journal of Energy Research, vol. 39, no. 11, pp. 1437–1450, 2015.
- [62] T. Capiou and L. Van Daele, "Application note-load management of industrial systems," 2016.
- [63] I. E. Agency, "Tracking Industry 2020," International Energy Agency, 2020.
- [64] G. BoroumandJazi, B. Rismanchi, and R. Saidur, "A review on exergy analysis of industrial sector," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 27, pp. 198–203, 2013.
- [65] S. S. Kholerdi and A. Ghasemi-Marzbali, "Interactive Time-of-use demand response for industrial electricity customers: A case study," Utilities Policy, vol. 70, p. 101192, 2021.
- [66] A. Arteconi and F. Polonara, "Assessing the demand side management potential and the energy flexibility of heat pumps in buildings," Energies, vol. 11, no. 7, p. 1846, 2018.
- [67] E. Energy, "Peak Shaving: métodos de almacenamiento de energía solar para reducir los picos de carga - Elum Energy." <https://elum-energy.com/es/2021/08/25/que-es-el-peak-shaving/>, 2021.
- [68] I. E. S. (IES), "Peak Shaving with Solar and Energy Storage." <https://www.idealenergysolar.com/peak-shaving-solar-storage/#:text=Peak shaving involves proactively managing,best way to peak shave.,> 2019.

- [69] R. Manojkumar, C. Kumar, S. Ganguly, and J. P. Catalão, "Optimal peak shaving control using dynamic demand and feed-in limits for grid-connected PV sources with batteries," *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 4, pp. 5560–5570, 2021.
- [70] D. Juliandri, Y. Akbar, and others, "Design of PV System for Electricity Peak-Shaving: A Case Study of Faculty of Engineering, Andalas University," in *2018 International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON)*, 2018, pp. 294–298.
- [71] M. M. Rana, A. Rahman, M. Uddin, M. R. Sarkar, S. A. Shezan, M. Ishraque, S. Rafin, M. Atef, and others, "A Comparative Analysis of Peak Load Shaving Strategies for Isolated Microgrid Using Actual Data," *Energies*, vol. 15, no. 1, p. 330, 2022.
- [72] G. J. Amador Soto, "Control de procesos industriales con minimización del consumo energetico," *Escuela de Ingeniería Eléctrica y Mecánica*, 2019.
- [73] J. Arrinda, M. Rodriguez, J. Leralta, A. Lopez, and J. A. Barrena, "Optimization of the consumption for industrial customers using battery energy storage systems," in *IEEE EUROCON 2015-International Conference on Computer as a Tool (EUROCON)*, 2015, pp. 1–6.
- [74] B. Ceran, J. Jurasz, A. Mielcarek, and P. E. Campana, "PV systems integrated with commercial buildings for local and national peak load shaving in Poland," *Journal of Cleaner Production*, vol. 322, p. 129076, 2021.
- [75] R. U. Alfredo Pasabán, "Caso real de aplicación de Peak Shaving en industria manufacturera," *III Congreso Smart Grids*, 2016.
- [76] F. D. Quinatoa Lema, S. D. Chugcho Guato, and others, "Análisis de las estrategias peak shaving en la empresa Prolatd," Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC)., 2019.
- [77] C. C. Thompson, P. K. Oikonomou, A. H. Etemadi, and V. J. Sorger, "Optimization of data center battery storage investments for microgrid cost savings, emissions reduction, and reliability enhancement," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 3, pp. 2053–2060, 2016.
- [78] L. L. Grigsby, *Electric power generation, transmission, and distribution*. CRC press, 2007.

- [79] H. Shaker, H. Zareipour, and D. Wood, "Impacts of large-scale wind and solar power integration on California's net electrical load," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 761–774, 2016.
- [80] K. H. Chua, H. L. Bong, Y. S. Lim, J. Wong, and L. Wang, "The state-of-the-arts of peak shaving technologies: a review," in *2020 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, 2020, pp. 162–166.
- [81] K. H. Chua, Y. S. Lim, and S. Morris, "A novel fuzzy control algorithm for reducing the peak demands using energy storage system," *Energy*, vol. 122, pp. 265–273, 2017.
- [82] I. Alsaidan, W. Gao, and A. Khodaei, "Battery energy storage sizing for commercial customers," in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2017, pp. 1–5.
- [83] J. Cervantes and F. Choobineh, "Optimal sizing of a nonutility-scale solar power system and its battery storage," *Applied Energy*, vol. 216, pp. 105–115, 2018.
- [84] I. E. S. (IES), "Solar Now One of the Cheapest Sources of New Power - Ideal Energy Solar." <https://www.idealenergysolar.com/solar-now-one-of-the-cheapest-sources-of-new-power/>, 2021.
- [85] M. G. Feixas, "Optimización de la operación de plantas fotovoltaicas híbridas aisladas," *Universitat Politècnica de Catalunya. Escola d'Enginyeria de Barcelona Est*, 2016.
- [86] M. L. Santana Paisano, "Evaluación de rentabilidad financiera de inversión para la comercialización de sistemas solares fotovoltaicos para uso alternativo en la tarifa Residencial de las viviendas del Barrio Santa Rosa de la Ciudad de Managua, en un horizonte de 5 años a partir del 2020," *Universidad Nacional Autónoma de Nicaragua, Managua*, 2019.
- [87] IRENA, "Solar energy." *International Renewable Energy Agency*, 2021.
- [88] IEA, "Share of renewable electricity generation by technology, 1990-2026 – Charts – Data & Statistics - IEA." 2021.
- [89] N. G. Núñez Arriagada, "Optimización de la capacidad instalada y operación de un sistema de riego híbrido fotovoltaico con almacenamiento hídrico," 2018.

- [90] K. Mertens, *Photovoltaics: fundamentals, technology, and practice*. John Wiley & Sons, 2018.
- [91] R. A. Marques Lameirinhas, J. P. N. Torres, and J. P. de Melo Cunha, "A Photovoltaic Technology Review: History, Fundamentals and Applications," *Energies*, vol. 15, no. 5, p. 1823, 2022.
- [92] N. F. Voudoukis, "Photovoltaic technology and innovative solar cells," *European Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 2, no. 1, 2018.
- [93] D. Zhang and A. Allagui, "Fundamentals and performance of solar photovoltaic systems," in *Design and Performance Optimization of Renewable Energy Systems*, Elsevier, 2021, pp. 117–129.
- [94] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and N. Blair, *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind*. John Wiley & Sons, 2020.
- [95] B. S. Calderón Muñoz, "Análisis técnico, regulatorio y económico para la liquidación comercial de autogeneradores y grandes consumidores de tecnología fotovoltaica," Quito, 2020., 2020.
- [96] B. Yang, T. Zhu, J. Wang, H. Shu, T. Yu, X. Zhang, W. Yao, and L. Sun, "Comprehensive overview of maximum power point tracking algorithms of PV systems under partial shading condition," *Journal of Cleaner Production*, vol. 268, p. 121983, 2020.
- [97] R. H. Byrne, T. A. Nguyen, D. A. Copp, B. R. Chalamala, and I. Gyuk, "Energy management and optimization methods for grid energy storage systems," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 13231–13260, 2017.
- [98] A. Arabkoohsar, "Chapter One-Classification of energy storage systems," in *Mechanical Energy Storage Technologies*, Elsevier, 2020, pp. 1–12.
- [99] M. S. Guney and Y. Tepe, "Classification and assessment of energy storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1187–1197, 2017.
- [100] D. Martín Ucero and others, "Optimización del consumo eléctrico en instalaciones industriales con perfiles de demanda estacionales mediante estrategias de gestión de la demanda y almacenamiento energético," 2019.

- [101] P. Ralon, M. Taylor, A. Illas, H. Diaz-Bone, and K. Kairies, "Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030," International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, UAE, 2017.
- [102] R. Energy, "Rational Cause for Optimism: Pumped Hydro Energy Storage - ReVision Energy." 2022.
- [103] M. S. Javed, D. Zhong, T. Ma, A. Song, and S. Ahmed, "Hybrid pumped hydro and battery storage for renewable energy based power supply system," Applied Energy, vol. 257, p. 114026, 2020.
- [104] S. H. R. Ahmadi, Y. Noorollahi, S. Ghanbari, M. Ebrahimi, H. Hosseini, A. Foroozani, and A. Hajinezhad, "Hybrid fuzzy decision making approach for wind-powered pumped storage power plant site selection: A case study," Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 42, p. 100838, 2020.
- [105] P. Lombardi, P. Vasquez, and Z. Styczynski, "Optimised autonomous power system," in 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009, pp. 1–13.
- [106] S. Lv, W. He, A. Zhang, G. Li, B. Luo, and X. Liu, "Modelling and analysis of a novel compressed air energy storage system for trigeneration based on electrical energy peak load shifting," Energy Conversion and Management, vol. 135, pp. 394–401, 2017.
- [107] N. C. Loreto, "Gestión Óptima de Sistemas de Almacenamiento en Redes Eléctricas con Generación Renovable," Dep. De Ingeniería Eléctrica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2017.
- [108] A. H. Juha, "PV Integration and Peak Load Shaving Using Energy Storage Feasibility Study," Schulich School of Engineering, 2017.
- [109] M. M. Symeonidou, C. Zioga, and A. M. Papadopoulos, "Life cycle cost optimization analysis of battery storage system for residential photovoltaic panels," Journal of Cleaner Production, vol. 309, p. 127234, 2021.
- [110] G. Xu, C. Shang, S. Fan, X. Zhang, and H. Cheng, "Sizing battery energy storage systems for industrial customers with photovoltaic power," Energy Procedia, vol. 158, pp. 4953–4958, 2019.

- [111] S. Guerrero, J. Andrés, and others, “Almacenamiento de energía para el recorte de picos de demanda en microrredes eléctricas,” 2021.
- [112] W. J. Cole and A. Frazier, “Cost projections for utility-scale battery storage,” National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2019.
- [113] T. M. Jackson, G. R. Walker, and N. Mithulananthan, “Integrating PV systems into distribution networks with battery energy storage systems,” in 2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2014, pp. 1–7.
- [114] M. G. de Antonio, “ESTUDIO DE VIABILIDAD TECNO-ECONÓMICA PARA EL USO DE BATERIAS EN MODO ‘PEAK-SHAVING’ EN UNA INDUSTRIA,” 2019.
- [115] M. Wilson, “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis—Version 4.0,” Lazard: New York, NY, USA, p. 40, 2020.
- [116] C. Venu, Y. Riffonneau, S. Bacha, and Y. Baghzouz, “Battery storage system sizing in distribution feeders with distributed photovoltaic systems,” in 2009 IEEE Bucharest PowerTech, 2009, pp. 1–5.
- [117] D. Andrea, Battery management systems for large lithium-ion battery packs. Artech house, 2010.
- [118] M. Vetter and L. Rohr, “Lithium-ion batteries for storage of renewable energies and electric grid backup,” in Lithium-ion batteries, Elsevier, 2014, pp. 293–309.
- [119] N. Asamblea, “Constitución de la República del Ecuador.” 2008.
- [120] D. F. G. Pinargote, D. F. G. Pinargote, and D. F. G. Pinargote, “La generación distribuida y su regulación en el ecuador,” Brazilian Journals of Business, 2021.
- [121] A. NACIONAL, “Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica.” Recuperado el 2021 de marzo de 27, de [http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2015/11/mar/Ley Orgánica del Servicio Público de Energía eléctrica - RO418 2015_ene_16.pdf](http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2015/11/mar/Ley%20Org%C3%A1nica%20del%20Servicio%20P%C3%BAblico%20de%20Energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20-%20RO418%202015_ene_16.pdf), 2015.
- [122] A. NACIONAL, “Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.” <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2019/08/1620515502.pdf>, 2019.

- [123] F. E. Pacheco Chiguano and others, "Modelo de gestión estratégica para la industria de energías renovables bajo el escenario de cambio de la matriz energética del Ecuador," Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, 2018.
- [124] H. D. P. Barrezueta, "LEY ORGÁNICA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA," ASAMBLEA NACIONAL REPÚBLICA DEL ECUADOR, 2019.
- [125] A. Nacional, "Ley Orgánica de Eficiencia Energética." 2019.
- [126] ARCONEL, "Proyecto de Regulación: Marco normativo para la participación de la generación distribuida." Recuperado el 2021 de 03 de 27, de https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2020/04/21_Inf-Sust-Reg-Gen-Distrib_V6_Dir.pdf, 2020.
- [127] ARCONEL, "REGULACIÓN Nro. ARCONEL-003/18," Oct-2018.
- [128] ARCONEL, "RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-057/18," 2018.
- [129] ARCERNNR, "Regulación Nro. ARCERNNR 001/2021: Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica.," Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovable, Nov. 2021.
- [130] ARCERNNR, "Regulación Nro. ARCERNNR 002/2021: Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación.," Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovable, Nov. 2021.
- [131] B. L. R. Alexis and E. A. L. Cedeño, "LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL EN EL ECUADOR A PARTIR DEL USO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES," Universidad Ciencia y Tecnología, vol. 24, no. 104, pp. 36–46, 2020.
- [132] ARCONEL, "MARCO NORMATIVO PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA," Agencia de Regulación y Control, Quito-Ecuador, 2020.
- [133] ARCERNNR, "Seminario Proyectos Fotovoltaicos con Nuevas Regulaciones," in Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021.
- [134] ARCERNNR, "ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE

2022,” Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovable, Nov. 2022.

[135] MERNNR, “En 2021 el sector eléctrico dinamizó la economía nacional con un 93.2 % de generación renovable y la exportación de más de 500 GWh.” Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021.

[136] P. Stackhouse, “NASA POWER | Data Access Viewer.” <https://power.larc.nasa.gov>, May-2022.

[137] K. C. Rout and P. Kulkarni, “Design and performance evaluation of proposed 2 kW solar PV rooftop on grid system in Odisha using PVsyst,” in 2020 IEEE International Students’ Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS), 2020, pp. 1–6.

[138] A. Mermoud, A. Viloz, B. Wittmer, H. Apaydin, and S. PVsyst, “Economic Optimization of PV Systems with Storage,” in Paper presented at the 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2020.

[139] S. Zhang, R. Martins, M. Gul, and P. Musilek, “Economy of residential photovoltaic generation and battery energy storage in Alberta, Canada,” in 2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2017, pp. 1–5.

[140] A. A. Ahmed, “Techno-economic analysis of PV and energy storage systems for Swedish households.” 2020.

[141] V. Ramasamy, D. Feldman, J. Desai, and R. Margolis, “US Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021,” National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2021.

6. ANEXOS

ANEXO A

Data sheet de los elementos de sistema fotovoltaico fotovoltaicos

Panel Solar


www.jinkosolar.com




Eagle 72P

320-340 Watt

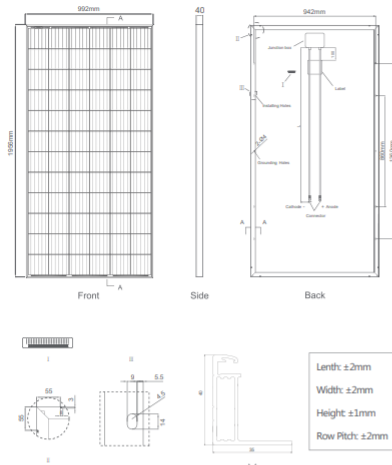
POLY CRYSTALLINE MODULE



(5BB)



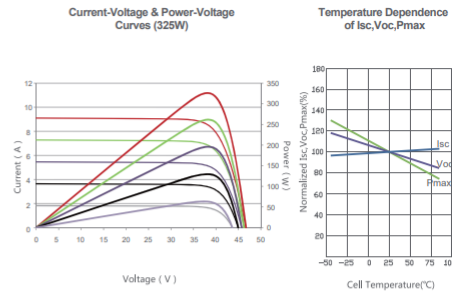
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)
 27pcs/pallet, 54pcs/stack, 648 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 157×157mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs.)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² , Length: 1200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.38%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Inversor

Hyundai Solar Inverters

Internationally Recognized Clean Energy Solution

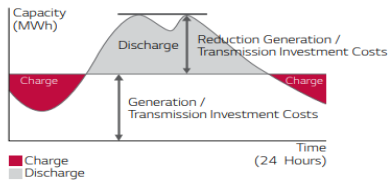


Model		Specifications				
		HPC-004SL (for Japan)	HPC-100HL-E	HPC-125HL-E	HPC-250HL-E	HPC-500HL-E
System Overview	Phase	1-Phase	3-Phase	3-Phase	3-Phase	3-Phase
	Output Operating Method	Grid-Tied Inverter	Grid-Tied Inverter	Grid-Tied Inverter	Grid-Tied Inverter	Grid-Tied Inverter
	Design Concept	Transformer-less				
Input Data	Max. Input Voltage	380 Vdc	880 Vdc	880 Vdc	900 Vdc	900 Vdc
	Nominal Voltage	250 Vdc	635 Vdc	635 Vdc	650 Vdc	650 Vdc
	MPPT Voltage Range	100~380 Vdc	450~820 Vdc	450~820 Vdc	450~820 Vdc	450~820 Vdc
	Max. Input Current	25 Adc	234 Adc	292 Adc	625 Adc	1,140 Adc
Output Data	Nominal AC Power	4 kW	100 kW	125 kW	250 kW	500 kW
	Nominal AC Voltage	202 V, ±12 V	290 V, +10 %/-12 %		270 V, +10 %/-12 %	
	Nominal AC Current	19.8 A	199 A	249 A	540 A	1,070 A
	Nominal AC Frequency	50 Hz/60 Hz				
	THD of AC Current	< 5 % Total (< 3 % Individual) at rated power				
System Specifications	Max. Efficiency	95.6 %	98.5 %	98.5 %	98.5 %	98.6 %
	European Efficiency	94.9 %	97.7 %	97.7 %	97.6 %	98.2 %
	Power Factor	> 0.99	> 0.99	> 0.99	> 0.99	> 0.99
	Protection Degree	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20
	Operating Temperature	-10°C~ 40°C	-10°C~ 40°C	-10°C~ 40°C	-20°C~ 45°C	-20°C~ 45°C
Dimensions	Width/Depth/Height [mm]	480/120/280	1,000/800/2,095	1,000/800/2,095	1,800/750/2,150	2,600/800/2,080
	Weight	14 kg	620 kg	620 kg	1,120 kg	1,550 kg
	Protective Functions	DC Over-/Under-Voltage, AC Line Over-/Under-Voltage, AC Line Frequency Failure, AC Line Failure, Anti-Islanding Protection, Overheating				

Batería

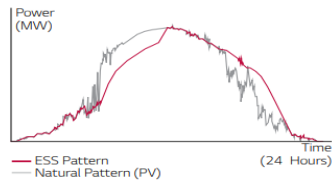
LG Chem ESS Solutions Grid-scale ESS

For stabilizing the grid, an ESS provides capabilities such as peak shifting, renewable integration, and frequency regulation. With our world-leading Lithium-ion battery technology, LG Chem offers advanced battery systems for grid-scale ESS applications.



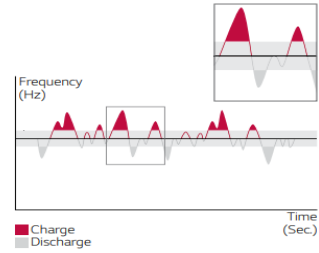
Peak Shifting

- Charge during off-peak times
- Discharge during peak times



Renewable Integration

- Stabilize the intermittent renewable power by alternately charging and discharging



Frequency Regulation

- Charge when grid frequency increases
- Discharge when grid frequency decreases

Power Rack



Models	R800 (14 Modules)		
	M4864P6B	M48128P6B	
Energy [kWh]	46.2	92.3	
Capacity [Ah]	64	128	
Nominal Voltage [V]	721		
Voltage Range [V]	588-823		
Dimension [W x H x D, mm]	520 x 1,880 x 425	520 x 1,880 x 655	
Weight [kg]	491	775	
Models	R1000 (17 Modules)		
	M4864P6B	M48128P6B	M4860P7B
Energy [kWh]	56.0	112.1	52.8
Capacity [Ah]	64	128	60
Nominal Voltage [V]	876		881
Voltage Range [V]	714-1,000		
Dimension [W x H x D, mm]	520 x 2,200 x 425	520 x 2,200 x 655	520 x 2,200 x 540
Weight [kg]	584	924	645

ANEXO B

Informes de las simulaciones

Caso Base

PVSYST V6.81		23/06/22	Página 1/8																												
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación																															
Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico																															
Sitio geográfico	Guayaquil	País	Ecuador																												
Ubicación	Latitud -2.14° S	Longitud	-79.94° W																												
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT-5	Altitud	200 m																												
Datos meteorológicos:	Guayaquil	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Sintético																													
Variante de simulación : Simulacion con baterias 500k p																															
Fecha de simulación 22/06/22 23h32																															
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados																													
Orientación plano captador	Inclinación	15°	Acimut 0°																												
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm																												
Horizonte	Sin horizonte																														
Sombreados cercanos	Sin sombreado																														
Almacenamiento	Tipo	Auto consumo																													
	Estrategia de carga	Cuando hay un exceso de potencia solar																													
	Estrategia de descarga	Desde que se necesita potencia																													
Necesidades del usuario :	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Ene.</th> <th>Feb.</th> <th>Mar.</th> <th>Abr.</th> <th>May.</th> <th>Jun.</th> <th>Jul.</th> <th>Ago.</th> <th>Sep.</th> <th>Oct.</th> <th>Nov.</th> <th>Dic.</th> <th>Año</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>67713</td> <td>61040</td> <td>67212</td> <td>66910</td> <td>68050</td> <td>64358</td> <td>64444</td> <td>65110</td> <td>61545</td> <td>76339</td> <td>73288</td> <td>81633</td> <td>817642</td> <td>kWh</td> </tr> </tbody> </table>				Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año		67713	61040	67212	66910	68050	64358	64444	65110	61545	76339	73288	81633	817642	kWh
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año																			
67713	61040	67212	66910	68050	64358	64444	65110	61545	76339	73288	81633	817642	kWh																		
Características del conjunto FV																															
Módulo FV	Si-poly	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)																												
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Jinkosolar																													
Número de módulos FV	En serie	18 módulos	En paralelo 92 cadenas																												
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	1656	Pnom unitaria 340 Wp																												
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	563 kWp	En cond. de funciona. 566 kWp (25°C)																												
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	704 V	I mpp 804 A																												
Superficie total	Superficie módulos	3213 m ²	Superficie célula 2902 m ²																												
Inversor	Modelo	HPC-500HL-EU																													
Base de datos Pvsyst original	Fabricante	Hyundai																													
Características	Voltaje de funcionam.	450-820 V	Pnom unitaria 500 kWac																												
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total 500 kWac																												
			Relación Pnom 1.13																												
Batería	Modelo	Rack R800																													
	Fabricante	LG Chem																													
Características del paquete de baterías	Núm. de unidades	29 en paralelo																													
	Voltaje	725 V	Capacidad nominal 1868 Ah (C10)																												
	Descarga: mín. SOC	5.0 %	Energía almacenada 1286.7 kWh																												
	Temperatura	Temperatura exterior ambiente																													
Cargador de batería	Modelo	Generic																													
	Potencia máx. de carga	200.0 kWac	Eficiencias máx. / EURO 97.0/95.0 %																												
Inversor batería-red	Modelo	Generic																													
	Potencia máx. de descarga	145.0 kWac	Eficiencias máx. / EURO 97.0/95.0 %																												
Factores de pérdida del conjunto FV																															

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	13 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	$1 - bo (1/\cos i - 1)$	Parám. bo	0.05

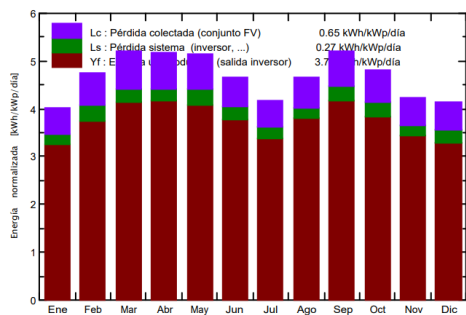
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Tesis_Sistema_Fotovoltaico**
Variante de simulación : **Simulacion con baterias 500k p**

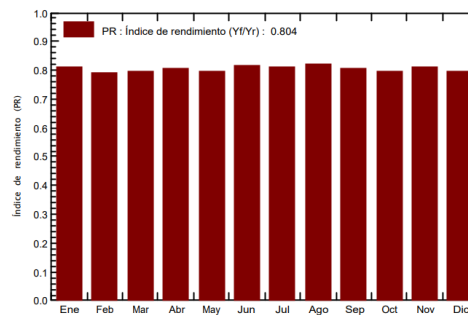
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV		inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV		Núm. de módulos	1656	Pnom total 563 kWp
Inversor		Modelo	HPC-500HL-EU	Pnom 500 kW ac
Necesidades del usuario		Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global 818 MWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del sistema	Energía producida	807.4 MWh/año	Produc. específica 1434 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	80.41 %	Fracción solar (SF) 82.58 %
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste (EOD))	93.4%	EDD estático	80.0%
	Duración de vida de la batería	5.0 años	
Inversión	Total incl. impuestos	1004328.00 USD	Específico 1.78 USD/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 14.00%, 10 años)	95856.77 USD/año	Costo de explotación -1958.00 USD/año
Costo de energía		0.09 USD/kWh	Payback period indefinido

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 563 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Simulacion con baterias 500k p Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EfrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	137.5	83.47	26.13	124.9	119.7	60.47	67.71	53.81	3.31	13.91
Febrero	141.5	82.74	25.86	132.5	127.6	64.16	61.04	53.43	5.50	7.61
Marzo	165.2	75.09	26.15	161.4	156.2	77.09	67.21	57.29	15.08	9.93
Abril	151.7	79.59	26.04	155.3	150.4	74.62	66.91	59.52	10.92	7.39
Mayo	148.4	79.84	25.49	158.8	153.8	76.86	68.05	62.08	8.86	5.97
Junio	129.4	78.37	23.67	139.2	134.7	68.49	64.36	57.28	6.52	7.08
Julio	121.2	72.31	23.47	128.9	124.8	63.16	64.44	51.07	7.86	13.37
Agosto	137.8	72.22	23.33	144.0	139.6	70.28	65.11	53.53	12.89	11.58
Septiembre	155.4	73.44	23.26	155.9	150.9	75.44	61.55	55.54	14.98	6.00
Octubre	156.7	84.57	23.84	148.6	143.3	72.29	76.34	61.17	5.59	15.17
Noviembre	139.3	75.57	24.02	126.8	121.9	61.66	73.29	54.40	3.55	18.89
Diciembre	143.3	81.65	25.74	128.3	123.1	62.24	81.63	56.06	1.58	25.57
Año	1727.5	938.84	24.75	1704.8	1646.1	826.76	817.64	675.18	96.64	142.46

Leyendas:

GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	Temperatura Ambiente	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
		E_Grid	Energía inyectada en la red
		EfrGrid	Energía de la red

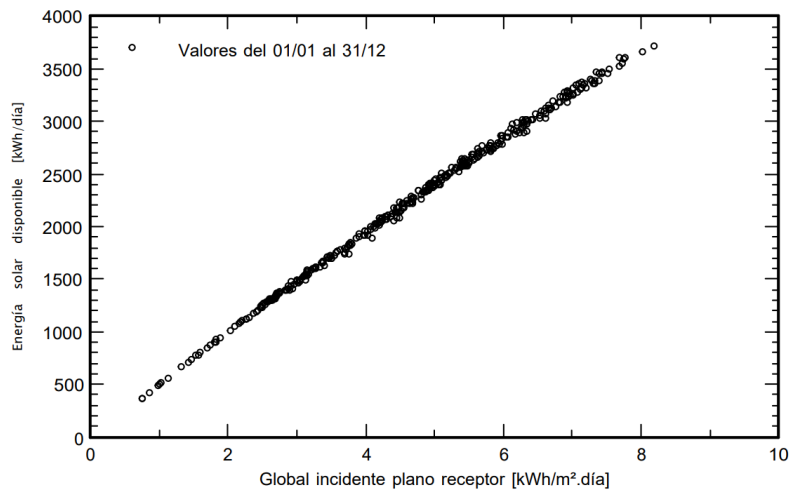
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico

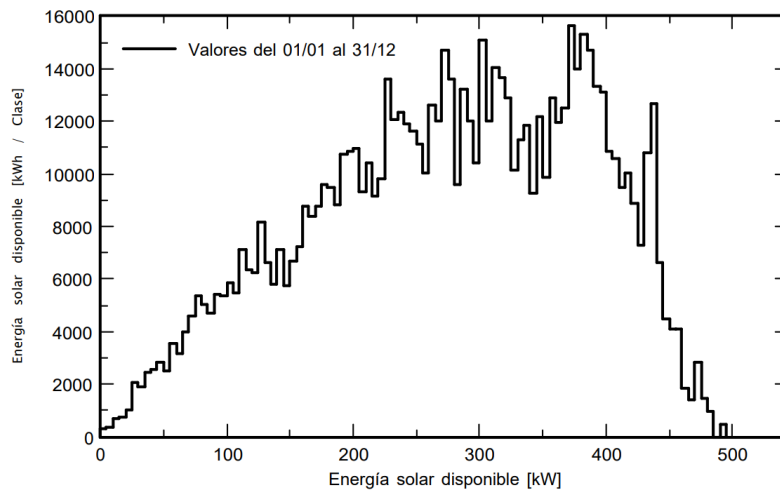
Variante de simulación : Simulacion con baterias 500k

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1656	Pnom total 563 kWp
Inversor	Modelo	HPC-500HL-EU	Pnom 500 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global 818 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema

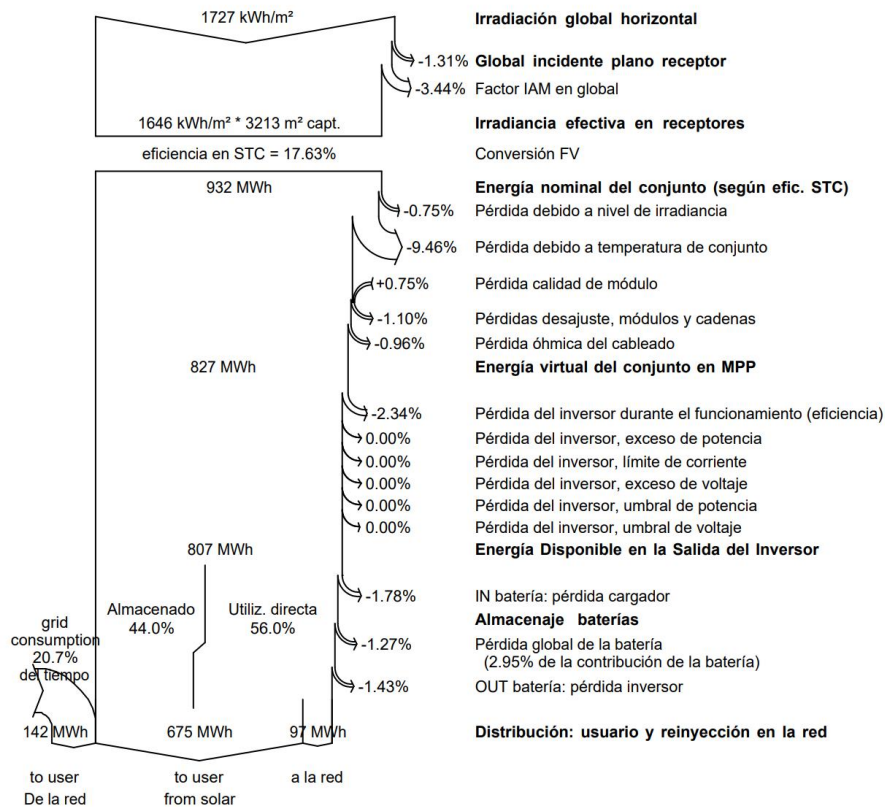


Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico
Variante de simulación : Simulacion con baterias 500k p

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1656	Pnom total 563 kWp
Inversor	Modelo	HPC-500HL-EU	Pnom 500 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global 818 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



PVSYST V6.81		23/06/22	Página 6/8
Sistema Conectado a la Red: Evaluación económica			
Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico			
Variante de simulación : Simulacion con baterias 500k p			
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1656	Pnom total 563 kWp
Inversor	Modelo	HPC-500HL-EU	Pnom 500 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global 818 MWh/año
Inversión			
Direct costs			
Módulos FV			
JKM 340PP-72 (Plus)	1656 unidades	213.00 USD / unidad	352728.00 USD
Supports for modules	42 unidades	2500.00 USD / unidad	105000.00 USD
Inversores			
HPC-500HL-EU			50000.00 USD
Baterías			441600.00 USD
Installation			
Transporte			20000.00 USD
Settings			10000.00 USD
Grid connection			20000.00 USD
Seguro			
Building insurance			5000.00 USD
		Inversión neta (CAPEX)	1004328.00 USD
Operating costs			
Manten.			
Reparation			5000.00 USD / año
Cleaning			5000.00 USD / año
Bank charges			25000.00 USD / año
Administrative, accounting			10000.00 USD / año
Subsidios			-46958.00 USD / año
		Total (OPEX)	-1958.00 USD / año
		Operating costs (OPEX) incl. Inflation (13.00%)	-7024.27 USD / año
Resumen del sistema			
Inversión neta			1004328.00 USD
Own funds			504328.00 USD
Préstamo (10 años) Tasa 14.00 % / año	anualidades 95856.77 USD / año		500000.00 USD
Costo total anual (inc. inflation 13.00 % / año)			40904.12 USD / año
Energía sin utilizar			675 MWh / año
Energía vendida a la red			96.6 MWh / año
Costo de la energía producida			0.09 USD / kWh
(sum of costs over lifetime / total production over lifetime)			

Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico

Variante de simulación : Simulacion con baterias 500k p

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV		inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV		Núm. de módulos	1656	Pnom total 563 kWp
Inversor		Modelo	HPC-500HL-EU	Pnom 500 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global	818 MWh/año

Electricity sale

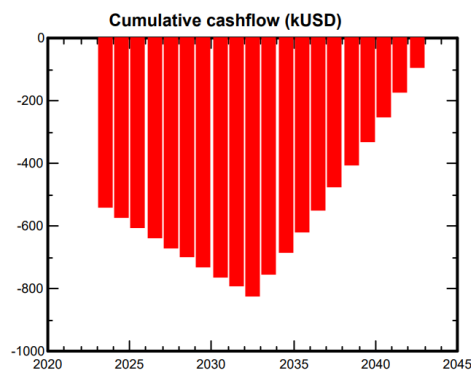
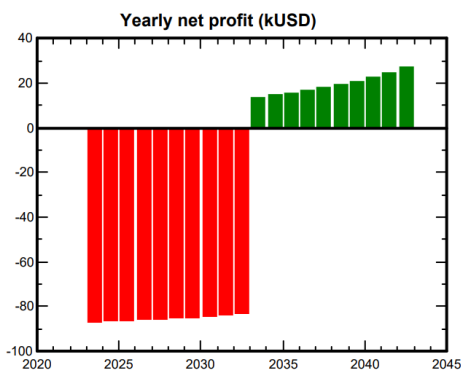
Feed-in tariff	Peak tariff	0.07 USD/kWh	
	Off-peak tariff	0.09 USD/kWh	20:00-08:00
Duration of tariff warranty		20 años	
Annual connection tax		0 USD	
Annual tariff variation		0.0 % / año	
Feed-in tariff variation after warranty		-50 %	

Auto consumo

Consumption tariff	Peak tariff	0.073 USD/kWh	20:00-08:00
	Off-peak tariff	0.090 USD/kWh	
Tariff evolution		0.0 % / year	

Return on investment

Project lifetime	20 años
Payback period	indefinido (the investment is not profitable)
Net profit at end of lifetime	-92755.75 USD
Return on investment (ROI)	-9.2 %



Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico

Variante de simulación : Simulacion con baterias 500k p

Parámetros principales del sistema Tipo de sistema **No hay escenario 3D, no hay sombreados**
Orientación Campos FV inclinación 15° acimut 0°
Módulos FV Modelo JKM 340PP-72 (Plus) Pnom 340 Wp
Conjunto FV Núm. de módulos 1656 Pnom total **563 kWp**
Inversor Modelo HPC-500HL-EU Pnom 500 kW ac
Necesidades del usuario Definición ext. por archivo KFC_Pload.CSV Global 818 MWh/año

Detailed economic results (USD)

Año	Energía vendida	Loan principal	Interest 14.00%	Costo de explotación	Taxable income	Impuesto 0.00%	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amortizado
2023	7055	25857	70000	-1958	0	0	-86844	53528	-33316	-0.7%
2024	7055	29477	66380	-2213	0	0	-86590	53528	-66378	-1.1%
2025	7055	33603	62253	-2500	0	0	-86302	53528	-99153	-1.0%
2026	7055	38308	57549	-2825	0	0	-85977	53528	-131602	-0.4%
2027	7055	43671	52186	-3192	0	0	-85610	53528	-163684	0.7%
2028	7055	49785	46072	-3607	0	0	-85195	53528	-195351	2.5%
2029	7055	56755	39102	-4076	0	0	-84726	53528	-226549	5.1%
2030	7055	64701	31156	-4606	0	0	-84196	53528	-257217	8.5%
2031	7055	73759	22098	-5205	0	0	-83597	53528	-287286	12.8%
2032	7055	84085	11772	-5882	0	0	-82920	53528	-316679	18.3%
2033	7055	0	0	-6647	0	0	13701	53528	-249450	24.9%
2034	7055	0	0	-7511	0	0	14565	53528	-181357	31.7%
2035	7055	0	0	-8487	0	0	15542	53528	-112288	38.6%
2036	7055	0	0	-9590	0	0	16645	53528	-42115	45.6%
2037	7055	0	0	-10837	0	0	17892	53528	29304	52.7%
2038	7055	0	0	-12246	0	0	19300	53528	102132	60.0%
2039	7055	0	0	-13838	0	0	20892	53528	176553	67.4%
2040	7055	0	0	-15637	0	0	22691	53528	252772	75.0%
2041	7055	0	0	-17670	0	0	24724	53528	331023	82.7%
2042	7055	0	0	-19967	0	0	27021	53528	411572	90.8%
Total	141091	1004328	458568	-158494	0	0	-658983	1070555	411572	90.8%

Caso Optimizado

PVSYST V6.81		23/06/22	Página 1/8																												
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación																															
Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico																															
Sitio geográfico	Guayaquil	País	Ecuador																												
Ubicación	Latitud -2.14° S	Longitud	-79.94° W																												
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT-5	Altitud	200 m																												
	Albedo 0.20																														
Datos meteorológicos:	Guayaquil	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Sintético																													
Variante de simulación : Simulacion con baterias 250k																															
	Fecha de simulación	23/06/22 00h11																													
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados																													
Orientación plano captador	Inclinación	15°	Acimut 0°																												
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm																												
Horizonte	Sin horizonte																														
Sombreados cercanos	Sin sombreado																														
Almacenamiento	Tipo	Auto consumo																													
	Estrategia de carga	Cuando hay un exceso de potencia solar																													
	Estrategia de descarga	Desde que se necesita potencia																													
Necesidades del usuario :	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Ene.</th> <th>Feb.</th> <th>Mar.</th> <th>Abr.</th> <th>May.</th> <th>Jun.</th> <th>Jul.</th> <th>Ago.</th> <th>Sep.</th> <th>Oct.</th> <th>Nov.</th> <th>Dic.</th> <th>Año</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>67713</td> <td>61040</td> <td>67212</td> <td>66910</td> <td>68050</td> <td>64358</td> <td>64444</td> <td>65110</td> <td>61545</td> <td>76339</td> <td>73288</td> <td>81633</td> <td>817642</td> <td>kW</td> </tr> </tbody> </table>				Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año		67713	61040	67212	66910	68050	64358	64444	65110	61545	76339	73288	81633	817642	kW
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año																			
67713	61040	67212	66910	68050	64358	64444	65110	61545	76339	73288	81633	817642	kW																		
Características del conjunto FV																															
Módulo FV	Si-poly	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)																												
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Jinkosolar																												
Número de módulos FV		En serie	18 módulos																												
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	864																												
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	294 kWp																												
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	704 V																												
Superficie total		Superficie módulos	1676 m ²																												
			En paralelo Pnom unitaria 48 cadenas 340 Wp																												
			En cond. de funciona. 295 kWp (25°C)																												
			I mpp 420 A																												
			Superficie célula 1514 m ²																												
Inversor		Modelo	HPC-250HL-EU																												
Base de datos Pvsyst original		Fabricante	Hyundai																												
Características		Voltaje de funcionam.	450-820 V																												
			Pnom unitaria 250 kWac																												
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades																												
			Potencia total 250 kWac																												
			Relación Pnom 1.18																												
Batería		Modelo	Rack R800																												
		Fabricante	LG Chem																												
Características del paquete de baterías		Núm. de unidades	5 en paralelo																												
		Voltaje	725 V																												
		Descarga: mín. SOC	5.0 %																												
		Temperatura	Temperatura exterior ambiente																												
			Capacidad nominal 322 Ah (C10)																												
			Energía almacenada 221.8 kWh																												
Cargador de batería		Modelo	Generic																												
		Potencia máx. de carga	50.0 kWdc																												
Inversor batería-red		Modelo	Generic																												
		Potencia máx. de descarga	145.0 kWac																												
			Eficiencias máx. / EURO 97.0/95.0 %																												
			Eficiencias máx. / EURO 97.0/95.0 %																												
Factores de pérdida del conjunto FV																															

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	25 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	$1 - bo (1/\cos i - 1)$	Parám. bo	0.05

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

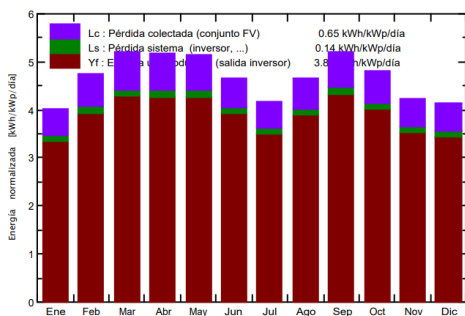
Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico

Variante de simulación : Simulacion con baterias 250k

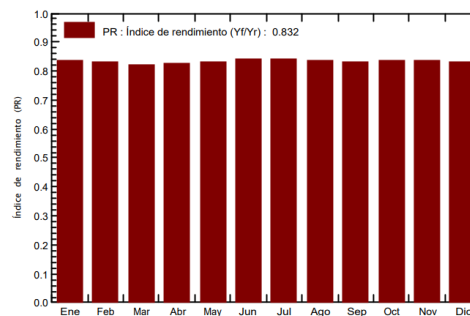
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV		inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV		Núm. de módulos	864	Pnom total 294 kWp
Inversor		Modelo	HPC-250HL-EU	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global	818 MWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del sistema	Energía producida	421.9 MWh/año	Produc. específica 1436 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	83.23 %	Fracción solar (SF) 43.76 %
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste EDD)	93.5%		EDD estático 80.0%
	Duración de vida de la batería	5.0 años	
Inversión	Total incl. impuestos	431750.00 USD	Específico 1.47 USD/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 0.00%, 20 años)	0.00 USD/año	Costo de explotación 3640.00 USD/año
Costo de energía		0.06 USD/kWh	Payback period 16.1 años

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 294 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Simulacion con baterias 250k Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	137.5	83.47	26.13	124.9	119.7	31.55	67.71	28.15	2.444	39.56
Febrero	141.5	82.74	25.86	132.5	127.6	33.48	61.04	28.46	3.841	32.58
Marzo	165.2	75.09	26.15	161.4	156.2	40.22	67.21	30.54	8.380	36.67
Abril	151.7	79.59	26.04	155.3	150.4	38.93	66.91	31.47	6.162	35.44
Mayo	148.4	79.84	25.49	158.8	153.8	40.10	68.05	33.14	5.548	34.91
Junio	129.4	78.37	23.67	139.2	134.7	35.73	64.36	30.09	4.384	34.27
Julio	121.2	72.31	23.47	128.9	124.8	32.95	64.44	26.65	5.194	37.80
Agosto	137.8	72.22	23.33	144.0	139.6	36.67	65.11	28.20	7.269	36.91
Septiembre	155.4	73.44	23.26	155.9	150.9	39.36	61.55	29.48	8.510	32.06
Octubre	156.7	84.57	23.84	148.6	143.3	37.72	76.34	32.88	3.557	43.45
Noviembre	139.3	75.57	24.02	126.8	121.9	32.17	73.29	28.54	2.523	44.75
Diciembre	143.3	81.65	25.74	128.3	123.1	32.47	81.63	30.21	1.190	51.42
Año	1727.5	938.84	24.75	1704.8	1646.1	431.34	817.64	357.81	59.001	459.83

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_User	Energía suministrada al usuario
	GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
			E_Grid	Energía inyectada en la red
			EFrGrid	Energía de la red

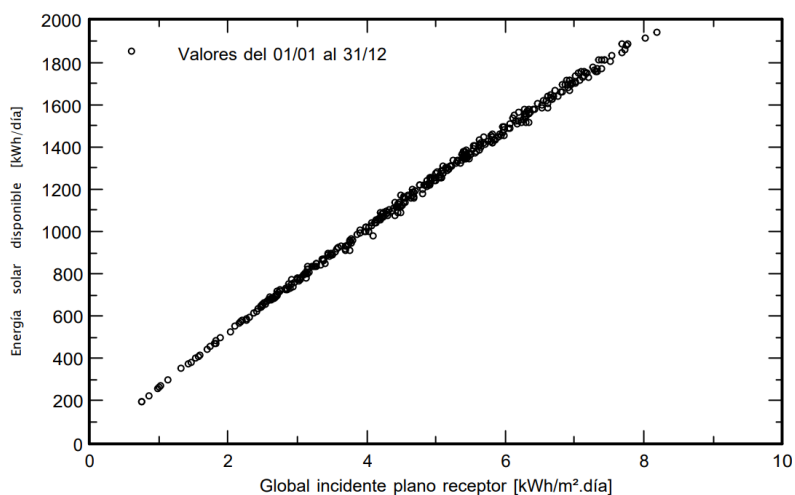
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico

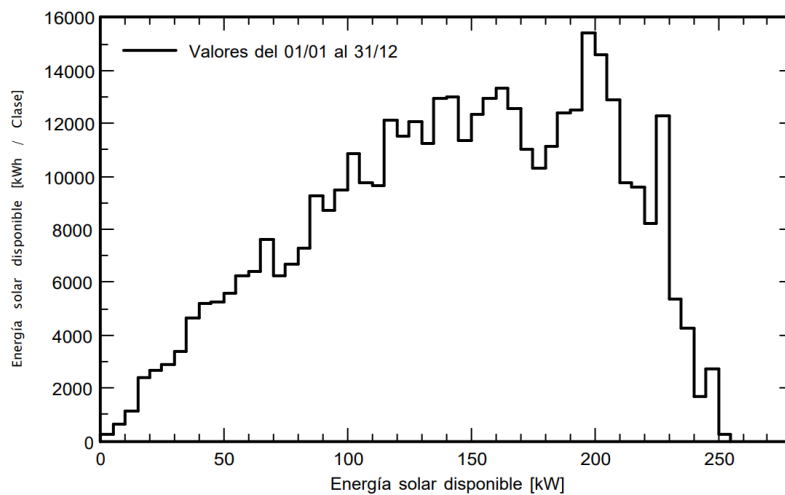
Variante de simulación : Simulacion con baterias 250k

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	864	Pnom total 294 kWp
Inversor	Modelo	HPC-250HL-EU	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global 818 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



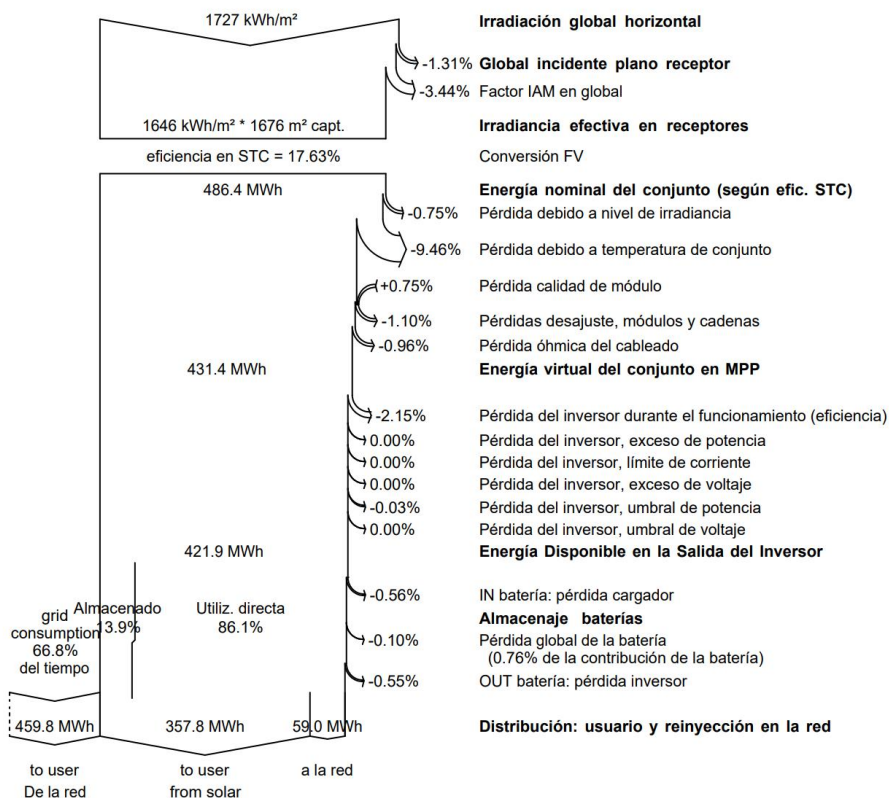
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico

Variante de simulación : Simulacion con baterias 250k

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	864	Pnom total 294 kWp
Inversor	Modelo	HPC-250HL-EU	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global 818 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



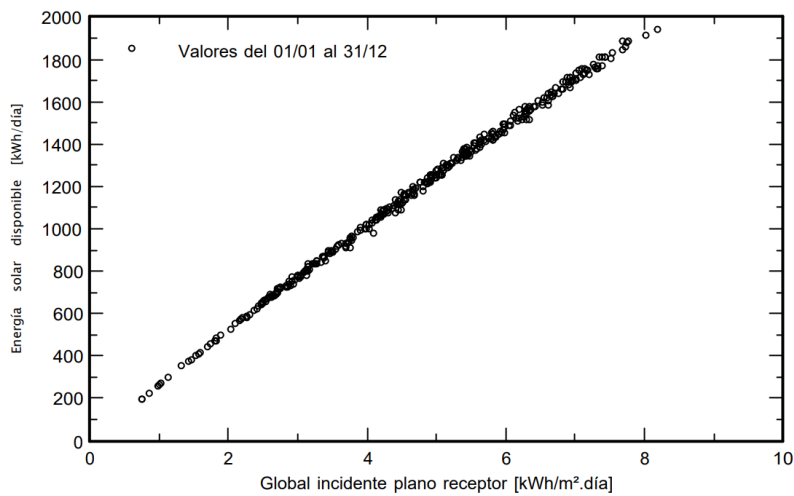
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico

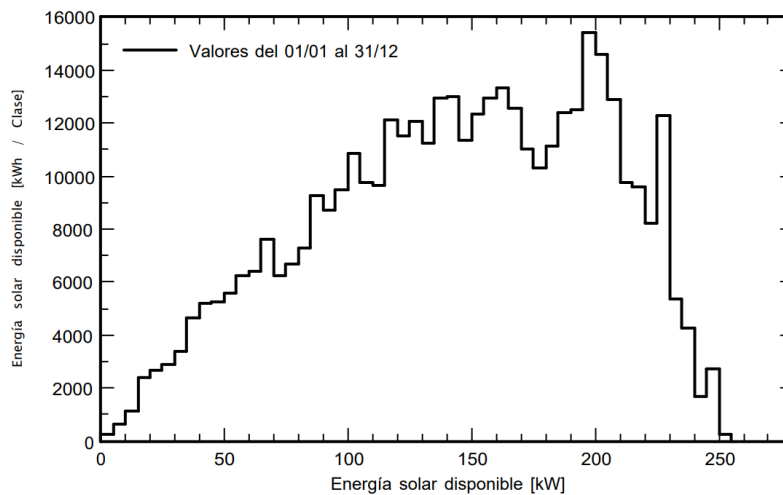
Variante de simulación : Simulacion con baterias 250k

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	864	Pnom total 294 kWp
Inversor	Modelo	HPC-250HL-EU	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 991 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



PVSYST V6.81		23/06/22	Página 6/8
Sistema Conectado a la Red: Evaluación económica			
Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico			
Variante de simulación : Simulacion con baterias 250k			
Parámetros principales del sistema			
Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	864	Pnom total 294 kWp
Inversor	Modelo	HPC-250HL-EU	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global 818 MWh/año
Inversión			
Direct costs			
Módulos FV			
JKM 340PP-72 (Plus)	864 unidades	213.00 USD / unidad	184032.00 USD
Supports for modules	21 unidades	2500.00 USD / unidad	52500.00 USD
Inversores			
HPC-250HL-EU			20000.00 USD
Baterías			120218.00 USD
Installation			
Transporte			20000.00 USD
Settings			10000.00 USD
Grid connection			20000.00 USD
Seguro			
Building insurance			5000.00 USD
		Inversión neta (CAPEX)	431750.00 USD
Operating costs			
Manten.			
Reparation			5000.00 USD / año
Cleaning			5000.00 USD / año
Bank charges			5000.00 USD / año
Administrative, accounting			5000.00 USD / año
Subsidios			-16360.00 USD / año
		Total (OPEX)	3640.00 USD / año
Resumen del sistema			
Inversión neta			431750.00 USD
Own funds			431750.00 USD
Préstamo			0.00 USD
Costo total anual			3640.00 USD / año
Energía sin utilizar			358 MWh / año
Energía vendida a la red			59.0 MWh / año
Costo de la energía producida			0.06 USD / kWh
(sum of costs over lifetime / total production over lifetime)			

Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico

Variante de simulación : Simulacion con baterias 250k

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV		inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV		Núm. de módulos	864	Pnom total 294 kWp
Inversor		Modelo	HPC-250HL-EU	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global	818 MWh/año

Electricity sale

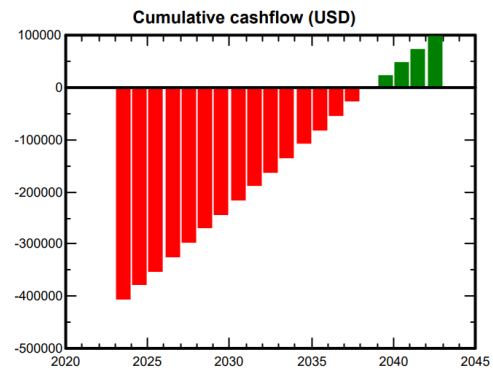
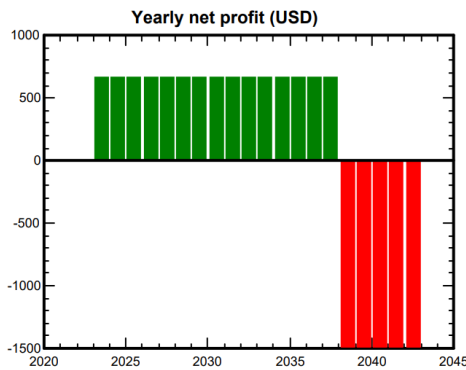
Feed-in tariff	Peak tariff	0.07 USD/kWh	
	Off-peak tariff	0.09 USD/kWh	20:00-08:00
Duration of tariff warranty		15 años	
Annual connection tax		0 USD	
Annual tariff variation		0.0 % / año	
Feed-in tariff variation after warranty		-50 %	

Auto consumo

Consumption tariff	Peak tariff	0.073 USD/kWh	20:00-08:00
	Off-peak tariff	0.090 USD/kWh	
Tariff evolution		0.0 % / year	

Return on investment

Project lifetime	20 años
Payback period	16.1 años
Net profit at end of lifetime	98171.61 USD
Return on investment (ROI)	22.7 %



Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

Proyecto : Tesis_Sistema_Fotovoltaico

Variante de simulación : Simulacion con baterias 250k

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	JKM 340PP-72 (Plus)	Pnom 340 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	864	Pnom total 294 kWp
Inversor	Modelo	HPC-250HL-EU	Pnom 250 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	KFC_Pload.CSV	Global 818 MWh/año

Detailed economic results (USD)

Año	Energía vendida	Costo de explotación	Taxable income	Impuesto 0.00%	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amortized
2023	4307	3640	0	0	667	26367	27034	6.3%
2024	4307	3640	0	0	667	26367	54069	12.5%
2025	4307	3640	0	0	667	26367	81103	18.8%
2026	4307	3640	0	0	667	26367	108138	25.0%
2027	4307	3640	0	0	667	26367	135172	31.3%
2028	4307	3640	0	0	667	26367	162207	37.6%
2029	4307	3640	0	0	667	26367	189241	43.8%
2030	4307	3640	0	0	667	26367	216276	50.1%
2031	4307	3640	0	0	667	26367	243310	56.4%
2032	4307	3640	0	0	667	26367	270345	62.6%
2033	4307	3640	0	0	667	26367	297379	68.9%
2034	4307	3640	0	0	667	26367	324414	75.1%
2035	4307	3640	0	0	667	26367	351448	81.4%
2036	4307	3640	0	0	667	26367	378483	87.7%
2037	4307	3640	0	0	667	26367	405517	93.9%
2038	2154	3640	0	0	-1486	26367	430398	99.7%
2039	2154	3640	0	0	-1486	26367	455279	105.4%
2040	2154	3640	0	0	-1486	26367	480160	111.2%
2041	2154	3640	0	0	-1486	26367	505041	117.0%
2042	2154	3640	0	0	-1486	26367	529922	122.7%
Total	75374	72800	0	0	2574	527348	529922	122.7%

ANEXO C

Código Python

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Mon Mar  7 10:10:19 2022

@author: JeusSurfacePro6
"""

#ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
#MAESTRIA EN ELECTRICIDAD MENCION REDES ELECTRICAS INTELIGENTES
#TESIS MAESTRIA
#
#NOMBRE: JESUS GAUMANA MOLINA
#
#FECHA: 12-05-2021
from pyomo.core import Var
import pyomo.environ as pyomo
import numpy as np
#from sklearn.decomposition import PCA
from numpy import mean
from numpy import cov
from numpy.linalg import eig
from scipy import stats
import sklearn as skl
import sklearn.preprocessing as preprocessing
import sklearn.linear_model as linear_model
import sklearn.metrics as metrics
import sklearn.tree as tree
import math
from sklearn.model_selection import KFold
import numpy as np
from matplotlib import pylab as pl
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from sklearn.model_selection import cross_val_score
from sklearn.metrics import mean_squared_error as MSE
from sklearn.preprocessing import StandardScaler
from sklearn.decomposition import PCA
import seaborn as sns
import pandas as pd
from matplotlib import pyplot as plt
from math import radians
from sklearn.cluster import KMeans
from pyswarm import pso

#%%
print("#####")
print("ESCUELA POLITECNICA NACIONAL")
print("MAESTRIA EN ELECTRICIDAD MENCION SMART GRID")
print("TESIS")
```

```

print("DISEÑO DE UN SISTEMA "PEAK SHAVING" BASADO EN SISTEMA RENOVABLE Y
ALMACENAMIENTO DE BATERIAS PARA GRANDES CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD EN
EL ECUADOR, APLICACIÓN PARA UN CLIENTE INDUSTRIAL")
print("AUTORE: Jesús Guaman Molina")
print("#####")

%% Importación de los datos de Industria de los 365 días del años con un
resolución de 15 minutos
# Importa los datos la hoja 1 del libro 1
Dt_In=pd.read_excel('Datos_Tesis.xlsx',sheet_name='Hoja2')# Datos de
medición de la indutria
Xpd=Dt_In.loc[:, 'FECHA': 'ENERGIA_ACTIV'] #Toma los datos de la hoja una
desde FECHA hasta ENERGIA_ACTIV
X0=Dt_In['ENERGIA_ACTIV'].values
Hr=24
Dia=365
Min_15=96
# Figura 1 datos con muestras de 15 minutos
fig=plt.figure(figsize=(20,8))
Dt_In.plot(kind='line',x='FECHA',y='ENERGIA_ACTIV',ylim=
[0,150],figsize=(20,8), grid='on', ylabel='Potencia[kW]')
plt.show()

%%

%% Preparación de los datos para agrupación
Dt_Añ_Min_15=np.zeros(shape=(Min_15,Dia)) # Creamos un vector de 96 filas
y 365 columnas para almacenar los datos del año de forma 15 minutos
Dt_Añ_Hr=np.zeros(shape=(Hr,Dia)) # Creamos un vector de 24 filas y 365
columnas para almacenar los datos de consumo de enrgía horaria

i=0 # Inicialización la variable i en cero para separar los datos por
columnas
for j in range(0,Dia):
    for k in range(0,Min_15):
        Dt_Añ_Min_15[k,j]=X0[i]
        i=i+1

i=0 # Inicialización la variable i en cero para dar coger cuatro
elementos y promediarlos separados por columnas
for j in range(0,Dia):
    for k in range(0,Hr):
        Dt_Añ_Hr[k,j]=(X0[i]+X0[i+1]+X0[i+2]+X0[i+3])/4 #Reducimos la
frecuencia 15 minutal a horaria
        i=i+4

df11=pd.DataFrame(Dt_Añ_Min_15) # Trasforma un array en un data frame
df11.to_excel('Datos_horarios.xlsx', index=False) #Crea una hoja de excel
que contiene un dataframe

%% Normalización de los datos para realizar la clasificación

Xpd1 = pd.DataFrame(Dt_Añ_Min_15) # convierte un array en un data frame
NX= Xpd1.values # extrae los valores de un data frame a una matriz

```

```

min_max_scaler = preprocessing.MinMaxScaler() # Se saca la escala de los
datos
x_scaled = min_max_scaler.fit_transform(NX) # Escala los datos
Xpd2 = pd.DataFrame(x_scaled) # guarda los valores escalados en un data
frame
x_estu=x_scaled.transpose() # Transpone la matriz de escalada y la guarda

#%% Agrupamiento de datos por (K MEANS PLOT)

# Gráfica de codo para ver el número de grupos adecuado
scdf_i=np.zeros(19)
clus_num=np.zeros(19)
# print(len(x_estu))
for ii in range(1, 20):
    kmeans=KMeans(n_clusters=ii,random_state=0).fit(x_estu)
    scdf_i[ii-1]=kmeans.inertia_/len(x_estu)
    clus_num[ii-1]=ii
#inertia is calculated as the sum of squared distance for each point to
it's
#closest centroid, i.e., its assigned cluster. So  $I=\sum_i(d(i,cr))^2$ 
#where cr is the centroid of the assigned cluster and d is the squared
distance.

# Figura 2 Grafico de codos de los datos evaluados
fig,ax=plt.subplots(figsize=(20,8))
ax.plot(clus_num,scdf_i)
ax.set(xlabel='numero de grupos',ylabel='average SCDG',title='Elbow for
Kmeans')
ax.grid()
plt.show()

#%%

#%% Grafica de Agrupamiento
kmeans=KMeans(n_clusters=5, random_state=0).fit(x_estu)
# print(kmeans.labels_)
# print(kmeans.cluster_centers_)
Cluster=kmeans.labels_
centers=kmeans.cluster_centers_[:[0,1]]
SCDG=kmeans.inertia_

# Figura 3 Gráfico delo grupos y centroides
fig=plt.figure(figsize=(20,8))
ax=fig.add_subplot(111)
def column(matrix,i):
    return [row[i] for row in matrix]
xx=np.array(column(x_estu,0))
yy=np.array(column(x_estu,1))
# Grafica de los centroides
scatter=ax.scatter(xx,yy,c=Cluster,s=50)
for i,j in centers:
    ax.scatter(i,j,s=50,c='red',marker='+')
ax.set_xlabel('Valores X')
ax.set_ylabel('Valores Y')

```

```

plt.colorbar(scatter)
fig.show()

#% Agrupamiento Jerárquico y Dendrograma
from scipy.cluster.hierarchy import dendrogram, linkage
Z=linkage(x_estu, 'single')
from scipy.cluster.hierarchy import cophenet
from scipy.spatial.distance import pdist
c, coph_dists=cophenet(Z, pdist(x_estu))

# Figura 4 Grafico del diagrama de dedos de los grupos
fig=plt.figure(figsize=(25,10))
plt.title('Hierarchical Clustering Dendrogram')
plt.xlabel('sample index')
plt.ylabel('distance')
dendrogram(
    Z,
    leaf_rotation=90., #rotates the x axis labels
    leaf_font_size=8., #font size for the x axis labels
)
plt.show()

#% Analisis del perfil de la demanda
#% Consumo de de energia anual

Dt_Año_Min_hr = pd.DataFrame()
dti = pd.date_range("2021-01-01", periods=8760, freq="H") # genera fechas
con frecuencia horaria
Dt_Año_Min_hr['TIME']=dti #Convierte la fecha a tipo Data Time
df3=Dt_Año_Min_hr #Realizo una copia del data frame original

Pload_T=np.zeros(shape=(8760,1)) # Calculo de la energía horaria mensual
X3=Dt_In['ENERGIA_ACTIVADA'].values

# Cálculo de la energía horaria
i=0 # Inicialización la variable i en cero para dar coger cuatro
elementos y promediarlos
for k in range(0,8760):
    Pload_T[k]=(X3[i]+X3[i+1]+X3[i+2]+X3[i+3])/4 #Reducimos la frecuencia
15 minutal a horaria
    i=i+4

df3['E_Demanda[kWh]']=Pload_T
Ene_Año=df3['E_Demanda[kWh]'].sum()
Ene_Año_Max=df3['E_Demanda[kWh]'].max()

print('\n#####')
print('Energía Anual: %.3f' %(Ene_Año/1000), 'MWh/Año')
print('#####')

print('\n#####')
print('Demanda maxima anual: %.3f' %(Ene_Año_Max), 'kWh')
print('#####')

```



```

#%%
# df=Dt_Añ_Min_hr
df=Dt_In
df1=df.set_index('FECHA')
df.plot(kind='line',x='FECHA',y='ENERGIA_ACTIVADA',ylim=
[0,150],figsize=(20,8), grid='on', ylabel='Potencia[kW]')
plt.show()

Mu_Dt_15 = pd.DataFrame()# Crea un data frame
dti = pd.date_range("00:00:00", periods=96, freq="15T") # Genera datos
horarios con una frecuencia de 15 minutos
Mu_Dt_15['TIME']=dti #Convierte la fecha a tipo Data Time

LAB1 =df1["2021-12-20"].values # Toma un dia laborable
LAB2 =df1["2021-01-13"].values # Toma un dia laborable
LAB3 =df1["2021-01-22"].values # Toma un dia laborable
FIN =df1["2021-01-16"].values # Toma un fin de semana
FER =df1["2021-01-24"].values # Toma un feriado
Mu_Dt_15['LAB1']=LAB1
Mu_Dt_15['LAB2']=LAB2
Mu_Dt_15['LAB3']=LAB3
Mu_Dt_15['FIN']=FIN
Mu_Dt_15['FER']=FER
df=Mu_Dt_15 # cambio de variable para las graficas

# Figura 5 Grafico de los grupos realizados
ax = plt.gca()
df.plot(kind='line',x='TIME',y='LAB1',ylim= [0,150],figsize=(20,8),
ax=ax, grid='on',ylabel='Potencia[kW]')
df.plot(kind='line',x='TIME',y='LAB2', ax=ax, grid='on',)
df.plot(kind='line',x='TIME',y='LAB3', ax=ax, grid='on')
df.plot(kind='line',x='TIME',y='FIN', ax=ax, grid='on')
df.plot(kind='line',x='TIME',y='FER', ax=ax, grid='on')
plt.show()

Xpd=df.loc[:, 'LAB1':'FER']#Extrae los datos de medidas como una matriz
# Ypd=df3.loc[:, 'ENERGIA_ACTIVADA']

XpdTx=Xpd.transpose()#Permite transponer el data frame
X1=XpdTx.max() # sacar el maximo de cada columna de la matriz traspuesta
X2=XpdTx.min() # sacar el minimo de cada columna de la matriz traspuesta
#df1=df.loc[:, 'HORA':'FER']# Crea un data frame con las columnas
especificas
df1=df
df1['DMax']=X1 #Agrega una columna a un data frame
df1['DMin']=X2 #Agrega una columna a un data frame

#Demanda maxima del perfil diario
Emax=df1['DMax'].max()# Extrae el datos máximos de Dmax dataframe df1
Emin=df1['DMin'].min()# Extrae el datos máximos de Dmax dataframe df1

ax = plt.gca() # Permite generar varios graficas en una sola

```

```

df1.plot(kind='line',x='TIME',y='LAB1',figsize=(20,8),ylim= [0,150],
ax=ax, grid='on',style='--', ylabel='Potencia[kWh]')
df1.plot(kind='line',x='TIME',y='LAB2', ax=ax, grid='on', style='--')
df1.plot(kind='line',x='TIME',y='LAB3', ax=ax, grid='on',style='--')
df1.plot(kind='line',x='TIME',y='FIN', ax=ax, grid='on', style='--')
df1.plot(kind='line',x='TIME',y='FER', ax=ax, grid='on',style='--')
df1.plot(kind='line',x='TIME',y='DMax', color='green', ax=ax, grid='on')
df1.plot(kind='line',x='TIME',y='DMin', color='blue', ax=ax, grid='on')
plt.show()

```

```

%% Calculo de la energía del perfil promedio diario del máximo consumo
Mu_Dt_H=pd.read_excel('Datos_Tesis.xlsx',sheet_name='Hoja3')# Datos de
medición de la industria
df=Mu_Dt_H

```

```

X3=df1['DMax'].values# Convertimos una columna de un data frame en un
vector
X4=df1['DMin'].values# Convertimos una columna de un data frame en un
vector
Pload=np.zeros(shape=(24,1))# Creamos dos vectores vacíos con de 24
elementos
PloadMin=np.zeros(shape=(24,1))# Creamos dos vectores vacíos con de 24
elementos

```

```

i=0 # Inicializacion la variable i en cero para calcular la energía
(cuatro elementos y promediarlos)

```

```

for k in range(0,24):
    Pload[k]=(X3[i]+X3[i+1]+X3[i+2]+X3[i+3])/4 #Reducimos la frecuencia
15 minutal a horaria
    i=i+4

```

```

i=0 # Inicializacion la variable i en cero para dar coger cuatro
elementos y promediarlos
for k in range(0,24):
    PloadMin[k]=(X4[i]+X4[i+1]+X4[i+2]+X4[i+3])/4 #Reducimos la
frecuencia 15 minutal a horaria
    i=i+4

```

```

df['E_Demanda[kWh]']=Pload # Agrega un vector a un dataframe
df['PloadMin']=PloadMin # Agrega un vector a un dataframe

```

```

# Figura 7 Perfil de consumo diario promedio
ax = plt.gca()
df.plot(kind='bar',x='TIME',y='E_Demanda[kWh]',ylim= [0,150],
figsize=(20,8),ax=ax, grid='on', ylabel='Energía[kWh]')
plt.show()
Ene_Diari=df['E_Demanda[kWh]'].sum()

```

```

print('\n#####')
print('Energía Diaria Promedio: ', Ene_Diari, 'kWh/dia')
print('#####')

```

```

print('\n#####')
print('Energía Diaria Promedio: ', Ene_Diari, ' kWh/dia')
print('#####')

#%% Costos de Energía
Cost_Ener= pd.read_excel('Datos_Tesis.xlsx', sheet_name='Hoja4')
df7=Cost_Ener
ax = plt.gca()
df7.plot(kind='bar',x='HORA',y='Costos[ $/kWh]',ylim= [0,0.11],
figsize=(20,8),ax=ax,ylabel='Costos[ $/kWh]',fontsize=20, linewidth=1.0,
grid='on')
plt.show()

#%%GRAFICA DE LOS RESULTADOS

df4= pd.read_excel('Rad_Tem_Fac.xlsx', sheet_name='Hoja1')# Lectura de
los datos obtenidos de la simulacion en el dia mas critico
df5= pd.read_excel('Rad_Tem_Fac.xlsx', sheet_name='Hoja5')# Lectura de
los datos obtenidos de la simulacion en el dia mas critico
df6= pd.read_excel('Rad_Tem_Fac.xlsx', sheet_name='Hoja6')# Lectura de
los datos obtenidos de la simulacion en el dia mas critico
df2= df
ax = plt.gca()

# Grafico de radiacion global incidente
ax = plt.gca()
df4.plot(kind='line',x='HORA',y='GlobInc[kWh/m2.dia]',linewidth=3.0,fontsi
ze=20,figsize=(20,8),ax=ax, color='#FFAD42', grid='on')
plt.show()

# Gráfico de temperatura
ax = plt.gca()
df4.plot(kind='line',x='HORA',y='T_Amb[C]',linewidth=3.0,fontsize=20,figs
ize=(20,8),ax=ax, grid='on')
plt.show()

#%%
#####
# Escenario 1 (Caso Autoconsumo)
#####
# Grafico de generación y demanda de forma lineal
ax = plt.gca()
df5.plot(kind='line',x='HORA', y='E_Pv[kW]',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, color='#FFAD42', grid='on', ylabel='Potencia[kW]')
df2.plot(kind='line',x='TIME',y='E_Demanda[kWh]',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, grid='on')
plt.show()

```

```

ax = plt.gca()
df5.plot(kind='bar',x='HORA', y='E_Pv[kW]',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, color='#FFAD42', grid='on', ylabel='Potencia[kW]')
df2.plot(kind='bar',x='TIME',y='E_Demanda[kWh]',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, grid='on')
plt.show()

# Calculo de energia excedente
df6=df5['E_Pv[kW]'].values
df7=df2['E_Demanda[kWh]'].values

E_exce=np.zeros(shape=(24,1))# Creamos dos vectores vacíos con de 24
elementos

for k in range(0,24):
    if df6[k] > df7[k]:
        E_exce[k]=df6[k]- df7[k]
    else:
        E_exce[k]=0

E_exel=E_exce.sum()

print('\n#####')
print('Energía Excedente día más crítico: ', E_exel, 'kWh/dia')
print('#####')

print('\n#####')
print('Energía Excedente día más crítico: ', E_exel, 'kWh/dia')
print('#####')

# Datos de entrada para el cálculo de la capacidad de la batería
Ef_in=0.95 # Eficiencia el inversor
V_dc=725 # Voltaje del bus DC en [V]
C_Bat_Dta= 64 #Capacidade de la batería data sheet[Ah]
Dias_auto=1 # Días de autonomía
h= 12
PpvOpt=250

C_bat=(E_exel/Ef_in/V_dc)*1000

print('\n#####')
print('Capacidad de Batería: %.2f' %(C_bat), 'Ah')
print('#####')

B_par= (C_bat*Dias_auto)/Ef_in/C_Bat_Dta

print('\n#####')
print('Baterias en paralelo: %.2f' %(B_par))
print('#####')

#% Grafico de la evaluación de la demanda de un dia

```

```

ax = plt.gca()
df5.plot(kind='line',x='HORA',y='Pload[kW]',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, linewidth=1.0, color='blue', grid='on', style='--',
ylabel='Potencia[kW]')
df5.plot(kind='line',x='HORA',y='Ppv[kW]',ax=ax, linewidth=3.0,
color='#FFAD42', grid='on')
df5.plot(kind='line',x='HORA',y='Pred[kW]',ax=ax, linewidth=3.0,
color='green', grid='on' )
df5.plot(kind='line',x='HORA',y='Pbateri[kW]',ax=ax, linewidth=3.0,
color='Red', grid='on')
plt.show()

#% Estado de carga y descarga de la bateria
y0=df5['HORA']
Soc_1= pd.DataFrame()
Soc_1['HORA']=y0

a1=df5['Pload[kW]'].values
a1=df5['SOCCar'].values
a2=df5['SOCDes'].values
a2=a2*-1

Soc_1['Carga']=a1
Soc_1['Descarga']=a2

ax = plt.gca()
Soc_1.plot(kind='bar',x='HORA',y='Carga',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, linewidth=1.0, color='blue', grid='on', style='--')
Soc_1.plot(kind='bar',x='HORA',y='Descarga',figsize=(20,8),ax=ax,
linewidth=3.0, color='red', grid='on')
plt.show()

#% Evolucion de la demanda de una semana

df12=pd.read_excel('Demanda_Pload_1.xlsx',sheet_name='Hoja3')# Importa 1
X11=df12['Red'].values# Convertimos una columna de un data frame en un
vector
X12=df12['Precio'].values# Convertimos una columna de un data frame en un
vector
X13=df12['Demanda'].values# Convertimos una columna de un data frame en
un vector
X14=X11*X12
X15=X13*X12

df12['Costo_Energia_FV_B']=X14
X16=df12['Costo_Energia_FV_B'].sum()

df12['Costo_Energia_Sin']=X15
X17=df12['Costo_Energia_Sin'].sum()

ax = plt.gca()

```

```

df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Demanda',fontsize=15,linewidth=3.0,
ylim= [0,500],figsize=(20,8), color='blue', ax=ax,ylabel='Potencia
[kWh]', style='--',grid='on',)
df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Generacion_F',linewidth=3.0,color='#FF
AD42', ax=ax, grid='on',)
df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Carga',linewidth=3.0,ax=ax,
grid='on',)
df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Descarga',linewidth=3.0, ax=ax,
grid='on',)
df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Red',linewidth=3.0,color='green',
ax=ax, grid='on',)
plt.show()

```

```

###
#####
# Escenario 2 (Caso Optimizado)
#####
print('\n#####')
print('Potencia limite: %.3f' % ((Ene_Año_Max)*0.80), 'kWh')
print('#####')

```

```
###
```

```
if h >= 24:
```

```

net_load_active=1
Cap=1
Pb_max=1
Pb_min=1
radi=1
SoC_init=0
m = pyomo.ConcreteModel()
m.Time = pyomo.RangeSet(0, len(net_load_active)-1)
m.SOC = pyomo.Var(m.Time, bounds=(0.2*Cap), (Cap)), initialize=0)
m.posDeltaSOC = pyomo.Var(m.Time, initialize=0)
m.negDeltaSOC = pyomo.Var(m.Time, initialize=0)
m.EInGrid = pyomo.Var(m.Time, bounds=(0,Pb_max), initialize=0)
m.EInPV = pyomo.Var(m.Time, bounds=(0,Pb_max), initialize=0)
m.negEOutLocal = pyomo.Var(m.Time, bounds=(Pb_min,0), initialize=0)

#Object function

def Obj_fn(m):
    return (sum((radi[i]*m.posNetLoad[i])+(radi[i]*m.negNetLoad[i]) +
(0*m.SOC[i]) + (0*(m.EInGrid[i]+m.EInPV[i]-m.negEOutLocal[i]-
m.negEOutExport[i]))
                for i in m.Time) + m.P_max*3000)
m.total_cost = pyomo.Objective(rule=Obj_fn,sense=pyomo.minimize)

# restricciones
def SOC_rule(m,t):
    if t==0:
        return (m.SOC[t] == SoC_init)

```

```

    else:
        return (m.SOC[t] == m.SOC[t-
1]+m.posDeltaSOC[t]+m.negDeltaSOC[t])
    m.Batt_SOC = pyomo.Constraint(m.Time, rule=SOC_rule)

#-----PEAK SHAVING-----
def P_max_rule(m,i):
    if len(radi) > 24:
        return m.P_max >= m.posNetLoad[i]
    else:
        return m.P_max == 0

m.peak_cons = pyomo.Constraint(m.Time, rule=P_max_rule)

def pos_E_in_rule(m,i):
    return (m.EInGrid[i]+m.EInPV[i]) == m.posDeltaSOC[i]/10
m.posEIn = pyomo.Constraint(m.Time, rule=pos_E_in_rule)

def neg_E_out_rule(m,i):
    return (m.negEOutLocal[i]+m.negEOutExport[i]) ==
m.negDeltaSOC[i]*10
m.negEOut = pyomo.Constraint(m.Time, rule=neg_E_out_rule)

def E_charging_rate_rule(m,i):
    return (m.EInGrid[i]+m.EInPV[i]) <= Pb_max
m.chargingLimit = pyomo.Constraint(m.Time, rule=E_charging_rate_rule)

def E_discharging_rate_rule(m,i):
    return (m.negEOutLocal[i]+m.negEOutExport[i]) >= Pb_min
m.dischargingLimit = pyomo.Constraint(m.Time,
rule=E_discharging_rate_rule)

def E_solar_charging_rule(m,i):
    return m.EInPV[i] <= -m.negLoad[i]
m.solarChargingLimit = pyomo.Constraint(m.Time,
rule=E_solar_charging_rule)

def E_local_discharge_rule(m,i):
    return m.negEOutLocal[i] >= -m.posLoad[i]
m.localDischargingLimit = pyomo.Constraint(m.Time,
rule=E_local_discharge_rule)

def E_pos_net_rule(m,i):
    return m.posNetLoad[i] ==
m.posLoad[i]+m.EInGrid[i]+m.negEOutLocal[i]
m.E_posNet = pyomo.Constraint(m.Time, rule=E_pos_net_rule)

def E_neg_net_rule(m,i):
    return m.negNetLoad[i] ==
m.negLoad[i]+m.EInPV[i]+m.negEOutExport[i]
m.E_negNet = pyomo.Constraint(m.Time, rule=E_neg_net_rule)
#
opt = pyomo.SolverFactory("glpk")
# t = time.time()

```

```

    results = opt.solve(m)
#    elapsed = time.time() - t

else:
    h=12

print('\n#####')
print('\nPpvOptima[kW/h*m] : ', (PpvOpt), 'kW/h*dia')
print('\n#####')

# Grafico de generacion y demanda de forma lineal

Ene_Opti= pd.read_excel('Rad_Tem_Fac.xlsx', sheet_name='Hoja6')# Lectura
de los datos obtenidos de la simulacion en el dia mas critico
df6=Ene_Opti
df2= df

ax = plt.gca()
df6.plot(kind='line',x='HORA', y='E_Pv[kW]',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, color='#FFAD42', grid='on', ylabel='Potencia[kW]')
df2.plot(kind='line',x='TIME',y='E_Demanda[kWh]',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, grid='on')
plt.show()

Plim=(Ene_Año_Max*0.80)# Calculamos la potencia limite que se obtendrá de
la red
A= np.ones((24, 1))#crea un vector de unos
Plim=A*Plim
df6['PLim']=Plim

ax = plt.gca()
df6.plot(kind='bar',x='HORA', y='E_Pv[kW]',fontsize=10,
figsize=(20,8),ax=ax, color='#FFAD42', grid='on', ylabel='Potencia[kW]')
df2.plot(kind='bar',x='TIME',y='E_Demanda[kWh]',fontsize=10,
figsize=(20,8),ax=ax, grid='on')
df6.plot(kind='line',x='HORA',y='PLim',fontsize=10, figsize=(20,8),
ax=ax, color='red', grid='on')
plt.show()

# Calculo de energia excedente
df6=df6['E_Pv[kW]'].values
df7=df2['E_Demanda[kWh]'].values

Plim=(Ene_Año_Max*0.80)# Calculamos la potencia limite que se obtendrá de
la red
A= np.ones((24, 1))#crea un vector de unos
Plim=A*Plim

```



```
df2['PLim']=Plim # Agrega un vector a un dataframe
E_exce=np.zeros(shape=(24,1)) # Creamos dos vectores vacíos con de 24
elementos
```

```
for k in range(0,24):
    if df6[k] > df7[k]:
        E_exce[k]=df6[k]- df7[k]
    else:
        E_exce[k]=0
```

```
E_exel=E_exce.sum()
```

```
print('\n#####')
print('Energía Excedente día más crítico: ', E_exel, 'kWh/dia')
print('#####')
```

```
Ef_in=0.95 # Eficiencia el inversor
V_dc=725 # Voltaje del bus DC en [V]
C_Bat_Dta= 64 #Capacidades de la batería data sheet[Ah]
Dias_auto=1 # Días de autonomía
```

```
C_bat=(E_exel/Ef_in/V_dc)*1000
```

```
print('\n#####')
print('Capacidad de Bateria: %.2f' %(C_bat), 'Ah')
print('#####')
```

```
B_par= (C_bat*Dias_auto)/Ef_in/C_Bat_Dta
```

```
print('\n#####')
print('Baterias en paralelo: %.2f' %(B_par))
print('#####')
```

```
df6=Ene_Opti
ax = plt.gca()
df6.plot(kind='line',x='HORA',y='Pload[kW]',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, linewidth=1.0, color='blue', grid='on', style='--',
ylabel='Potencia[kW]')
df6.plot(kind='line',x='HORA',y='Ppv[kW]',ax=ax, linewidth=3.0,
color='#FFAD42', grid='on')
df6.plot(kind='line',x='HORA',y='Pred[kW]',ax=ax, linewidth=3.0,
color='green', grid='on' )
df6.plot(kind='line',x='HORA',y='Pcar',ax=ax, linewidth=3.0, color='Red',
grid='on')
plt.show()
```

```
## Estado de carga y descarga de la batería
y0=df6['HORA']
Soc_1= pd.DataFrame()
Soc_1['HORA']=y0
```

```
a1=df6['Pload[kW]'].values
```

```

a1=df6['SOCCar'].values
a2=df6['SOCDes'].values
a2=a2*-1

Soc_1['Carga']=a1
Soc_1['Descarga']=a2

#Grafico uno

ax = plt.gca()
Soc_1.plot(kind='bar',x='HORA',y='Carga',fontsize=20,
figsize=(20,8),ax=ax, linewidth=1.0, color='blue', grid='on', style='--')
Soc_1.plot(kind='bar',x='HORA',y='Descarga',figsize=(20,8),ax=ax,
linewidth=3.0, color='red', grid='on')

plt.show()

#% Evolucion de la demanda de una semana

df12=pd.read_excel('Demanda_Pload_1.xlsx',sheet_name='Hoja4')# Importa l

X11=df12['Red'].values# Convertimos una columna de un data frame en un
vector
X12=df12['Precio'].values# Convertimos una columna de un data frame en un
vector
X13=df12['Demanda'].values# Convertimos una columna de un data frame en
un vector
X14=X11*X12
X15=X13*X12

ax = plt.gca()
df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Demanda',fontsize=15,linewidth=3.0,
ylim= [0,500],figsize=(20,8), color='blue', ax=ax,ylabel='Potencia
[kWh]', style='--',grid='on',)
df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Generacion_F',linewidth=3.0,color='#FF
AD42', ax=ax, grid='on',)
df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Carga',linewidth=3.0,ax=ax,
grid='on',)
df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Descarga',linewidth=3.0, ax=ax,
grid='on',)
df12.plot(kind='line',x='Fecha',y='Red',linewidth=3.0,color='green',
ax=ax, grid='on',)
plt.show()

#%#
#####
#% Calculo del ahorro Caso 1(Autoconsumo)

Dt_Añ_Hr_1=np.zeros(Hr*Dia) # Creamos un vector de 24 filas y 365
columnas para almacenar los datos de consumo de energía horaria
i=0
for j in range(0,(Hr*Dia)):
    Dt_Añ_Hr_1[j]=(X0[i]+X0[i+1]+X0[i+2]+X0[i+3])/4
    i=i+4

```

```

y1=Cost_Ener['Costos[ $/kWh]'].values
Cost_Año_Hr=np.zeros(Hr*Dia)

k=0
for j in range(0,365):
    for i in range(24):
        Cost_Año_Hr[i+j+k]=y1[i] # Creamos el vector con los costos para
todo el año
        k=k+i

#####
%% Costo del consumo de la industria sin la implementación del sistema
%%
Cost_Anual_Sin=Dt_Año_Hr_1*Cost_Año_Hr
Cost_Anual_Sin=Cost_Anual_Sin.sum()
print('\n#####')
print('Costo Anual de la energía sin sistema Peak Shaving: %.2f'
%(Cost_Anual_Sin), '$')
print('#####')

kW=1000
Tm=0.09
Con_Red_Caso_1=140*kW
Con_Red_Caso_2=420*kW

print('\n#####')
print('Costo Anual de la energía con sistema Peak Shaving (Autoconsumo):
%.2f' %(Con_Red_Caso_1*Tm), '$')
print('#####')

print('\n#####')
print('Costo Anual de la energía con sistema Peak Shaving (Optimo):
%.2f' %(Con_Red_Caso_2*Tm), '$')
print('#####')

print('\n#####')
print('Ahorro con sistema Peak Shaving (Autoconsumo): %.2f'
%(Cost_Anual_Sin-(Con_Red_Caso_1*Tm)), '$')
print('#####')

print('\n#####')
print('Ahorro con sistema Peak Shaving (Optimo): %.2f' %(Cost_Anual_Sin-
(Con_Red_Caso_2*Tm)), '$')
print('#####')

%%
#####
# Resultados
#####

```

```

# Escenario 1 (Caso Autoconsumo)
Caso1 = pd.DataFrame() # declaramos el tipo de dato data frame
Caso1['HORA']=y0
a1=df5['Pload[kW]'].values
a2=df5['Ppv[kW]'].values
a3=df5['Pred[kW]'].values
a4=df5['Pbateri[kW]'].values

Caso1['Pbateri[kW]_C1']=a1
Caso1['Ppv[kW]_C1']=a2
Caso1['Pload[kW]_C1']=a3
Caso1['Pred[kW]_C1']=a4

ax = Caso1.plot.bar(rot=0, fontsize=20, figsize=(20, 8), width = 1,
ylabel='Potencia[kW]')
plt.show()

#Caso 2

Caso2 = pd.DataFrame() # declaramos el tipo de dato data frame
Caso2['HORA']=y0
a1=df6['Pload[kW]'].values
a2=df6['Ppv[kW]'].values
a3=df6['Pred[kW]'].values
a4=df6['Pcar'].values

Caso2['Pbateri[kW]_C2']=a1
Caso2['Ppv[kW]_C2']=a2
Caso2['Pload[kW]_C2']=a3
Caso2['Pred[kW]_C2']=a4

ax = Caso2.plot.bar(rot=0, fontsize=20, figsize=(20, 8), width = 1,
ylabel='Potencia[kW]')
plt.show()

```

ORDEN DE EMPASTADO