



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica

Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

**Peak shaving y su influencia en la optimización de los
costos de energía en un cliente libre del sector
industrial de manufactura**

TESIS

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista

AUTOR

Marvin Alberto PARIONA CURI

ASESOR

HIPÓLITO MARTÍN RODRÍGUEZ CASAVILCA

Lima, Perú

2022



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Pariona, M. (2022). *Peak shaving y su influencia en la optimización de los costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Marvin Alberto Pariona Curi.
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	46754273
URL de ORCID	-
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	Hipolito Martin Rodríguez Casavilca.
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	21461869
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0003-1728-4487
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Walter Alejandro Guzmán Estremadoyro.
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	21143307
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	Alfredo Rocha Jara.
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	08645523
Datos de investigación	
Línea de investigación	No aplica.
Grupo de investigación	No aplica.
Agencia de financiamiento	Sin financiamiento.
Ubicación geográfica de la investigación	Edificio: Surpack S.A. País: Perú

	Departamento: Lima Provincia: Lima Distrito: Lurín Latitud: -12.2799 Longitud: -76.8752
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2017 - 2019
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería eléctrica, Ingeniería electrónica https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.00.00



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA
Teléfono 619-7000 Anexo 4226
Calle Germán Amezcaga 375 – Lima 1 – Perú



ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS Nº 001/FIEE-EPIE/2022

Los suscritos Miembros del Jurado, nombrados por la Comisión Ejecutiva del Programa de Perfeccionamiento Profesional de la Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, reunidos en la fecha, bajo La Presidencia Del **Dr. Guzmán Estremadoyro, Walter Alejandro** integrado por **Mg. Rodríguez Casavilca, Hipolito Martin** y el **Mg. Rocha Jara, Alfredo**.

Después de escuchar la Sustentación de Tesis del **Bach. PARIONA CURI, MARVIN ALBERTO** con código N° **10190235** que para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista sustentó la Tesis titulada **PEAK SHAVING Y SU INFLUENCIA EN LA OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE ENERGÍA EN UN CLIENTE LIBRE DEL SECTOR INDUSTRIAL DE MANUFACTURA**

El jurado examinador procedió a formular las preguntas reglamentarias y, luego de una deliberación en privado, decidió aprobar otorgándole el calificativo de dieciséis (16)

Ciudad Universitaria, 05 de febrero del 2022

Dr. Guzmán Estremadoyro, Walter Alejandro
Presidente Jurado

Mg. Rodríguez Casavilca, Hipolito Martin
Miembro Jurado

Mg. Rocha Jara, Alfredo
Miembro Jurado

Dedico la presente Tesis a mi familia, por permitirme disfrutar de una vida llena de salud, gratos momentos y bendecirme con hermosas personas que me han acompañado a lo largo de mi existencia.

A mis padres Alberto Pariona y Teresa Curi, por ser personas dignas de admiración y fortaleza. Por darme la dicha vivir y disfrutar de este mundo.

A mis hermanos Nick y Thomas, por hacer mis días más divertidos y hacerme sentir como un ejemplo a seguir.

A Karla, mi enamorada, por la motivación constante y por todo su amor.

AGRADECIMIENTOS

A mí asesor de Tesis, Mg. Hipólito Rodríguez Casavilca, por su acompañamiento a lo largo de la elaboración del presente trabajo.

A la Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y a sus profesores, por haberme brindado los conocimientos académicos durante mis años de estudio y la inculcación de valores que guiarán mi vida personal y profesional.

Llevo la promesa de siempre honrar y dejar en alto a mi casa de estudios y mi Alma Mater.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación pretende dar a conocer una estrategia de gestión de demanda llamada “peak shaving” y determinar de qué manera esta técnica influye en la optimización de los costos de energía en un cliente libre de electricidad. Por ello responde al problema principal ¿De qué manera la estrategia peak shaving influye en la optimización de los costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura?, y a las preguntas específicas ¿Qué estrategias son utilizadas para la optimización de costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura? ¿Cómo optimizar los costos de energía mediante la implementación de la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura?

En cuanto a su metodología, la investigación es de tipo aplicada, se utilizó un enfoque cuantitativo de diseño no experimental, transversal, descriptivo y correlacional.

El estudio es conveniente con el área de Ingeniería y la carrera de Ingeniería Eléctrica, asimismo, la línea de investigación corresponde al desarrollo de modelos, simulación y optimización de procesos.

Los resultados de la investigación en la hipótesis general y en las hipótesis específicas, concluyen en que si es posible reducir los costos de energía mediante un sistema de autogeneración.

Palabras clave: Gestión de Demanda eléctrica, peak shaving, cliente libre, costos de energía, autogeneración.

ABSTRACT

The present research work aims to present a demand management strategy called "peak shaving" and determine how this technique influences the optimization of energy costs in a free customer from the manufacturing industrial sector. Therefore, it responds to the main problem: ¿How does the peak shaving strategy influence the optimization of energy costs in a free customer in the industrial manufacturing sector? and to the specific questions: ¿What strategies are used to optimize energy costs in a free customer from the industrial manufacturing sector? ¿How to optimize energy costs by implementing the peak shaving strategy in a free customer from the industrial manufacturing sector?

Regarding its methodology, the research is of an applied type, a quantitative approach of non-experimental, cross-sectional, descriptive, and correlational design was used.

The study is convenient with the Engineering area and the Electrical Engineering career, likewise, the research line corresponds to the development of models, simulation, and optimization of processes. This is because the research aims to analyze, identify, and select methods and processes that allow optimization in manufacturing stages in the production processes of goods and services.

The results of the investigation in the general hypothesis and in the specific hypotheses, conclude that it is possible to reduce energy costs through a self-generation system.

Keywords: Electricity Demand Management, peak shaving, free customer, energy costs, self-generation.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	iii
RESUMEN.....	iv
ABSTRACT.....	v
ÍNDICE GENERAL.....	vi
LISTA DE CUADROS	x
LISTA DE FIGURAS	xii
1. INTRODUCCIÓN	1
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
2.1. Determinación del Problema	3
2.2. Formulación del Problema	7
2.2.1. Problema General.....	7
2.2.2. Problemas Específicos	7
2.3. Objetivos	7
2.3.1. Objetivo General.....	7
2.3.2. Objetivos Específicos.....	7
2.4. Importancia y justificación de la investigación.....	8
2.5. Limitaciones de la Investigación.....	10
3. MARCO TEÓRICO.....	11
3.1. Antecedentes del estudio	11
3.1.1. Antecedentes nacionales.....	11
3.1.2. Antecedentes internacionales.....	11
3.2. Mercado Eléctrico Peruano	13

3.2.1.	Marco regulatorio.....	13
3.3.	Estructura del Mercado Eléctrico Peruano.....	15
3.4.	Funcionamiento del Mercado Eléctrico Peruano.....	26
3.5.	Estructura Tarifaria en el Mercado Libre de Electricidad.....	36
3.6.	Demanda de Energía Eléctrica.....	44
3.7.	Gestión de Demanda de Energía Eléctrica	49
3.7.1.	Control de cargas Industriales	50
3.7.2.	Análisis de la curva de carga	51
3.7.3.	Tipos de curvas de carga de clientes industriales	52
3.8.	¿Qué es el Peak Shaving?.....	57
3.8.1.	Apagado de equipos.....	59
3.8.2.	Peak Shaving Storage	59
3.8.3.	Redistribución de Consumo.....	59
3.8.4.	Almacenamiento térmico (Thermal storage).....	63
3.8.5.	Generación en sitio (On site electric power)	63
3.9.	Peak shaving mediante Autogeneración	65
3.9.1.	Motores alternos	65
3.9.2.	Turbina a Gas	68
3.9.3.	Aerogeneradores	70
3.9.4.	Solar Fotovoltaica	72
3.9.5.	Pilas o Celdas de combustible.....	75
3.10.	Grupos Electrónicos como sistema de Autogeneración.....	77
3.10.1.	Partes que componen un Grupo Electrónico.....	79
3.10.2.	Operación y Funcionamiento de Grupos Electrónicos.....	88
3.10.3.	Clasificación de los Grupos Electrónicos.....	90
3.11.	Bases teóricas.....	98
3.11.1.	Regulación aplicable al esquema de autogeneración.....	98

3.11.2.	Atributos del esquema de autogeneración.....	99
3.12.	Definición de términos.....	104
4.	HIPÓTESIS Y VARIABLES.....	109
4.1.	Formulación de hipótesis general y específicas.....	109
4.1.1.	Hipótesis General.....	109
4.1.2.	Hipótesis Específicas.....	109
4.2.	Variables.....	110
4.2.1.	Variable Independiente.....	110
4.2.2.	Variable Dependiente.....	110
5.	MATERIALES Y MÉTODOS.....	111
5.1.	Área de estudio y descripción de la Planta Industrial.....	111
5.2.	Diseño de investigación.....	113
5.3.	Población y muestra.....	113
5.3.1.	Población.....	113
5.3.2.	Muestra.....	114
5.4.	Procedimientos, Técnicas e instrumentos de recolección de información.....	114
5.4.1.	Monitoreo de cargas y máxima demanda registrada.....	114
5.4.2.	Especificaciones y Requerimiento Técnico de las Central de Autogeneración.....	121
5.4.3.	Datos y Características del Sistema de Autogeneración.....	124
5.4.4.	Conexión de Gas Natural y Consumo de combustible.....	125
5.5.	Evaluación Económica.....	127
5.5.1.	Costos de Inversión.....	127
5.5.2.	Costos de Operación y Mantenimiento.....	129
5.5.3.	Costos de combustible.....	133
6.	RESULTADOS.....	134
6.1.	Presentación y análisis de los resultados.....	134

6.1.1.	Ingresos de la estrategia peak shaving con Autogeneración.	
		134
7.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	136
7.1.	Análisis Económico	136
7.2.	Análisis de resultados	138
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	140
8.1.	Conclusiones.....	140
8.2.	Recomendaciones.....	141
9.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	142
	ANEXOS.....	145

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Clasificación de Usuario libre y regulado de electricidad	18
Cuadro 2. Producción de energía Hidroeléctrica por empresas.	19
Cuadro 3. Producción de energía Termoeléctrica por empresas.	20
Cuadro 4. Producción de energía Solar por empresas.....	20
Cuadro 5. Producción de energía Eólica por empresas.	21
Cuadro 6. Empresas Transmisoras integrantes del COES	22
Cuadro 7. Empresas Distribuidoras integrantes del COES	23
Cuadro 8. Participación de la Potencia Coincidente en HP de Usuarios Libres por actividad económica	30
Cuadro 9. Migración de clientes regulados a libres desde el año 2014.....	32
Cuadro 10. Ventajas y desventajas de motores alternos	67
Cuadro 11. Ventajas y desventajas de Turbina de Gas.	69
Cuadro 12. Ventajas y desventajas de los Aerogeneradores.....	71
Cuadro 13. Ventajas y desventajas de las Celdas Fotovoltaicas.	74
Cuadro 14. Ventajas y desventajas de las celdas combustibles.	76
Cuadro 15. Costos de Inversión (US\$/kW) por tecnología de generación ..	77
Cuadro 16. Coordenadas georreferenciales	111
Cuadro 17. Potencia contratada Surpack S.A.....	112
Cuadro 18. Cuadro de cargas de la Planta Industrial	115
Cuadro 19. Análisis de Demanda de Energía y Potencia.....	116
Cuadro 20. Datos técnicos de las Unidades de Generación Guascor HGM 560 90/55	124
Cuadro 21. Datos técnicos de suministro de GN.....	127
Cuadro 22. Inversión en USD para Proyecto de Autogeneración de 2.572 MW con dos GG.EE. a GN.....	128
Cuadro 23. Costos de personal para proyecto de Autogeneración	129
Cuadro 24. Costos en piezas de recambio Motor HGM-560.....	130

Cuadro 25. Costos de mano de obra por mantenimiento preventivo Moto HGM-560.	131
Cuadro 26. Costos en consumo de aceite de motor HGM-560.	131
Cuadro 27. Costos de consumo de aceite de Motor HGM-560 por renovación en el cárter.	132
Cuadro 28. Resumen de Costos totales por Mantenimiento hasta antes del Overhaul (48 mil horas).	132
Cuadro 29. Costos promedios por Consumo de GN.	133
Cuadro 30. Costo de combustible para sistema de Autogeneración.	133
Cuadro 31. Flujo de caja proyecto de Autogeneración.	137

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Actividades físicas involucradas en la provisión de electricidad	4
Figura 2. Esquema de retribución de energía a través de la factura eléctrica.	4
Figura 3. Peajes de Conexión al Sistema Principal de Transmisión	5
Figura 4. Organización del Mercado Eléctrico Peruano	16
Figura 5. Representación esquemática de suministro de electricidad.....	17
Figura 6. Actores que intervienen en el MEP	26
Figura 7. Costo Marginal y Tarifa en Barra Mensual, periodo 2000 - 2020.	28
Figura 8. Participación principales usuarios libres (MW) en la Máxima Demanda 2020	31
Figura 9. Cantidad de usuarios libres en el Mercado Eléctrico Peruano	33
Figura 10. Modelo del Mercado Eléctrico Peruano.....	34
Figura 11. Cantidad de Usuarios Regulados en miles.	35
Figura 12. Venta de energía por región (GW.h)	36
Figura 14. Demanda ejecutada y programada del COES 25/02/2020.....	45
Figura 15. Evolución de la Producción y Máxima Demanda del SEIN.	47
Figura 16. Precio Horario de Costos Marginales 25/11/2020	47
Figura 17. Diagrama de carga por tipo de recurso 25/02/2020	49
Figura 18. Curva de carga de usos permanentes.	53
Figura 19. Curva de carga de usos modulados.	54
Figura 20. Curva de carga de usos ligeramente modulados.	54
Figura 21. Curva de carga de usos muy modulados.	55
Figura 22. Curva de carga de usos en dos o cuatro horas.....	55
Figura 23. Curva de carga con desconexión en hora pico	56
Figura 24. Curva de carga de usos fuera de pico.....	57
Figura 25. Clasificación de estrategias para "peak shaving"	58
Figura 26. Peak Clipping	60

Figura 27. Valley Filling	61
Figura 28. Load Shifting	61
Figura 29. Strategic Conservation	62
Figura 30. Strategic Growth	63
Figura 31. Perfil de carga de usuario de consumo constante con autogeneración	64
Figura 32. Motor de combustión interna a Gas Natural	67
Figura 33. Esquema de Turbina de Gas.	70
Figura 34. Estructura de un Aerogenerador	72
Figura 35. Esquema básico de conexión de un sistema fotovoltaico aislado.	74
Figura 36. Funcionamiento de una celda combustible.	76
Figura 37. Componentes de un Grupo Electrónico	79
Figura 38. Motor de combustión para grupo electrónico	81
Figura 39. Partes de un alternador para Grupo Electrónico	82
Figura 40. Esquema de un motor de arranque.....	84
Figura 41. Conexión de puesta a tierra	88
Figura 42. Balance de energía en un Grupo Electrónico	90
Figura 43. Clasificación de Grupos Electrónicos.....	91
Figura 44. Emergency Standby Power	93
Figura 45. Prime rated Power.....	94
Figura 46. Limited Time Power.....	95
Figura 47. Continuous Operating Power	96
Figura 48. Operación de grupos electrónicos acoplados a una carga	96
Figura 49. Operación de grupos electrónicos en paralelo con la red comercial	97
Figura 50. Vista satelital de la Planta Industrial de Manufactura	112
Figura 51. Registro de Potencia en las HP y HFP	117
Figura 52. Registro de Energía en HP y HFP por mes.....	117
Figura 53. Perfil de carga del usuario libre, lunes de agosto de 2017	118
Figura 54. Perfil de carga del usuario libre, martes de agosto de 2017.....	118
Figura 55. Perfil de carga del usuario libre, miércoles de agosto de 2017.....	119
Figura 56. Perfil de carga del usuario libre, jueves de agosto de 2017	119
Figura 57. Perfil de carga del usuario libre, viernes de agosto de 2017	119

Figura 58. Perfil de carga del usuario libre, sábados de agosto de 2017. Fuente: Elaboración propia	120
Figura 59. Perfil de carga del usuario libre, domingos de agosto de 2017.	120
Figura 60. Esquema de Estación de Filtración y Medición Primaria de suministro de gas natural.	125
Figura 61. Esquema de Sistema de Regulación de gas natural.....	126

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente en el Perú, la energía que consume la mayor parte del sector industrial está sujeta a tarifas horarias diferenciadas, dividida en dos periodos establecidos: Horario Fuera de Punta y Horario en Punta.

De acuerdo con el periodo del día, el costo de la energía eléctrica presenta ciertas variaciones; así, el costo de la energía en el Horario de Punta es más elevado, por lo tanto, provoca un impacto económico de mayor magnitud en el recibo del servicio eléctrico.

De la misma manera, los cargos que se aplican a los usuarios de electricidad sean estos libres o regulados, están sujetos a pagos de peajes por el uso de las redes de Transmisión y Distribución los cuales representa alrededor del 30% y 15% respectivamente de la factura que paga el usuario final. Respecto a los peajes de transmisión, podemos identificar las siguientes instalaciones: Sistema Principal de Transmisión (SPT) o Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST) o Sistema Complementario de Transmisión (SCT). El pago de peajes SPT/SGT se realiza en función de la demanda de potencia del cliente respectivo, coincidente con la máxima demanda de potencia mensual del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En ese sentido, si un usuario reduce su demanda del SEIN en horas de punta, ello tendrá efectos directos en el ahorro del Peaje de Conexión, pues al disminuir su demanda coincidente corresponderá que asuma un menor Peaje de Conexión. Esto es denominado como “peak shaving”, como se le conoce al proceso de reducir la cantidad de electricidad comprada desde el SEIN durante las horas de mayor demanda.

En el caso de las instalaciones SST/SCT, el pago que realizan los consumidores se aplica como un cargo por unidad de energía consumida

mensualmente. De esta manera, en la medida que se reduzca la electricidad consumida desde el SEIN, los pagos por peajes SST/SCT se reducirán de acuerdo a la estrategia utilizada para hacer “peak shaving”.

La presente investigación permitirá determinar cómo optimizar los costos de energía mediante la implementación de la estrategia “peak shaving” en un cliente libre del sector industrial de manufactura.

Finalmente, se pretende definir la factibilidad de la implementación de un sistema de autogeneración a gas natural en una empresa de manufactura, considerando para tal efecto un análisis técnico y económico.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Determinación del Problema

Los usuarios libres de electricidad no están sujetos a la regulación de precios por la energía o la potencia que consumen y pueden obtener el suministro eléctrico por parte de empresas de distribución o directamente de empresas de generación. Estos últimos son los responsables de entregar la energía hasta el punto de suministro pactado por ambas partes.

No obstante, el camino del electrón desde su punto de origen hasta el punto de entrega acordado entre el cliente y el suministrador, en su mayoría de casos requiere de transitar por infraestructuras ajenas al generador, pero necesarias para su transporte. Estas son las infraestructuras de transmisión y de distribución, cuyas tarifas y compensaciones son reguladas por Osinergmin.

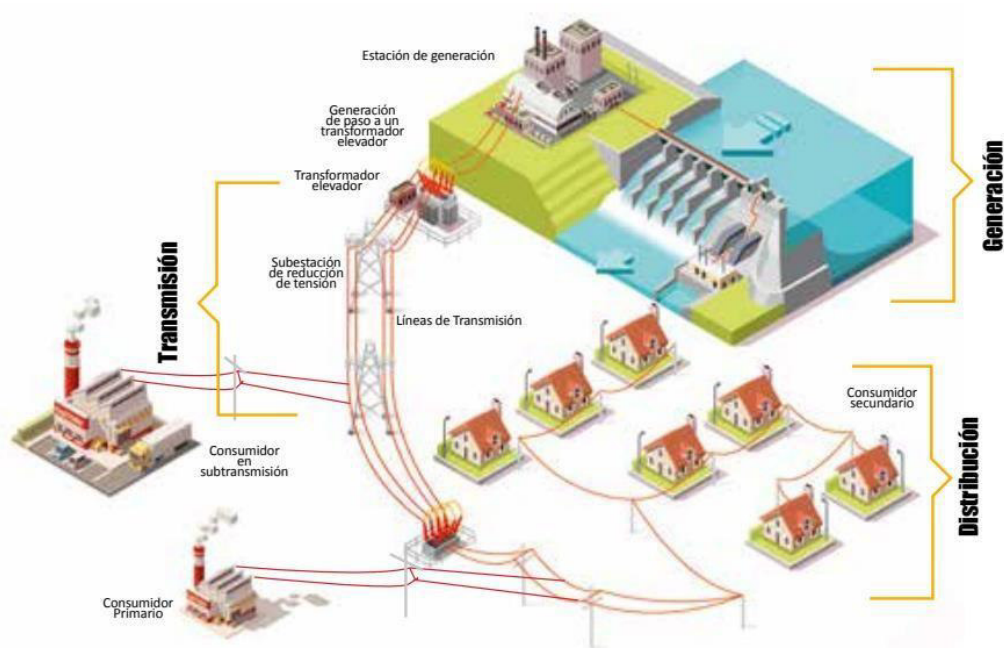


Figura 1. Actividades físicas involucradas en la provisión de electricidad.

Fuente. GPAE – OSINERGMIN, 2016.

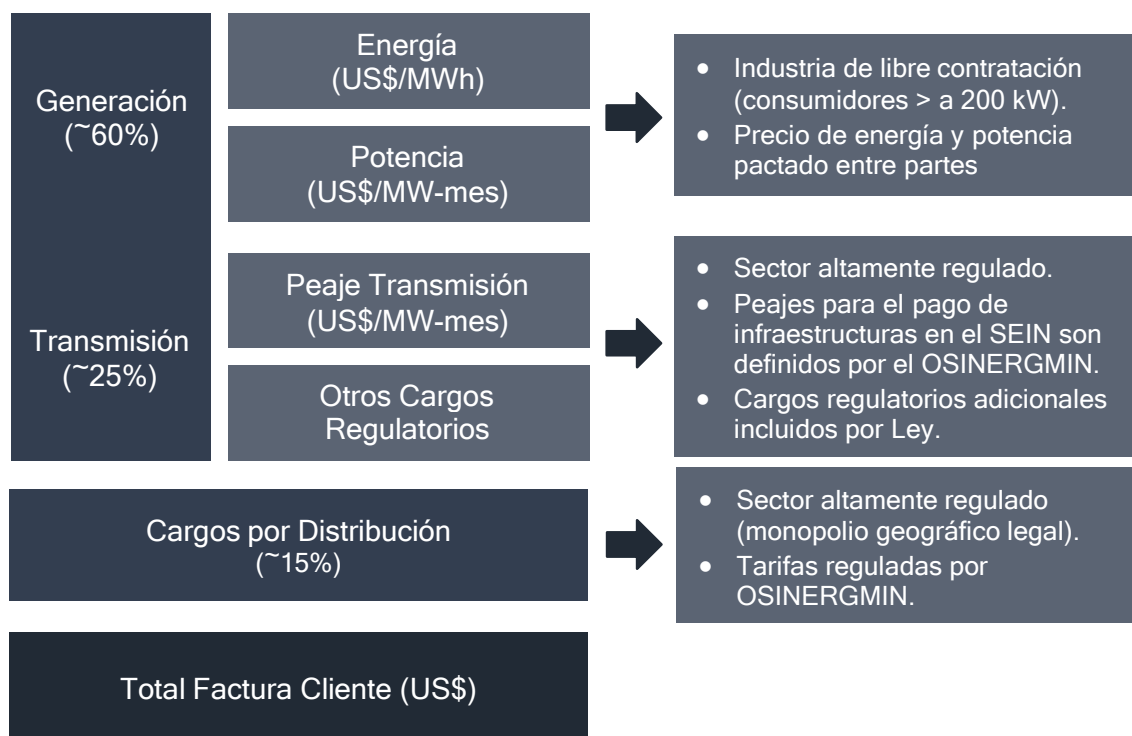


Figura 2. Esquema de retribución de energía a través de la factura eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

Los cargos por el uso de las redes de transmisión y distribución siempre los paga el usuario final y estos gastos pueden representar hasta el 25% de la facturación mensual en el caso de los peajes de transmisión.

Sobre esto último, podemos señalar que uno de los cargos que más implicancia tiene en la facturación eléctrica: el peaje por conexión al sistema principal de transmisión, el cual no solo remunera los activos de transmisión eléctrica, sino también una serie de cargos adicionales que tiene por objetivo promover algún servicio adicional establecido por la normativa eléctrica peruana.

La inclusión de estos últimos cargos durante los últimos años ha motivado un incremento significativo en el cargo unitario por transmisión a partir de fines del año 2014, de modo que el peaje unitario expresado en unidades de potencia se ha casi triplicado en un plazo muy corto de tiempo (ver figura 3).

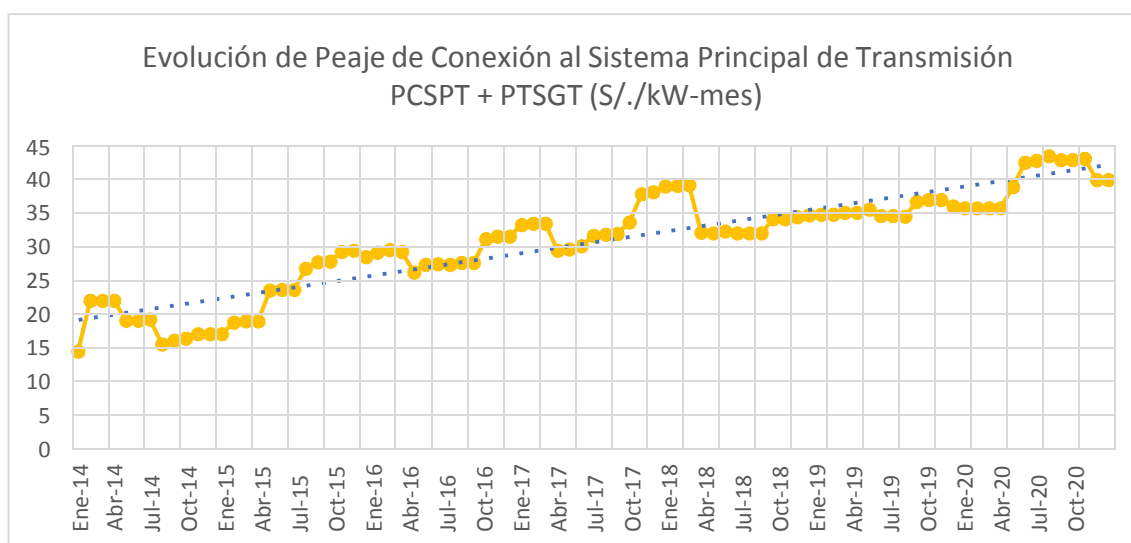


Figura 3. Peajes de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Fuente: Elaboración propia.

El pago de peajes del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), se realiza en función de la demanda de potencia del cliente respectivo coincidente con la máxima demanda de potencia mensual del SEIN¹. Así, la recaudación por Peajes de Conexión para un generador será la suma del producto de la máxima demanda de potencia entregada a todos sus clientes en el momento de la máxima demanda mensual del SEIN por el Peaje de Conexión unitario.

En tal sentido, considerando que el pago efectivo del Peaje de Conexión es asignado por el COES² mensualmente, atribuyéndolo según la demanda de cada cliente coincidente con la máxima demanda mensual del SEIN. Si un usuario reduce la demanda que consume del SEIN en horas punta, ello tendrá efectos directos en el ahorro del Peaje de Conexión pues al disminuir su demanda coincidente corresponderá que asuma un menor Peaje de Conexión. Esto es denominado como “peak shaving”, como se le conoce al proceso de reducir la cantidad de electricidad comprada desde el SEIN durante las horas de mayor demanda cuando los costos son mayores.

El presente trabajo de investigación tiene como finalidad mostrar una forma de hacer peak shaving bajo el esquema de autogeneración, de esta manera, un mismo sujeto es propietario de la electricidad que luego consume. Asimismo, este tipo de abastecimiento no requiere de la celebración de un contrato de compraventa de electricidad o PPA³.

Por último, considerando que los activos de generación están conectados directamente al sistema de utilización⁴ del usuario autogenerador sin hacer uso de elementos propios de la red de transmisión o distribución, entonces el usuario no tendrá que remunerar infraestructura de transmisión ni distribución respecto de la demanda atendida bajo este esquema.

¹ SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

² COES: Comité de Operación Económica.

³ Power Purchase Agreement.

⁴ El sistema de utilización es un conjunto de instalaciones destinado a llevar energía eléctrica suministrada a cada usuario, desde el punto de entrega hasta los diversos artefactos eléctricos en los que se produzca su transformación en otras formas de energía. (Código Nacional de electricidad – Utilización 2006 aprobado por Resolución Ministerial N° 037-2006-EM/DM)

2.2. Formulación del Problema

2.2.1. Problema General

¿De qué manera la estrategia peak shaving influye en la optimización de los costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura?

2.2.2. Problemas Específicos

1. ¿Qué estrategias son utilizadas para la optimización de costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura?
2. ¿Cómo optimizar los costos de energía mediante la implementación de la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura?
3. ¿En qué medida se reducen los costos de energía, con la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura?

2.3. Objetivos

2.3.1. Objetivo General

Determinar de qué manera la estrategia peak shaving influye en la optimización de los costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura.

2.3.2. Objetivos Específicos

1. Determinar que estrategias son utilizadas para la optimización de costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura.

2. Determinar cómo optimizar los costos de energía mediante la implementación de la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura.
3. Determinar en qué medida se reducen los costos de energía, con la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura.

2.4. Importancia y justificación de la investigación

El presente trabajo de investigación tiene relevancia tomando como idea principal que las empresas de manufactura siempre buscan la manera de reducir los gastos de producción y maximizar sus ganancias. En ese escenario, el servicio de energía eléctrica toma un rol fundamental para todo proceso industrial.

Por otro lado, la estructura tarifaria actual muestra valores diferenciados en el costo de la energía eléctrica a lo largo del día, siendo en Horas Punta el periodo en donde es más caro producir energía en el SEIN. A este comportamiento del mercado, también debemos de sumarle los cambios regulatorios en la tarifa eléctrica que pueden reflejarse en incrementos de los cargos por peajes de transmisión o distribución y, en consecuencia, el aumento en el monto de facturación mensual por el consumo de energía eléctrica.

Con la estrategia peak shaving seleccionada para la presente investigación, se trata de lograr principalmente tres puntos de gran relevancia:

- ✓ Generar ahorros mitigando el incremento de la tarifa eléctrica por cargos regulatorios en horas punta.
- ✓ Tener un respaldo eléctrico al Sistema Interconectado Nacional.
- ✓ Tener predictibilidad en la tarifa de electricidad.

Justificación Teórica

En lo teórico, la investigación permitirá conocer la información más actualizada sobre la estrategia peak shaving, como una herramienta de gestión de demanda para los usuarios libres de electricidad. Asimismo, para nuestro caso, permitirá conocer la importancia y las ventajas técnicas y económicas de contar con un sistema de autogeneración dentro de una planta industrial de manufactura.

Justificación Práctica

En lo práctico, el presente trabajo contribuirá a conocer los beneficios económicos de implementar las diferentes técnicas de peak shaving en una empresa de manufactura, sin dejar de lado a clientes libres que puedan analizar el comportamiento de su demanda y buscar la solución que mejor se acomode a sus necesidades. De la misma manera, se pretende dar a conocer los cargos asociados a la facturación de energía y el impacto que representa cada importe respecto al total del recibo de energía.

Justificación Metodológica

En lo metodológico, la investigación contribuirá como orientación de otros investigadores a estimar un método de cálculo técnico - financiero que permitirá conocer los beneficios de aplicar la estrategia peak shaving dentro de su proceso productivo. De la misma forma, para la presente investigación se brindarán las pautas para implementar una solución de peak shaving basado en un sistema de autogeneración que usará como combustible gas natural.

Finalmente, podemos señalar que el uso de la estrategia peak shaving para la optimización del consumo de electricidad encuentra su razón de ser en la regulación aplicable al pago de peajes de transmisión principales y secundarios en el sistema eléctrico peruano.

Si bien estos cargos han respondido a situaciones excepcionales derivadas de la falta de generación suficiente para cubrir la demanda y los problemas de congestión en las redes eléctricas que actualmente aquejan al SEIN, la

continuidad de estos y la creación de nuevos cargos es un escenario probable. Por ello, las técnicas de peak shaving pueden ser una estrategia de gestión de demanda para mitigar el riesgo regulatorio del incremento del peaje principal y, por tanto, tener una mayor predictibilidad en el costo del suministro eléctrico para los usuarios industriales.

2.5. Limitaciones de la Investigación

El manejo de la presente metodología está dirigida a empresas de tamaño mediano, que tengan calificación como Usuario Libre de electricidad dentro del Mercado Eléctrico Peruano, es decir empresas cuya demanda sea superior a los 250 kW y menor a los 10 000 kW.

Asimismo, para el caso de análisis, se está considerando que la empresa en estudio se encuentre dentro de alguna zona de concesión de Gas Natural, pues este será el combustible para el sistema de autogeneración, que es la base de la propuesta de gestión para la optimización de los costos de energía a través de la estrategia peak shaving, que se desarrollará en la presente investigación.

3. MARCO TEÓRCIO

3.1. Antecedentes del estudio

3.1.1. Antecedentes nacionales

YABAR (2016) en la tesis titulada, *Reducción de costos de energía y mitigación de gases de efecto invernadero en una planta industrial mediante la cogeneración con gas natural*, tesis para optar el grado académico de Ingeniero Industrial, en la Facultad de Ingeniería Industrial de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Perú. Mediante este trabajo de investigación, el autor concluye que el uso de gas natural frente a otros combustibles fósiles, permite la reducción de costos energéticos en una planta industrial.

CHIARA (2018) en la tesis titulada, *Reducción de los costos de electricidad, mediante el uso de grupos electrógenos en horas punta, en una planta de 1000 KW*, tesis para optar el grado académico de Ingeniero Mecánico Electricista, en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería, Perú. Mediante este trabajo de grado académico, el autor infiere que, si es factible reducir los costos de electricidad, mediante el uso de los grupos electrógenos en Horas Punta en una planta de 1000 KW.

3.1.2. Antecedentes internacionales

CASTRO (2017) en la tesis titulada, *Estudio de los métodos de reducción de demanda eléctrica en horas pico “peak shaving” y su factibilidad en Ecuador*, tesis para optar el grado académico de Ingeniero Electricista en la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Escuela Politécnica Nacional de Ecuador, Ecuador. Mediante esta tesis de grado académico, el

autor describe las diferentes estrategias de “peak shaving” aplicables al sector industrial. Asimismo, analiza las experiencias en otros países que han aplicado esta estrategia para la reducción de consumo de energía eléctrica durante los periodos de máxima demanda. Finalmente, concluye que una de las mejores estrategias para la reducción de demanda en hora pico de las plantas industriales, es la Autogeneración.

WALDEMAR (2006) en la tesis titulada, *Reducción de costos en facturación de energía eléctrica mediante complemento de generación propia para gran usuario*, tesis para optar el grado académico de Ingeniero Electricista en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. En este trabajo de investigación, el autor muestra la viabilidad de la reducción de costos en facturación de energía eléctrica, a través de la generación propia, utilizando generadores diésel. Asimismo, señala que una de las variables que tiene mayor impacto en el detalle de facturación por consumo de energía y potencia, es el valor de la potencia contratada, la cual está en función de la máxima demanda registrada en el medidor.

MALINOWSKI (2011) en la publicación titulada; *Peak shaving – A method to reduce utility cost*, “paper” publicado por la compañía Baldor Electric. En este artículo de investigación, se analiza el éxito de la reducción de costos de energía eléctrica, al instalar un suministro local de abastecimiento de energía y practicar la estrategia de peak shaving para reducir la demanda de la planta durante las horas pico del día. Asimismo, señala que las empresas de manufactura deberían ser agentes activos en el control de su consumo de energía, ello ayudaría a que sean más eficientes y tener oportunidades de reducir sus costos de facturación eléctrica.

3.2. Mercado Eléctrico Peruano

3.2.1. Marco regulatorio

A. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)

Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844), publicado el 19 de noviembre de 1992 y su reglamento, publicado el 25 de febrero de 1993. Establecen que el sector eléctrico peruano se divide en tres grandes actividades: Generación, Transmisión y Distribución.

La operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión está sujeta a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Integrado Nacional (COES-SINAC) con el objetivo de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica y la operación de las centrales eléctricas al costo mínimo. Asimismo, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, incluye la participación de distribuidoras y clientes libres como miembros de COES en el mercado de corto plazo, además de las empresas de generación eléctrica (Salas, 2013).

B. Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)

Es la Ley que crea el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), cuya función es supervisar las actividades de las empresas en los sectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las disposiciones legales y normas técnicas vigentes, incluyendo lo relativo a la protección y conservación del medio ambiente (Salas, 2013).

C. Norma Técnica de Calidad de los Servicio Eléctricos

Publicada el 24 de mayo de 2008 mediante Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE. La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos.

La responsabilidad de su implementación y aplicación recae en OSINERGMIN, así como la aplicación de penalidades y compensaciones, tanto a empresas eléctricas como a clientes, en casos de incumplimiento de la norma (Salas, 2013).

D. Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el sector eléctrico

El 05 de noviembre de 1997 se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico la cual establece que las concentraciones de tipo vertical u horizontal en los subsectores de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica estarán sujetas a un procedimiento de autorización para evitar el impedimento o disminución de la competencia. La autorización se realizará ante el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) cuando la concentración involucre un porcentaje igual o superior al 15% del mercado en el caso de la concentración horizontal, y en el caso de concentración vertical un porcentaje igual o superior al 5%⁵.

E. Ley que establece el mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado.

Ley N° 29179, publicada el 03 de enero de 2008, establece que las demandas de potencia y energía destinadas al servicio público de electricidad que no cuenten con contratos de suministro de energía eléctrica serán asumidas por los generadores según el procedimiento que OSINERGMIN establezca.

⁵ Se llama concentración horizontal cuando se asocian empresas de un mismo sector, mientras que la concentración vertical es con empresas de actividades complementarias.

3.3. Estructura del Mercado Eléctrico Peruano

De acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas, existen siete (07) actores principales en el sector Eléctrico Peruano:

- ✓ El Estado, representada por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.
- ✓ Los clientes o usuarios, que están divididos en dos categorías: usuarios “libres” y usuarios “regulados”.
- ✓ Las empresas eléctricas, que pueden ser Generadoras, Transmisoras o Distribuidoras, que operan en forma independiente.
- ✓ El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento de electricidad.
- ✓ El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería: OSINERGMIN, encargado de la supervisión y la regulación del sector eléctrico e integrado por la Subdirección de Regulación Tarifaria (GART).
- ✓ El Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI), en el campo eléctrico, vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectados.
- ✓ La Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú (PROINVERSIÓN), quien promueve la inversión no dependiente del Estado Peruano a cargo de agentes bajo régimen privado, con el fin de

impulsar la competitividad del Perú y su desarrollo sostenible para mejorar el bienestar de la población.

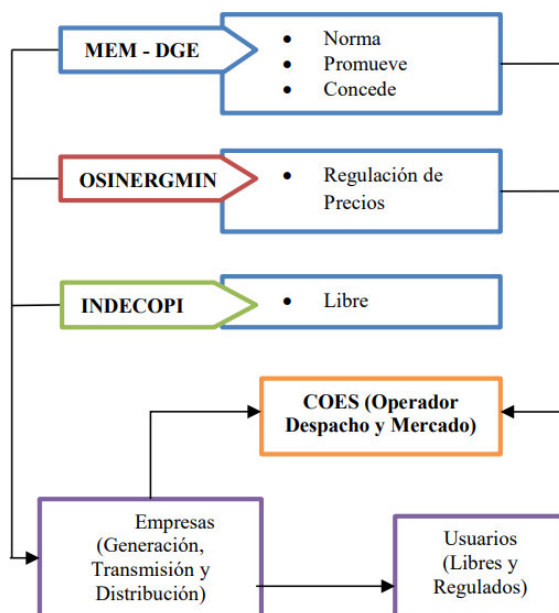


Figura 4. Organización del Mercado Eléctrico Peruano.

Fuente: Vásquez, 2017.

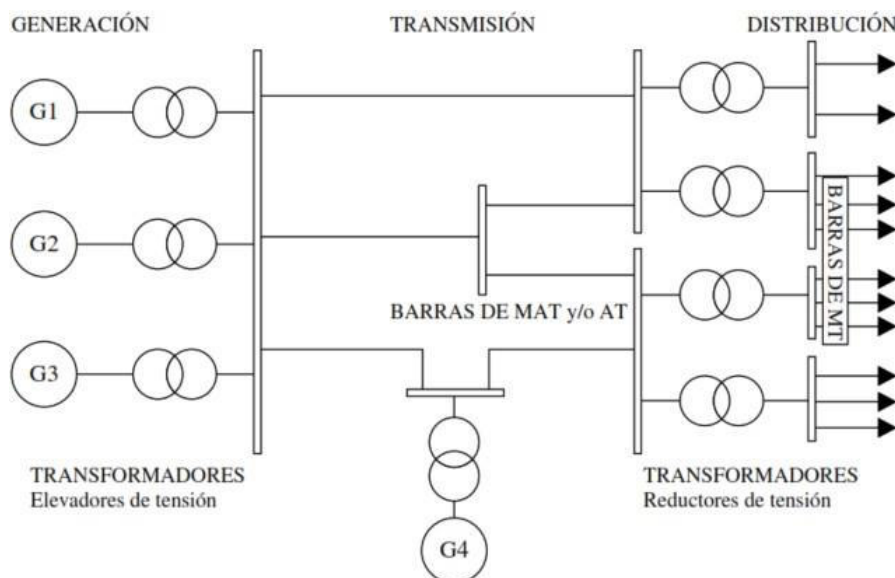


Figura 5. Representación esquemática de suministro de electricidad.

Fuente: Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, 2008.

A continuación, describiremos con mayor detalle a los actores principales que intervienen en el Mercado Eléctrico Peruano.

A. El Estado Peruano - Dirección General de Electricidad del MINEM

Es el órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del Subsector Electricidad; proponer y/o expedir, según sea el caso, la normatividad necesaria del Subsector Electricidad; promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; y, coadyuvar a ejercer el rol concedente a nombre del Estado para el desarrollo sostenible de las actividades eléctricas. Está a cargo del Director General de Electricidad, quien depende jerárquicamente del Viceministro de Energía. (Recuperado de: www.minem.gob.pe, 2019).

B. Los Usuarios o Clientes

Son los consumidores finales de electricidad. Dependiendo de la demanda de potencia, el consumidor de energía puede ser catalogado como libre o regulado.

Usuarios libres

Son aquellos cuya demanda de potencia es mayor a 2.5 Megawatts (MW). Asimismo, aquellos clientes cuya demanda de potencia este entre 0.2 MW y 2.5 MW, tienen independencia para elegir entre ser libre o regulado.

Usuarios regulados

Son aquellos usuarios cuya demanda de potencia es inferior a 0.2 MW. Este grupo representan la gran mayoría de clientes de las empresas distribuidoras.

Cuadro 1. Clasificación de Usuario libre y regulado de electricidad.

Fuente: Elaboración propia.

	Usuario Regulado	Usuario que puede elegir entre el Régimen Libre o Regulado	Usuario Libre
Máxima Demanda Anual.	< 200 kW	200 kW <> 2500 kW	> 2500 kW
Poder de Negociación.	Bajo	Los usuarios tienen opción a elegir a que régimen pertenecer.	Alto
Condición para acceder al régimen.	Nivel de Demanda Máxima Anual.	Avisar al proveedor actual y futuro con mínimo un año de anticipación y permanecer en dicho régimen por un plazo no menor a tres años.	Nivel de Demanda Máxima Anual.

C. Las empresas Eléctricas

Generadoras

La actividad de generación comprende la construcción, operación y mantenimiento de las centrales eléctricas y la comercialización de la energía en bloque. Son las encargadas de producir y proveer el abastecimiento de energía eléctrica según estimaciones de la demanda. En este sector se permite la libre competencia, según la LCE, por el agotamiento temprano de las economías de escala y al avance de la tecnología que ha permitido la reducción de las barreras de entrada. (Salas, 2013).

La generación representa del 35% al 50% del costo total de la electricidad. Es una actividad donde las economías de escala se agotan a niveles menores a la demanda de sistemas eléctricos, por lo que existe la posibilidad de introducir competencia. (Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, 2008).

En la actualidad, el SEIN está conformado por 63 empresas de generación, la cuales dependiendo de su tecnología se puede dividir en hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y solares.

Cuadro 2. Producción de energía Hidroeléctrica por empresas.

Fuente: Estadística anual COES 2020.

EMPRESA	ENERGÍA (GW.h)	PARTICIPACIÓN (%)
AGUA AZUL	91.46	0.31
ANDEAN POWER	118.32	0.40
ATRIA	4.71	0.02
CELEPSA	1,107.62	3.78
CELEPSA RENOVABLES	139.68	0.48
CHINANGO	969.88	3.31
EGASA	1,023.72	3.49
EGECSAC	33.89	0.12
EGEJUNIN	333.88	1.14
EGEMSA	1,173.06	4.00
EGESUR	107.94	0.37
ELECTRO ZAÑA	72.97	0.25
ELECTROPERU	6,984.28	23.82
EMGE HUALLAGA	1,883.83	6.43
EMGE HUANZA	425.71	1.45
ENEL GENERACION PERU	3,448.88	11.76
ENGIE	1,255.12	4.28
GENERACIÓN ANDINA	118.32	0.40
GEPSA	357.13	1.22
HIDROCAÑETE	27.15	0.09
HIDROELECTRICA HUANCHOR	142.67	0.49
HUAURA POWER	138.28	0.47
HYDRO PATAPO	1.84	0.01
INLAND	623.01	2.13
INVERSION DE ENERGÍA RENOVABLES (1)	35.35	0.12
KALLPA	3,057.23	10.43
MAJA ENERGIA	16.03	0.05
ORAZUL ENERGY PERÚ	2,027.29	6.91
RIO BAÑOS	131.29	0.45
RIO DOBLE	92.31	0.31
SAN GABAN	730.79	2.49
SANTA ANA	164.23	0.56
SINERSA	208.74	0.71
STATKRAFT	2,245.79	7.66
YANAPAMPA	25.16	0.09
TOTAL	29,317.56	100.00

Cuadro 3. Producción de energía Termoeléctrica por empresas.

Fuente: Estadística anual COES 2020.

EMPRESA	ENERGÍA (GW.h)	PARTICIPACIÓN (%)
AGROAURORA	28.70	0.17
AIPSA	91.88	0.53
BIOENERGIA DEL CHIRA	69.49	0.40
CERRO VERDE	0.77	0.00
EGASA	0.23	0.00
EGESUR	25.16	0.15
ELECTROPERU	0.00	0.00
ENEL GENERACION PERU	2,809.90	16.25
ENEL GENERACION PIURA	624.01	3.61
ENGIE	5,112.40	29.57
FENIX POWER	2,860.56	16.55
IYEPSA	8.00	0.05
KALLPA	4,311.05	24.94
PETRAMAS	60.37	0.35
PLANTA ETEN	1.25	0.01
SAMAY I	7.81	0.05
SAN JACINTO	53.98	0.31
SDF ENERGIA	51.22	0.30
SHOUGESA	8.69	0.05
TERMOCHILCA	1,088.57	6.30
TERMOSELVA	73.96	0.43
TOTAL	17,288.02	100.00

Cuadro 4. Producción de energía Solar por empresas.

Fuente: Estadística anual COES 2020.

EMPRESA	ENERGÍA (GW.h)	PARTICIPACIÓN (%)
ENEL GREEN POWER PERU	435.53	55.99
ENGIE	104.79	13.47
GTS MAJES	42.87	5.51
GTS REPARTICIÓN	41.82	5.38
MOQUEGUA FV	47.68	6.13
PANAMERICANA SOLAR	55.64	7.15
TACNA SOLAR	49.53	6.37
TOTAL	777.86	100.00

Cuadro 5. Producción de energía Eólica por empresas.

Fuente: Estadística anual COES 2020.

EMPRESA	ENERGÍA (GW.h)	PARTICIPACIÓN (%)
ENEL GREEN POWER PERU	619.25	34.34
ENERGÍA EÓLICA	507.30	28.13
GR PAINO (1)	0.24	0.01
GR TARUCA (2)	0.06	0.00
P.E. MARCONA	167.58	9.29
P.E. TRES HERMANAS	508.76	28.21
TOTAL	1,803.20	100.00

Transmisoras

La actividad de transmisión consiste en transferir la energía eléctrica en niveles de muy alta, alta y media tensión desde las generadoras hasta las distribuidoras a través de largas distancias, lo que involucra fuertes inversiones en infraestructura. El sistema de transmisión comprende los conductores eléctricos que son sostenidos por estructuras de acero, madera o postes y las subestaciones de transformación, las que permiten el transporte y la entrega de energía eléctrica a las distribuidoras. Esta actividad tiene características de monopolio natural, motivo por el cual está sujeta a regulación estatal. (Salas, 2013).

La transmisión representa del 15% al 20% del costo total de la electricidad, y es una actividad donde se presentan importantes economías de escala, principalmente en el momento de diseño de las instalaciones. (Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, 2008).

Al 31 de diciembre del 2020, el COES estuvo integrado por los propietarios de líneas, subestaciones y equipos de transmisión que a continuación se describen.

Cuadro 6. Empresas Transmisoras integrantes del COES.

Fuente: Estadística anual COES 2020.

Nº	RAZON SOCIAL	ABREVIATURA
1	ABY TRANSMISION SUR S.A.	ATS
2	ATN1 S.A.	ATN1
3	ATN 2 S.A.	ATN 2
4	ATN S.A.	ATN
5	CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISION CCNCM S.A.C.	CCNCM
6	CONELSUR LT S.A.C.	CONELSUR
7	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCAVELICA S.A.	CONENHUA
8	EMPRESA TRANSMISORA CAJABAMBA S.A.C.	TRANSMISORA CAJABAMBA
9	ETESSELVA S.R.L.	ETESSELVA
10	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA PERÚ S.A.	ISA PERU
11	COMPañIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L.	NORPERUANA
12	POMACocha POWER S.A.C.	POMACocha
13	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.	REP
14	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	REDESUR
15	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	TRANSMANTARO
16	TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR 2 S.A.C. TESUR 2	TESUR 2
17	TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR 3 S.A.C. -TESUR 3	TESUR 3
18	TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR S.A.C	TESUR

Distribuidoras

Las empresas distribuidoras son las encargadas de llevar la energía eléctrica al usuario final. La distribución y comercialización de la energía se realiza en un ámbito territorial exclusivo, una concesión, en condiciones de monopolio natural. Esta actividad requiere de redes de distribución eléctrica que pueden ser de baja o media tensión, aéreas o subterráneas. (Salas, 2013).

La distribución representa entre el 15% y el 20% del costo de la electricidad. Si bien el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución, este último es el que está asociado con los consumidores domésticos y la mayor parte de las industrias y comercios. Los

consumidores acceden a la electricidad a través de las líneas de distribución por medio de acometidas aéreas, sujetas a postes eléctricos, o acometidas subterráneas. Las líneas de distribución operan a voltajes menores que las líneas de transmisión. Las pérdidas de energía en distribución suelen fluctuar entre un 4% y un 9% en los sistemas más eficientes.

La distribución se suele caracterizar como un monopolio natural debido a la existencia de economías de escala y densidad (menor costo medio cuando se incrementa el número de usuarios por kilómetro cuadrado). (Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, 2008).

Las empresas distribuidoras que integran el COES son propietarias de los sistemas de subtransmisión y son las responsables del abastecimiento de energía eléctrica de los usuarios libres y regulados del SEIN.

Cuadro 7. Empresas Distribuidoras integrantes del COES.

Fuente: Estadística anual COES 2020.

N°	RAZON SOCIAL	ABREVIATURA
1	ELECTRO DUNAS S.A.A.	ELECTRODUNAS
2	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	ELECTROSURESTE
3	ELECTROCENTRO S.A.	ELECTROCENTRO
4	ELECTRONOROESTE S.A.	ELECTRONOROESTE
5	EMPRESA CONCESIONARIA DE ELECTRICIDAD DE UCAYALI S.A.	ELECTRO UCAYALI
6	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DE PUNO S.A.A.	ELECTROPUNO
7	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DEL NORTE S.A.	ELECTRONORTE
8	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.	ELECTRO ORIENTE
9	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTRONORTE MEDIO S.A.	HIDRANDINA
10	EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTROSUR S.A.	ELECTROSUR
11	ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A.	ENEL DISTRIBUCIÓN
12	LUZ DEL SUR S.A.A.	LUZ DEL SUR
13	SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A.	SEAL

D. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES – SINAC)

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes.

Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo

El COES reúne los esfuerzos de las principales empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de los grandes usuarios libres, contribuyendo a través de su labor al desarrollo y bienestar del país.

Mediante el desarrollo de sus funciones, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de calidad y posibilitando las condiciones adecuadas para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas. Asimismo, es responsable de administrar el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica. (Recuperado de: www.coes.org.pe).

E. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)

Es una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

OSINERGMIN tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Las labores de regulación y supervisión de esta institución se rigen por criterios técnicos, de esta manera contribuye con el desarrollo energético del país y la protección de los intereses de la población.

Su misión es fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del subsector eléctrico y de las referidas a la protección del medio ambiente, así como de establecer las tarifas eléctricas reguladas. (Recuperado de: www.minem.gob.pe, 2019).

Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)

El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi), es un organismo público especializado adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros. Inició sus actividades en noviembre de 1992, mediante Decreto Ley N°25868.

Tiene como funciones la promoción del mercado y la protección de los derechos de los consumidores. Asimismo, fomenta en la economía peruana una cultura de leal y libre competencia, resguardando todas las formas de propiedad intelectual: desde los signos distintivos y derechos de autor, hasta las patentes y biotecnología.

En el campo eléctrico, vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectados. (Recuperado de: www.minem.gob.pe, 2019).

F. Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú (PROINVERSIÓN)

Es un organismo técnico especializado, adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas, con personería jurídica de derecho público, autonomía técnica, funcional, administrativa, económica y financiera. Constituye un pliego presupuestal.

Promueve la inversión no dependiente del Estado Peruano a cargo de agentes bajo régimen privado, con el fin de impulsar la competitividad del Perú y su desarrollo sostenible para mejorar el bienestar de la población. Además, busca identificarse como una agencia reconocida por los inversionistas y por

la población como un eficaz aliado estratégico para el desarrollo de inversiones en el Perú. (Recuperado de: www.minem.gob.pe, 2019).

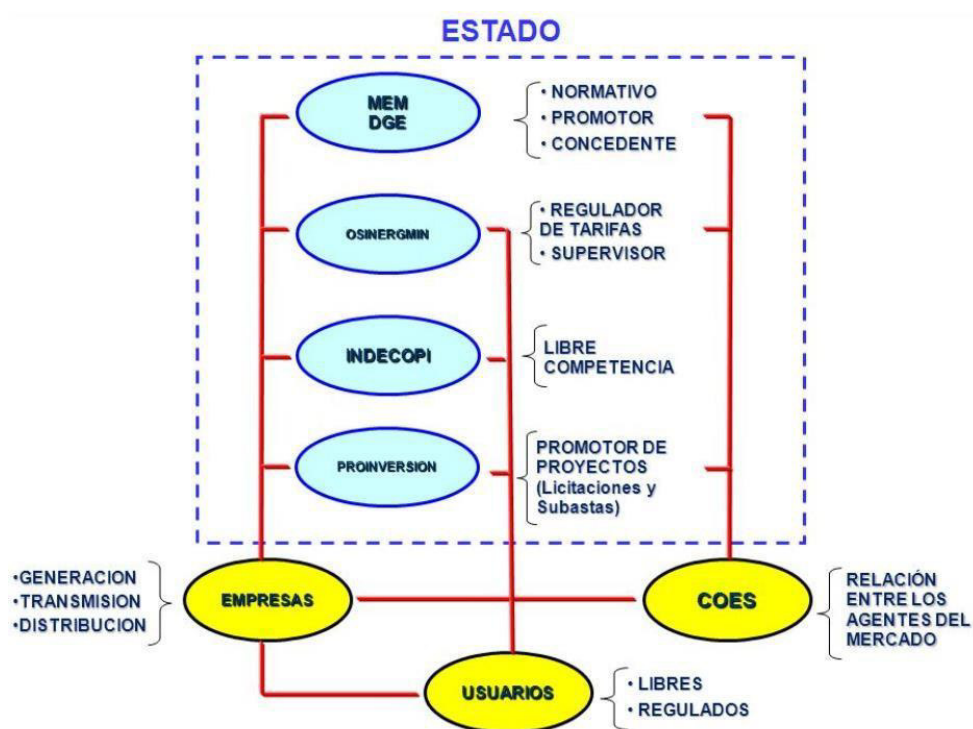


Figura 6. Actores que intervienen en el MEP.

Fuente: MINEM, 2020.

3.4. Funcionamiento del Mercado Eléctrico Peruano

Con la promulgación de la ley de Concesiones Eléctricas LCE (Congreso de la República, 2004), se estableció la separación de las actividades del sector eléctrico en: Generación, Transmisión y Distribución. Mientras que la Comercialización se consideró como una actividad transversal a las otras actividades, que puede efectuarse a nivel mayorista y minorista.

La comercialización a nivel mayorista se realiza entre generadores - distribuidores o distribuidores - usuarios libre o generadores - usuarios libres, mediante contratos.

La comercialización minorista es la empresa distribuidora con los usuarios regulados. La normativa establece las condiciones para la clasificación de los usuarios. Uno de los puntos más importantes de este marco legal fue el diseño de un esquema de regulación tarifaria, que buscaba emplear mecanismos de mercado para la asignación eficiente de los recursos en donde sea posible o, en su defecto, replicar las condiciones de un mercado competitivo en condiciones en donde éste no podría existir (Vásquez, 2017).

Con este nuevo marco regulatorio introdujo el fomento de la participación del sector privado a través de concesiones o autorizaciones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas. Así como la fijación administrada de precios máximos en el segmento de generación, donde el OSINERGMIN estableció los precios de potencia y energía de manera separada. Por lo cual debemos ser específicos al decir que en el mercado los productos que se tranzan son: energía y potencia y que debido a su naturaleza se pagan de manera distinta.

Dentro de la competencia del mercado mayorista se pueden distinguir el mercado spot, el mercado libre y el mercado regulado (Vásquez, 2017).

Mercado Spot

En este mercado, las empresas generadoras realizan transacciones entre sí a fin de compensar las diferencias entre la energía que se han comprometido a despachar a sus clientes y la energía realmente producida. El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) como operador del sistema eléctrico ordena el despacho ordenado de la generación de electricidad dando prioridad a las plantas más eficientes. El mercado spot debe ser entendido como un lugar de compensación y liquidación automática entre generadoras. El precio al cual se transfiere la energía en el “mercado spot” es a “costo marginal⁶”, este precio es registrado cada 15 minutos por el COES.

Los costos marginales en el mercado eléctrico suelen ser bastante volátiles y, en algunos casos pueden representar una porción importante de los ingresos

⁶ Costo marginal: Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.

de la empresa. A medida que la demanda de electricidad sea mayor a la prevista, los precios en este mercado tienden a ser mayores.

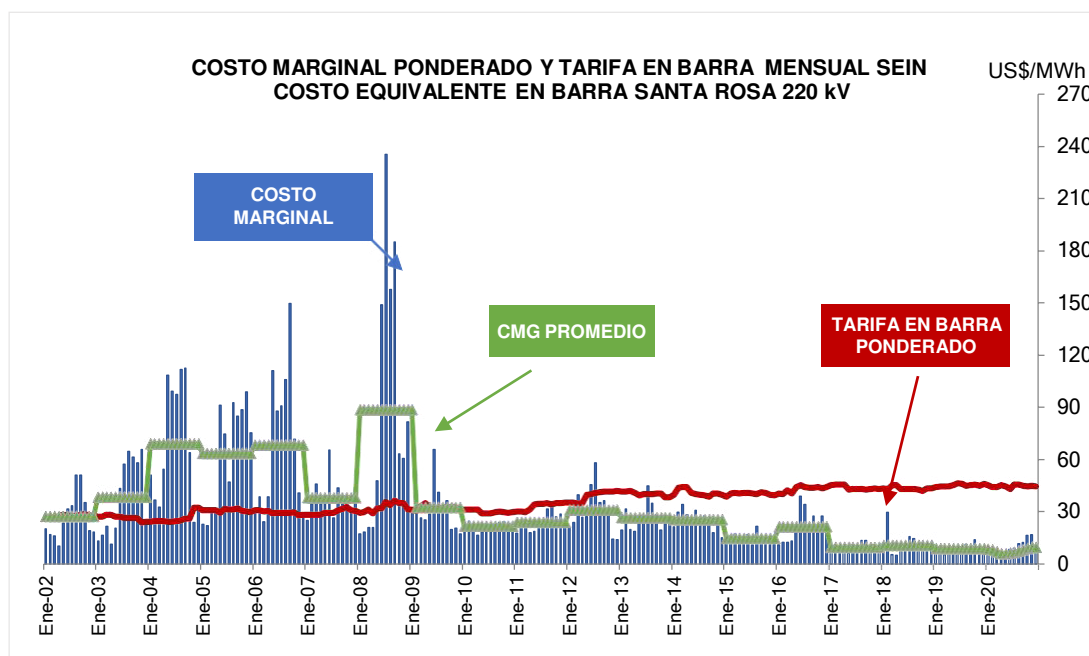


Figura 7. Costo Marginal y Tarifa en Barra Mensual, periodo 2000 - 2020.

Fuente: Estadística COES 2020.

Mercado Libre

En este mercado los importes se consignan en los contratos bilaterales de cada cliente con su suministrador, los precios de la energía y de la potencia se negocian libremente entre las partes. Los precios son pactados en los contratos con precios a futuro que tienen como referencia al Precio del Mercado Spot, que es administrado por el COES. Cuando una empresa generadora de energía eléctrica (productor de energía eléctrica) tiene un contrato de suministro con un Cliente Libre, su costo de oportunidad será el Precio Spot, ya que a ese precio podría vender su energía en caso de no realizar el contrato con el cliente, o en todo caso, a ese precio tendría que comprar la energía para venderla a un cliente en caso de no poder producir esa energía.

Los usuarios con demandas mayores a 200 kW y menos a 2500 kW pueden elegir entre ser “Usuarios Libres” o “Usuarios Regulados”. Los suministros de electricidad con demandas mayores a 2500 kW son clientes libres, para los que la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores. Asimismo, de acuerdo con la Ley 28832 (Congreso de la República, 2006), aquellos clientes libres o agrupación de clientes libres cuya potencia contratada total sea igual o superior a 10 MW, son denominados “Grandes Usuarios”. Con el Decreto Supremo N° 017-2000-EM (Consejo de Ministros, 2000), aprobó cambios en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas de forma tal que las tarifas y compensaciones que los clientes libres deben pagar por el uso de los sistemas de transmisión y distribución, son precios regulados por el OSINERGMIN (Vásquez, 2017).

Al año 2020, los principales grandes usuarios libres del sector eléctrico peruano tuvieron una participación en la demanda del SEIN de alrededor de 2,287.63 MW en hora punta y de 2,626.33 en hora fuera de punta. La diferencia entre la demanda en horas punta y horas fuera de punta fue de 161.3 MM, esto puede responder al proceso productivo de cada sector. Sin embargo, no se descarta que algunas empresas realicen peak shaving como práctica habitual para reducir de costos de facturación de energía. Si bien no contamos con información probatoria de ello, más adelante analizaremos los perfiles de carga de los principales grandes usuarios libres, publicados por el COES y veremos el comportamiento que tiene su demanda durante las horas de mayor estrés del sistema.

Para tener una idea de las diferentes actividades económicas y la demanda que estas representan en el SEIN, a continuación, se muestran el cuadro y la figura 8.

Cuadro 8. Participación de la Potencia Coincidente en HP de Usuarios Libres por actividad económica.

Fuente: Estadística COES 2020 (Máxima Demanda 25/02/2020 Hora: 19:30).

ACTIVIDAD ECONÓMICA	MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA EN HORAS PUNTA (MW)	PARTICIPACIÓN (%)	Nº PUNTOS SUMINISTROS
AGROINDUSTRIA	4.81	0.21%	1
ALIMENTOS	13.17	0.58%	22
BEBIDAS	27.15	1.19%	15
CEMENTOS	56.42	2.47%	7
CERAMICA	11.22	0.49%	4
COMERCIO	115.83	5.06%	206
FUNDICIÓN	102.96	4.50%	10
HIDROCARBUROS	15.75	0.69%	6
INDUSTRIA	0.78	0.03%	3
METALÚRGICA			
MINERÍA	1,790.09	78.25%	81
PAPEL	50.57	2.21%	10
PESQUERÍA	4.82	0.21%	13
QUÍMICOS	33.61	1.47%	5
TEXTILES	6.84	0.30%	3
TRANSPORTE	19.06	0.83%	3
VIDRIOS, CAUCHOS Y PLÁSTICOS	34.55	1.51%	7
TOTAL	2,287.63	100.00%	396

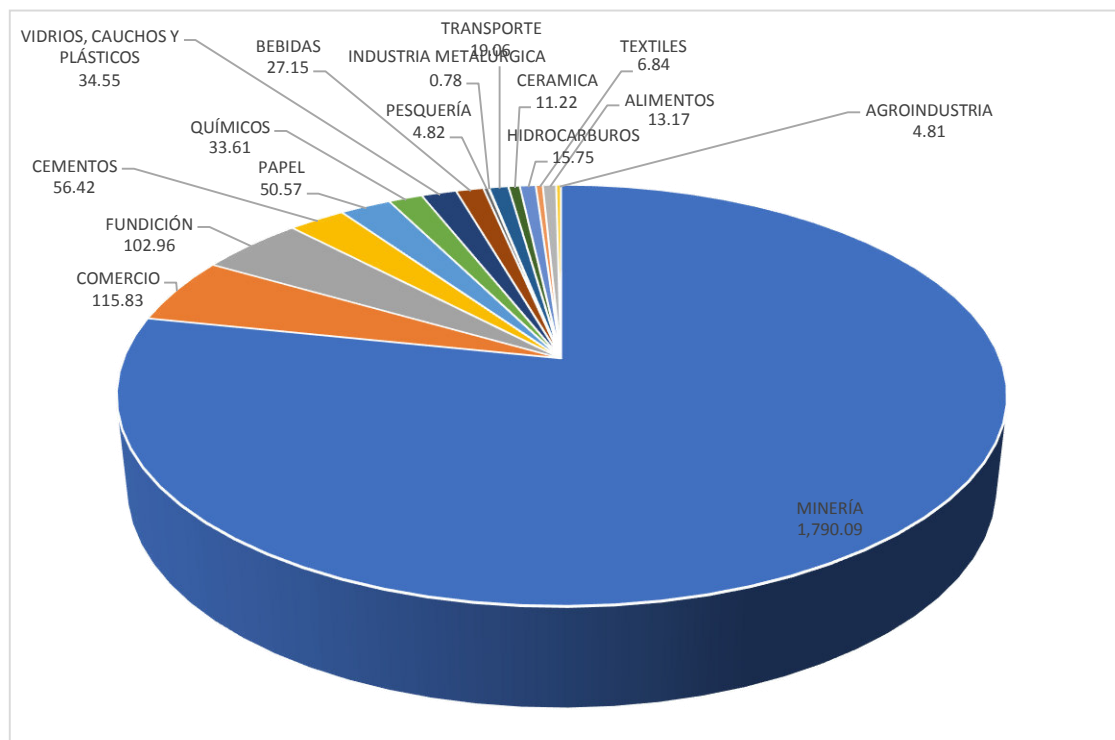


Figura 8. Participación principales usuarios libres (MW) en la Máxima Demanda 2020.

Fuente: Estadística COES 2020 (Máxima Demanda 25/02/2020 Hora: 19:30).

Por otro lado, un comportamiento que se ha podido observar en el Mercado Libre, al menos en los últimos cinco años, es la migración de usuario regulados a la condición de usuarios libres. Este comportamiento se debe en mayor medida a la sobreoferta de energía presentada en el Sistema Eléctrico Peruano y el menor incremento de grandes usuarios de electricidad (proyectos mineros). Las empresas Generadoras y Comercializadoras de electricidad han iniciado estrategias comerciales para incrementar su cartera de clientes, esta vez teniendo como objetivo principal captar clientes regulados que se encuentran en el rango de 200 kW a 2500 kW.

En el siguiente cuadro y la siguiente figura, se muestra la migración de los usuarios de electricidad al mercado libre de los últimos cinco años.

Cuadro 9. Migración de clientes regulados a libres desde el año 2014.

Fuente: Elaboración propia, estadística OSINERGMIN Información disponible solo hasta marzo de 2019).

Tipo Empresa	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019
Agroindustria	5	5	31	98	176	192
Alimentos	23	29	88	134	196	215
Bancos y financieras	2	5	6	16	17	17
Bebidas	17	17	22	27	35	35
Cables	1	1	1	2	5	5
Cementos	11	12	14	22	23	24
Cerámicos	9	10	11	17	23	23
Comercio	1	1	277	361	422	434
Construcción	7	9	19	23	31	33
Fundición	10	10	17	18	19	19
Hidrocarburos	3	2	6	12	18	18
Industria Metalúrgica	9	10	8	12	17	17
Minería	110	113	117	139	147	152
Otros	28	38	114	217	301	328
Papel	11	11	12	16	19	19
Pesquería	9	9	22	76	96	100
Químicos	9	11	19	31	51	52
Saneamiento	2	2	6	7	9	11
Textiles	19	31	74	98	105	109
Transporte	7	8	11	14	18	19
Vidrios, cauchos y plásticos	12	13	54	94	116	128
Total Usuarios Libres	305	347	929	1434	1844	1950

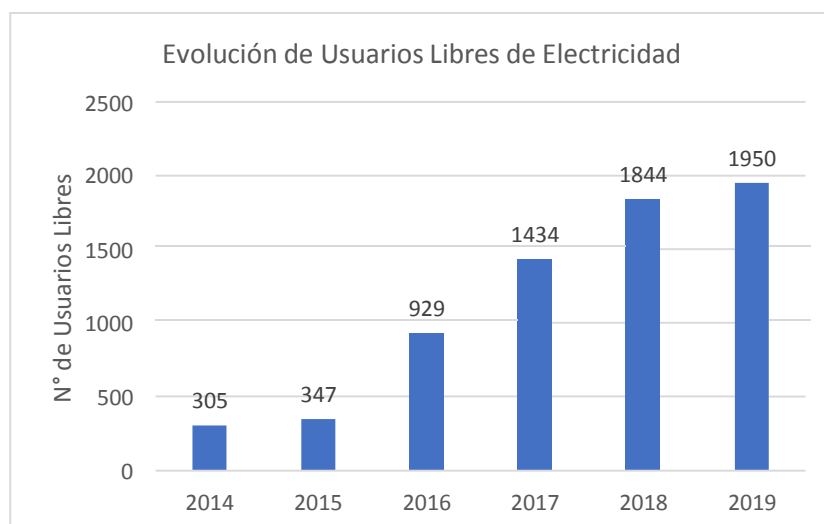


Figura 9. Cantidad de usuarios libres en el Mercado Eléctrico Peruano.

Fuente: Elaboración propia, estadística OSINERGMIN (Información disponible solo hasta marzo de 2019).

Mercado Regulado

En este mercado, las tarifas son determinadas por el OSINERGMIN y no hay lugar para competir en relación por los mismos. El precio en el mercado regulado es determinado tomando en cuenta los costos marginales de los participantes en el mercado, lo que simula un entorno de competencia. En este sentido, los precios son determinados en el punto de corte entre la demanda y la oferta estimada para los próximos cuatro años, por lo que los proyectos de inversión que se espera concluir durante dicho plazo afectan las tarifas que reciben las empresas actualmente.

Asimismo, el pago por potencia también favorece la competencia, ya que reconoce la anualidad de los costos de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

La Ley N° 28832 (2006), establece que las ventas de los generadores a distribuidores, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúan mediante:

- **Contratos Sin Licitación:** Contratos cuyos precios no pueden ser superiores a los Precios de Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados).
- **Contratos Resultantes de Licitaciones:** Contratos derivados de licitaciones convocadas por los Distribuidores, las cuales se realizan de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 28832.

Las empresas concesionarias de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo. Los precios de compraventa en los contratos producto de licitaciones no pueden ser superiores a un precio máximo de reserva fijado por el regulador, el OSINERGMIN, el cual debe ser suficiente para incentivar inversiones eficientes en generación. El precio máximo es fijado y mantenido en reserva por OSINERGMIN para cada proceso de licitación. Dicho valor se hace público únicamente si la Licitación no cubre la totalidad de la demanda subastada por haberse ofrecido precios superiores al precio máximo (Vásquez, 2017).

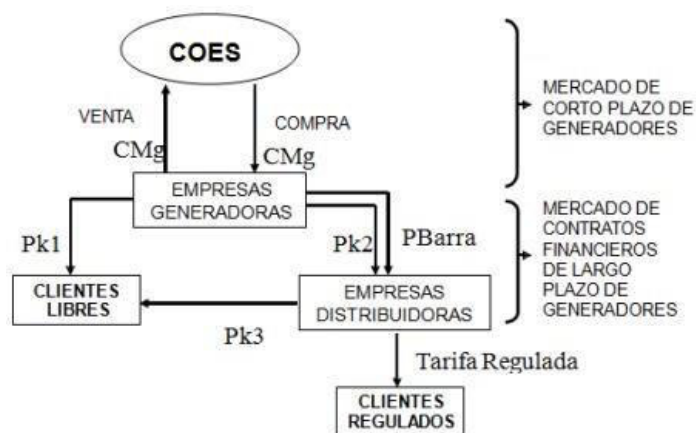


Figura 10. Modelo del Mercado Eléctrico Peruano.

Fuente: OLADE, 2017.

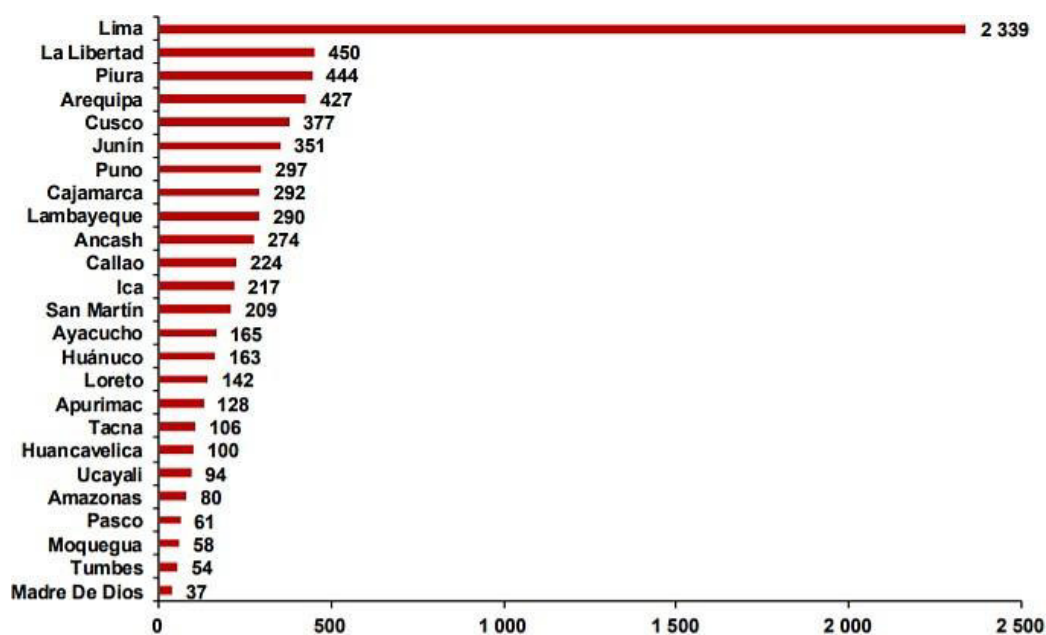


Figura 11. Cantidad de Usuarios Regulados en miles.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Anuario Estadístico de electricidad 2019.

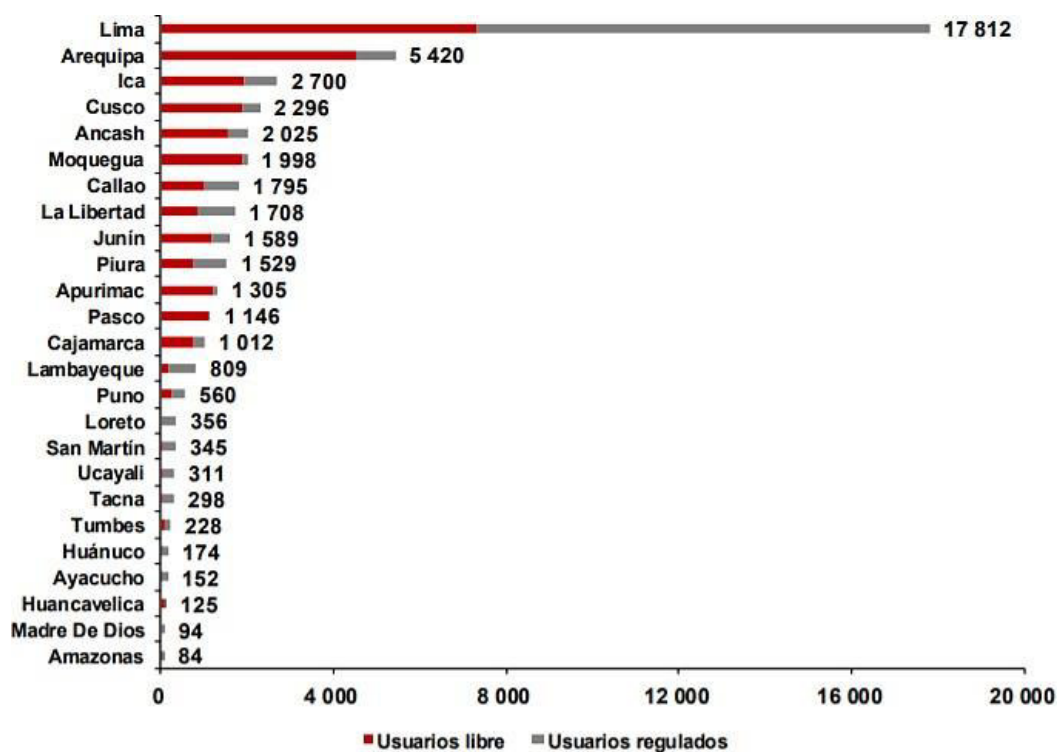


Figura 12. Venta de energía por región (GW.h).

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Anuario Estadístico de electricidad 2019.

3.5. Estructura Tarifaria en el Mercado Libre de Electricidad.

A continuación, se presentan las características en la estimación de los cargos aplicables de una estructura tarifaria de un Usuario Libre.

A. Determinación del cargo de Energía Activa

Energía Activa en Horas Fuera de Punta (EAHFP)

La determinación de la facturación por energía activa se obtendrá multiplicando el o los consumos de energía activa en horas fuera de punta, expresado en kilowatts-hora (kW.h), o Megawatts hora (MW.h) por el

respectivo cargo unitario establecido en el Contrato de Mercado Libre con el suministrador.

$$FEAHFP = EAHFP \times \text{Precio Unitario } EAHFP_M$$

FEAHFP: Facturación de Energía Activa en Horas Fuera de Punta.

EAHFP: Energía Activa en Horas Fuera de Punta.

Precio Unitario $EAHFP_M$: Precio Unitario de Mercado Libre de la Energía Activas den Horas Fuera de Punta.

Energía Activa de Horas Punta (EAHP)

La determinación de la facturación por energía activa se obtendrá multiplicando el o los consumos de energía activa en horas punta, expresado en kilowatts-hora (kW.h), o Megawatts hora (MW.h), por el respectivo cargo unitario establecido en el Contrato de Mercado Libre con el suministrador.

$$FEAHP = EAHP \times \text{Precio Unitario } EAHP_M$$

FEAHP: Facturación de Energía Activa den Horas Punta.

EAHP: Energía Activa en Horas Punta.

Precio Unitario $EAHP_M$: Precio Unitario de Mercado Libre de la Energía Activas de Horas Punta.

B. Determinación del cargo de Energía Reactiva

Se factura la energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual. La facturación del exceso de la energía reactiva inductiva es igual al producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en S/./kVAR.h).

$$EAR \text{ facturada} = EAR \text{ leida} - (0.3 \times (EAHFP + EAHP))$$

$$FER \text{ facturada} = EAR \text{ facturada} \times \text{Precio Unitario } EAR \text{ facturada}$$

EAR facturada:	Energía Reactiva facturada.
EAR leída:	Energía Reactiva leída mensual.
FER facturada:	Facturación de Energía Reactiva.

C. Determinación de los cargos por Potencia

En los contratos del Mercado Libre, se establecen las Potencias contratadas en los bloques horarios de Hora Punta y Hora Fuera de Punta.

Antes de continuar, describiremos las siguientes nomenclaturas:

PCHP = Potencia Contratada en Horas Punta

PCHFP = Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta

MDHP = Máxima Demanda en Horas Punta

MDHFP = Máxima Demanda en Horas Fuera de Punta

Potencia Contratada de Hora Punta

Se toma en cuenta los Precios Unitarios aplicados a la Máxima Demanda en Horas Punta hasta valores menores a la Potencia Contratada en Horas Punta, en función a los Precios de Barra de Generación o puntos de entrega convenidos y determinados por el Suministrador y el Cliente.

$$FPCHP = MDHP \times \text{Precio Unitario } PHP_M$$

Precio Unitario PHP_M : Precio Unitario de Mercado Libre de la Potencia en Horas Punta.

Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta

Se calcula el exceso de Potencia en Horas fuera de Punta (EPHFP) según la siguiente ecuación:

$$EPHFP = PCHFP - MDHP$$

Esta última se factura solo si el exceso es positivo y se toma en cuenta los precios unitarios contractuales establecidos en Horas fuera de Punta entre el Cliente y el Suministrador en función a los Precios de Barra de Generación.

$$FEPCHF = EPHFP \times \text{Precio Unitario } EPHFP_M$$

Precio Unitario $EPHFP_M$: Precio Unitario de Mercado Libre para el Exceso de Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta.

Facturación del Exceso de Potencia Medida en Horas Punta (EPMHP)

En función a la potencia contratada en horas punta, se establece como una penalidad el exceso de Potencia medida entre la Máxima Demanda en Horas Punta y la Potencia Contratada en las Horas Punta, aplicando la siguiente ecuación:

$$EPMHP = \text{Máxima Demanda HP} - PCHP$$

La facturación se determina según la siguiente ecuación, donde la penalidad se establecerá en función a acuerdos mutuos entre suministrador y cliente.

$$FEPMHP = EPMHP \times \text{Precio Unitario } EPMHP_M$$

Precio Unitario $EPMHP_M$: Precio Unitario de Mercado Libre para el Exceso de Potencia Medido en Horas Punta.

Facturación del Exceso de Potencia Medida en Horas Fuera de Punta (EPMHFP)

Se establece como una penalidad el exceso de Potencia medida en horas fuera de punta entre la Máxima Demanda en Horas Fuera de Punta y la Potencia Contratada en las Horas Fuera de Punta, aplicando la siguiente ecuación:

$$EPMHFP = \text{Máxima Demanda HFP} - PCHF$$

La facturación se determina según la siguiente ecuación, donde la penalidad se establecerá en función a acuerdos mutuos entre suministrador y cliente.

$$FEPMHFP = EPMHFP \times \text{Precio Unitario } EPMHFP_M$$

Precio Unitario EPMHFP_M: Precio Unitario de Mercado Libre para el Exceso de Potencia Medido en Horas Fuera de Punta.

D. Cargos por Peajes de Transmisión

Facturación del Peaje del Sistema Principal de Transmisión

Para la estimación del Peaje de transmisión del Sistema principal de transmisión SPT se tomará en cuenta los procedimientos de los precios regulados por OSINERGMIN, reflejados hasta el punto de suministro utilizando los factores de pérdidas de potencia reguladas, aplicadas a la Potencia durante las Horas de Punta.

$$FPSPT = \text{Máxima Demanda Mensual en HP} \times PCSPT$$

PCSPT: Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Facturación del Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión

Para la estimación del cargo del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, el cual está regulado por el OSINERGMIN (Según Resolución N° 129-2017 OS/CD, tiene la siguiente ecuación:

$$FPSST = \text{Energía Activa Total Mensual} \times PCSST$$

PCSST: Peaje de Conexión al Sistema Secundario de Transmisión.

E. Cargo por Valor Agregado de Distribución (VAD)

Cargo Comercial de Distribución

Es un valor convenido entre el distribuidor suministrador de energía con el Cliente Libre aplicado a la máxima demanda mensual.

$$FCCD = \text{Máxima Demanda Mensual} \times CCD$$

CCD: Cargo Comercial de Distribución.

Cargo del Valor Agregado de Distribución en Horas Punta

Es un valor regulado por el OSINERGMIN y calculado para 4 años:

$$FVADHP = \text{Demanda Máxima HP} \times VADHP$$

VADHP: Valor Agregado de Distribución en Horas Punta.

Cargo del Valor Agregado de Distribución en Horas Fuera de Punta

Es un valor regulado por el OSINERGMIN y calculado para 4 años:

$$FVADHFP = (\text{Demanda Máxima HFP} - \text{Demanda Máxima HP}) \times VADHFP$$

VADHFP: Valor Agregado de Distribución en Horas Fuera de Punta.

F. Electrificación Rural (Ley N° 28749)

El cargo Aporte Ley N° 28749 Electrificación Rural, es una contribución que hacen los usuarios que pertenecen al sistema interconectado nacional para la electrificación rural del país. Mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM, se dispuso que las concesionarias cobrarán a partir de mayo de 2007, un cargo denominado “Cargo por Ley 28749”, el cual corresponde al 2/1000 de la UIT por cada megavatio-hora facturado.

Fondo de Inclusión Social Energético (Ley N° 29852)

El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) se crea con la Ley N° 29852 en abril del año 2012, con el propósito de llevar energía menos contaminante a poblaciones más vulnerables en todo el país. En la actualidad viene ejecutando los siguientes fines:

- ✓ La masificación del gas natural para viviendas y vehículos.
- ✓ La ampliación de la frontera energética utilizando energías renovables.
- ✓ La promoción para el acceso al GLP (balones de gas doméstico) en los sectores vulnerables urbanos y rurales.
- ✓ El mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial.

Los recursos económicos del FISE provienen de:

- ✓ Los grandes consumidores de electricidad.
- ✓ El servicio de transporte de gas natural (Gas de Camisea).
- ✓ La producción e importación de combustibles.

Con lo recaudado el FISE puede llevar a cabo la ejecución de sus cuatro fines a través de diversos proyectos energéticos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, en beneficio de más peruanos.

DETALLE DE FACTURACION			
CLIENTE ABC			
Noviembre 2018			
I. DATOS DEL CONSUMO			
Potencia Contratada	Punto de Suministro	Chavarría 220	
Potencia HP	750 kW	784 kW	
Potencia HFP	750 kW	784 kW	
Mínima Facturable	375 kW	392 kW	
Datos de Consumo	Punto de Suministro	Chavarría 220	
Máxima Demanda HP	452 kW	473 kW	
Máxima Demanda HFP	604 kW	632 kW	
Coincidente con SEIN	429 kW	449 kW	
Energía Activa en HP	40,400 KWh	41,940 KWh	
Energía Activa en HFP	214,000 KWh	222,158 KWh	
Total de Energía	254,400 KWh	264,099 KWh	
Energía Reactiva	- KVARh	-	
Energía a nivel SST	257,732.64 KWh		
HISTORICO DE CONSUMO			
II. DETALLE DE LA FACTURACIÓN			
Concepto	Valor Facturable	Precio	Valor Venta
Energía y Potencia			
Potencia Activa	449 kW	19.73 \$/kW	S/. 8,860.74
Exceso Potencia	- kW	23.68 \$/kW	S/. -
Energía Activa HP	41,940 KWh	0.0918 \$/KWh	S/. 3,850.11
Energía Activa HFP	222,158 KWh	0.0918 \$/KWh	S/. 20,394.15
Exceso energía HP	- KWh	- \$/KWh	S/. -
Exceso energía HFP	- KWh	- \$/KWh	S/. -
		Sub Total (1):	S/. 33,105.00
Compensaciones de Transmisión y Distribución			
Cargo Fijo Mensual		S/. 3.08	
Cargo Mantenimiento		S/. 27.05	
Alumbrado Público		S/. 920.00	
Peaje Principal	449 kW	29.428 \$/kW	S/. 13,216.12
Peaje A. Demanda 6	40,929 KWh	1.6948 \$/KWh	S/. 693.67
Peaje A. Demanda 15	216,803 KWh	1.6948 \$/KWh	S/. 3,674.38
Peaje Distribución HP	452 kW	9.08 \$/kW	S/. 4,104.16
Peaje Distribución HFP	228 kW	9.97 \$/kW	S/. 2,273.16
Energía Reactiva	4,480 KVARh	0.0410 \$/KVARh	S/. 183.68
		Sub Total (2):	S/. 25,095.30
Cargos Inafectos a IGV			
Electrificación Rural	254,400 KWh	0.0081 \$/KWh	S/. 2,060.64
FISE (Ley N° 30114)	264,099 KWh	0.0059 \$/KWh	S/. 1,545.77
		Sub Total (3):	S/. 3,606.41
Otros Cargos y Recálculos			
IGV 18%			10,476.05
III. FACTURAS A PAGAR			
FACTURA EN SOLES (INC. IGV):			S/. 72,282.76

DEFINICIONES

- Datos de Potencia Contratada y Registros en el punto de medición
- Datos del punto de medición () relacionados a la Barra de Referencia de Generación, utilizando los factores de pérdida establecidos en el punto
- Energía reflejada al Sistema Secundario de Transmisión utilizando el factor de pérdida de energía establecido en el punto
- Cargos determinados por las distribuidoras
- Remuneración del Sistema Principal de Transmisión, Proyectos diversos del estado (PCSPT) (Potencia Coincidente del SEIN x Precio de PCSPT)
- Remuneración del Sistema Secundario de Transmisión (PCSST) (Energía a nivel SST x Precio de PCSST)
- El peaje de distribución en horas punta (VAD HP) toma en cuenta el promedio de las dos más altas demandas máximas de los últimos seis meses en el periodo de horas punta.
- El peaje de distribución en horas fuera de punta (VAD HFP) es igual a la resta el valor de VAD HFP menos VAD HP
- La ley de Electrificación Rural tiene por objeto establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales y localidades aisladas.
- FISE (Ley N° 30114) es un sistema de compensación energética, que permite brindar seguridad al sistema, así como de un esquema de compensación social y mecanismos de acceso universal a la energía.

INDICADORES

- Factores de Pérdidas Medias
Resolución OSINERGMIN No. 061-2017-OS/CD
- Fecha de Máxima demanda del Sistema. ElectricoInconectado Nacional (SEIN)
<http://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda?indicador= maxima>
- Tipo de cambio de venta del último día hábil del mes
<http://www.sbs.gob.pe/>
- PPI Finished core (seasonally adjusted) - WPSFD4131
<https://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?wpj>
- Precio del Gas Natural en Dólares
<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPliegosTarifarios.aspx?Codigo=IND>
- Peaje Principal de Transmisión:
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/PBA04052017.pdf
- Peaje Secundario de Transmisión: Remuneración a las Transmisores por uso de redes
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/PTS04052017.pdf

Figura 13. Estructura de factura de energía eléctrica.

Fuente: Modelo de factura de energía, empresa generadora Atria Energía S.A.C.

3.6. Demanda de Energía Eléctrica

Para poder brindar un concepto claro de Demanda de Energía Eléctrica, debemos tener en cuenta algunas de las características de la generación, transmisión y distribución de la electricidad, que diferencian a ésta de otras actividades económicas:

- ✓ La electricidad, tal cual como la conocemos, no se puede almacenar a gran escala, al menos no a costos razonables para tal fin.
- ✓ El suministro de electricidad en tiempo real tiene que ser igual a su consumo. Es decir, la generación eléctrica es básicamente es igual a la demanda en cada instante.
- ✓ La demanda eléctrica varía con el tiempo en función de los hábitos de los consumidores, la estructura productiva de la economía, climatología, estación del año, etc.
- ✓ Cada instalación de generación de electricidad tiene unos costos diferentes de producción. Este puede depender de: precio del combustible, gastos de mantenimiento, amortización de las instalaciones, etc.

La demanda eléctrica de un sistema es la intensidad de corriente, o potencia eléctrica, relativa a un intervalo de tiempo específico, que absorbe su carga para funcionar. Ese lapso se denomina intervalo de demanda, y su indicación es obligatoria a efecto de interpretar un determinado valor de demanda.

Los intervalos de demanda son típicamente de 15, 30 o 60 minutos. Los lapsos de 15 o 30 minutos se aplican comúnmente en facturación, selección de la capacidad de equipos, estudios de balanceo y transferencia de carga. El intervalo de 60 minutos permite construir “Perfiles de Carga Diarios” para el análisis de consumo de energía, determinar el rendimiento de dispositivos, y también para elaborar un completo plan de expansión del sistema de distribución de energía eléctrica. No obstante, en la selección de fusibles y el ajuste de protecciones también es importante conocer las demandas máximas instantáneas.

Ahora bien, la demanda es una cantidad cuya medida depende del caso de estudio: amperios para la selección o reemplazo de conductores, fusibles, o de interruptores, ajuste de protecciones y balanceo de carga; kilovatios para la planificación del sistema, estudios de energía consumida, energía no vendida, y energía pérdida; kilovoltamperios para la selección de la capacidad de transformadores y alivio de carga. Para estudios de compensación reactiva puede convenir el registro de la demanda en kilovares.

La sucesión de valores de demanda como función del tiempo se denomina Curva de Carga, y su representación gráfica, Perfil de Carga; cuando tal sucesión corresponde a un día entero se tendrán, respectivamente, una Curva de Carga Diaria (CCD) y un Perfil de Carga Diario (PCD).

(Recuperado de: <http://www.sectorelectricidad.com/17597/carga-demanda-y-energia-electrica-conceptos-fundamentales-para-la-distribucion-de-electricidad/>)

La siguiente figura, muestra el consumo agregado del martes 25 de febrero de 2020 en el Perú (Máxima Demanda presentada en el año 2020), e ilustra la idea de curva de carga y perfil de demanda del SEIN.

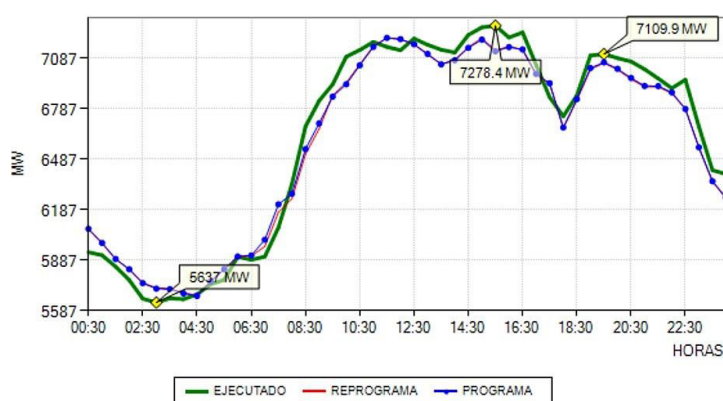


Figura 14. Demanda ejecutada y programada del COES 25/02/2020.

Fuente: IEOD N° 056/2020, COES.

En la gráfica 14, se aprecia como la demanda va cambiando a lo largo del día, el periodo de mayor consumo se da a las 15:00 horas en el periodo de fuera de punta y a las 19:30 horas en el periodo de punta, mientras que el de menor consumo alrededor de las 02:30 horas. Asimismo, la curva de demanda varía dentro de ciertos parámetros, los cuales corresponden a los patrones de consumo de los principales segmentos de usuarios, los cuales no varían drásticamente en pequeños intervalos, sino más bien son estables y predecibles debido a las tendencias que van mostrando a lo largo del tiempo, por citar algunas:

- ✓ Ciclos de consumo del sector residencial: iluminación, consumo de electrodomésticos, etc.
- ✓ Horarios de labores del sector terciario (oficinas y servicios).
- ✓ Patrón de consumo industrial y sector primario (usuarios libres).

En la gran mayoría de los casos, los principales consumidores de energía eléctrica son los sectores mineros, industriales y residenciales. Los dos primeros se caracterizan por tener un pequeño número de consumidores con una elevada demanda, mientras que el tercero, por un elevado número de usuarios y un bajo consumo de energía.

La demanda de electricidad no solo tiene patrones diarios, sino que también se aprecian fluctuaciones dependiendo del mes, del año, entre otros.

La curva agregada mensual de demanda eléctrica refleja la estacionalidad del consumo en el año, así como su tendencia a ir incrementándose a largo plazo, para ilustrar mejor lo descrito, veamos la figura 15.

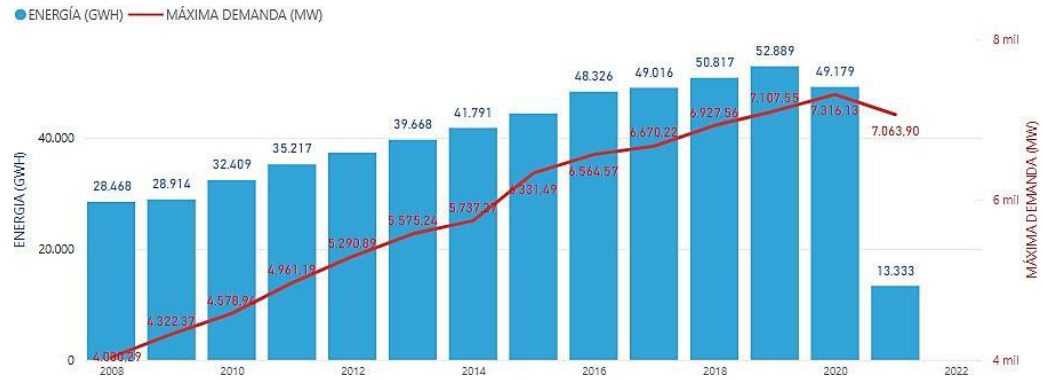


Figura 15. Evolución de la Producción y Máxima Demanda del SEIN.
Fuente: Observatorio energético minero OSINERMIN, 2021.

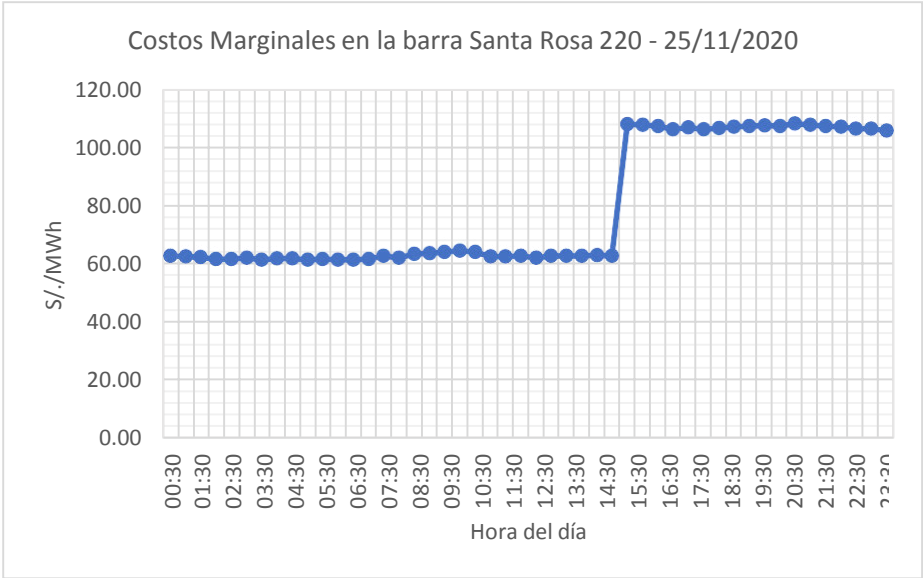


Figura 16. Precio Horario de Costos Marginales 25/11/2020.
Fuente: Elaboración propia, día de Mantenimiento de ducto de Gas de Camisea.

Como se aprecia en la figura 16, el costo generación de electricidad también varía dependiendo la tecnología que se utilice en el despacho. Es así, que a las durante las primeras horas del día, se registra un menor costo de generación de energía eléctrica, mientras que a partir de las 15:30 horas el incremento es mayor. Dependiendo de las condiciones estructurales y específicas del sistema eléctrico, la diferencia entre precio máximo y mínimo a lo largo del día puede fluctuar con mayor o menor diferencia.

Por último, también podemos definir la demanda de energía eléctrica como la cantidad o magnitud de electricidad que uno o varios consumidores necesitan para abastecer sus necesidades. En ese sentido, podemos decir que la demanda de energía eléctrica nacional es el resultado de la suma de toda la electricidad necesaria para dar suministro a todos los consumidores del territorio nacional: mineras, industrias, empresas oficinas, comercios, centros públicos, hogares, alumbrado público, entre otros. (Recuperado de: www.twenenergy.com).

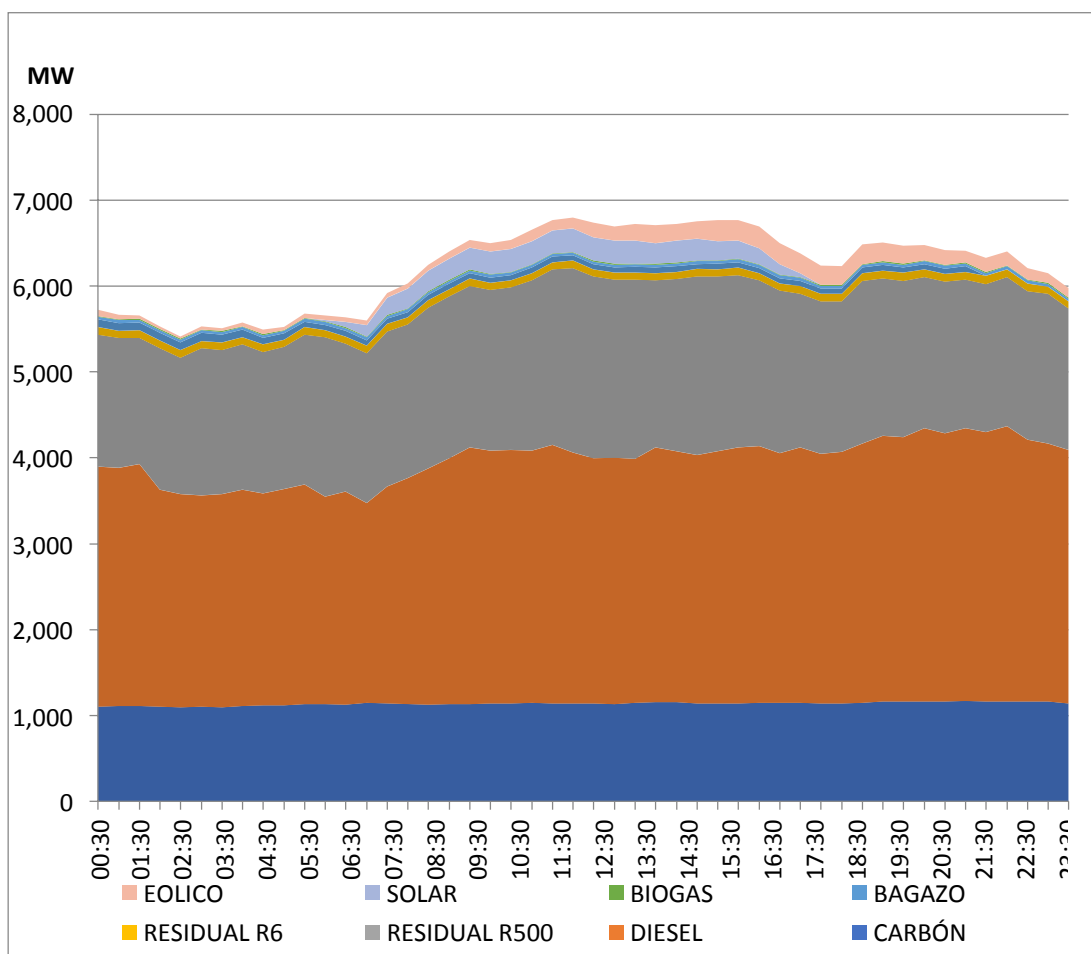


Figura 17. Diagrama de carga por tipo de recurso 25/02/2020.

Fuente: IEOD N° 330/2020, COES.

3.7. Gestión de Demanda de Energía Eléctrica.

El término “Gestión de la Demanda” se emplea para indicar un conjunto de acciones dirigidas a controlar de forma eficiente el consumo de un determinado lugar, para lograr reducir los costos del suministro energético, de las tarifas de acceso a la red y de sistema, incluidos los componentes fiscales.

Estas acciones de optimización están dirigidas a modificar las características del consumo de energía eléctrica, con referencia al volumen del consumo, perfil temporal del consumo, parámetros del contrato de suministro (potencia

contratada y parámetros de conexión a la red) con el fin de conllevar un ahorro en los costos de la factura. (Recuperado de www.enel.com, 2019).

La Gestión de la Demanda Eléctrica, también se puede definir como el conjunto de diferentes medidas que persiguen influir en el consumidor para que modifique su patrón de demanda (cuánto y cuándo consume), con el fin de lograr, no sólo un ahorro neto de energía, sino también un uso más eficiente de la misma. (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid - España. Energy Management Agency, 2007).

En el lado de la demanda, la gestión de energía se utiliza para reducir el costo de la compra de energía eléctrica y las sanciones asociadas. Las técnicas están orientadas en el llenado del período valle, el recorte de la demanda pico y el mejoramiento del factor de carga del sistema (Castro, 2017).

Para efectuar la Gestión de la Demanda, en primer lugar, hace falta llevar a cabo un análisis minucioso de los consumos del sitio. De esta manera, será posible comprender las particularidades de cada lugar y si los hábitos de consumo puedan ser optimizados sin recurrir a herramientas adicionales.

En el caso de que no se pueda realizar un cambio de hábitos o que este no sea suficiente como para alcanzar los efectos esperados de reducción de los costes, es posible considerar la instalación de diversas tecnologías para la generación de energía en sitio. (Recuperado de www.enel.com, 2019).

3.7.1. Control de cargas Industriales

La mayoría de los procesos industriales tienen que funcionar de manera coordinada para obtener un producto final, a diferencia de las cargas residenciales, donde las cargas pueden funcionar independientemente. Las estrictas normas de calidad y los niveles de producción, el mantenimiento de las prácticas de operación de equipos adecuados, al mismo tiempo, son algunas de las características de las instalaciones industriales que deben cumplirse estrictamente para tener éxito en los mercados competitivos (Castro, 2017).

Para modular la curva de carga y, por tanto, aprovechar el precio más favorable de electricidad, es importante tomar en cuenta las siguientes medidas:

- Analizar cómo se construye la curva de demanda del cliente industrial, medida en el punto de conexión a la red de distribución, mediante la adición de carga de cada equipo a diferentes horas del día.
- Determinar qué medidas pueden adoptarse para limitar la potencia máxima obtenida de la red eléctrica y también cómo retrasar el consumo de electricidad hasta los períodos económicamente más favorables.

3.7.2. Análisis de la curva de carga

El análisis diario de las curvas de carga es el primer paso hacia la implementación de la técnica de gestión de demanda y optimización de procesos. Este análisis puede incluir las siguientes actividades:

- Definir los objetivos a realizarse en la curva de carga, dependiendo de los mecanismos de fijación de precios vigentes. La mayoría de los clientes industriales pueden querer reducir la carga durante el período pico del sistema eléctrico y aumentar el consumo fuera del período máximo. Sin embargo, bajo sistemas de tarifas particulares, puede haber un interés primordial en reducir el pico de la fábrica.
- Comprobación de facturas de electricidad mensuales para determinar si existen oportunidades de gestión de carga y, en caso afirmativo, durante qué períodos de tiempo.
- Registro de las curvas de carga total en días en que se va a controlar la instalación. Para tener en cuenta contingencias que ocasionalmente pueden afectar la demanda total de energía, es aconsejable tomar los datos durante varias semanas. De esta manera, será posible identificar

el tiempo, la magnitud y la duración de la carga que se va a controlar. Esto da una indicación temprana de la probabilidad de éxito de una intervención de gestión de demanda. Por ejemplo, los picos de corta duración son generalmente más fáciles de eliminar.

- Análisis técnico de la factibilidad de gestión de demanda. Es decir, para asegurar que no existen restricciones para interrumpir/reprogramar cargas, con respecto a: seguridad de las operaciones, impactos en la calidad y cantidad de la producción, preservación de la integridad del equipo e interacciones mutuas con otras instalaciones de la fábrica. De esta manera, las operaciones interrumpibles se pueden identificar y, en el caso, también los aparatos para intensificar su uso fuera del período pico.
- Análisis de las operaciones controlables que, por el valor y momento de su consumo, pueden ser los principales contribuyentes de la carga a controlar. A este fin y siempre que sea posible, es útil registrar las curvas de carga de las operaciones principales coincidentemente con la curva de carga total. Esto permitirá determinar la cantidad de reducción de carga que se puede conseguir mediante interrupción o aplazamiento de cada operación.
- Aceptación y claridad de la estrategia de gestión de demanda para obtener un perfil de carga lo más cercana posible al objetivo deseado sin comprometer el rendimiento de la industria.

3.7.3. Tipos de curvas de carga de clientes industriales

Diferentes estudios sobre las curvas de carga diarias de los consumidores industriales conectados a las líneas de media tensión, han llevado a clasificarlos en siete clases que se presentan a continuación:

Clase 1: Usos permanentes

Los clientes industriales de esta clasificación, prácticamente consumen una cantidad importante de energía durante todas las horas del día, como se aprecia en la figura, siendo la curva central la potencia promedio y las curvas punteadas la potencia máxima y mínima (Castro, 2017).

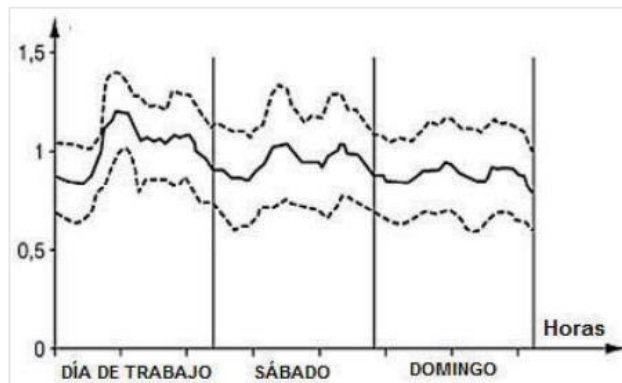


Figura 18. Curva de carga de usos permanentes.

Fuente: Castro, 2017.

Clase 2: Usos modulados, siete días a la semana

Los clientes industriales de esta clase presentan variaciones en el consumo de energía los siete días de la semana (Castro, 2017).

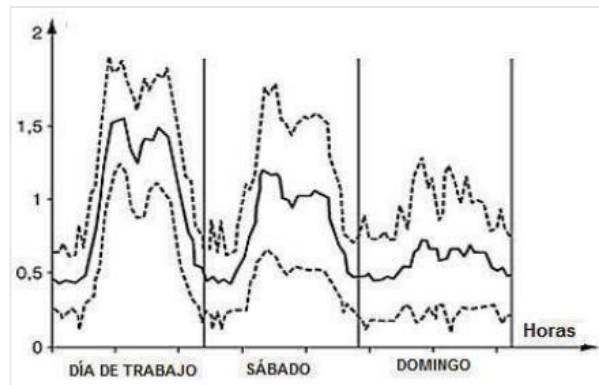


Figura 19. Curva de carga de usos modulados.

Fuente: Castro, 2017.

Clase 3: Usos ligeramente modulados

Esta clasificación se tiene un perfil de carga en el que se presentan pequeños picos en la curva de demanda (Castro, 2017).

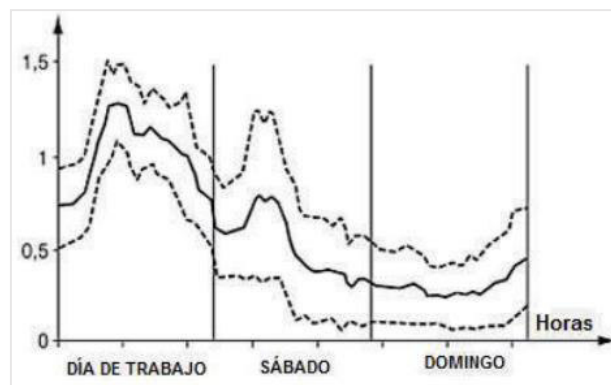


Figura 20. Curva de carga de usos ligeramente modulados.

Fuente: Castro, 2017.

Clase 4: Usos muy modulados

En esta clasificación se presentan picos de demanda pronunciados para un día de trabajo, debido al incremento considerable de potencia en ciertas horas

del día, mientras que para los fines de semana estos valores de potencia disminuyen (Castro, 2017).

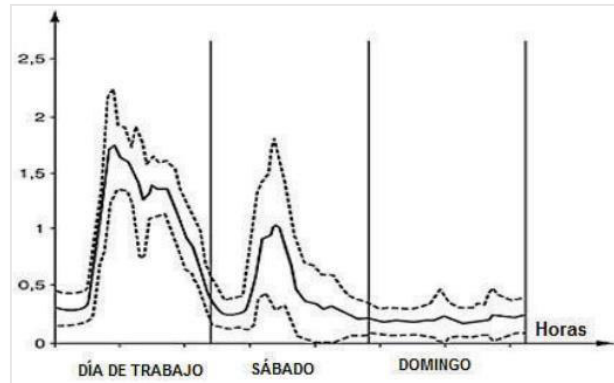


Figura 21. Curva de carga de usos muy modulados.

Fuente: Castro, 2017.

Clase 5: Usos de dos o cuatro horas

En esta clasificación se encuentran las industrias en las cuales la mayor parte de la electricidad demandada es utilizada en uno o dos períodos del día, por un tiempo de dos o cuatro horas (Castro, 2017).

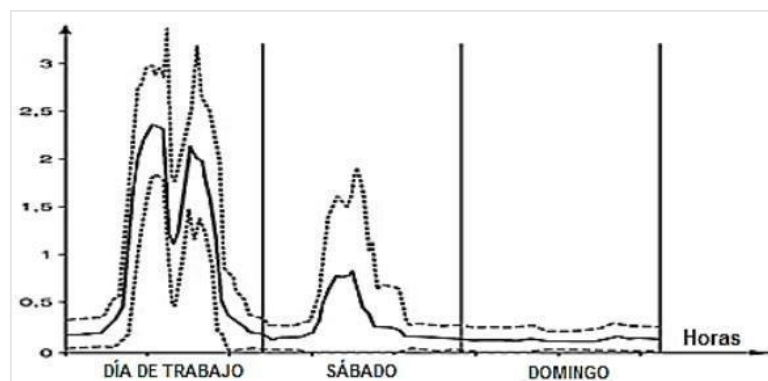


Figura 22. Curva de carga de usos en dos o cuatro horas.

Fuente: Castro, 2017.

Clase 6: Usos con desconexión en hora pico

En esta clase es notorio una gran disminución de la demanda en dos períodos pico del día, uno en horas de inicio de la noche y otro para horas del mediodía (Castro, 2017).

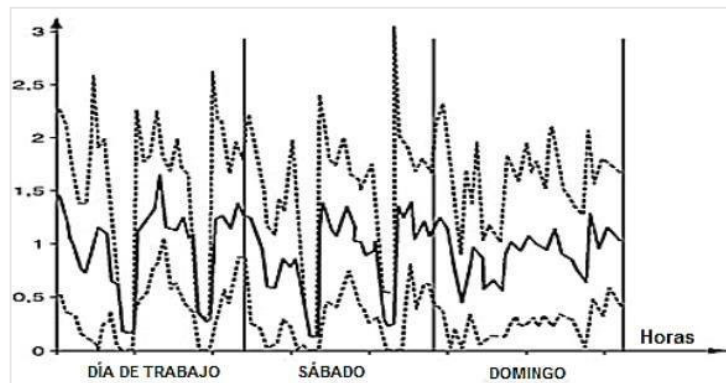


Figura 23. Curva de carga con desconexión en hora pico.

Fuente: Castro, 2017.

Clase 7: Usos fuera del periodo pico

En esta clasificación se puede observar que las industrias pertenecientes a este grupo empiezan a conectar gran cantidad de carga a partir de la finalización del período pico nocturno de la empresa distribuidora de energía eléctrica, es decir estas industrias consumen mayoritariamente energía en el período valle (Castro, 2017).

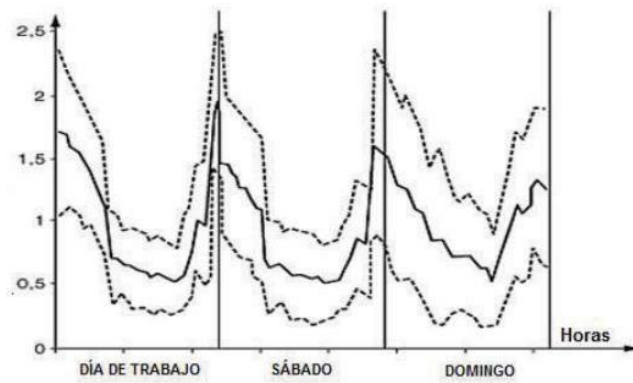


Figura 24. Curva de carga de usos fuera de pico.

Fuente: Castro, 2017.

3.8. ¿Qué es el Peak Shaving?

Orozco (2005), define el “Peak Shaving” como un proceso sistemático que reduce la demanda eléctrica del usuario en horario punta de la compañía suministradora, con el fin de reducir costos de facturación. La reducción de demanda automáticamente redundará en la disminución del consumo de energía en este horario y en la facturación final.

De acuerdo con el portal Americas Generatos, el “peak shaving” reduce la cantidad de energía comprada por una instalación durante las horas de máxima demanda. Esto no significa necesariamente que la instalación esté reduciendo el consumo de energía, aunque esa es una técnica de reducción de picos. Reducir la cantidad de energía comprada a la empresa de servicios públicos durante los momentos más costosos ahorra dinero a la instalación con el tiempo. También evita que la instalación consuma más energía de la que se acordó entre el suministrador y la empresa.

Cuando las empresas implementan sistemas “peak shaving” en sus instalaciones, la energía que se demanda de la red comercial se mantiene más estable con el tiempo. Por lo tanto, la empresa de servicios públicos

(distribuidoras) no necesitarían expandirse para satisfacer la demanda máxima, ya que los propios usuarios lo están haciendo por ellos.

(Recuperado

de:

<https://www.americasgenerators.com/blog/post/2019/3/11/introduction-to-peak-shaving.aspx>)

Existen varias formas de hacer peak shaving, desde las más sencillas hasta soluciones tecnológicas que involucran controladores digitales avanzados. A continuación, se describen algunas alternativas de peak shaving y los efectos que pueden tener:

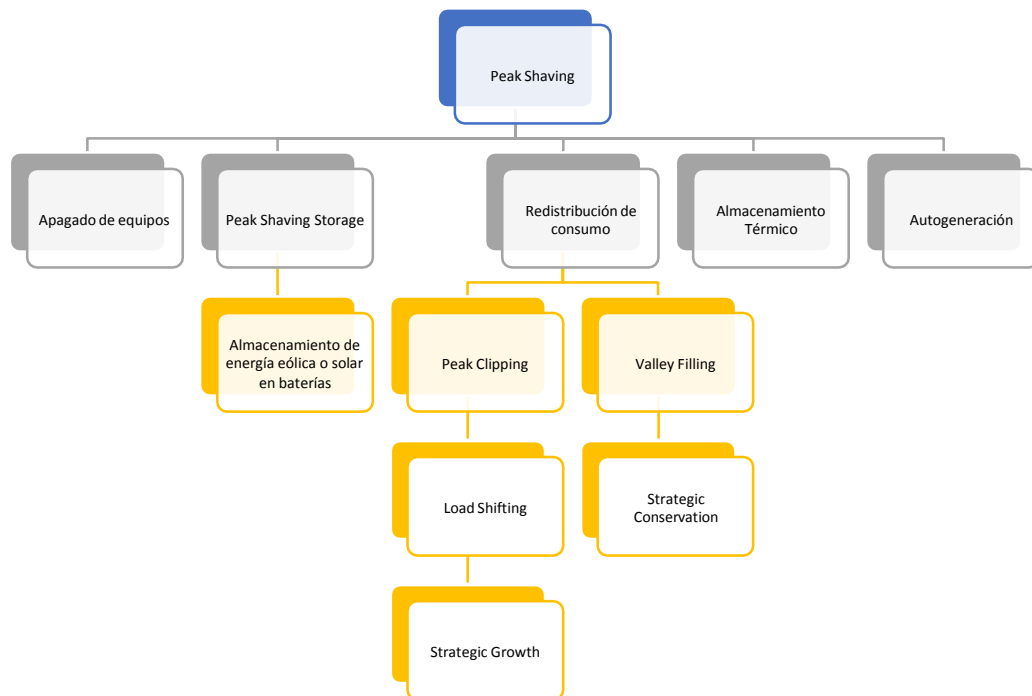


Figura 25. Clasificación de estrategias para "peak shaving"

Fuente: Elaboración propia

3.8.1. Apagado de equipos

Es la forma más simple de reducción de demanda y solo contempla el apagar los equipos que el usuario considera prescindibles en el horario punta. Puede tener efectos tales como insatisfacción de clientes o disminución de la producción.

3.8.2. Peak Shaving Storage

En lugar de generar energía en el sitio estrictamente durante las horas de consumo máximo, esta técnica genera y almacena energía de manera constante.

El concepto básico detrás de esta estrategia es sencillo, el almacenamiento se realiza en baterías que son cargadas durante las horas de menor costo de energía o con energía renovable eólica o solar. Luego, las baterías se descargan para evitar pagar precios máximos durante las horas más caras del día.

Esta estrategia permite ahorrar en la factura de la luz en tres niveles diferentes:

- ✓ Evita sanciones por exceso de demanda de potencia máxima.
- ✓ Negociar con la empresa eléctrica la nueva demanda máxima, que será menor que antes.
- ✓ Descargar energía de la batería, que ha sido comprada con una tarifa más baja.

3.8.3. Redistribución de Consumo

En lugar de compensar la reducción de la energía de los servicios públicos con la generación in situ, las instalaciones pueden optar por utilizar menos energía para nivelar la carga. Reducir el consumo podría significar ajustar los programas de producción, apagar las máquinas o mejorar la eficiencia de los edificios.

En algunas empresas existe la posibilidad de cambiar los horarios de producción de manera que no se labore en horas punta, esta medida reducirá o eliminará el efecto económico del horario punta.

Un punto en contra puede tener insatisfacción de los empleados que modificarán su rutina diaria.

Castro (2017), recopila las diferentes alternativas de ajuste de forma de carga que se pueden obtener mediante los programas de gestión de demanda, los cuales se muestra a continuación

Peak Clipping (Recorte de Pico)

Esta alternativa se centra en la reducción del consumo de electricidad durante los períodos pico. El efecto que se obtiene es una reducción tanto de la demanda máxima como del consumo total de energía.

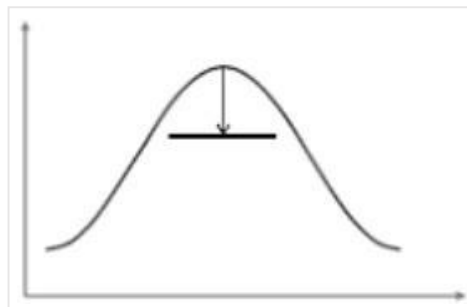


Figura 26. Peak Clipping.

Fuente: Castro, 2017.

Valley Filling (Llenado del periodo Valle)

Este método fomenta el uso de energía eléctrica mediante la adición de cargas durante los períodos de menor demanda del sistema eléctrico.

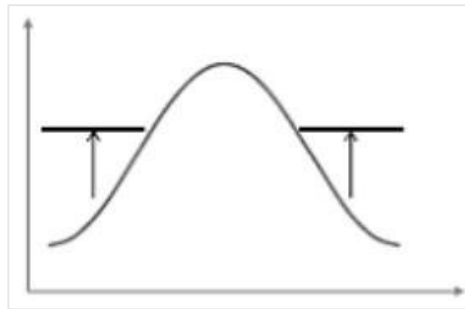


Figura 27. Valley Filling.

Fuente: Castro, 2017.

Load Shifting (Desplazamiento de Carga)

Se basa en el traslado de carga desde el período pico hacia los períodos de menor actividad, para cumplir con el recorte de pico y llenado del período valle. El efecto neto que se obtiene es una disminución de la demanda máxima, pero no un cambio en el consumo total de energía. Es uno de los métodos más simples de gestión de la carga, consiste en reducir la carga durante el período de demanda máxima trasladando el uso de aparatos y equipos a períodos fuera de pico. En esta alternativa no se conmutan cargas, sólo se cambian o reprograman, por lo tanto, la producción total no es afectada.

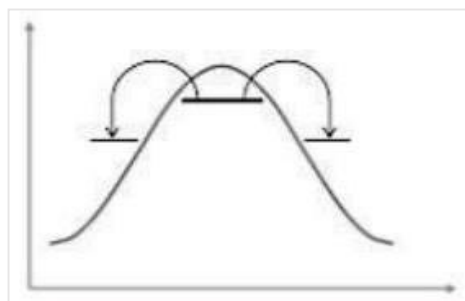


Figura 28. Load Shifting.

Fuente: Castro, 2017.

Strategic Conservation (Conservación Estratégica)

Este método se centra en la reducción de la demanda durante todas las horas del día. Los programas de conservación estratégica se fundamentan en la mejora de la tecnología industrial para reducir el consumo eléctrico. Motores de alta eficiencia, sistemas de recuperación de calor y variadores de velocidad son sólo algunos ejemplos de las nuevas tecnologías que se pueden utilizar para reducir la demanda energética industrial.

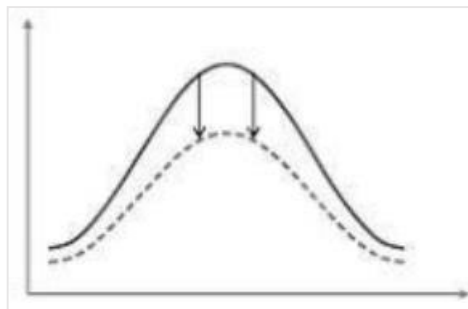


Figura 29. Strategic Conservation.

Fuente: Castro, 2017.

Strategic Growth (Crecimiento Estratégico)

Se refiere al crecimiento estratégico de la carga que se presenta en el despliegue de nuevas tecnologías, como en la carga de los vehículos eléctricos los cuales incrementarán estratégicamente el consumo de electricidad.

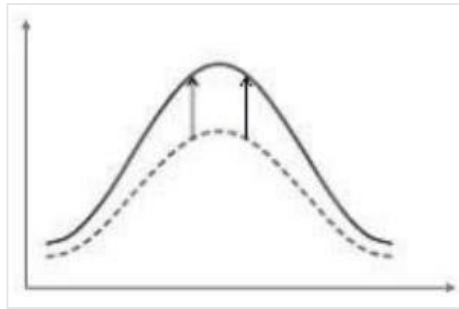


Figura 30. Strategic Growth.

Fuente: Castro, 2017.

3.8.4. Almacenamiento térmico (*Thermal storage*)

Para aquellas empresas en las cuales el uso de aire acondicionado es un factor importante en su carga eléctrica, cabe la posibilidad de tener un equipo que almacene energía térmica y ésta se utilice para satisfacer los requerimientos en horario punta. De esta manera, los equipos eléctricos operan en horario base o intermedio (cuando la energía es relativamente económica) para almacenar energía térmica (agua helada o hielo) y se apagan en horario punta ya que se abastecerá la carga con la energía térmica almacenada.

En este esquema la demanda punta se reduce, pero no se elimina completamente, además el almacenaje térmico generalmente es un proceso costoso.

3.8.5. Generación en sitio (*On site electric power*)

Una solución para reducir las necesidades de energía durante las horas de consumo máximo la generación de energía eléctrica en sitio o también llamada autogeneración. En este proceso, el usuario genera su propia energía eléctrica para abastecer parcial o totalmente sus requerimientos.

Algunas empresas ya se cuentan con plantas propias de generación que operan solo en emergencias, pero podrían ser utilizadas para peak shaving.

De acuerdo con el tipo de equipo que se tenga o se planee adquirir se podrá realizar el peak shaving con o sin necesidad de apagar y encender la carga en horario punta.

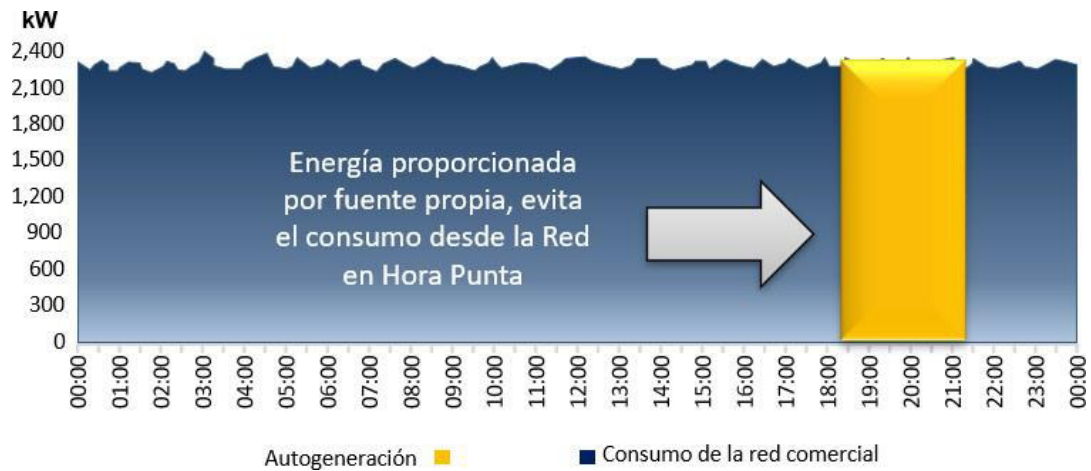


Figura 31. Perfil de carga de usuario de consumo constante con autogeneración.

Fuente: Elaboración propia.

Dependiendo de las necesidades y posibilidades del usuario final, se puede optar por una o varias de las acciones mencionadas para reducir la demanda en horario punta. Hay algunas empresas que por su propia forma de operar o su propio proceso de producción no tienen problemas con el horario punta o que la relación costo beneficio les permite seguir sus procesos como hasta hoy los vienen realizando.

3.9. Peak shaving mediante Autogeneración

El Peak shaving mediante el uso de generación eléctrica en sitio, es el proceso de transferir carga a un generador eléctrico propiedad del usuario, durante el horario punta (en el Perú, es el periodo comprendido entre las 17:00 a 23:00 horas). En este proceso, el usuario genera su propia energía eléctrica para abastecer parcial o totalmente sus requerimientos.

Los sistemas de autogeneración “Peak Shaving” utilizan generadores y equipos en paralelo, los cuales permiten al generador monitorear la red eléctrica, sincronizar las frecuencias con la red y poner en marcha al equipo cuando sea necesario. La autogeneración en las horas punta tiene varias alternativas de funcionamiento, que están relacionadas de acuerdo con el uso y aplicación que se le quiera entregar a la unidad de generación.

Entre las diversas tecnologías para la generación de energía en sitio, podemos mencionar las siguientes:

3.9.1. Motores alternos

Los motores alternos, llamados también reciprocantes o motores de combustión interna (IC: internal combustion), son motores en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan a un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro, haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Requieren combustible el cual puede ser aire; y una fuente de combustión para trabajar. Esta tecnología es la más común y técnicamente más desarrollada al ser utilizada como fuente de generación distribuida. Se emplean principalmente en plantas de cogeneración, en sectores tan diversos como el agroalimentario, construcción, pasta y papel o textil.

Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas; y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles

como energía primaria, el más empleado es el gas natural (Milton & Quinteros, 2014).

Los motores IC se pueden clasificar en función de diferentes aspectos. Dependiendo del encendido se agrupan en dos categorías:

- **Motores de encendido provocado o por chispa:** aquellos en el que la combustión se inicia mediante una chispa, típicamente emplean la gasolina o el gas natural como combustible.
- **Motores de encendido por compresión:** de rendimiento superior por aprovechar mejor el combustible, generalmente utilizan diésel como combustible.

En función del ciclo, los motores pueden funcionar en cuatro (cuatro carreras del émbolo y dos vueltas del cigüeñal) o dos (dos carreras del émbolo y una vuelta del cigüeñal) tiempos.

Los motores IC comercialmente disponibles están en un rango de potencias de 0.5 kW a 6.5 MW. Presentan un bajo costo de capital, fácil instalación, proveen confiabilidad, facilidad de seguimiento de la carga y la posibilidad de recuperación de calor, pudiendo operar con combustible generado por tratamiento de desechos (metano) y otros bio- combustibles (biofuel).

Cuadro 10. Ventajas y desventajas de motores alternos.

Fuente: Elaboración propia.

Ventajas	Desventajas
• El costo de las unidades es el menor con relación a cualquier otra tecnología de generación. • Eficiencia de conversión eléctrica relativamente alta. • Posibilita la cogeneración térmica o eléctrica. • Permite una rápida instalación. Presenta un excelente modularidad, casi cualquier edificación relacionada con la carga puede estar bien ligada (rango de kW a MW).	• Los costos de mantenimiento representan los más elevados con relación a las demás tecnologías de generación, además que necesitan un mantenimiento frecuente. • Los motores principalmente a diésel y gasolina producen niveles altos de emisión de gases de efecto invernadero. • Su funcionamiento supone un nivel de ruido alto, que generalmente sobrepasa los 70 dB.

**Figura 32.** Motor de combustión interna a Gas Natural.

Fuente: Dresser Rand, 2017.

3.9.2. Turbina a Gas

Una turbina de combustión industrial basa su funcionamiento en un ciclo termodinámico Rankine. Se trata de un dispositivo en el cual el aire es comprimido a la entrada, luego un combustible líquido o gaseoso es inyectado produciéndose la combustión del mismo y generando una expansión de los fluidos. Estos fluidos pasan por una serie de álabes, la turbina propiamente dicha, que permiten convertir la energía producida en un movimiento rotacional que activa al generador eléctrico. Tanto el compresor como la turbina pueden tener varias etapas para aprovechar mejor la energía y además sus álabes son axiales, diferenciándolas de las microturbinas que constan de una sola etapa y los álabes son radiales.

Las turbinas se diferencian de los MCI en varios factores, uno de ellos es que en las turbinas la combustión sucede afuera del área donde se convierte la energía para ser utilizada por el generador. Esto permite obtener menores emisiones mediante un mayor control del proceso de combustión.

En cuanto a los costos, el costo de instalación no resulta alto y el de mantenimiento es ligeramente inferior al de los motores diésel. La eficiencia eléctrica de esta tecnología es del 30% en promedio, pudiendo llegar a más del 40% en aquellas derivadas de los avances aeronáuticos. Sin embargo, un inconveniente que presentan estas turbinas es que su eficiencia se ve muy afectada por el porcentaje de plena carga al que se encuentra

operando, en relación con otras tecnologías. Por esto mismo no pueden ser operadas con muy baja carga, la forma de hacerlo es regulando el flujo de aire y el de combustible pero perjudicando ampliamente la eficiencia (Ferreiro, 2011).

Asimismo, (Milton & Quinteros, 2014), señala que en este tipo de tecnologías se utilizan en diferentes configuraciones de acuerdo a su arreglo físico, como:

- **Ciclo simple**, cuando la turbina produce solo electricidad.

- **Cogeneración**, cuando se añade un recuperador de calor a la turbina de ciclo simple, con lo cual se logra obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape, y;
- **Ciclo combinado**, cuando se añade una turbina de vapor la cual aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica

Cuadro 11. Ventajas y desventajas de Turbina de Gas.

Fuente: Elaboración propia.

Ventajas	Desventajas
• El calor residual producto de la generación puede ser aprovechado. • Permite establecer una red de servicio y mantenimiento. • Tiene una gran relación peso - potencia. • Los niveles de emisión de gases de efecto invernadero son bajos. • Son bastante fiables. • Pueden emplear combustible residual.	• Para cargas parciales su eficiencia es relativamente baja (su rendimiento puede disminuir hasta un 25% a media carga). El rendimiento es bajo cuando se trata exclusivamente del eléctrico. • Presentan inconvenientes en condiciones ambientales adversos como altas temperaturas o altitud. • Las prestaciones disminuyen cuanto menor es la potencia instalada. • Su funcionamiento supone un nivel de ruido excesivo, que generalmente es mayor a los 60 dB.

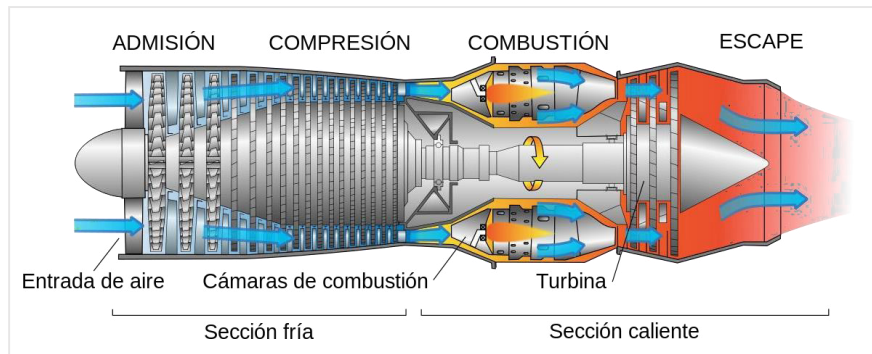


Figura 33. Esquema de Turbina de Gas.

Fuente: Wikipedia, 2020.

3.9.3. Aerogeneradores

Esta tecnología tiene como fuente primaria de energía al viento, el cual se produce por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por efectos del sol, el mismo que actúa sobre las aspas del aerogenerador, “la energía cinética del viento se transforma en energía de presión, transmitiendo un giro al eje”, para finalmente transformar esta energía mecánica en energía eléctrica mediante un generador.

Las zonas más convenientes para la colocación de generadores eólicos son las regiones costeras y las amplias llanuras, donde los vientos soplan regularmente, puesto que es necesario que la velocidad del viento sea de alrededor de 30 km/h.

En la actualidad los aerogeneradores son de eje horizontal, ya que es necesario una orientación continua de su eje, debido a que deben mantenerse paralelo a la dirección del viento y sus aspas estar de cara al viento permanentemente (Milton & Quinteros, 2014).

La estructura de un aerogenerador es la siguiente:

- **Cimentación y torre**, los cuales deben estar en la capacidad de soportar las aspas y la fuerza a la cual están sometidas, la altura estará en función del diámetro de las aspas y además debe ser la suficiente

para evitar la baja velocidad del viento presente en la superficie del suelo.

- Góndola, se encuentra en el extremo de la torre y la cual consta de:
 - Tren de potencia, consta del eje del rotor y una caja multiplicadora.
 - Maquinaria eléctrica: generador eléctrico, controles, accionamientos y máquinas auxiliares.
 - Sistema de control, lleva a cabo diferentes funciones para garantizar un rendimiento y una seguridad máxima para el usuario.
- Buje, localizado en el exterior, es el componente de unión de las palas.
- Palas, reciben la incidencia directa del viento y mediante su giro acciona el mecanismo del aerogenerador, presentan un grado de inclinación para impedir que choquen con la torre.
- Mecanismo aerodinámico de orientación, el cual permite orientar las aspas del aerogenerador para que éstas se coloquen de cara al viento.

Cuadro 12. Ventajas y desventajas de los Aerogeneradores.

Fuente: Elaboración propia.

Ventajas	Desventajas
• Energía no contaminante debido a que su combustible es el viento. • Requiere un mantenimiento mínimo. • Presenta gran competitividad con respecto a las energías tradicionales. • Fácil montaje y desmantelamiento de un parque eólico.	• La generación de potencia es variable. • Provocan un impacto visual o paisajístico. • Impacto ambiental debido al ruido y modificación del suelo por instalación de los aerogeneradores. • Afectación de la fauna circundante a la localización de los aerogeneradores.

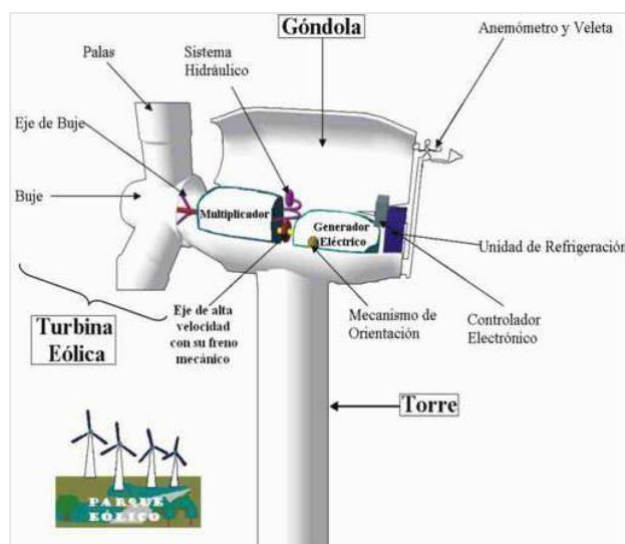


Figura 34. Estructura de un Aerogenerador.

Fuente: Chuqui, 2014.

3.9.4. Solar Fotovoltaica

Esta tecnología aprovecha la radiación producida por el sol para generar energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar mediante un material semiconductor, que componen las células fotovoltaicas, las mismas que al recibir la radiación solar se estimulan y generan saltos electrónicos, generando diferencias de potencial en sus extremos. La adaptación en serie de estas células permite obtener voltajes en corriente continua, la misma que se puede transformar en corriente alterna y puede ser inyectada a la red.

Para aquellos casos donde la demanda es reducida, y sobre todo difícil de atender por su localización distante de la red de distribución, este tipo de tecnología es la óptima para solucionar estos inconvenientes. Los nuevos materiales de fabricación de las células fotovoltaicas presentan la posibilidad de conseguir importantes reducciones en el precio de los paneles, lo que permitiría un uso más generalizado (Milton & Quinteros, 2014).

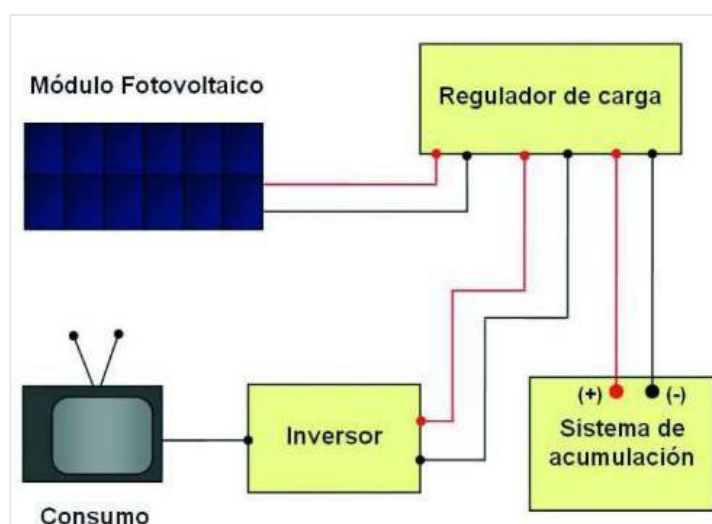
Un sistema fotovoltaico básicamente se compone de:

- **Sistema de generación**, consiste en paneles o módulos compuestos por células fotovoltaicas, de material semiconductor y conectadas entre sí. Debido a razones de eficiencia las células fotovoltaicas más empleadas están fabricadas en silicio monocristalino (rendimiento de entre el 15 al 17%), aunque el mercado ofrece otros tipos de semiconductores como el “silicio policristalino (rendimiento de entre el 12 al 14%), o el silicio amorfo (de un rendimiento inferior al 10%)”¹⁷.
- **Sistema de regulación de carga**, vinculado al sistema de acumulación de energía, controla la carga y descarga de las baterías, brindando protección frente a la sobrecarga o sobredescarga.
- **Sistema de acumulación**, es un componente opcional para aquellos sistemas conectados a una red de distribución. Generalmente se emplean baterías, las cuales se encargan de proporcionar energía en horas de baja o nula insolación, almacenar el excedente de energía y satisfacer picos instantáneos de demanda.
- **Sistema de interconexión**, se compone de un inversor DC – AC el cual debe tener características de baja distorsión armónica, resistencia a potencias punta y posibilidad de conectar en paralelo, un contador el cual registra la energía suministrada por la red, la suministrada a la red y la energía generada; y protecciones que consta de fusibles, termomagnéticos, interruptor diferencial, sistemas de puesta a tierra y de protección contra sobretensiones y rayos, se trata de un sistema que está presente únicamente en sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Cuadro 13. Ventajas y desventajas de las Celdas Fotovoltaicas.

Fuente: Elaboración propia.

Ventajas	Desventajas
• No es contaminante. • El mantenimiento es mínimo. • Muy útil en países en vías de desarrollo sin infraestructura eléctrica. • Elevada vida útil.	• En pequeñas instalaciones puede originar un problema visual. • Alto costo de sus componentes, principalmente de los paneles. • Es la energía con mayor costo de generación por kW generado. • Presenta un deficiente rendimiento energético cuando las condiciones ambientales no son óptimas, además que la energía que obtenemos es mínima en relación con la cantidad de radiación que se recibe.

**Figura 35.** Esquema básico de conexión de un sistema fotovoltaico aislado.

Fuente: Chuqui, 2014.

3.9.5. Pilas o Celdas de combustible

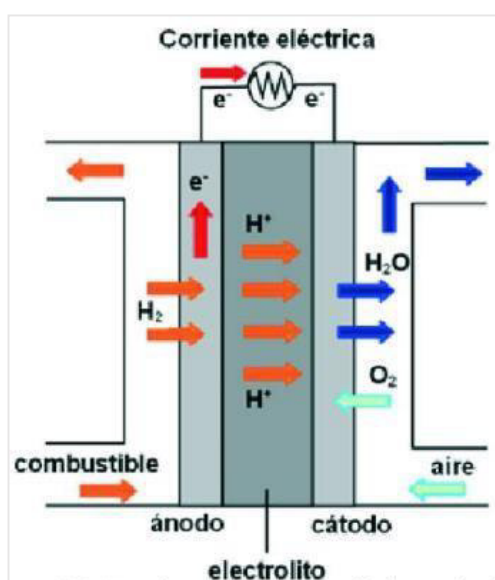
Son dispositivos electroquímicos que transforman la energía química de un combustible rico en hidrógeno en electricidad, agua y calor. Esta transformación es posible debido a un proceso de electrólisis inversa, inyectando oxígeno al cátodo e hidrógeno al ánodo en presencia de un electrolito.

En el proceso también se producen gases originarios de la extracción del hidrógeno, del gas natural u otros combustibles. Son muy semejantes a una batería común que puede ser recargada mientras ésta entrega potencia, en vez de recargarse usando electricidad, su eficiencia va desde un 35% a un 55% con una potencia de generación desde 1kW hasta 250kW. Están compuestas por stacks (banco de baterías) de conexión modular, por lo que la potencia de salida (tensión y corriente) resulta flexible en función del número de módulos y las conexiones empleadas (Milton & Quinteros, 2014).

Cuadro 14. Ventajas y desventajas de las celdas combustibles.

Fuente: Elaboración propia.

Ventajas	Desventajas
• Baja emisión de gases contaminantes. • Presentan una eficiencia relativamente buena, que bordea el 50%. • Producen un mínimo de ruido, gracias a esto pueden instalarse en sitios como bibliotecas u hospitales. • La cogeneración térmica o eléctrica es posible en algunos procesos y en edificaciones. • Elevada vida útil (las del tipo PAFC y SOFC), por encima de las 20000 horas.	• Presentan un elevado costo y la degradación progresiva del electrolito (las del tipo PEMFC y MCFC), por debajo de las 3000 horas, lo que no permite alcanzar una vida útil en función de su rentabilidad. • De presentarse variaciones de carga son muy poco eficientes a una respuesta instantánea a este tipo de inconvenientes. • Al ser una tecnología aún en desarrollo, no se encuentran muchas aplicaciones, originalmente están orientadas al sector del transporte.

**Figura 36.** Funcionamiento de una celda combustible.

Fuente: Chuqui, 2014.

A continuación, en la siguiente tabla se muestra un breve resumen de los costos de inversión referenciales, recopilados de la literatura consultada en la presente investigación.

Cuadro 15. Costos de Inversión (US\$/kW) por tecnología de generación.

Fuente: Elaboración propia.

Tecnologías	Energía Primaria	Potencia (MW)	Rendimiento Eléctrico	Coste de Inversión (US\$/kW)
Motor Alterno	Gas Natural	0.08 - 20	28 - 42 % (GN)	450 - 1150
	Diésel		30 - 50 % (Diésel)	
	Biogás		80 - 85 %	
	Propano		(Cogeneración)	
Turbina a Gas	Gas Natural	0.25 - 500	25 - 60 %	785 - 1830
	Biogás		70 - 90 %	
	Propano		(Cogeneración)	
Eólica	Viento	0.005 - 10	43%	1170 - 1435
Solar	Sol	0.001 - 0.1	14%	800 - 1228
Pilas de Combustible	Ácido Fosfórico	0.05 - 11	50 - 80 %	1500 - 3000
	Solución líquida de L, K y Na	0.1 - 2	60 - 90 %	
	Óxido de zirconio sólido	0.1 - 0.250	60 - 70 %	

3.10. Grupos Electrógenos como sistema de Autogeneración

El Grupo Electrógeno que también se puede llamar Generador Diésel, Generador Gas o Genset, es una máquina que genera electricidad a partir de combustible fósil. Emplea un motor a combustión interna y un generador eléctrico o alternador.

El Grupo electrógeno se instala sobre una bancada de metal y un sistema de soportes que absorben las vibraciones generadas por la rotación del motor. Se puede montar con una carrocería de protección que también reduce el ruido producido. En ocasiones se emplean contenedores de carga marítima previamente transformados para garantizar refrigeración y protección.

Se completa con un cuadro eléctrico de control y potencia. Sirve para gestionar la maniobra (arranque, parada, test, emergencia), las protecciones (de motor y alternador) y como dispositivo de corte y protección de la salida de energía (Brotto, 2018)

Las razones para decidir instalar un grupo electrógeno son variadas, se puede entre ellas mencionar:

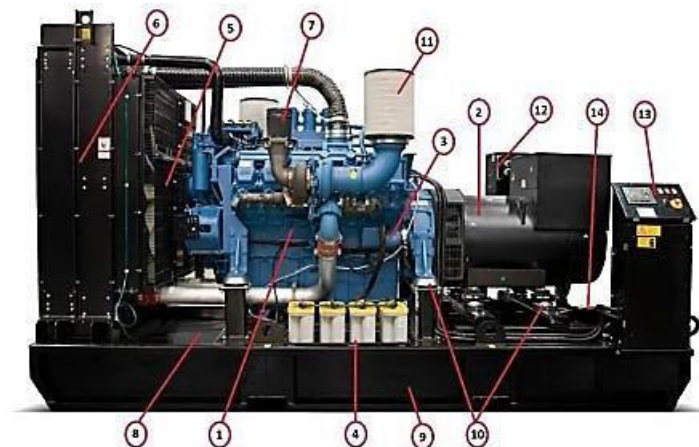
- ❖ La necesidad de suministrar energía eléctrica en forma voluntaria o por obligación reglamentaria parcial o totalmente a una edificación ante fallas en el suministro entregado por una Distribuidora Eléctrica.
- ❖ La necesidad de contar con energía eléctrica en lugares donde no existe suministro por parte de una Distribuidora o el empalme existente no es suficiente para satisfacer la demanda.
- ❖ Por tener un contrato con la Distribuidora eléctrica que obliga a desconectarse de la red en horarios puntas establecidos. Esto por razones económicas.
- ❖ Por tener un menor costo la generación propia.

Funcionamiento

El motor principal es aquel elemento del generador que desarrolla y entrega potencia mecánica para que luego se convierta en eléctrica por el alternador. Suele ser un motor de combustión interna alimentado por gasóleo, gasolina, gas (GPL o Gas Natural) u otros combustibles menos comunes como Jet-fuel, aceite pesado o biocombustibles.

La procedencia de estos motores depende de su potencia. Para potencias hasta 100kVA se emplean motores normalmente derivados de la aplicación náutica deportiva como lanchas o de maquinarias agrícolas. En mediana potencia, hasta aproximadamente 600kVA, se emplean motores de la automoción, camiones predominantemente. En el caso de potencias mayores se emplean motores para maquinarias movimiento tierra y de propulsión naval como aquellos que empujan lujosos buques de cruceros o más humildes portacontenedores.

El funcionamiento del motor está influenciado por las condiciones climáticas. Todos los valores de potencia se refieren a unas condiciones normalizadas y repetibles. Para favorecer el arranque y el correcto funcionamiento en condiciones climatológicas adversas se recurre a dispositivos, como el precaldeo de agua, que sirven para minimizar los efectos nefastos del frío (Brotto, 2018).



- | | |
|------------------------|-------------------------------|
| 1. Motor de combustión | 8. Depósito de combustible |
| 2. Alternador | 9. Base estructural o bancada |
| 3. Motor de arranque | 10. Antivibratorios |
| 4. Baterías | 11. Filtro de aire |
| 5. Ventilador | 12. Cuadro de protección |
| 6. Radiador | 13. Cuadro de control |
| 7. Silenciador* | 14. Conexión a tierra |

Figura 37. Componentes de un Grupo Electrógeno.

Fuente: Rojas, 2018.

3.10.1. Partes que componen un Grupo Electrógeno

(1) Motor de Combustión Interna

Representa la fuente de energía mecánica para que el alternador gire y se genere electricidad. En los grupos electrógenos se emplean dos tipos de motores: motores de gasolina y de gasoil, siendo, generalmente, los motores

a gasoil los más utilizados en los grupos electrógenos por sus prestaciones mecánicas, ecológicas y económicas.

Operan con un ciclo diésel a 4 tiempos, de inyección directa de aspiración natural, generalmente turboalimentados. La disposición de los cilindros puede ser en línea o en “V”.

Existen gran variedad de motores de combustión interna en el mercado, el empleado generalmente en los sistemas generadores es el motor de 4 tiempos. Se le denomina de 4 tiempos porque el ciclo de combustión se completa en cuatro etapas. Estas etapas incluyen la toma de la mezcla de aire y combustible, la compresión de esa mezcla, la combustión o explosión y el escape (Rojas, 2018).

A continuación, se describen los atributos básicos:

Combustible

En los motores de combustión interna se utilizan cuatro tipos principales de combustible. Estos incluyen el gasoil, el gas natural, el gas licuado de petróleo (GLP) y la gasolina. La elección del tipo de combustible que se utilizará depende de ciertas variables, como su costo, almacenamiento y disponibilidad. Como se dijo anteriormente, la mayoría de los motores empleados en los grupos electrógenos son a gasoil, por sus prestaciones mecánicas y económicas.

Lubricación

Los motores de 4 tiempos emplean sistemas de filtros de pleno caudal, que bombean el aceite lubricante a través de filtros de montaje externo para evitar que las partículas o los elementos contaminantes dañen las partes internas. Se utilizan depósitos de aceite compensatorios para mantener el correcto nivel de aceite y refrigeradores de aceite externos para que ayuden a prevenir interrupciones en la lubricación debido a altas temperaturas.

Filtro de aire y de combustible

El aire y el combustible son elementos clave para que el motor opere de forma confiable. Es fundamental que se siga un correcto programa de

mantenimiento. La falta de repuestos para filtros y otros “insumos” puede derivar en tiempo de inactividad. El monitoreo proactivo de estos filtros se realiza por medio de indicadores de presión diferenciales.



Figura 38. Motor de combustión para grupo electrógeno.

Fuente: Rojas, 2018.

(2) Alternador

La energía eléctrica de salida se produce por medio de un alternador con eje horizontal, síncrono sin escobillas, auto excitado y autorregulado, acoplado al motor, el cual generará una corriente alterna mediante inducción electromagnética.

El alternador dispone de un regulador automático de voltaje. La función del alternador consiste en convertir la energía mecánica proveniente del motor principal en corriente alterna. Este proceso es similar al del alternador de un automóvil. Sin embargo, el alternador de un automóvil, por lo general, se maneja con una correa, mientras que el de un generador se maneja con el eje principal del motor a combustión.

La denominación “sin escobillas” se refiere a que este diseño no requiere contactos ubicados contra ninguna de las partes giratorias para transferir energía eléctrica hacia o desde los componentes. El término “auto excitado” significa que la electricidad que se utiliza para generar el campo

electromagnético se crea dentro del propio alternador, lo que permite que este produzca grandes cantidades de electricidad solo con la energía que brinda el motor a combustión.

La autorregulación del alternador se lleva a cabo mediante un regulador automático de voltaje el cual, adapta el funcionamiento del alternador, por medio de potenciómetros, a las diversas condiciones de utilización del grupo. La figura a continuación muestra los componentes principales de un alternador típico de un sistema generador (Rojas, 2018).

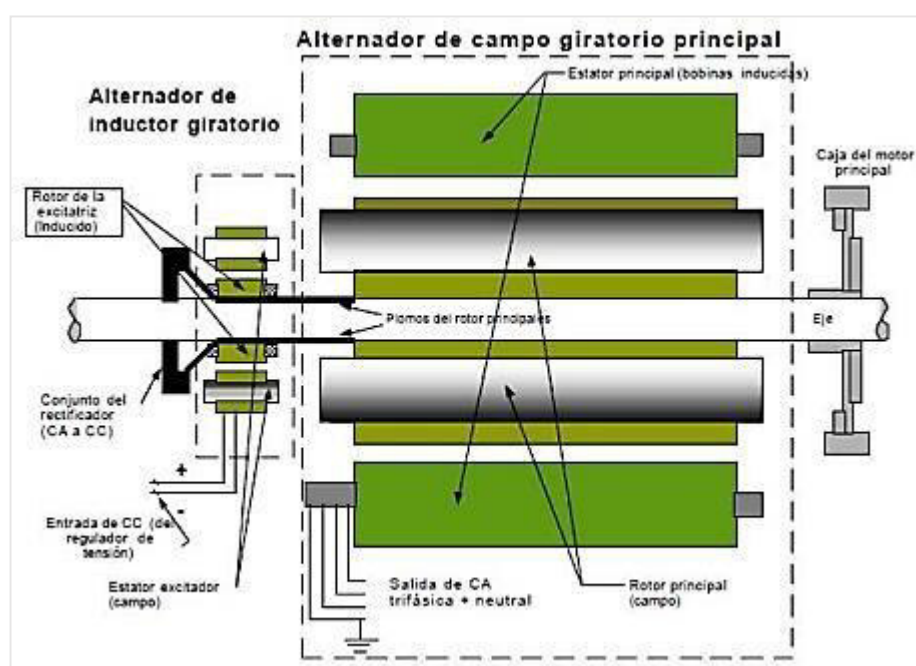


Figura 39. Partes de un alternador para Grupo Electrónico.

Fuente: Rojas, 2018.

(3) Motor de arranque

Es uno de los sistemas más importantes dentro de los componentes que integra el grupo generador para un funcionamiento de manera exitosa. La mayoría de estos sistemas utiliza un motor de arranque que opera con baterías, como en las aplicaciones de la industria automotriz.

Transforma la energía eléctrica suministrada por las baterías en energía mecánica, transmitiéndosela al motor de combustión, realizando la función de arranque del motor.

Es un motor eléctrico de corriente continua, normalmente con excitación en serie, con la capacidad de acoplarse y desacoplarse del eje del motor de combustión, ofreciendo un elevado par de arranque gracias al reductor, lo que implica una gran aceleración, con un peso y volumen bastante bajos.

Como se ha dicho el motor de arranque es un motor eléctrico potente, con un pequeño engranaje (piñón) montado en su extremidad. Al activarlo, un alambre lleva la corriente de 12 o 24 Voltios hacia el solenoide del motor de arranque, el solenoide tiene un campo magnético, que al ser activado hace que el piñón se acople a un engranaje mayor (anillo), que es conectado al motor y al mismo tiempo hace un puente de corriente positiva (+) entre el cable que llega al motor de arranque desde la batería, y el cable que surte de corriente los campos del motor de arranque.

Después, el motor de arranque gira el motor de combustión para que el pistón pueda aspirar una mezcla de combustible/aire, que es quemada a continuación para dar arranque al motor. Cuando el motor empieza a girar más rápidamente que el motor de arranque, un dispositivo llamado rueda libre automáticamente desengancha el engranaje del motor de arranque del engranaje del motor de combustión (Rojas, 2018).

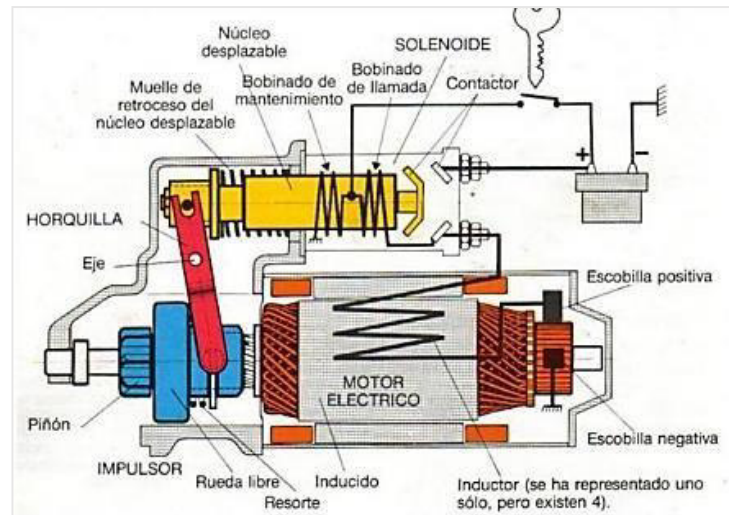


Figura 40. Esquema de un motor de arranque.

Fuente: Rojas, 2018.

(4) baterías

Las baterías son acumuladores y proporcionan la energía eléctrica para el motor de arranque opere y de esta forma haga girar el motor de combustión hasta su arranque. También va a proporcionar la alimentación eléctrica demandada por los elementos electrónicos que lleva incorporado el grupo electrógeno. Están diseñadas para fuertes descargas de energía eléctrica en poco tiempo. Es un proceso reversible, ya que el cargador de batería (alternador de bajo tamaño) se encargará de ir suministrando energía eléctrica a las baterías, mientras está el generador en marcha, transformándose de nuevo en energía química, evitando su descarga.

En cualquier momento de su uso, los estados de las baterías se pueden analizar para comprobar en qué estado se encuentran. La capacidad aproximada se puede estimar a partir del voltaje de los polos (Rojas, 2018).

(5) Ventilador

Es el dispositivo encargado de proveer de manera forzada el aire fresco al sistema de refrigeración del grupo electrógeno. Si el grupo es en cabina extrae de su interior el aire caliente y a la vez refresca al radiador, es una pieza fundamental para la operación del grupo electrógeno.

(6) Radiador

Intercambiador de calor, de agua o aire, donde se hará pasar el aire de salida del motor de combustión, enfriado por el aire que entra del exterior, gracias a la acción del ventilador, volviendo a entrar en la cámara de combustión del motor con menor temperatura, aumentando la potencia del motor a combustión.

Este proceso de enfriamiento también se puede realizar con agua, enfriando las paredes de los tubos de escape y admisión del motor de combustión, realizando la misma función que antes. El calor se extrae desde el radiador al exterior por medio de una red de conductos con la misma superficie en corte transversal que la pantalla del radiador.

Es importante tener presente que este sistema es vital para la vida del grupo electrógeno por lo que necesita un riguroso mantenimiento para que opere en forma confiable. Para obtener un rendimiento aceptable, se deben controlar en forma exhaustiva las mangueras de refrigerante, el nivel de refrigerante, el funcionamiento de la bomba de agua y el anticongelante (Rojas, 2018).

(7) Silenciador

Es un tubo cilíndrico colocado a la salida del motor para reducir la emisión de ruido del grupo electrógeno, representa un aspecto importante para la contaminación por ruido.

Generalmente, los silenciadores de escapes se encargan en gran medida de esta situación, se dividen en industriales, residenciales y críticos. Estos últimos brindan el mayor nivel de reducción de sonido.

La altura respecto al suelo conviene sea tal que no afecte al paso de personas en construcciones de una planta. Para evitar pérdidas de carga es regla general aumentar el diámetro del tubo 10 mm cada 10 metros (Rojas, 2018).

(8) Depósito de Combustible

Denominado también tanque de combustible se sitúa generalmente en la estructura que soporta al motor y alternador, por aprovechamiento de espacio. Mediante una bomba de trasiego es direccionado al sistema de inyección del motor. Cabe destacar, que también existe la posibilidad de tanques de combustibles externos al grupo electrógeno que son suplidos en capacidades según requerimiento del usuario (Rojas, 2018).

(9) Base estructural o bancada

La bancada es la estructura fabricada de perfiles o chapa plegada con suficiente rigidez para soportar el grupo electrógeno, actuando de base o soporte de todos los elementos que lo conforman (Rojas, 2018).

(10) Antivibratorios.

Son elementos que brindan amortiguación al conjunto motor-alternador a través de soportes elásticos, conocidos como “silenblocks”, realizando el acoplamiento entre los elementos principales del grupo y la estructura, de forma de eliminar la transmisión de las vibraciones sobre la misma (Rojas, 2018).

(11) Filtro de aire

La función del filtro de aire es retener las impurezas del flujo de aire que entra al motor. Este elemento asegura la buena calidad de la mezcla aire-combustible que integra los cilindros a través de las válvulas.

Estos filtros deben ser cambiados cada 500 horas o un (01) año lo que ocurra primero. Si el grupo electrógeno se utiliza en lugares donde el aire está muy contaminado o hay mucho polvo, el intervalo debe ser menor. Evitar en lo posible limpiar o sopletear con aire comprimido. Esta acción pone en riesgo al cartucho del filtro a que se rompa, se perfore o aumente el tamaño de la porosidad. La consecuencia de esto podría ser fatal para el sistema de inyección, ya que el polvo o partículas sólidas formarán parte de la combustión, ocasionando un daño severo al motor.

Si no se cambia dentro del intervalo recomendado, el motor perderá potencia y aumentará el consumo de combustible, ya que el aire entrará con menor flujo a la cámara de combustión. Además, existe el riesgo de que la suciedad se deposite en las partes del sistema de inyección (Rojas, 2018).

(12) Cuadro de protección

El cuadro de protección es un gabinete o recinto donde se alberga a un interruptor de potencia para protección termomagnética al grupo electrógeno, Puede realizar asimismo otras funciones de protección además de sobreintensidad o bajo voltaje.

También es habitual que además de incorporar el preceptivo disyuntor de potencia y seguridades periféricas (diferencial, vigilancia max/min voltaje), formando así una unidad completa (Rojas, 2018).

(13) Cuadro de Control y maniobra

Es el encargado de la gestión del arranque y la parada del grupo electrógeno bien sea de manera manual o automática a través de una transferencia. Entre sus funciones está la de vigilar el estado de las alarmas, y la operación del estado de los interruptores de transferencia.

La tendencia actual es la de incorporar al generador un equipo PLC que gestiona on-line todos los parámetros del motor de combustión y los

asociados a la generación eléctrica incluyendo datos de la red en los generadores automáticos de emergencia (Rojas, 2018).

(14) Conexiones a tierra

Los sistemas de puesta a tierra están especialmente relacionados con nuestra seguridad. Una descarga eléctrica puede poner en peligro la vida de una persona. Para utilizar con seguridad los generadores eléctricos exceptuando los portátiles pequeños, siempre debemos realizar la conexión a tierra del generador (Rojas, 2018).



Figura 41. Conexión de puesta a tierra.

Fuente: Rojas, 2018.

3.10.2. Operación y Funcionamiento de Grupos Electr6genos

Un grupo electr6geno est1 formado b1asicamente por un motor de combusti3n interna, el cual, mediante un eje mec1nico, mueve un alternador que desarrolla la funci3n de generar la energ1a el6ctrica de la cual se abastecer1 la red de consumidores.

El arranque de un grupo electrógeno se realiza generalmente por medio de un motor de corriente continua conectado al mismo eje. La alimentación de este motor de arranque se efectúa por medio de baterías.

La orden de arranque va a depender del tipo de grupo electrógeno. El arranque manual se produce a voluntad, esto quiere decir que cuando se necesita disponer de la electricidad generada por el grupo electrógeno se lo arranque de forma manual.

Generalmente el accionamiento de arranque se suele realizar mediante una llave de contacto o pulsador de arranque de una centralita electrónica con todas las funciones de vigilancia.

Cuando se produzca un calentamiento del motor, cuando falte combustible o cuando la presión de aceite del motor sea muy baja, la centralita lo detectará parando el motor automáticamente.

Existen centrales automáticas que funcionan tanto en modo manual o automático; estas centralitas o cuadros electrónicos detectan un fallo en la red de suministro eléctrico, obligando el arranque inmediato del grupo electrógeno.

Con la ayuda de la energía suministrada por la batería, el motor de arranque arranca el motor a combustión.

Cuando el motor está funcionando, el alternador transforma energía mecánica en energía eléctrica y, dependiendo de las “rpm” del alternador y del número de consumidores conectados, hay en el mejor de los casos, energía suficiente para alimentar todos los consumidores y cargar la batería.

El motor de combustión emplea el combustible suministrado para crear energía mecánica (posteriormente transformada en eléctrica) y calor (escape, enfriamiento y radiación).

Realizando un balance de energía en el generador, se puede obtener un rendimiento aproximado del 35% tras las pérdidas de energía por transmisión de calor, escape, sistema de enfriamiento y transformación de la energía.

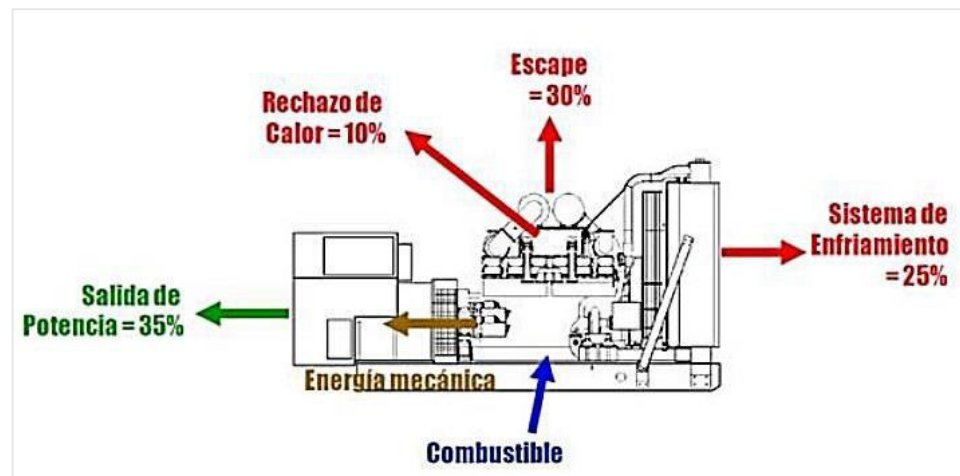


Figura 42. Balance de energía en un Grupo Electrónico.

Fuente: Rojas, 2018.

La potencia del grupo electrógeno es la potencia activa, (expresada en kW), entregada en los bornes del generador, a la tensión y frecuencia nominal y en las condiciones ambientales establecidas. Los diferentes regímenes de potencia de los grupos electrógenos describen las condiciones máximas permisibles de carga de un generador, que deben, además, operar a una carga mínima suficiente de modo tal de lograr temperaturas normales y quemar apropiadamente el combustible (Rojas, 2018).

3.10.3. Clasificación de los Grupos Electrónicos

Existen diversas maneras de clasificar a los grupos electrógenos, estas pueden ser por su tamaño, por su movilidad, por su régimen de operación, modo de funcionamiento entre otras. En la siguiente figura se resume de manera práctica los tipos de grupos electrógenos que se pueden encontrar en el mercado.

En esta sección, haremos hincapié en dos de las características que se consideramos más importantes en la presente investigación, las cuales son el régimen de operación y el modo de funcionamiento.

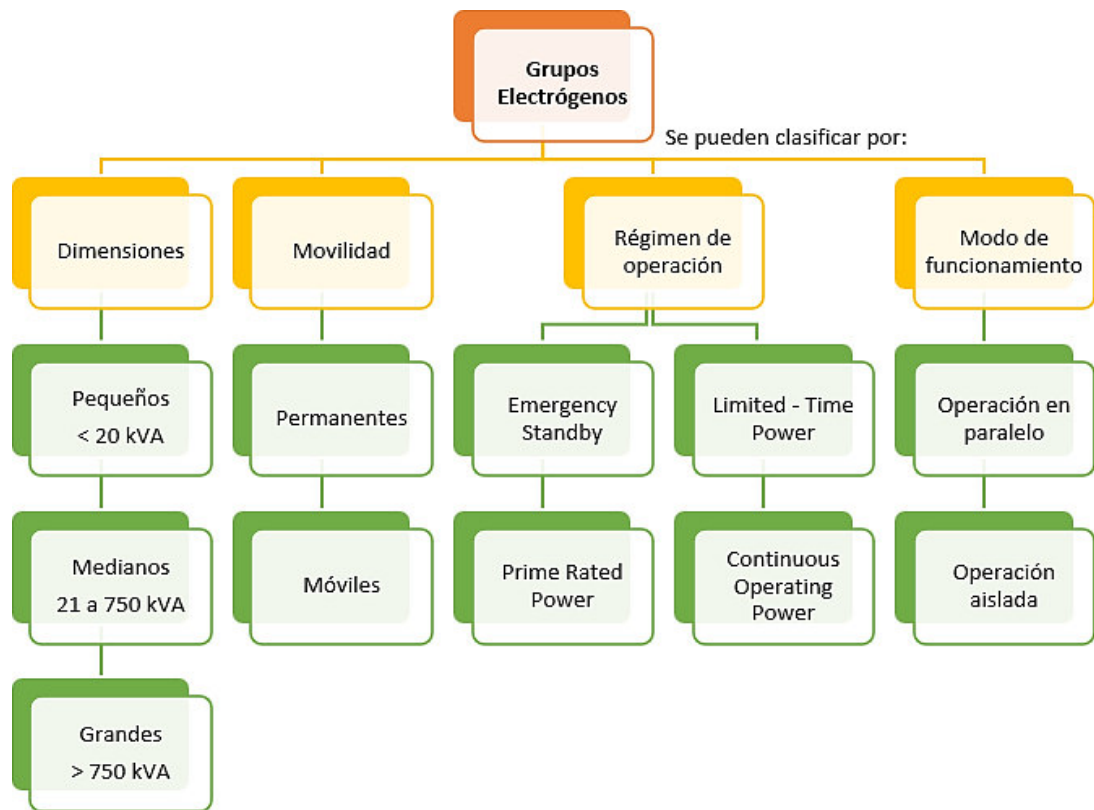


Figura 43. Clasificación de Grupos Electrónicos.

Fuente: Elaboración propia.

Régimen de operación de los Grupos Electrónicos

La elección de los grupos electrógenos puede parecer compleja, pero su propósito básico es simple: adaptar las necesidades de la aplicación a la fiabilidad, rendimiento y costos óptimos.

Las claves para una elección adecuada del grupo electrógeno es conocer las siguientes características de las instalaciones industriales:

- ❖ Factor de carga.

- ❖ Carga Máxima Requerida
- ❖ Número de horas al año que funcionarán los GG.EE.
- ❖ Forma en que operan los GG.EE. estos pueden ser en Modo Paralelo o Modo Isla.

De acuerdo con la norma ISO 8528-1:2013 “Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets” (Grupos electrógenos de corriente alterna impulsados por motores de combustión interna), se describen cuatro clasificaciones para estos dispositivos:

A. Emergency Standby Power (ESP) – Potencia en Espera de Emergencia

La calificación *Emergency Standby Power*, comúnmente conocida como "Standby", es aplicable donde la energía es suministrada por el grupo (s) generador (s) durante una interrupción de energía, en donde éste es utilizado como una fuente de energía primaria o para fines de prueba de un grupo electrógeno. El estándar ISO 8528-1 define potencia en espera como la potencia máxima disponible del grupo electrógeno para energizar una carga eléctrica de perfil variable, donde se ha determinado que el total el tiempo de ejecución anual no excede las 200 horas de operación. Además, el factor de carga promedio durante un periodo de 24 horas no excederá el 70% por ciento de la potencia instalada; a menos que esto sea aprobado por el fabricante del grupo electrógeno.

La clase Standby sólo está destinada para aplicaciones donde el grupo electrógeno sirve de respaldo mientras se normaliza el suministro principal de electricidad. Para aplicaciones que requieren la operación en paralelo con la red comercial de electricidad, la potencia principal o la capacidad de carga base puede ser más adecuada dependiendo el uso esperado.

Ejemplos de aplicación:

- ❖ Emergencia (como respaldo de cargas esenciales o críticas)
- ❖ En espera (como respaldo para minimizar pérdidas económicas o daños a algún equipo en sitio debido a interrupciones del suministro eléctrico).

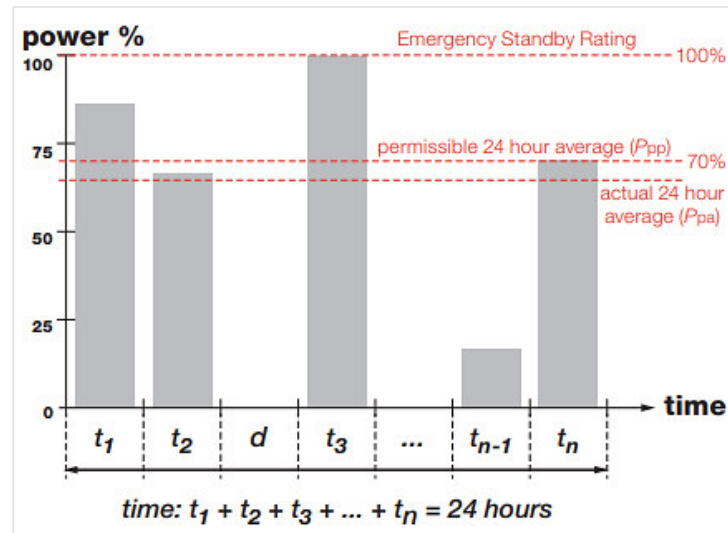


Figura 44. Emergency Standby Power.

Fuente: Kaderbhai, 2013.

B. Prime Rated Power (PRP) – Potencia Principal

La calificación *Prime Rated Power*, comúnmente conocida como "Prime" es aplicable cuando se suministra energía eléctrica utilizando grupos electrógenos como suministro principal o adicionalmente a la energía comprada de la red comercial.

La norma ISO 8528-1, define la potencia Prime como la potencia máxima que es capaz de generar un grupo electrógeno para abastecer una secuencia de carga eléctrica variable, considerando número ilimitado de horas de operación por año. Además, el factor de carga promedio máximo durante un período de 24 horas no deberá exceder el 70% de la potencia instalada; a menos que se indique lo contrario por el fabricante del grupo electrógeno.

Ejemplos de aplicación:

- ❖ Lugares e instalaciones en donde se necesita la generación de energía en sitio o adicional a al servicio de electricidad.
- ❖ Programa de recorte de picos "peak shaving".

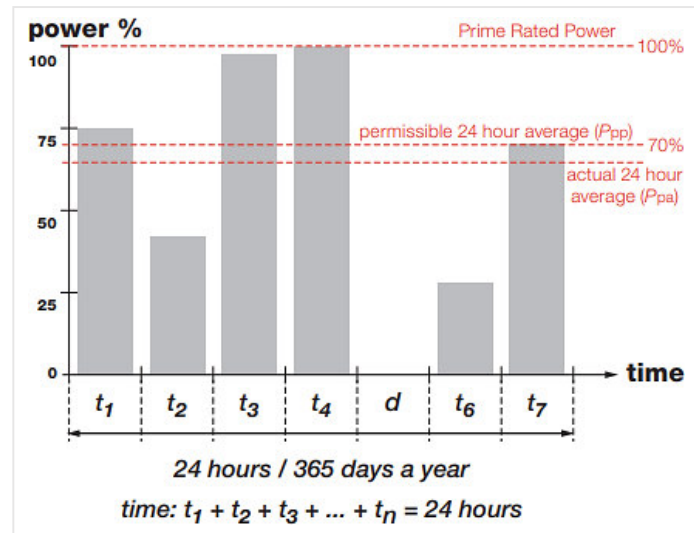


Figura 45. Prime rated Power.

Fuente: Kaderbhai, 2013.

C. Limited-Time Power (LTP) – Potencia de Tiempo Limitado

La norma ISO 8528-1 define la calificación Limited Time Power como la máxima potencia que un grupo electrógeno es capaz de proporcionar hasta por 500 horas de funcionamiento por año, en función a condiciones e intervalos de mantenimiento aprobados por el fabricante del grupo electrógeno. La calificación de Limited Time Power es típicamente usado en aplicaciones de carga constante e interrumpible, reducción de carga, recorte de picos y otras aplicaciones que normalmente involucran una operación en paralelo con la red comercial y donde el tiempo de ejecución del grupo electrógeno anual está predeterminado para no exceder las 500 horas.

Ejemplos de aplicación:

- ❖ Centrales Eléctricas de carga base (carga constante, con una operación no superior a las 500 horas de operación por año).

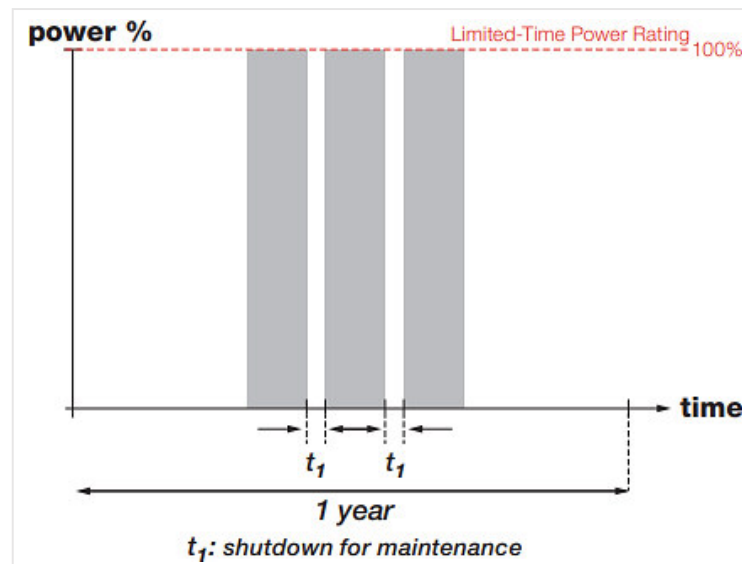


Figura 46. Limited Time Power

Fuente: Kaderbhai, 2013.

D. Continuous Operating Power (COP) – Potencia de Operación Continua

La norma ISO 8528-1 define la clasificación *Continuous Operating Power* como la Potencia máxima que un grupo electrógeno es capaz de proporcionar de manera constante para un número ilimitado de horas de operación por año, bajo condiciones de operación e intervalos de mantenimiento aprobados por el fabricante del grupo electrógeno.

Esta calificación comúnmente conocida como la calificación "Continua".

Ejemplos de aplicación:

- ❖ Centrales Eléctricas de carga base (carga constante, tiempo de operación anual ilimitado).

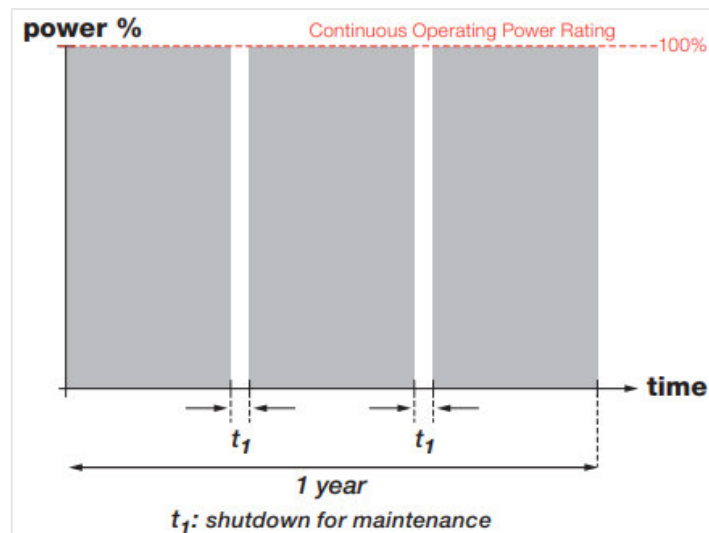


Figura 47. Continuous Operating Power.

Fuente: Kaderbhai, 2013.

Modos de funcionamiento de los Grupos Electr6genos

A. Operaci3n Aislada

Los grupos electr6genos se encuentran acoplados el6ctrica mente conformando una sola fuente y alimentando la carga. En este modo la red comercial no se encuentra presente, por tal motivo los generadores el6ctricos son los que determinan el valor de la tensi3n y frecuencia del sistema.

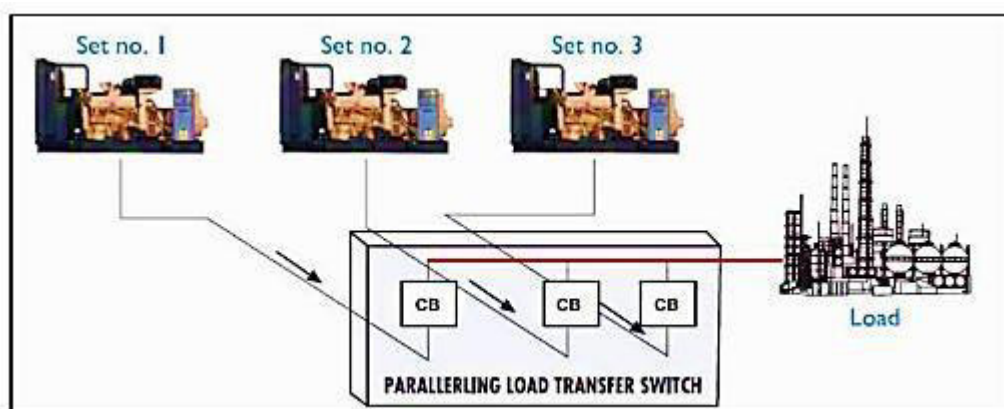


Figura 48. Operaci3n de grupos electr6genos acoplados a una carga.

Fuente: Illesca, 2019.

B. Operación en red infinita (paralelo)

El grupo electrógeno se encuentra acoplado a la red la cual impone el voltaje y frecuencia de sincronismo, el operador fija el porcentaje de potencia entregada por el generador variando la frecuencia para la potencia activa y la corriente de excitación por medio del AVR para la potencia reactiva. Para poner en paralelo el grupo electrógeno con la red se requiere de un control de sincronismo el cual permita tener el control del interruptor de la red y del generador como se observa en la figura, donde se muestra tres grupos electrógenos acoplados con la red por un sistema de transferencia, los cuales se encuentran sincronizados en referencia al voltaje y frecuencia.

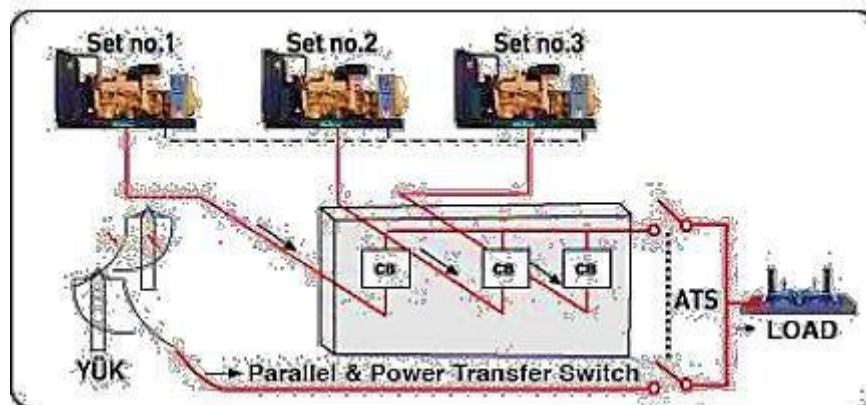


Figura 49. Operación de grupos electrógenos en paralelo con la red comercial.

Fuente: Illesca, 2019.

Para evitar el daño de los generadores y pérdida de potencia se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- ❖ Voltaje o Tensión de los generadores deben ser iguales.
- ❖ Frecuencias iguales.
- ❖ Secuencia de fase iguales.
- ❖ Diferencia angular iguales.

3.11. Bases teóricas

Para la presente investigación, se plantea aplicar la estrategia peak shaving a través de un sistema de autogeneración para la optimización de los costos de energía. A continuación, describiremos la regulación aplicable y los atributos que conllevan contar una propia fuente de producción de energía para realizar peak shaving.

3.11.1. *Regulación aplicable al esquema de autogeneración*

La autogeneración, autoproducción o autoconsumo de electricidad, es el proceso por el cual un sujeto genera energía eléctrica para atender sus propias necesidades de consumo. Bajo este esquema, un mismo sujeto es propietario de la electricidad que luego consume. En la medida que se trata de energía de propiedad de quien la consume, este tipo de abastecimiento no requiere de la celebración de un contrato de compraventa de electricidad o Power Purchase Agreement “PPA”.

Si bien en el mercado peruano no existe regulación expresa sobre la materia, a criterio de la autoridad sectorial, la autogeneración se define en términos de los sujetos involucrados en la generación y el posterior consumo de la electricidad generada. En tal sentido, únicamente estaremos ante un supuesto de autogeneración cuando quien es el titular de la electricidad generada, es el mismo sujeto que la consume.

La autogeneración puede realizarse bajo dos modalidades:

- (i) Autogeneración aislada: los activos de generación no están conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (“SEIN”) por lo que el usuario se abastece exclusivamente de electricidad autogenerada.
- (ii) Autogeneración en paralelo: los activos de generación están conectados al SEIN por lo que el usuario se abastece tanto de electricidad autogenerada como del suministro del SEIN.

Esta última distinción resulta relevante pues únicamente la autogeneración en paralelo deberá cumplir con la normativa aplicable referida a la calidad del suministro establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM (“NTCSE”) y a la operación el tiempo real del SEIN conforme a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real aprobada por Resolución directoral N° 014-2005-EM/DGE (“NTCOTR”)

En todo caso, la producción de energía bajo un esquema de autogeneración no exime al titular del cumplimiento de las obligaciones frente a las diversas autoridades que regulan su operación tales como el Ministerio de Energía y Minas (“MINEM”) en relación al cumplimiento de las obligaciones como titular de una concesión o autorización de generación, ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“OSINERGMIN”), respecto al cumplimiento de sus obligaciones como concesionario de generación, medidas de seguridad, entre otras conforme a lo regulado en la Ley de Concesiones Eléctricas aprobada por Decreto Ley N° 25844 así como sus normas reglamentarias y complementarias.

3.11.2. Atributos del esquema de autogeneración

a) Ahorro en peajes de transmisión respecto de la demanda atendida bajo esquema de autogeneración

Considerando que los activos de generación están conectados directamente al sistema de utilización⁷ del usuario autogenerador sin hacer uso de elementos propios de la red de transmisión o distribución, entonces el usuario no tendrá que remunerar infraestructura de transmisión ni distribución respecto de la demanda atendida bajo un esquema de autoproducción.

En efecto, la autogeneración será considerada como menor demanda del cliente desde el SEIN. La demanda que el usuario deje de consumir de su

⁷ El sistema de utilización es un conjunto de instalaciones destinado a llevar energía eléctrica suministrada a cada usuario, desde el punto de entrega hasta los diversos artefactos eléctricos en los que se produzca su transformación en otras formas de energía. (Código Nacional de electricidad – Utilización 2006 aprobado por Resolución Ministerial N° 037-2006-EM/DM)

suministrador por causa del consumo de la electricidad autogenerada no se considerará como un retiro del sistema asignado a su suministrador. En tal sentido, el cliente no tendrá que efectuar pago alguno por concepto de Peaje de Conexión al sistema principal o garantizado de transmisión, por peajes por los sistemas secundario o complementario de transmisión por la energía producida por la unidad que opera bajo el esquema de autogeneración. En esa línea, tampoco tendrá que asumir los sobrecostos correspondientes a los distintos cargos adicionales incorporados a dichos peajes por la regulación vigente.

Sobre esto último, al día de hoy, el Peaje de Conexión tiene asociados una serie de cargos que no remuneran el servicio de transmisión propiamente dicho, pero sirven como instrumento de recaudación de ingresos destinados a distintos fines.

Si bien estos cargos han respondido a situaciones excepcionales derivadas de la falta de generación suficiente para cubrir la demanda y los problemas de congestión en las redes eléctricas que actualmente aquejan al SEIN, la continuidad de los mismos y la creación de nuevos cargos es un escenario probable. Por ello, la autogeneración mitiga el riesgo regulatorio del incremento del peaje principal y, por tanto, existirá mayor predictibilidad en el costo del suministro eléctrico.

b) Ahorro en peajes de transmisión respecto de la demanda atendida desde el SEIN

El uso de la autogeneración para la optimización del consumo de electricidad encuentra su razón de ser en la regulación aplicable al pago de peajes de transmisión principales y secundarios.

La LCE estableció que las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión están sujetas a regulación de precios por parte del OSINERGMIN, tanto para las ventas a usuarios regulados como a usuarios libres.

Antes de que entre en vigencia de la Ley de Generación Eficiente, aprobada por Ley N° 28832 ("LGE"), la LCE estableció que el SEIN se componía de dos clases de instalaciones de transmisión de electricidad:

(i) Las instalaciones calificadas como parte del Sistema Principal de Transmisión (“SPT”).

(ii) Las instalaciones calificadas como parte del Sistema Secundario de Transmisión (“SST”).

Al entrar en vigor, la LGE introdujo dos nuevas clases de instalaciones de transmisión de electricidad:

(i) las instalaciones calificadas como parte del Sistema Garantizado de Transmisión (“SGT”).

(ii) las instalaciones calificadas como parte del Sistema Complementario de Transmisión (“SCT”).

Para cada una de las referidas instalaciones se establece una regulación particular en lo referente tanto a su calificación, como a la determinación de la remuneración (compensaciones y peajes) aplicables por el uso de dichas instalaciones a favor de sus titulares, así como a la identificación de la responsabilidad del pago de dicha remuneración.

En caso de las instalaciones SPT/SGT, los usuarios están obligados a cubrir los costos asociados a la disponibilidad de dicha infraestructura de transmisión a través del pago de un Peaje de Conexión el cual es recaudado por sus respectivos suministradores. El pago de peajes SPT/SGT se realiza en función de la demanda de potencia del cliente respectivo coincidente con la máxima demanda de potencia mensual del SEIN. Así, la recaudación por Peajes de Conexión para un generador será la suma del producto de la máxima demanda de potencia entregada a todos sus clientes en el momento de la máxima demanda mensual del SEIN por el Peaje de Conexión unitario.

En tal sentido, considerando que el pago efectivo del Peaje de Conexión es asignado por el COES mensualmente, atribuyéndolo según la demanda de cada cliente coincidente con la máxima demanda mensual del SEIN, si un usuario reduce su demanda del SEIN en horas de punta, ello tendrá efectos directos en el ahorro del Peaje de Conexión pues al disminuir su demanda coincidente corresponderá que asuma un menor Peaje de Conexión. Esto es denominado como “peak shaving”, como se le conoce al proceso de reducir

la cantidad de electricidad comprada desde el SEIN durante las horas de mayor demanda cuando los costos son mayores.

En el caso de las instalaciones SST/SCT, los usuarios ubicados en un área de demanda respectiva están obligados a cubrir los costos asociados a la disponibilidad de la infraestructura de transmisión ubicada en dicha área. El pago que realizan los consumidores se denomina “peaje” y se aplica como un cargo por unidad de energía consumida mensualmente según el nivel de tensión de los retiros respectivos.

Son los suministradores los obligados a recaudar los respectivos peajes y a transferirlos a los titulares de instalaciones de transmisión del área de demanda correspondiente. Tal como indicamos, el monto de dichos peajes es asumido por la demanda en función de la energía retirada del SEIN.

Así, en la medida que la autogeneración implica la reducción de la electricidad consumida desde el SEIN, los pagos por peajes SST/SCT se reducirán en la medida que se consuma una mayor cantidad de electricidad autogenerada. De esa forma, la autogeneración tiene un efecto directo en la reducción de costos de transmisión SST/SCT.

c) Mitigación de riesgo de mercado

La autogeneración permite mitigar riesgos de mercado que implicarían serios sobrecostos para el suministro al usuario cuya probabilidad de ocurrencia sería minimizada.

En efecto, en caso de ocurrencia de eventos de congestión de las instalaciones de transmisión de electricidad, así como la congestión o interrupción de suministro de gas natural para generación eléctrica en la Red Principal (según esta es definida en la Ley N° 27133), el costo de la energía (costo marginal de corto plazo) podría aumentar lo que, a su vez, impactaría en el costo de compra del usuario de electricidad desde el SEIN.

Si el usuario tiene a su disposición energía autogenerada, en caso de ocurrir situaciones como las descritas, la demanda de energía del usuario sería

atendida con su propia capacidad de generación, reduciéndose la exposición a los riesgos de mercado.

Finalmente, el usuario tendrá una menor exposición al racionamiento de energía. En efecto, conforme a la NTCOTR, el servicio eléctrico se raciona cuando la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el SEIN, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipos, caudales bajos o escasez de combustibles, entre otros.

Así pues, de preverse déficit de oferta en el SEIN, el COES elaborará los programas de operación de las unidades que lo conforman considerando programas de racionamiento. El racionamiento se efectuará privilegiando el abastecimiento del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad, determinándose el porcentaje de racionamiento que les corresponde a los demás agentes del SEIN, teniendo en cuenta que las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio, las mismas que serán determinadas por el OSINERGMIN. Cabe indicar que, si un titular de distribución o un cliente libre no cumpliera con acatar el programa de racionamiento establecido por el COES, este podrá disponer la desconexión de las cargas involucradas e informar de tales hechos al OSINERGMIN.

Teniendo en cuenta lo anterior, la menor demanda del usuario desde el SEIN a consecuencia de la autogeneración tendrá como consecuencia que el perfil de carga del usuario para efectos de los programas de racionamiento o rechazos de carga que establezca el COES, sea equivalente al saldo resultante de la energía consumida en horas de punta y fuera de punta y la electricidad autogenerada. Por tanto, cualquier disposición referida a racionamiento o rechazos de carga no considerará a la energía autogenerada.

3.12. Definición de términos

Carga Instalada

Es la adición de las potencias nominales de los equipos que se encuentran conectados en una determinada área de una instalación y comúnmente se expresa en kVA o kW (Castro, 2017).

Costo Marginal de Energía

Es el costo de producción de una unidad adicional de energía usando la central más barata que tenga capacidad disponible (Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, 2008).

Curva de Carga

Representa el comportamiento de la demanda a lo largo de un periodo de tiempo: anual, mensual, semanal, diario (Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, 2008).

Demanda Eléctrica

Es la potencia requerida por un sistema o instalación, promediado en un período de tiempo específico. Generalmente los períodos de demanda empleados son: 15, 30 y 60 minutos y está expresada en kW o kVA, a un factor de potencia determinado (Castro, 2017).

Demanda Promedio $\bar{D}$

Es la demanda equivalente en un intervalo de tiempo definido, que puede ser día, semana, mes o año (Castro, 2017).

$$\bar{D} = \frac{\text{Energía Total en el Periodo}}{\text{Duración del Periodo}}$$

Demanda Coincidente

Demanda de potencia durante el Intervalo de Punta del Mes, correspondiente a:

1. Consumo de clientes de los Participantes Generadores, medida en los respectivos puntos de suministro.
2. Consumos en el MME⁸ de participantes Distribuidores o Participantes Grandes Usuarios, medidos en las Barras donde empiezan sus instalaciones.
3. Consumos de los Retiros No Declarados asignados en la Liquidación de Valorización de las Transferencia de Energía Activa. (COES, 2019)

Despacho

Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del Sistema (COES, 2019).

Energía (E)

Mide el uso de la potencia en el tiempo, se mide en kilovatios-hora (kWh) y se define como: $E \equiv P \times t$ (Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, 2008).

Factor de Carga (FC)

Es un indicador de la eficiencia en el consumo en un sistema eléctrico, definido como la demanda promedio de potencia en un período entre la máxima demanda del mismo (Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, 2008).

$$FC = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}}$$

⁸ Mercado Mayorista de Electricidad, Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 181-2017-OS/CD.

Factor de Planta (*FP*)

Es un indicador del uso de la capacidad efectiva de una central de generación, definido como la ratio de la producción promedio en un periodo entre la potencia instalada de la central (Villanueva, 2010).

$$FP = \frac{Potencia\ Promedio}{Potencia\ Instalada}$$

Factor de Demanda (*FD*)

Es la relación que se obtiene entre la máxima demanda y la carga instalada (Castro, 2017).

$$FD = \frac{Demanda\ Máxima}{Carga\ Total\ Instalada}$$

Intervalo de Punta del mes

Intervalo de 15 minutos en el que se produce la Máxima Demanda Mensual registrada a nivel de generación en Horas Punta definidas por el Ministerio de Energía y Minas, en aplicación del literal e) del artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (COES, 2019).

Máxima Demanda

Es la máxima demanda que se tiene en un sistema o en una instalación, durante un intervalo de tiempo específico (Castro, 2017).

Máxima Demanda Mensual

Suma de las demandas coincidentes de potencia de los clientes para el intervalo de 15 minutos en que se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación (COES, 2019).

Potencia (P)

Es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico o realizar una acción. Se mide en vatios o watts (W). Se define como la intensidad de corriente (I) por la tensión (V): $P \equiv V \times I$. Se suelen utilizar los siguientes múltiplos: 1000 W = 1 kW (kilovatio o kilowatt), 1000 kW = 1 MW (Megawatt), 1000 MW = 1 GW (Gigawatt) (Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, 2008).

Potencia Activa

Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Las diferentes cargas eléctricas existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, luminosa, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos (Linares, 2010).

Potencia Reactiva

Esta potencia no tiene el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos y es la utilizada para la formación de campos magnéticos y eléctricos. Fuentes comunes de potencia reactiva son los generadores y capacitores. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil (Linares, 2010).

Potencia Aparente

La potencia aparente (también llamada compleja) de un circuito eléctrico de corriente alterna es la suma vectorial de la energía que disipa dicho circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo (Potencia activa P) y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos que demanda algunas máquinas inductivas (Potencia reactiva Q) (Linares, 2010).

Factor de Potencia (FP)

Es un término usado para determinar la cantidad de energía eléctrica que se ha transformado en trabajo. Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente (Linares, 2010).

$$FP = \frac{P}{S}$$

Donde:

P: Potencia Activa

S: Potencia Aparente

4. HIPÓTESIS Y VARIABLES

4.1. Formulación de hipótesis general y específicas

4.1.1. Hipótesis General

Es posible determinar de qué manera la estrategia peak shaving influye en la optimización de los costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura.

4.1.2. Hipótesis Específicas

1. Es posible determinar que estrategias son utilizadas para la optimización de costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura.
2. Es posible determinar cómo optimizar los costos de energía mediante la implementación de la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura.
3. Es factible determinar en qué medida se reducen los costos de energía, con la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura.

4.2. Variables

4.2.1. Variable Independiente

Estrategia Peak Shaving.

4.2.2. Variable Dependiente

Costos de energía.

5. MATERIALES Y MÉTODOS

5.1. Área de estudio y descripción de la Planta Industrial

La Planta Industrial de Manufactura, objeto de estudio de la presente investigación, es una empresa dedicada principalmente a la fabricación y creación de envases y embalajes de plástico. Está ubicada en el distrito de Lurín, Lima, Perú; y para fines de optimizar sus operaciones, requiere implementar una solución de autogeneración de energía eléctrica en sus instalaciones.

La ubicación cuenta con las siguientes coordenadas georreferenciales:

Cuadro 16. Coordenadas georreferenciales.

Fuente: Elaboración propia.

Punto	Latitud	Longitud
A	12°16'48.87"S	76°52'34.05"O
B	12°16'45.10"S	76°52'31.53"O
C	12°16'47.86"S	76°52'28.24"O
D	12°16'51.27"S	76°52'31.14"O



Figura 50. Vista satelital de la Planta Industrial de Manufactura.

Fuente: Google Earth, 2021

La fábrica es un Usuario Libre de electricidad, cuyo suministrador de energía eléctrica es la empresa Generadora Atria Energía S.A.C., quien ha puesto a disposición del cliente, en el Punto de Suministro la Potencia Contratada que se muestra a continuación:

Cuadro 17. Potencia contratada Surpack S.A.

Fuente: Elaboración propia.

	Potencia Contratada HP (kW)	Potencia Contratada HFP (kW)	Potencia Mínima Facturable (kW)
Suministro	3,000	3,000	2,100

El cliente se conecta al SEIN mediante las redes eléctricas de la distribuidora Luz del Sur S.A.A., a través del alimentador “L-22” de la S.E.T. Lurín y hace su transferencia de energía en la Barra de San Juan 220 kV, propiedad de la empresa ISA REP.

Se cuenta con un servicio de suministro energético con un voltaje de entrada de 22.9 kV y que mediante una subestación de transformación se reduce a 480 voltios.

5.2. Diseño de investigación

El presente trabajo de Investigación es no experimental, transversal, descriptiva y correlacional.

5.3. Población y muestra

5.3.1. Población

La población del presente trabajo de investigación está conformada por empresas de manufactura, las cuales tienen una calificación de Usuario Libre (potencia eléctrica contratada mayor a 250 kW y menos a 10 MW.).

Asimismo, el estudio es válido para instalaciones que cuenten con suministro de Gas Natural o se encuentren dentro de una zona de concesión de distribución del combustible gaseoso.

5.3.2. Muestra

Empresa Surpack S.A, dedicada principalmente a la fabricación y creación de envases y embalajes de plástico, ubicada en el distrito de Lurín, provincia y departamento de Lima, Perú.

5.4. Procedimientos, Técnicas e instrumentos de recolección de información

5.4.1. Monitoreo de cargas y máxima demanda registrada

El monitoreo de cargas es indispensable ya que en el mismo se registran los comportamientos de consumo y demanda de carga en las diferentes etapas u horas del día.

En el caso del presente estudio, la Planta Industrial tiene una Potencia Contratada de 3000 kW. Sin embargo, se realizó un estudio de perfil de carga, analizando la información del medidor de consumo de energía, en donde se registra la magnitud de Potencia y Energía tomada por períodos de 15 minutos. El periodo de estudio consistió un intervalo de doce (12) meses, comprendidos entre Julio de 2016 y Junio de 2017.

Cuadro 18. Cuadro de cargas de la Planta Industrial

Fuente: Elaboración propia.

Ítem	Descripción	Cantidad	Potencia Instalada (kW)	Factor de Demanda	Demanda Máxima (kW)
1	Extrusora Bausano	1	170.30	0.80	136.24
2	Extrusora Omipa	1	245.40	0.80	196.32
3	Chiller Dunham Bush N° 01	1	108.00	0.80	86.40
4	Extrusora Anfu 1	1	80.10	0.80	64.08
5	Peletizadora N° 01	1	86.70	0.80	69.36
6	Iluminación Impresión / Troqueles	1	88.50	0.80	70.80
7	Extrusora Anfu 2	1	72.40	0.80	57.92
8	Planta de Tratamiento	1	3.20	0.80	2.56
9	Extrusora Leader	1	200.30	0.80	160.24
10	Bombas de Sum. Agua fría / Extrusoras	1	23.30	0.80	18.64
11	Compresores GA55VSD	1	73.20	0.80	58.56
12	Molino Leader	1	42.30	0.80	33.84
13	Troquel Bobst V-160 - N° 6	1	46.00	0.80	36.80
14	Compresora GA55 +FF	1	116.90	0.80	93.52
15	Mezcladoras	1	11.20	0.80	8.96
16	Peletizadora N° 03	1	141.90	0.80	113.52
17	Impresoras: 1,2,5,6,8,9,12,13 / Troqueles: 1,4,5	1	81.70	0.80	65.36
18	Impresoras 3,4,10,11	1	117.30	0.80	93.84
19	SPK	1	33.30	0.80	26.64
20	Oficinas	1	50.10	0.80	40.08
21	Bombas de Sum. Agua fría a Strech Film 2,3,4	1	7.00	0.80	5.60
22	Rebobinadoras	1	7.70	0.80	6.16
23	Inyector de aire	1	3.30	0.80	2.64
24	Strech Film N° 04	1	62.40	0.80	49.92
25	Burbupack	1	71.10	0.80	56.88
26	Extrusora nueva ANFU	1	450.00	0.80	360.00
27	Molinos	1	87.00	0.80	69.60
28	Peletizadora Wood Plastic	1	20.10	0.80	16.08
29	Colines	1	630.00	0.80	504.00
30	Chiller Dunham Bush N° 02	1	108.00	0.80	86.40
TOTAL			3238.70		2590.96

Cuadro 19. Análisis de Demanda de Energía y Potencia.

Fuente: Elaboración propia.

Mes	Energía (MW.h)	P. Max HP (kW)	P. Max HFP (kW)	P. Promedio (kW)	P. Coincidente (kW)
Jul-16	1,312.24	2,172.87	2,259.26	1,764.35	1,690.24
Ago-16	1,461.93	2,483.19	2,506.06	1,964.97	1,936.87
Set-16	1,431.73	2,419.46	2,414.02	1,988.52	1,918.12
Oct-16	1,576.27	2,517.23	2,597.07	2,118.64	2,159.98
Nov-16	1,612.32	2,611.61	2,608.27	2,239.33	1,947.05
Dic-16	1,387.04	2,490.80	2,552.73	1,864.30	2,226.57
Ene-17	1,472.23	2,550.63	2,601.06	1,978.80	2,061.04
Feb-17	1,427.96	2,604.24	2,600.93	2,124.94	2,236.56
Mar-17	1,469.24	2,429.04	2,518.91	1,974.79	2,168.50
Abr-17	1,416.81	2,367.68	2,490.17	1,967.80	2,269.24
May-17	1,442.64	2,419.79	2,457.03	1,939.03	1,824.63
Jun-17	1,359.60	2,380.91	2,367.28	1,888.33	2,142.91
Máximos Valores Registrados	1,612.32	2,611.61	2,608.27	2,239.33	2,269.24

En las siguientes figuras, se describen gráficamente los perfiles de Demanda y Energía eléctrica en el periodo señalado.

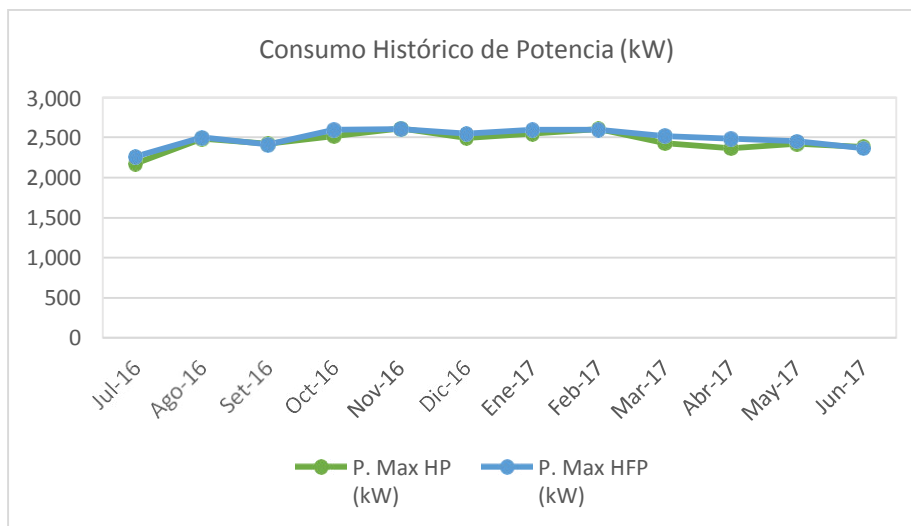


Figura 51. Registro de Potencia en las HP y HFP.

Fuente: Elaboración propia.

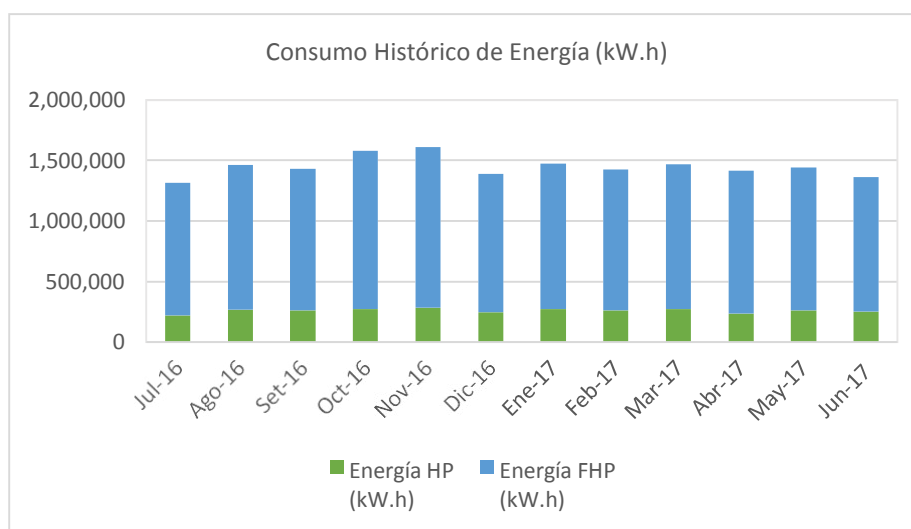


Figura 52. Registro de Energía en HP y HFP por mes.

Fuente: Elaboración propia.

De la misma manera y con la finalidad de tener un mayor grado de detalle en la investigación, se estudió el perfil de carga de un mes típico de consumo de la planta, esto permitió ver el tipo de usuario industrial materia de análisis.

Para el fin descrito, se muestra el perfil de carga del Usuario Industrial de Manufactura, correspondiente a los días del mes de agosto de 2017.

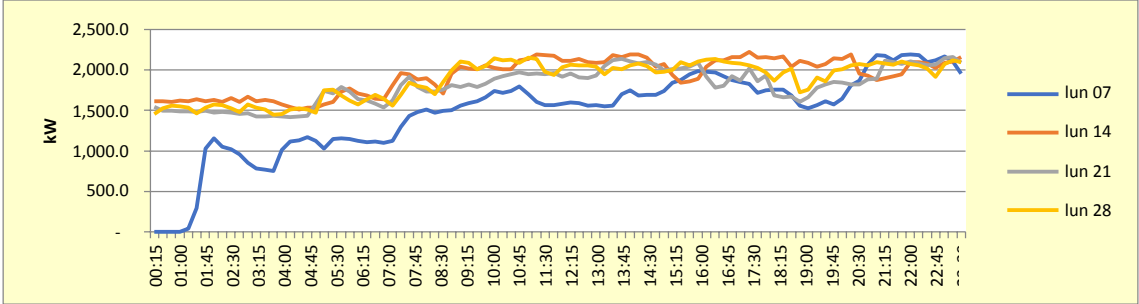


Figura 53. Perfil de carga del usuario libre, lunes de agosto de 2017.

Fuente: Elaboración propia.

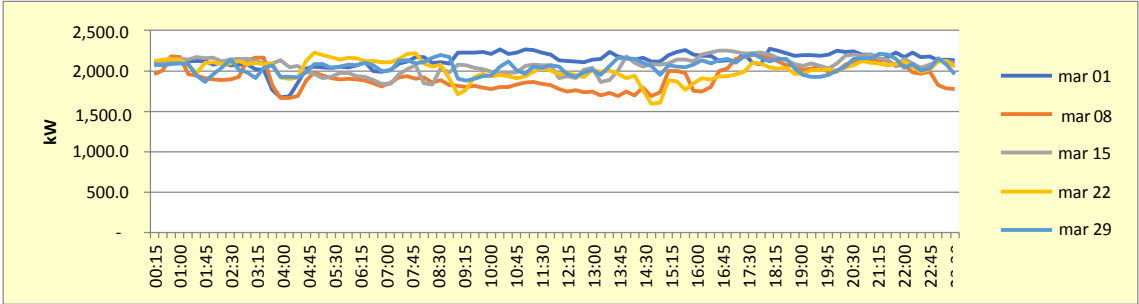


Figura 54. Perfil de carga del usuario libre, martes de agosto de 2017.

Fuente: Elaboración propia.

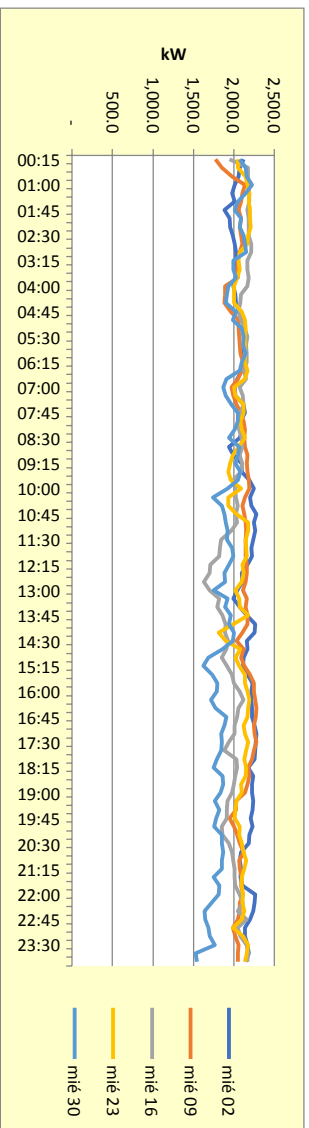


Figura 55. Perfil de carga del usuario libre, miércoles de agosto de 2017.

Fuente: Elaboración propia.

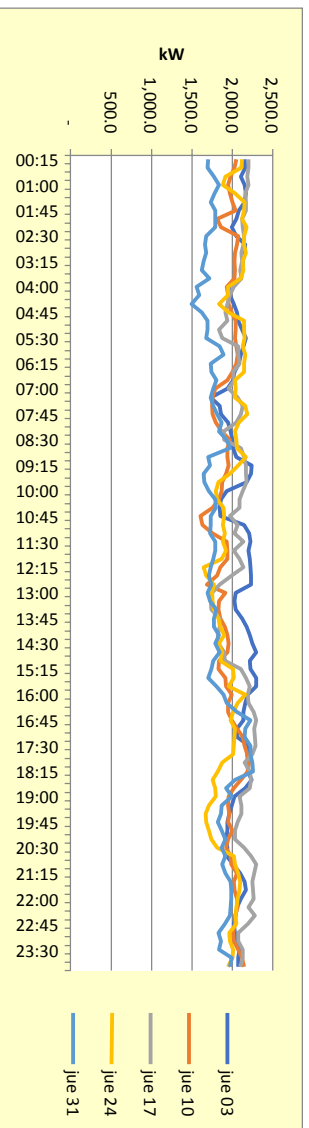


Figura 56. Perfil de carga del usuario libre, jueves de agosto de 2017.

Fuente: Elaboración propia.

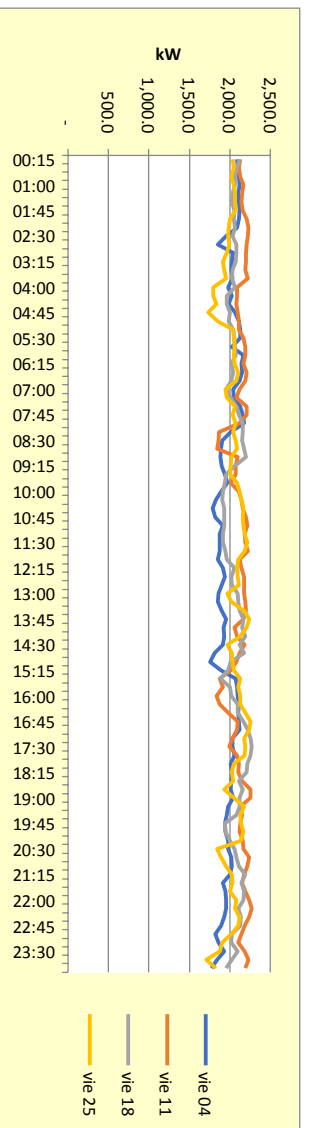


Figura 57. Perfil de carga del usuario libre, viernes de agosto de 2017.

Fuente: Elaboración propia.

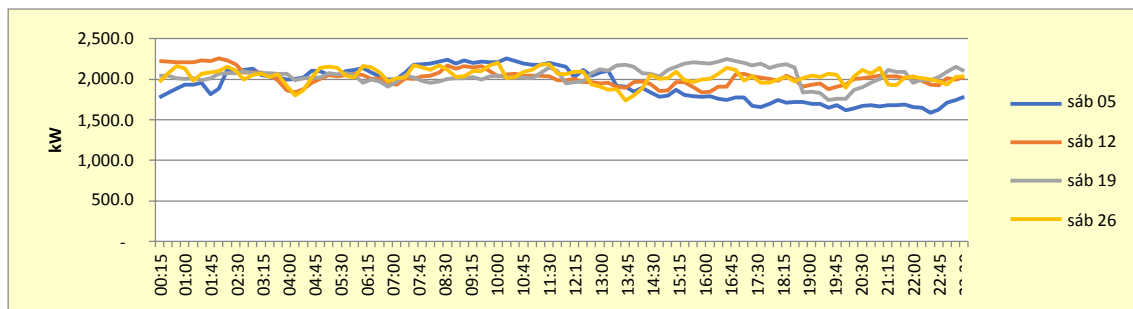


Figura 58. Perfil de carga del usuario libre, sábados de agosto de 2017.

Fuente: Elaboración propia.

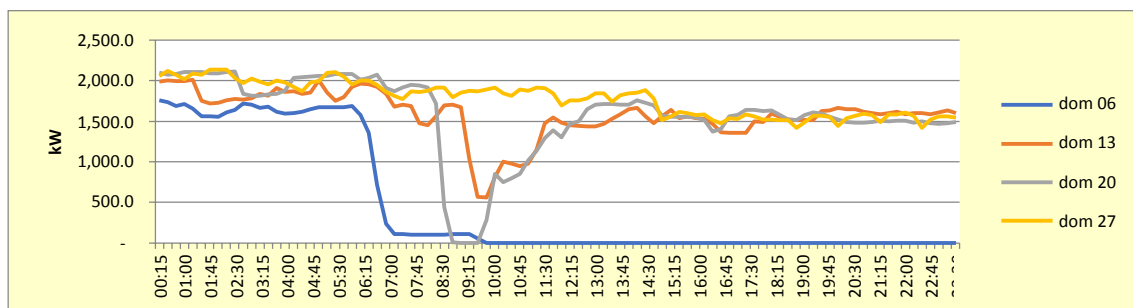


Figura 59. Perfil de carga del usuario libre, domingos de agosto de 2017.

Fuente: Elaboración propia.

En base a la teoría descrita en el Marco Teórico, el Usuario Libre protagonista del análisis, pertenece a la categoría de “Uso permanente”, pues, es un consumidor que mantiene su operación de manera constante a lo largo de los días de la semana.

Luego de los estudios realizados, se determinó que la Planta Industrial de Manufactura, necesitaría de una fuente de generación de aproximadamente 2600 kW para satisfacer su demanda de consumo de energía y potencia eléctrica.

5.4.2. Especificaciones y Requerimiento Técnico de las Central de Autogeneración

Consideraciones de Operación

A. Condiciones ambientales

Todos los equipos y materiales serán adecuados para operar en áreas con las siguientes características:

- ❖ Altitud : Menor a 500 msnm
- ❖ Temperatura máxima : 35 °C
- ❖ Temperatura mínima : 12 °C
- ❖ Grado de contaminación : Alta (Según IEC)
- ❖ Tipo de instalación : Intemperie

Condiciones sísmicas

- Aceleración horizontal : 0.5 g
- Aceleración vertical : 0.3 g
- Frecuencia : 0 ~ 10 Hz

B. Condiciones del Sistema Eléctrico

Los equipos serán diseñados para operar sistemas eléctricos con las siguientes características:

- ❖ Tensión nominal : 22.9 kV 480 V
- ❖ Tensión de operación máxima : 24.0 kV 500 V
- ❖ Tipo de sistema : Neutro a tierra Neutro aislado
- ❖ Frecuencia nominal : 60 Hz 60 Hz
- ❖ Nivel de cortocircuito (3Ø) : 4.0 kA 40.0 kA
- ❖ Circuitos de protección y medida
 - Tensión : 110 V NA
 - Corriente : 5.0 A NA
- ❖ Servicios auxiliares disponibles
 - Corriente AC, 60 Hz : 220 V, 1Ø NA
 - Corriente CC : 24 V NA

Descripción de las Instalaciones

- ❖ El suministro de energía a la planta será de 2572 kWe (considerando los consumos de los auxiliares y pérdidas) con un factor de potencia (fdp) de 0.90 en atraso. Actualmente, la planta industrial de SURPACK tiene un fdp promedio anual de 0.94.
- ❖ El punto de suministro será la barra 22.9 kV de la S.E. N°1, donde también se encuentra la acometida del suministro de Luz del Sur. Para esto, se tendrá un transformador elevador que conecte las unidades de generación de 480 V a la barra 22.9 kV.
- ❖ El suministro eléctrico auxiliar, tanto para las unidades de generación como para las instalaciones de conexión, se tomarán de la red existente, desde los bornes 480 V del transformador que estará permanentemente energizado desde el lado 22.9 kV.

Conexión Eléctrica

El alcance se inicia en los bornes de los tableros generales de las unidades de generación térmica, hasta la conexión a la barra 22.9 kV existente; incluyendo, además, todas aquellas instalaciones necesarias para la correcta operación de estas, como son: puesta a tierra, servicios auxiliares, y circuitos de comunicación hasta el modem para comunicación externa.

El transformador elevador será del tipo distribución, con cajuelas que cubrirán los bornes y las acometidas de los cables.

Las señales de alarma y disparo de los dispositivos de protección interna del transformador serán concentrados en el relé de protección del lado 22.9 kV; quien procesará las ordenes de alarma y disparo de los interruptores 480 V y del interruptor 22.9 kV.

En el lado de conexión en 22.9 kV se instalará una celda con interruptor automático que actuará por acción de los relés de sobrecorriente a instalarse en esta celda; y por las señales de disparo que pueda recibir desde los dispositivos de protección interna del transformador elevador.

- ❖ El suministro eléctrico auxiliar para las instalaciones de conexión se tomará de la red existente, desde los bornes 480 V del transformador que estará permanentemente energizado desde el lado 22.9 kV.
- ❖ Para el suministro 480 VAC se instalará un tablero de Servicios Auxiliares, uso intemperie, que se ubicará en el área del transformador elevador.
- ❖ Se prevé un suministro de corriente continua en 24 VCC para la alimentación del: relé de protección, medidor de energía, modem de comunicación, bobina de disparo del interruptor y cuadros de alarma que los tableros MT puedan requerir. Asimismo, la carga de los resortes del interruptor MT será con 480 o 220 VAC.
- ❖ No se consideran instalaciones de alumbrado exterior de la subestación elevadora. Sin embargo, se proveerá un transformador de 500 VA – 480/230 V monofásico, para tomacorrientes de luz piloto, herramienta y otros.
- ❖ Se implementará un sistema de puesta a tierra para protección del personal y de las instalaciones, la que deberá incluir además de las instalaciones de conexión, la correspondiente a las unidades de generación térmica.
- ❖ El diseño de la puesta a tierra se efectuará en base a las recomendaciones del IEEE Std 80, pero considerando que la resistencia de puesta a tierra no podrá ser mayor 5.0 Ohm.
- ❖ Para las celdas MT, debido a su ubicación física propuesta, se utilizará el sistema de tierra existente reforzándolo con un pozo de tierra adicional cercana a las celdas.
- ❖ Cerco metálico para el área del transformador elevador y donde también se instalarán tableros de BT, de 2.20 m de altura y puerta de acceso con chapa, llave y candado.
- ❖ Ningún cable estará expuesto. Los cables de BT se instalarán en bandejas metálicas con tapas, y los cables MT irán en una red de ductos enterrados y buzones con tapas de concreto.
- ❖ El transformador y tableros se instalarán a una distancia mayor a los 10.00 m del punto de las instalaciones de gas.

5.4.3. Datos y Características del Sistema de Autogeneración

El Sistema de Autogeneración para “peak shaving”, estará conformada por dos unidades de generación de la marca Guascor® y modelo HGM 560 90/55. Cada unidad estará compuesta de un motor a gas natural con 16 cilindros en “V”, ciclo Otto de cuatro tiempos con sistema de encendido electrónico por chispa, turboalimentado y post-enfriado, acoplado directamente a un generador de imán permanente y sin escobillas.

A continuación, se muestran los datos técnicos de las Unidades de Generación:

Cuadro 20. Datos técnicos de las Unidades de Generación Guascor HGM 560 90/55.

Fuente: Elaboración propia.

Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1	POTENCIA ELÉCTRICA		
1.1	Potencia eléctrica de placa	kWe	1307
1.2	Potencia eléctrica neta	kWe	1286
2	EFICIENCIA		
2.1	Eficiencia mecánica	%	42
2.2	Eficiencia total	%	40.7
3	REVOLUCIONES		
3.1	Revoluciones de la unidad de generación	rpm	1800
4	TENSIÓN		
4.1	Tensión del generador	V	460
5	PESO		
5.1	Peso de la unidad de generación en seco	Kg	11735
6	PRESIÓN EFECTIVA PROMEDIO		
6.1	Presión efectiva promedio de la unidad de generación	Bar	16.1
7	TASA DE CALOR		
7.1	Tasa de calor de la unidad de generación	BTU/kWh _e	9323

5.4.4. Conexión de Gas Natural y Consumo de combustible

Para el suministro de gas natural al sistema de autogeneración, es necesario implementar:

- ❖ Estación de Filtración y Medición Primaria (EFMP)
- ❖ Equipo de Medición Fiscal
- ❖ Sistema de Tuberías Internas
- ❖ Estaciones de Regulación Secundaria (ERS)

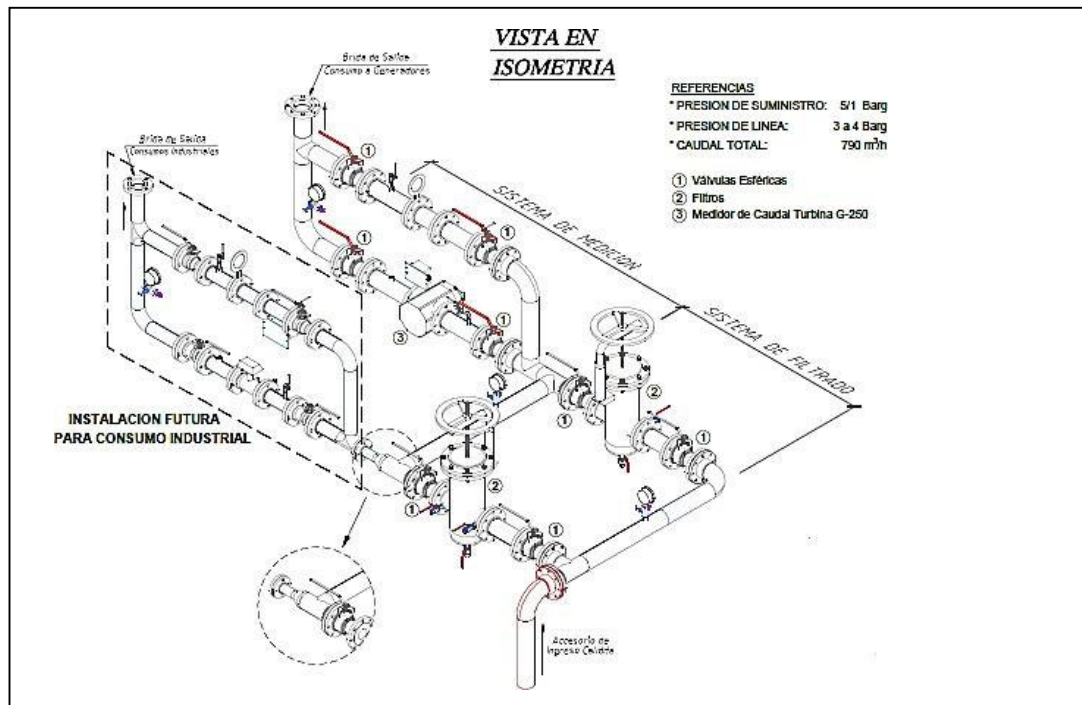


Figura 60. Esquema de Estación de Filtración y Medición Primaria de suministro de gas natural.

Fuente: Elaboración propia.

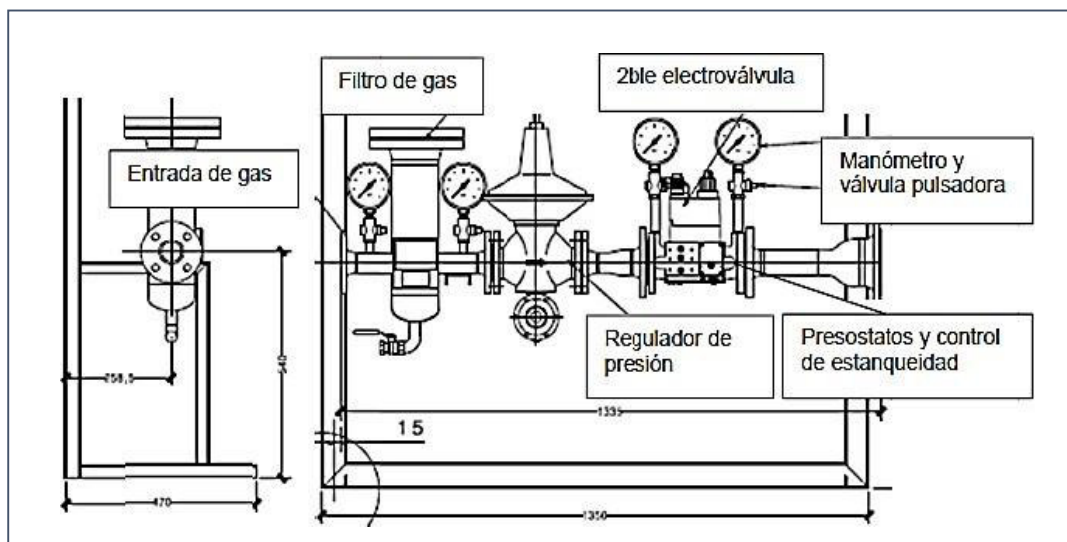


Figura 61. Esquema de Sistema de Regulación de gas natural.

Fuente: Elaboración propia.

- ❖ El gas natural que se requiere para el correcto funcionamiento de la Central es un gas seco, que cuente con un número de metano mayor o igual a 80.
- ❖ La presión requerida para la admisión de gas a la Central es de 1 a 4 bares ó 50 a 200 mbar, dependiendo de la selección final.
- ❖ El consumo de gas natural que requiere la Central es de 638.26 Sm³/h para la potencia máxima suministrada, y con una tolerancia de + 5%, operando al 100% de su potencia.
- ❖ El gas natural que abastecerá a la Central proviene del City Gate – Lurín.

Cuadro 21. Datos técnicos de suministro de GN.

Fuente: Elaboración propia.

Item	Descripción			Unidad	Valor
1	PRESIÓN				
1.1	Presión	máxima/mínima	de	bar	5/1
1.2	Presión de ingreso al generador			bar	1 – 4
2	CAUDAL				
2.1	Gas natural			Sm ³ /h	640

5.5. Evaluación Económica**5.5.1. Costos de Inversión**

Luego de describir los componentes y las características técnicas, se procederá a realizar una suma de los costos en que se debe incurrir para implementar la Central Térmica. Los costos que se muestran a continuación incluyen los equipos necesarios, suministros y servicios de instalación para el proyecto.

Cuadro 22. Inversión en USD para Proyecto de Autogeneración de 2.572 MW con dos GG.EE. a GN.

Fuente: Elaboración propia.

Ítem	Descripción	%	Monto (USD)
1	INGENIERÍA	1.43%	17,368.97
2	CONSTRUCCIÓN CIVIL	1.53%	18,562.79
3	EQUIPOS	95.46%	1,161,105.26
3.1	Conexión Gas Natural	4.90%	56,876.00
3.2	Acometida de Ingreso a la Instalación Gas Natural	1.07%	12,390.00
3.3	Grupos Electrógenos	80.50%	934,731.82
3.4	Analizador de redes	0.27%	3,081.13
3.5	Conexión Eléctrica	12.78%	148,396.61
3.6	Conexión Remota en FO	0.35%	4,120.48
3.7	Switch + UPS	0.13%	1,509.22
4	SUSTENTABILIDAD Y PERMISOLOGÍA	1.39%	16,859.69
5	SEGUROS	0.10%	1,180.00
6	GASTOS GENERALES	0.09%	1,070.29
7	GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.01%	118.00
COSTO TOTAL (USD)		100%	1,216,265.01

El costo de inversión del proyecto asciende a 1,216,265.01 US\$, incluido IGV. Considerando que la Potencia Instalada de la Central Térmica será de 2.572 MW, esto equivale a una inversión de 472.89 US\$/kW instalado.

5.5.2. Costos de Operación y Mantenimiento

A. Costo de personal

Cuadro 23. Costos de personal para proyecto de Autogeneración.

Fuente: Elaboración propia.

Personal para Operación de la Central Térmica	Cantidad	Costo Mensual (USD \$/mes)	Costo Anual (USD \$/año)
Técnico Mecánico	1	1,071.43	12,857.14
Técnico Electricista	1	1,071.43	12,857.14
Analista de Operaciones	1	1,500.00	18,000.00
Total		3,642.86	43,714.29

B. Costos de Mantenimiento

Los costos que se muestran a continuación se han evaluado considerando en base a un motor HGM 560 a Gas Natural, con velocidad de giro a 1800 rpm. Operación en paralelo con la red comercial y equipo instalado en contenedor.

Los horizontes de los mantenimientos se están considerando hasta el OVERHAUL, sin estar éste incluido (48 mil horas).

Costos en repuestos de Mantenimiento Preventivo

Cuadro 24. Costos en piezas de recambio Motor HGM-560.

Fuente: Manual HGM-560 Dresser Rand.

Mantenimiento	N° Horas	N° Intervenciones Sin OVERHAUL	Costo Unit. USD \$	Costo Total USD \$
N1*	100	7	108.99	762.93
E1	2000	24	108.99	2,615.76
Mantto Bujía	3500	13.71	9,092.87	124,663.25
E3	4000	12	1,945.68	23,348.16
R1	8000	6	35,419.73	212,518.38
R2	16000	3	8,460.07	25,380.21
R3	24000	2	56,553.76	113,107.52
Costo Total recambios Sin OVERHAUL				502,396.21 USD \$
Horas Trabajadas del Motor				48,000.00 Horas
Potencia Eléctrica Nominal				1,307.00 kW
Costos Variables Recambios				10.47 USD \$/hora
Costos Variables Recambios				0.00801 USD \$/kW.h

* Una operación N1 a las 100 horas desde la puesta en marcha y después de cada R1

Costos en Mano de Obra por Mantenimiento Preventivo

Costo estimado de mano de obra: 36.75 USD \$/hora

Cuadro 25. Costos de mano de obra por mantenimiento preventivo Moto HGM-560.

Fuente: Elaboración propia.

Mantenimiento	N° Horas	N° Intervenciones Sin OVERHAUL	Costo Unit. USD \$	Costo Total USD \$
N1	100	7	15.50	3,987.38
E1	2000	24	13.60	11,995.20
Mantto Bujía	3500	13.71	8.25	4,156.70
E3	4000	12	5.70	2,513.70
R1	8000	6	195.33	43,070.27
R2	16000	3	24.00	2,646.00
R3	24000	2	145.05	10,661.18
Costo Total recambios Sin OVERHAUL				79,030.42 USD \$
Horas Trabajadas del Motor				48,000.00 Horas
Potencia Eléctrica Nominal				1,307.00 kW
Costos Variables Recambios				1.65 USD \$/hora
Costos Variables Recambios				0.00126 USD \$/kW.h

Costos en consumo de aceite del motor

Cuadro 26. Costos en consumo de aceite de motor HGM-560.

Fuente: Elaboración propia.

Costo de consumo de aceite del motor		
Consumo relativo mecánico de aceite	0.15	gr/kW.h
Consumo relativo eléctrico de aceite	0.16	gr/kWhe
Horas Trabajadas motor antes del OVERHAUL	48,000.00	horas
Potencia eléctrica nominal del motor	1,307.00	kW
Energía generada antes del OVERHAUL	62,736,000.00	kWhe
Cantidad de aceite consumido antes del OVERHAUL	9,721.00	kg
Precio del aceite	4.24	USD \$/kg
Costo Total de Consumo Aceite	41,217.04	USD \$
Costo Variable consumo de aceite del motor	0.859	USD \$/hora por motor
Costo Variable consumo de aceite del motor	0.0007	USD \$/kW.h

Costos en consumo de aceite por renovación del cárter

Cuadro 27. Costos de consumo de aceite de Motor HGM-560 por renovación en el cárter.

Fuente: Elaboración propia.

Costo de consumo de aceite del motor por renovación de aceite de cárter		
Volumen de aceite cárter + 30 litros de circuito de aceite	449.00	litros
Densidad del aceite	0.904	kg/litro
Peso aceite cárter/Peso por cada cambio	405.90	kg/cambio
Horas trabajadas del motor	48,000.00	horas
Tiempo entre cambios de aceite en el cárter	2,000.00	horas/cambio
Cantidad de cambios sin OVERHAUL	24.00	Cambios
Energía Generada sin OVERHAUL	62,736,000.00	kW.h
Potencia eléctrica nominal del motor	1,307.00	kW
Precio del aceite	4.24	USD \$/kg
Costo Total de Cambio de Aceite en el cárter	41,303.9770	USD \$
Costo Variable consumo de aceite del motor	0.860	USD \$/hora
Costo Variable consumo de aceite del motor	0.0007	USD \$/kW.h

Costos totales de operación

Cuadro 28. Resumen de Costos totales por Mantenimiento hasta antes del Overhaul (48 mil horas).

Fuente: Elaboración propia.

Costos Totales de Mantenimiento		
Costo Total Mantto Preventivo: Repuestos, Mano de Obra y Aceite Sin OVERHAUL	663,947.6403	USD \$
Costo Variable Mantto Preventivo Repuestos, Mano de Obra y Aceite	13.8322	USD \$/hora
Costo Variable Mantto Preventivo Repuestos, Mano de Obra y Aceite **	0.0106	\$/kW.h

**Trabajando a Potencia Nominal

5.5.3. Costos de combustible

A continuación, se muestran los costos promedios por Molécula de GN, Transporte y Distribución para la ciudad de Lima.

Cuadro 29. Costos promedios por Consumo de GN.

Fuente: Calidda, 2019.

GN	USD \$/Sm³
Molécula	0.07180
Transporte	0.05156
Distribución	0.02037
Total	0.14374

De acuerdo con los estudios realizados para el presente estudio, se consideran los datos de placa respecto al consumo de Gas Natural por hora para la carga máxima de las Unidades de Generación 1307 kW (320 Sm³/hora por unidad).

Para el Sistema de Autogeneración, consideraremos una operación de 3.5 horas/día que aplicará de lunes a sábado (6 días a la semana).

Cuadro 30. Costo de combustible para sistema de Autogeneración.

Fuente: Elaboración propia.

	Sm³/h	Sm³/día	Sm³/mes	Sm³/año	USD \$/Sm³	USD \$/año
Molécula GN	640.00	2,240.00	53,760.00	645,120.00	0.0718	46,319.62
Transporte GN	640.00	2,240.00	53,760.00	645,120.00	0.0516	33,263.33
Distribución GN	640.00	2,240.00	53,760.00	645,120.00	0.0204	13,143.56
TOTAL						92,726.51

6. RESULTADOS

6.1. Presentación y análisis de los resultados

6.1.1. Ingresos de la estrategia peak shaving con Autogeneración

Los ingresos del proyecto serán contabilizados básicamente por el ahorro en dos cargos de la factura de electricidad.

Ahorro en Peajes de Transmisión

Considerando que los activos de generación están conectados directamente al sistema de utilización del usuario Autogenerador sin hacer uso de elementos propios de la red de transmisión o distribución, entonces el usuario no tendrá que remunerar infraestructura de transmisión ni distribución respecto de la demanda atendida bajo un esquema de autogeneración.

En efecto, la autogeneración será considerada como menor demanda del cliente desde el SEIN. La demanda que el usuario deje de consumir de sus otros suministradores por causa del consumo de la electricidad autogenerada no se considerará como un retiro del sistema asignado a su suministrador.

En tal sentido, el cliente no tendrá que efectuar pago alguno por concepto de Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Considerando que el Cargo por Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión asciende a 35.089 S/./kW (Junio de 2019) y la Potencia Neta para cubrir la Demanda en el periodo Coincidente es de 2,572 kW, se estima un ahorro mensual de 90,248.908 S/./mes.

Al tipo de cambio en dólares y considerando un periodo anual, se puede estimar un ahorro aproximado de 309,424.827 USD \$/año.

Ahorro en consumo de energía

Durante los periodos de autoabastecimiento de energía, habrá un ahorro el costo de consumo de energía. Para cuantificarlo se debe tener en cuenta lo siguiente:

Costo Total de Energía Red Comercial : 90 USD/MW.h

Costo Total de Energía Autogeneración : 49.02 USD/MW.h

La operación de las unidades de Generación se dará de lunes a sábado y por un periodo de 3.5 horas al día. En ese sentido, se calcula una producción de 2,592.58 MW.h/año.

La autoproducción de energía generará un ahorro de 106,234.06 USD \$/año.

7. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

7.1. Análisis Económico

Para la evaluación económica del proyecto de Autogeneración se tomó en cuenta las siguientes consideraciones:

- ❖ Periodo de vida útil : 12 años.
- ❖ Costo Total de Inversión : 1,216,265.01 USD \$ (incluido I.G.V.)
- ❖ Tasa de Descuento : 12 %.

Cuadro 31. Flujo de caja proyecto de Autogeneración.

Fuente: Elaboración propia.

Periodo de Vida Útil	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ingresos		411,716.38	415,987.37	451,143.67	457,308.39	464,329.87	471,491.79	478,796.94	486,248.20	493,848.48	501,600.77	509,508.11	517,573.59
Ahorro por Peajes		305,482.32	309,753.31	344,909.61	351,074.33	358,095.81	365,257.73	372,562.88	380,014.14	387,614.42	395,366.71	403,274.05	411,339.53
Ahorro por Energía		106,234.06	106,234.06	106,234.06	106,234.06	106,234.06	106,234.06	106,234.06	106,234.06	106,234.06	106,234.06	106,234.06	106,234.06
Construcción de Proyecto													
Inversión	1,216,265.01												
Costos de Operación		106,480.01	106,480.01	106,480.01	106,480.01	106,480.01	106,480.01	106,480.01	106,480.01	106,480.01	106,480.01	106,480.01	106,480.01
Combustible		92,726.51	92,726.51	92,726.51	92,726.51	92,726.51	92,726.51	92,726.51	92,726.51	92,726.51	92,726.51	92,726.51	92,726.51
Lubricantes & Otros		13,753.50	13,753.50	13,753.50	13,753.50	13,753.50	13,753.50	13,753.50	13,753.50	13,753.50	13,753.50	13,753.50	13,753.50
Costos de Mantenimiento		99,404.44	99,404.44	99,404.44	99,404.44	99,404.44	99,404.44	99,404.44	99,404.44	99,404.44	99,404.44	99,404.44	99,404.44
Repuestos y Materiales		83,732.70	83,732.70	83,732.70	83,732.70	83,732.70	83,732.70	83,732.70	83,732.70	83,732.70	83,732.70	83,732.70	83,732.70
Mano de Obra Especializada		13,171.74	13,171.74	13,171.74	13,171.74	13,171.74	13,171.74	13,171.74	13,171.74	13,171.74	13,171.74	13,171.74	13,171.74
Mantto Correctivo		2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00	2,500.00
Costos de Personal Propio		43,714.29	43,714.29	43,714.29	43,714.29	43,714.29	43,714.29	43,714.29	43,714.29	43,714.29	43,714.29	43,714.29	43,714.29
Utilidad en USD \$	1,216,265.01	205,831.93	210,102.92	245,259.22	251,423.94	258,445.42	265,607.34	272,912.50	280,363.75	287,964.04	295,716.32	303,623.66	311,689.14

En el cuadro 30, se presenta el flujo de caja económico para el proyecto de Autogeneración. De los flujos de costos y beneficios, se obtuvo un Valor Actual Neto (VAN) del proyecto, ascendente a 353,604.03 USD \$, lo cual indica que el proyecto es rentable. Asimismo, en la evaluación de la Tasa Interna de Retorno (TIR), se obtuvo un resultado de 17 %, un resultado favorable para la ejecución del proyecto.

7.2. Análisis de resultados

La estrategia “peak shaving” mediante un sistema de autogeneración descrita en la presente investigación muestra los siguientes resultados:

Teniendo como premisa que la operación principal de las unidades de generación será dentro de las horas punta (17:00 a 23:00 horas), se considerado operar entre las 18:00 a 21:30 horas (3.5 horas al día), esto debido a que ese periodo es el intervalo de mayor incidencia de máxima demanda coincidente del SEIN.

Costo Total de Energía Red Comercial : 90 USD/MW.h

Costo Total de Energía Autogeneración : 49.02 USD/MW.h

Se estima que anualmente, la producción de energía autogenerada es de: 2,592.58 MW.h/año. Esto equivale a un ahorro de 106,234.06 USD \$/año.

Por otro lado, considerando que el Cargo por Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión asciende a 35.089 S/./kW (Junio de 2019) y la Potencia Neta para cubrir la Demanda en el periodo Coincidente es de 2,572 kW, se estima un ahorro mensual de 90,248.908 S/./mes.

Al tipo de cambio en dólares y considerando un periodo anual, se puede estimar un ahorro aproximado de 309,424.827 USD \$/año.

Luego de hacer el flujo de caja, el cual considera lo ingresos y egresos del proyecto, se estima una utilidad anual de 203,875.01 USD\$/año, el cual proyecta incrementarse a una tasa de crecimiento de 1.04% anual, considerando la tendencia de aumento en la carga por el Peaje de Conexión.

De esta manera, en aproximadamente 5.3 años se recuperaría el costo de inversión.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

- ❖ El “peak shaving” es una estrategia de Gestión de Demanda muy utilizada en muchos países para reducir costo de energía eléctrica. En algunos casos no es necesario la instalación de algún equipo adicional, sino simplemente modificar las formas de consumo de electricidad.
- ❖ Un Usuario Libre no tendrá que efectuar pago alguno por concepto de Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión, por la energía producida por la unidad que opera bajo el esquema de autogeneración. Asimismo, tampoco tendrá que asumir los sobrecostos correspondientes a los distintos cargos adicionales incorporados a dichos peajes por la regulación vigente.
- ❖ La autogeneración mitiga el riesgo regulatorio del incremento del peaje principal y, por tanto, genera una mayor predictibilidad en el costo del suministro eléctrico.
- ❖ En caso de ocurrencia de eventos de congestión de las instalaciones de transmisión de electricidad, así como la congestión o interrupción de suministro de gas natural para generación eléctrica en la Red Principal, el costo de la energía (costo marginal de corto plazo) podría aumentar lo que, a su vez, impactaría en el costo de compra del usuario de electricidad desde el SEIN. Si el usuario tiene a su disposición energía autogenerada, en caso de ocurrir situaciones como las descritas, la demanda de energía del usuario sería atendida con su propia capacidad de generación, reduciéndose la exposición a los riesgos de mercado.

8.2. Recomendaciones

- ❖ Las empresas industriales deberían contar con una fuente de respaldo ante cualquier imprevisto en el suministro eléctrico comercial. Los grupos electrógenos son una buena opción para brindar soporte de emergencia así como para ser utilizadas en la gestión de demanda de las industrias.
- ❖ Las empresas suministradoras de electricidad (Generadoras, Distribuidoras y Comercializadoras), deberían proporcionar información a los clientes sobre las diferentes estructuras tarifarias existentes en los periodos del día, sus incrementos en los periodos de punta, los cargos asociados al consumo y su repercusión en el costo de facturación de energía eléctrica.
- ❖ Respecto a la operación de los equipos de generación, se debe seguir el plan de Mantenimiento brindado por el fabricante a fin de preservar los activos el mayor tiempo de vida útil posible, garantizando su operatividad y confiabilidad.
- ❖ Después de la implementación del proyecto de autogeneración, se debe realizar un constante monitoreo para mejorar la eficacia de la estructura de operación inicialmente planteada y mejorar los ahorros previstos en la etapa de planificación.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Brotto, M. (2018). *Genset Fácil* (No. 1-15). Retrieved from www.massimobrotto.com
- Castro, J. C. (2017). *Estudio de los métodos de reducción de demanda eléctrica en Horas Pico “Peak Shaving” y su factibilidad en Ecuador*. (Tesis de grado para optar el título profesional de Ingeniero Electricista). Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec>
- COES. (2019). *Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC*.
- Dammert, A., García Carpio, R., & Molinelli, F. (2008). R. y S. del S. E. L. (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima, Perú.
- Dozier, C. (2013). *Understanding Generator Set Ratings*.
- Ferreiro, M. (2011). *Generación Distribuida: ¿Un camino hacia la sustentabilidad energética de Argentina?*. (Tesis de grado para optar el título profesional de Ingeniero Industrial). Argentina: Instituto Tecnológico de Buenos Aires.
- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid - España. Energy Management Agency. (2007). *Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica. Fundación de La Energía de La Comunidad de Madrid - España. Energy Management Agency*, 66.
- Linares, A. (2010). *Análisis para implementar una Central Térmica de 8 MW con transferencia automática de carga en una fábrica de cemento*. (Informe de suficiencia para optar el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista). Perú: Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería Mecánica.
- MALINOWSKI (2011) en la publicación titulada; *Peak shaving – A method to reduce utility cost*, “paper” publicado por la compañía Baldor Electric.
- Milton, M., & Quinteros, C. (2014). *Análisis de Generación Distribuida en Hogares y Edificaciones*. Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Orozco, H. (2005). *Disminución de Demanda en Hora Punta (Peak Shaving) mediante el uso de un Generador en sitio, utilizando Diesel y Biodiesel B20*. (Tesis de grado para optar el título profesional de Maestro en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Eléctrica). México: Instituto

Tecnológico de Monterrey.

- Osinerghmin. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Recuperado de http://www.osinerghmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinerghmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf
- Rojas, G. (2018). *Grupos electrógenos principios basicos*.
- Salas, D. (2013). *Diagnóstico, Análisis y propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión. Caso Empresa distribuidora de electricidad en Lima*. (Tesis de grado para optar el título profesional de Licenciado en Gestión Empresarial). Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú. Facultad de Gestión y Alta Dirección.
- Salinas, G., Koscina, D., Fuenzalida, F., Osses, A., Rojas, J., López, A., & Ávila, G. (2018). Grupos Electrógenos-Conceptos y Aplicaciones. *Grupos Electrógenos - Conceptos y Aplicaciones*.
- Vásquez, L. (2017). *Propuesta para la Generación de Incentivos en la Gestión de la Demanda en el Mercado Eléctrico Peruano*. (Tesis de grado para optar el título profesional de Magister en Gestión de la Energía). Perú: Universidad ESAN.
- Villanueva, R. (2010). *Centrales Hidroeléctricas*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- WALDEMAR (2006). *Reducción de costos en facturación de energía eléctrica mediante complemento de generación propia para gran usuario*, tesis para optar el grado académico de Ingeniero Electricista en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.
- YABAR (2016). *Reducción de costos de energía y mitigación de gases de efecto invernadero en una planta industrial mediante la cogeneración con gas natural*, tesis para optar el grado académico de Ingeniero Industrial, en la Facultad de Ingeniería Industrial de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Perú.

Referencias Web:

- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (2020) www.coes.org. Recuperado de <https://www.coes.org.pe/Portal/home/>

EnelX (2019) [www.enelx.com](https://www.enelx.com/es/faq/eindustry/Qu%C3%A9%20es%20la%20Gesti%C3%B3n%20de%20la%20Demanda). Recuperado de <https://www.enelx.com/es/faq/eindustry/Qu%C3%A9%20es%20la%20Gesti%C3%B3n%20de%20la%20Demanda>

MINEM (2019) www.minem.gob.pe. Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/detalle.php?idSector=6&idTitular=119&idMenu=sub113&idCateg=119>

Twenergy (2019) [www.twenergy.com](https://twenergy.com/). Recuperado de <https://twenergy.com/eficiencia-energetica/como-ahorrar-energia-casa/la-demanda-electrica-953/>

ANEXOS

Anexo 01

Equipamiento Eléctrico para la Central de Autogeneración

Transformador de Distribución

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR
1.00	DATOS GENERALES		
1.01	Fabricante	--	El Colombo
1.02	Modelo o tipo	--	TTR
1.03	País de origen	--	Italia
1.04	Norma de fabricación	--	IEC60076-11
2.00	CARACTERISTICAS TÉCNICAS		
2.01	Tipo de instalación	--	IP00
2.02	Tipo de fabricación	--	Transformador
2.03	Tipo de construcción	--	Distribución
2.04	Refrigeración	--	SNAN
2.05	Potencia nominal continua (a 500 m.s.n.m.)	kVA	3330
2.06	Tensión nominal y tomas (en vacío)		
	- Primario	kV	$23.5 \pm 2 \times 2.5 \%$
	- Secundario	kV	0.48
2.07	Grupo de conexión	--	YNd5
2.08	Frecuencia nominal	Hz	60
2.09	Niveles de aislamiento de los devanados		
	a. <u>Tensión de prueba a 60 Hz (1min.)</u>		
	- Primario	kV _{RMS}	50
	- Secundario	kV _{RMS}	3
	b. <u>Tensión de prueba al impulso (1.2/50 µseg.)</u>		
	- Primario	kV _{PICO}	125
	- Secundario	kV _{PICO}	--
2.10	Material de los devanados	--	Aluminio
3.00	CARACTERISTICAS PARTICULARES		
3.01	Corriente nominal		
	- Primario	A	81.07
	- Secundario	A	3 969.28 A
3.02	Corriente en vacío	%IN	0.7
	(a 100% UN y tap en posición central)		
3.03	Pérdidas en vacío	kW	6200
	(a 100% UN y tap en posición central)		

3.04	Pérdidas en cortocircuito a 100% de carga	kW	22,000 a 120°C
3.05	Tensión de cortocircuito	%	7%
3.06	Capacidad de sostenimiento al cortocircuito (2 s)		
	- Primario	kA	1,16
	- Secundario	kA	56,71
4.00	ACCESORIOS		
4.01	Central de control de temperatura	--	Si
4.02	Tres (03) Sondas de temperatura PT100	--	Si
4.03	Ruedas orientables	--	Si
4.04	Conectores para conmutador de tomas en vacío	--	Si
4.05	Bornes de puesta a tierra	--	Si
4.06	Placa de características.	--	Si
4.07	Ganchos para elevación.	--	Si
5.00	PRUEBAS REQUERIDAS		
5.01	Medición de resistencia de arrollamientos	--	Si
5.02	Prueba de relación de transformación	--	Si
5.03	Prueba de polaridad y relación de fases	--	Si
5.04	Medida de tensión de cortocircuito	--	Si
5.05	Medida de las pérdidas en vacío	--	Si
5.06	Medida de las pérdidas con carga	--	Si
5.07	Prueba de tensión aplicada	--	Si

Celda de Distribución de Media Tensión

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR
1.00	DATOS GENERALES		
1.01	Fabricante del panel completo	--	ELEGIN
1.02	Modelo o tipo	--	MC 1
1.03	País de origen del fabricante del panel completo	--	Perú
2.00	GABINETE METÁLICO		
2.01	Norma de fabricación	--	IEC 62271
2.02	Tipo de fabricación	Distribución secundaria	
2.03	Tipo de instalación	--	Exterior
2.04	Tipo de ejecución del interruptor	--	Fijo
2.05	Dimensiones aproximadas (alto x ancho x fondo)	m	Ver plano
2.06	Compartimentos requeridos		
	Del interruptor	--	Si
	De barras	--	--
	De transformadores de medida	--	--
2.07	Grado de protección, según IEC 529	--	IP44
3.00	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO		
3.01	Marca	--	SAREL

3.02	Modelo	--	WL
3.03	País de origen	--	Italia
3.04	Norma de Fabricación	--	Si
3.05	Características generales		
	Principio de extinción de arco	--	Vacío
	Tensión nominal	kV	24
	Tensión de ensayo a frecuencia industrial	kV _{RMS}	50
	Tensión de ensayo al impulso	kV _{PICO}	125
	Corriente nominal	A	630
3.06	Características de operación		
	Poder de corte	kA _{RMS}	16
	Poder de cierre	kA _{PICO}	40
	Corriente de corta duración (3 seg)	kA _{RMS}	16
3.07	Mecanismo de accionamiento		
	Tipo	--	Manual
	Accionamiento	--	Muelles
	Carga del mecanismo	--	Motorizado
	Tensión alimentación motor de carga	VAC	220 0 480
3.08	Bobina de disparo	Vcc	24
3.09	Bobina de cierre	Vcc	24
3.10	Dispositivos de mando y señalización		
	Pulsador de cierre	--	Si
	Pulsador de apertura	--	Si
	Indicador mecánico de posición de contactos	--	Si
	Indicador mecánico de carga de muelles	--	Si
	Contador mecánico de maniobras	--	Si
	Palanca para carga manual de los muelles	--	Si
	Enchufe de contactos auxiliares	--	Si
	Selector operación LOCAL / REMOTO	--	Si
4.00	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		
4.01	Marca	--	TESAR
4.02	Modelo	--	AB13
4.03	País de origen	--	Italia
4.04	Norma de Fabricación	--	IEC 61869-1
4.05	Características generales		
	Tensión nominal	kV	24
	Tensión de ensayo a frecuencia industrial	kV _{RMS}	50
	Tensión de ensayo al impulso	kV _{PICO}	125
	Frecuencia nominal	Hz	60
	Sobrecarga continua permisible	IN	≥ 1.2
	Corriente límite térmica, 1 seg	kA	≥ 1.2
	Corriente límite dinámica	kA	≥ 5
4.06	Relación de transformación		

	Primario	A	200
	Secundario	A	5-5
	Número de arrollamientos secundarios	--	2
4.07	Consumo / Clase de Precisión		
	Arrollamiento de medición	VA/ --	15 / 0.2S
	Arrollamiento de protección	VA/ --	15 / 5P20
5.00	TRANSFORMADOR DE TENSION		
5.01	Marca	--	TESAR/BALTEAU
5.02	Modelo	--	FB11
5.03	País de origen	--	Italia/Brasil
5.04	Norma de fabricación	--	IEC 61869-1/3
5.05	Características generales		
	Tensión nominal	kV	24
	Tensión de ensayo a frecuencia industrial	kV _{RMS}	50
	Tensión de ensayo al impulso	kV _{PICO}	125
	Factor de sobretensión continua	--	≥ 1.2
	Frecuencia nominal	Hz	60
	Capacidad térmica	VA	≥ 500
5.06	Relación de transformación		
	Primario	kV	24.0/ √3
	Secundario	kV	0.24 / √3
5.07	Consumo / Clase de Precisión		
	Arrollamiento de medición	VA/ --	10 / 0.2
	Arrollamiento de protección	VA/ --	No
6.00	RELÉ DE PROTECCIÓN		
6.01	Marca	--	Thytronic
6.02	Modelo	--	NVA 100
6.03	País de origen	--	Italia
6.04	Tipo	--	IED 61850
6.05	Norma de fabricación	--	IEC 60255
6.06	Características generales.		
	Corriente nominal (IN)	A	5.0
	Tensión nominal (UN)	V	115 - 230
	Carga (" <i>burden</i> ") por fase @ 5 A	VA	20/25
	Tensión de aislamiento a 60 Hz	kV _{RMS}	2.0
	Frecuencia nominal	Hz	60
	Tensión auxiliar (corriente continua)	VCC	24
6.07	Función de protección		
	Sobrecorriente temporizada fases	--	Si
	Sobrecorriente instantánea fases	--	Si
	Sobrecorriente temporizada a tierra	--	Si
	Sobrecorriente instantánea a tierra	--	Si
	Desbalance de fases	--	Si

	Sobrecarga	--	Si
	Sobre/Sub-tensión	--	Si
	Sobre/Sub-frecuencia	--	Si
	Diferencial	--	No
6.08	Funciones adicionales		
	Protocolo de comunicación	--	--
		--	modbus
	Proceso de señales externas (programación)	--	Si
	Software de configuración	--	Si
	Software de comunicación	--	Si
	Software de monitoreo y gestión	--	--
7.00	DISPOSITIVO DE MEDICIÓN		
7.01	Marca	--	ELSTER
7.02	Modelo	--	A1800
7.03	País de origen	--	Estados Unidos
7.04	Tipo de instrumento de medición	Medidor energía multifunción	
7.05	Norma de fabricación	--	ANSI C12.20
7.06	Características generales.		
	Corriente nominal	A	58
	Tensión nominal	V	520
	Sistema de alimentación trifásico	--	4 hilos
	Clase de precisión según IEC 60687	--	0.2 (IEC 62053-22)
	Medición de energía y demanda	--	4 cuadrantes
	Tensión auxiliar (corriente continua)	VCC	24
	Consumo	W	550
7.07	Variables a medir y precisión requerida		
	Tensión fase - fase, por fase	kV	Si
	Tensión fase - neutro, por fase	kV	Si
	Corriente de fase, por fase	A	Si
	Potencia activa, total	kW	Si
	Potencia reactiva, total	kVar	Si
	Energía activa, total	MWh	Si
	Energía reactiva, total	MWh	Si
	Factor de potencia	--	Si
7.08	Funciones adicionales		
	Protocolo de comunicación	--	--
	Software de configuración	--	Si
	Software de comunicación	--	Si
8.00	PRUEBAS REQUERIDAS		
8.01	Prueba de aislamiento	--	Si
8.02	Prueba de operación	--	Si
8.03	Calibración medidor de energía	--	Si
8.04	Prueba de operación automatismo	--	Si

Tablero de SS.AA.

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR
1.00	DATOS GENERALES		
1.01	Fabricante del panel completo	--	ELEGIN
1.02	Modelo o tipo	--	Compartimentado
1.03	País de origen del fabricante del panel completo	--	Perú
2.00	GABINETE METÁLICO		
2.01	Norma de fabricación	--	IEC
2.02	Tipo de fabricación		
2.03	Tipo de instalación	--	Intemperie
2.04	Número de cuerpos	--	1
2.05	Dimensiones aproximadas (alto x ancho x fondo)	m	--
2.06	Compartimentos requeridos		
	Circuitos 480 VAC	--	Si
	Circuitos 220 VAC	--	Si
	Circuitos 24 VCC	--	Si
2.07	Grado de protección, según IEC 529	--	IP54
3.00	INTERRUPTORES 480 VAC		
3.01	Marca	--	Schneider
3.02	Modelo	--	IC60H
3.03	País de origen	--	Peru
3.04	Norma de Fabricación	--	IEC 60947
3.05	Características generales		
	Tipo	--	Automático
	Tensión nominal	kV	0.44
	Corriente nominal	A	Según se requiera
	Poder de corte	kA _{RMS}	Según IEC
	Poder de cierre	kA _{PICO}	Según IEC
	Accionamiento	--	Manual
4.00	INTERRUPTORES 220 VAC		
4.01	Marca	--	Schneider
4.02	Modelo	--	IC60H
4.03	País de origen	--	Perú
4.04	Norma de Fabricación	--	IEC 60947
4.05	Características generales		
	Tipo	--	Automático
	Tensión nominal	kV	0.23
	Corriente nominal	A	Según se requiera
	Poder de corte	kA _{RMS}	Según IEC

	Poder de cierre	kA _{PICO}	Según IEC
	Accionamiento	--	Manual
5.00	INTERRUPTORES 24 VCC		
5.01	Marca	--	Schneider
5.02	Modelo	--	IC60H
5.03	País de origen	--	Perú
5.04	Norma de Fabricación	--	IEC 60947
5.05	Características generales		
	Tipo	--	Automático
	Tensión nominal	V	230
	Corriente nominal	A	Según se requiera
	Poder de corte	kA _{RMS}	Según IEC
	Accionamiento	--	Manual
6.00	TRANSFORMADOR PARA TOMACORRIENTES		
6.01	Marca	--	CEA
6.02	Modelo	--	T3DA
6.03	País de origen	--	Perú
6.04	Tipo	--	Seco
6.05	Instalación	--	Interior
6.06	Potencia nominal	VA	500
6.07	Fases	--	Monofásico
6.08	Relación transformación	V	480 / 230
7.00	RECTIFICADOR / CARGADOR DE BATERIA		
7.01	Marca	--	DSE
7.02	Modelo	--	DSE9250
7.03	País de origen	--	Estados Unidos
7.04	Potencia nominal	VA	100
7.05	Tensión de entrada	VAC	230, 1Ø
7.06	Tensión de salida	VCC	24
7.07	Corriente de carga nominal	ACC	3.7
8.00	BATERIAS		
8.01	Marca	--	YUASA
8.02	Modelo	--	NP12-12
8.03	País de origen	--	Estados Unidos
8.04	Tipo	--	Secas
			Libre mantenimiento
8.05	Tensión nominal	VCC	24
8.06	Capacidad nominal	AH	12
8.07	Tiempo de descarga	h	2
8.08	Número de baterías	--	2
9.00	PRUEBAS REQUERIDAS		
9.01	Prueba de aislamiento	--	Si
9.02	Prueba de operación	--	Si

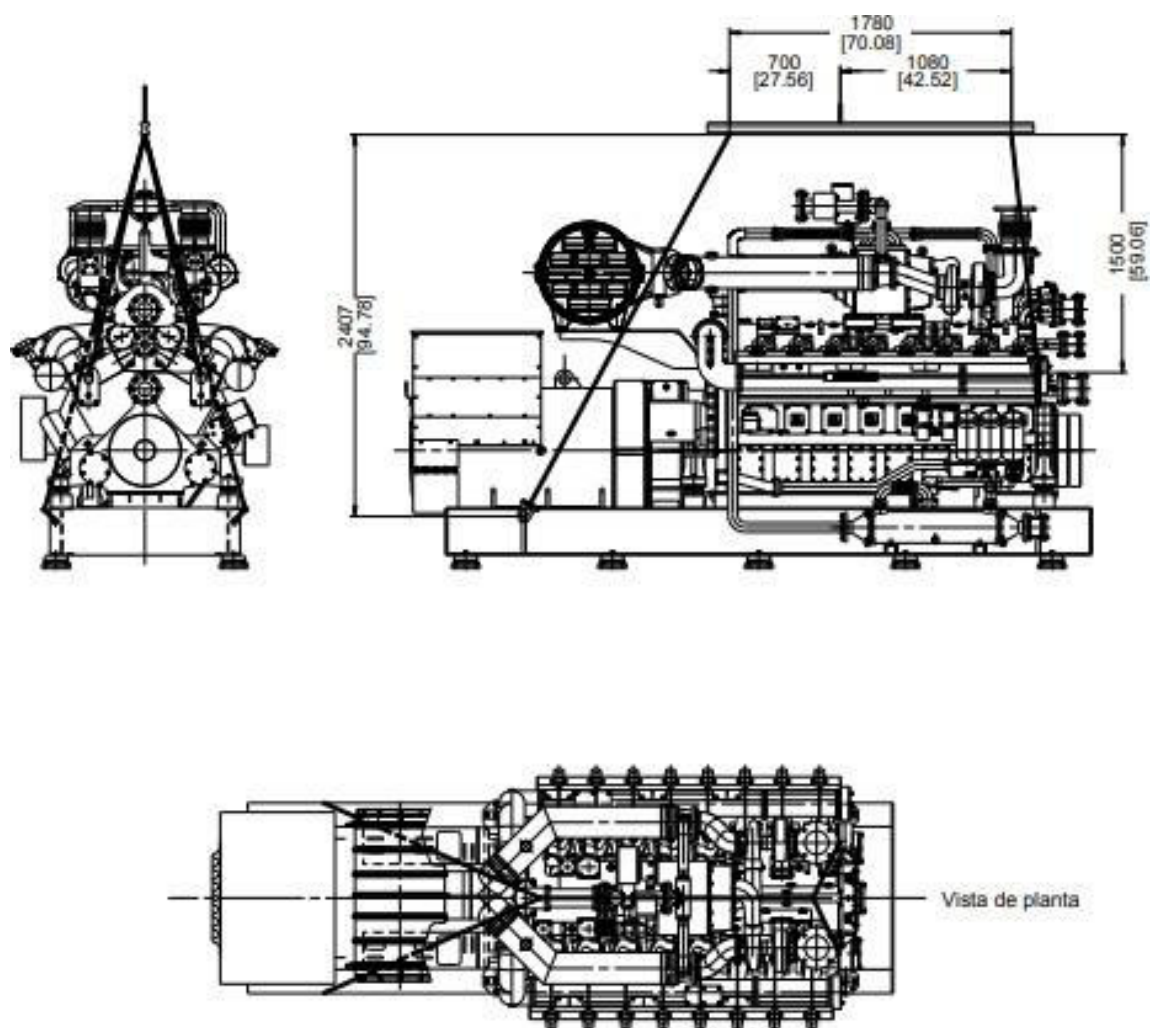
Anexo 02
Información de los GG.EE.

Fabricante	Dresser Rand
Modelo	HGM 560 90/55
Número de Unidades	2 motores
Tipo ciclo de combustión	Otto - Miller
Tipo de aspiración	Turboalimentado y postenfriado
Número de Cilindros	16 en V
Cilindrada del motor (L)	56.3
Diámetro/carrera (mm)	160/175
Potencia Mecánica (kW)	1350
Régimen de giro (rpm)	1800
Sentido de rotación	Antihorario
Consumo combustible (kW)	3214
Tipo de Combustible	Gas Natural
Eficiencia mecánica (%)	42.0
Relación de compresión	11.9:1

DATOS DEL GENERADOR

Fabricante	Leroy Somer
Modelo	LSA 50.2 VL 10 B
Número de Unidades	2 generadores
Potencia aparente (kVA)	1633
Potencia eléctrica nominal (kW)	1307
Potencia eléctrica neta (kW)	1290
Factor de potencia	0.8
Voltaje (V)	460
Régimen de giro (rpm)	1800

Frecuencia (Hz)	60
Clase de excitación	Auto-excitado, sin escobillas
Grado de protección	IP 23
Tipo de regulación	Electrónica AREP



Anexo 03

Plan de Mantenimiento de las Unidades de Generación

ITEM	INTERVALO DE TIEMPO	DESCRIPCIÓN
1.00	NA	Intervención antes de la puesta en marcha ▪ Revisión y ajuste general del motor
2.00	Cada 100 h	Intervención después de fases de rodaje y puesta en marcha ▪ Cambio de aceite (cárter y enfriador) ▪ Cambio de filtros de aceite ▪ Análisis del aceite usado ▪ Limpieza filtro centrífugo aceite y cambio de camisa papel ▪ Revisar estado del filtro de la rampa de gas ▪ Reglaje de balancines y empujadores. Medida de altura de válvulas ▪ Verificación de la carburación ▪ Ajuste de la carburación hasta plena carga, si procede ▪ Medida de contrapresión en escape ▪ Verificar temperatura del amortiguador de vibraciones ▪ Verificación de fugas de refrigerante, aceite, gas y gases de escape ▪ Verificación de la limpieza del sistema de carburación y de admisión de mezcla (compresor, intercooler y colector de admisión) ▪ Verificación y reapriete de bridas y abrazaderas, bornes de baterías, conectores, acoplamientos elásticos, soportes de filtros de aire, tuberías de escape, tuberías de aceite
3.00	Diario	Intervenciones a realizar con el motor parado ▪ Purgar circuitos de refrigeración. Verificar purgadores automáticos ▪ Purgar condensaciones en pantalón de escape ▪ Verificar la presión y temperatura del aceite durante el preengrase ▪ Comprobar con la varilla un posible incremento del nivel de aceite en cárter por fugas de líquido refrigerante

		▪ Verificar calentamiento de aceite con el precalentador, si procede ▪ Verificar el nivel de aceite del lubricador del motor de arranque neumático, si procede. ▪ Limpieza general del motor y entorno Intervenciones a realizar con el motor a ralentí ▪ Verificación del nivel de aceite Intervenciones a realizar con el motor estabilizado ▪ Verificación del nivel / presión de refrigerante. Purgar circuitos ▪ Verificación de la presión de aceite ▪ Verificación del estado de colmatación de filtros de aire (previo reseteo) ▪ Verificación de temperatura de aceite, refrigerante y gases de escape ▪ Verificación del piloto de colmatación del filtro de recirculación de gases del cárter ▪ Registro diario de datos de operación de motor ▪ Revisión de la estabilidad de la marcha y ruidos anormales de funcionamiento ▪ Verificación de fugas de gas, refrigerante, aceite y gases de escape
4.00	Según contenido de SH ₂	▪ Análisis del aceite usado ▪ Cambio de aceite (cárter y enfriador) ▪ Cambio de filtros de aceite
5.00	Cada 2000 h	▪ Limpieza de la malla metálica del respiradero de gases del cárter ▪ Limpieza del filtro centrífugo de aceite. Medida del espesor de la película y cambio de camisa de papel ▪ Medida de presión de gases de cárter ▪ Verificación de la carburación ▪ Ajuste de la carburación hasta plena carga, si procede ▪ Verificación de filtros de aire ▪ Reglaje de balancines y empujadores. Medida de altura de válvulas ▪ Revisión de elementos de seguridad y conexiones: termocontactos, manocontactos y sondas ▪ Verificación del nivel de líquido de baterías ▪ Verificación de conexiones de baterías y motor de arranque ▪ Inspección de los cables de alta del encendido ▪ Cambio del cartucho del recirculador de gases del cárter. Limpieza del circuito de recirculación

6.00	Cada 4000 h o 1 vez al año	▪ Verificación del avance al encendido ▪ Verificación de la temperatura del amortiguador de vibraciones ▪ Cambio de filtros de aire ▪ Verificación del estado de las juntas de tapas de balancines ▪ Desmontar, limpiar y ajustar la distancia de todos los captadores de velocidad y encendido ▪ Medida de contrapresión en escape ▪ Cambio del líquido refrigerante ▪ Verificación del par de apriete de los sensores de detección de detonación en cabeza de espárrago (20 Nm) ▪ Revisión de la holgura axial, holgura radial y estado de los alabes de los turbocompresores
7.00	Cada 12000 h	▪ Reacondicionamiento de culatas. ▪ Limpieza de pistones, camisas y apoyo de la culata en bloque ▪ Verificación del sistema de accionamiento de válvulas: empujadores, balancines, varillas, balancines auxiliares y levas. ▪ Medida del desgaste de camisas ▪ Limpieza del cárter de aceite ▪ Revisión y limpieza del sistema de refrigeración ▪ Limpieza de haces y cambio de juntas del intercambiador y refrigeradores ▪ Cambio del termostato de aceite (sólo motor V) ▪ Verificación de los termostatos del circuito de refrigeración ▪ Limpieza de los filtros del circuito de refrigeración. Cambio del cartucho filtrante ▪ Reapriete de bornes en la unidad del sistema de detección de detonación ▪ Revisión del motor de arranque eléctrico o neumático ▪ Revisión del alternador cargabaterías ▪ Cambio de manguitos y abrazaderas ▪ Revisión de las válvulas de seguridad en colector de admisión ▪ Revisión y limpieza del circuito de admisión, desde salida de filtros de aire hasta intercooler incluido ▪ Verificación de elementos de control y seguridad: termocontactos, manocontactos y sondas ▪ Cambio de los cables de alta del encendido ▪ Reacondicionamiento de turbocompresores
8.00	Cada 24000 h	▪ Cambio de pistones completos (Pistón, segmento, bulón, circlips) ▪ Cambio de muelles de culata

		▪ Cambio de camisas ▪ Cambio de los elementos elásticos del acoplamiento motor-alternador ▪ Verificación de suspensiones elásticas y alineaciones ▪ Verificación de holgura axial y radial del cigüeñal ▪ Verificación de biela completa ▪ Cambio de cojinetes de cabeza de biela ▪ Cambio de tornillos de biela (límite 3 reaprietes). Marcar los reaprietes en tornillos ▪ Cambio de los termostatos del circuito de refrigeración ▪ Reacondicionamiento general de la bomba de agua del circuito de refrigeración principal ▪ Reacondicionamiento general de la bomba de agua del circuito de refrigeración auxiliar
9.00	Cada 48000 h	▪ Revisión general del motor, incluyendo todos sus componentes y sistemas principales: ○ Verificación del bloque de cilindros, cambio de cojinetes de bancada, topes axiales y cambio de casquillos del árbol de levas ○ Verificación del Cigüeñal ▪ Verificación de eje de levas ▪ Verificación de engranajes de la distribución y cambio de rodamientos ▪ Reacondicionamiento de la bomba de aceite: revisión de engranajes y cambio de casquillos ▪ Cambio de tornillos y arandelas de contrapesos del cigüeñal ▪ Cambio del amortiguador de vibraciones ▪ Revisión general y limpieza de sistemas de refrigeración, aceite, combustible, aire de admisión, gases de escape, automatización, cableado ▪ Cambio de turbocompresores ▪ Cambio de Bielas ▪ Cambio de Bobinas ▪ Cambio de las juntas del motor

Anexo 04
Diagrama de Carga de la Planta

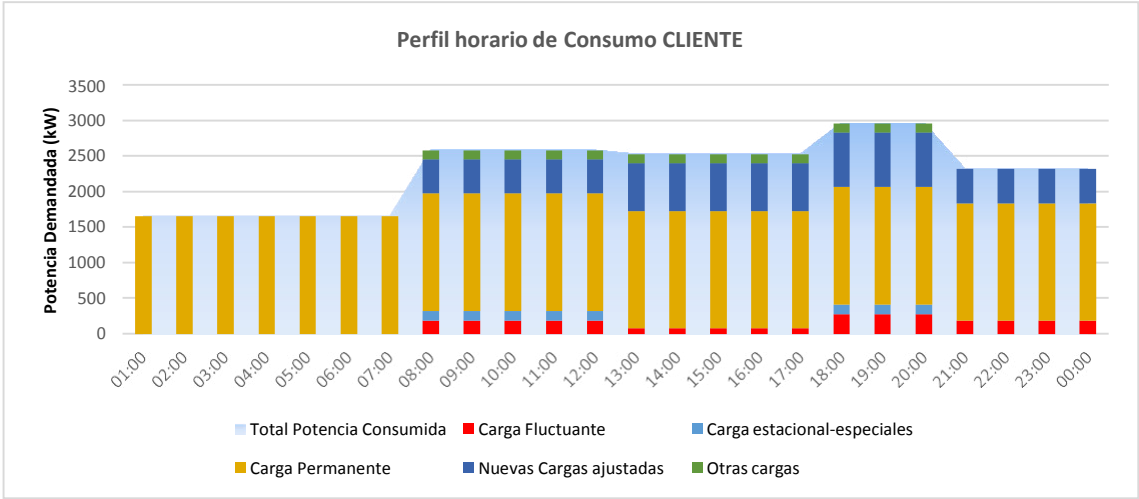
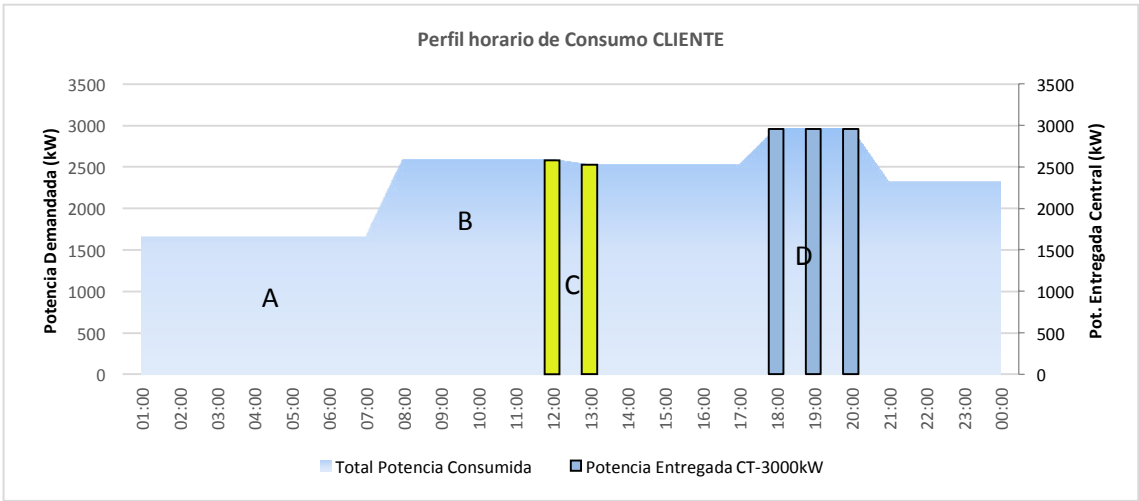


Diagrama de carga.

MODO DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL SEGÚN PROGRAMA DE OPERACIÓN MENSUAL

Durante los Periodos Operativos, la Central tendrá prioridad en el despacho de la potencia y la energía demandada por la Planta. Es decir, en cuanto la Central sincronice e inicie la rampa de entrega de potencia y energía, desplazará las que son proveídas desde la Red eléctrica (SEIN).

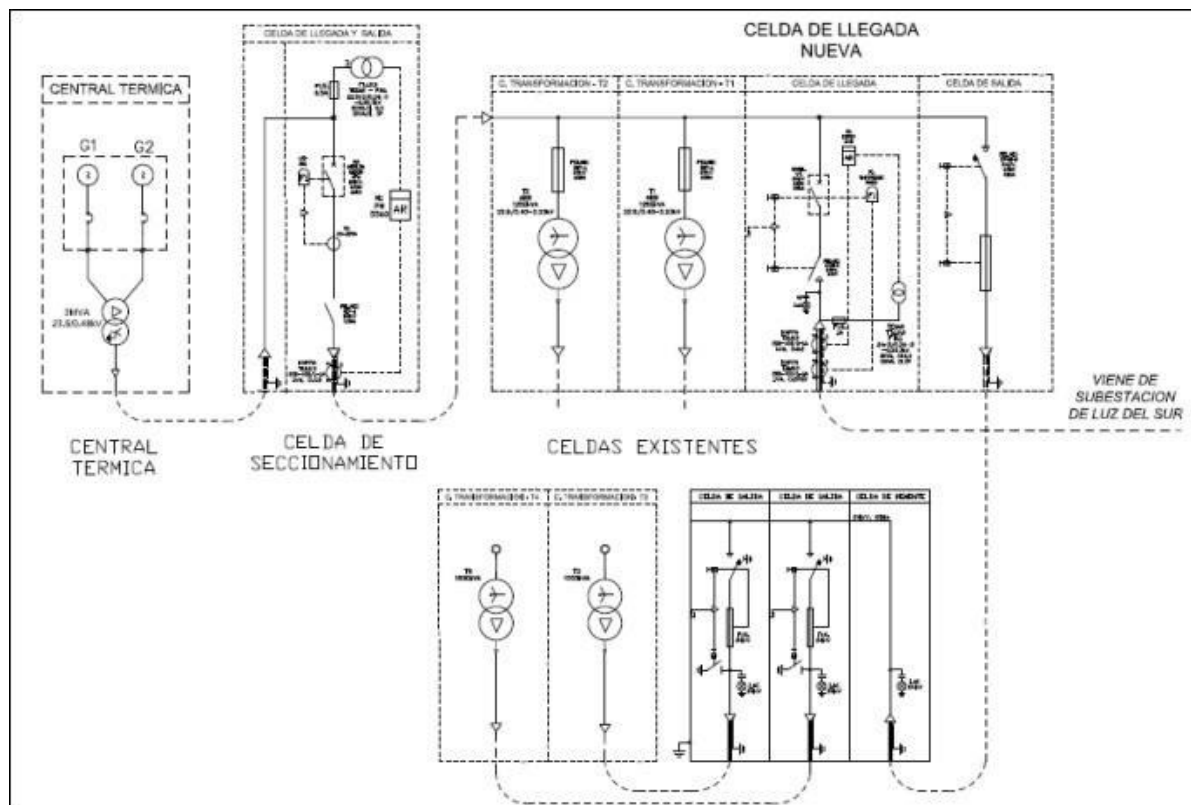
La Central entregará energía y potencia normalmente en el Periodo Operativo especificado en el Programa de Operación Mensual o sus modificaciones, para efectos gráficos la zona D en la Figura 2 (barras color celeste) y también podrá generar electricidad a solicitud del **CLIENTE** cuando este lo requiera, por ejemplo, en la zona A, B, o C (barras color amarillo).



Periodo operativo de la Central

Anexo 05

Diagrama Unifilar de la planta de Autogeneración



Anexo 06

MATRIZ DE CONSISTENCIA

Título: PEAK SHAVING Y SU INFLUENCIA EN LA OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE ENERGÍA EN UN CLIENTE LIBRE DEL SECTOR INDUSTRIAL DE MANUFACTURA

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODOLOGÍA	POBLACIÓN Y MUESTRA
PROBLEMA GENERAL ¿De qué manera la estrategia peak shaving influye en la optimización de los costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura? PROBLEMAS ESPECÍFICOS 1. ¿Qué estrategias son utilizadas para la optimización de costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura? 2. ¿Cómo optimizar los costos de energía mediante la implementación de la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura? 3. ¿En qué medida se reducen los costos de energía, con la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura?	OBEJTIVO GENERAL Determinar de qué manera la estrategia peak shaving influye en la optimización de los costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura. OBJETIVOS ESPECÍFICOS 1. Determinar que estrategias son utilizadas para la optimización de costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura. 2. Determinar cómo optimizar los costos de energía mediante la implementación de la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura. 3. Determinar en qué medida se reducen los costos de energía, con la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura.	HIPÓTESIS GENERAL Es posible determinar de qué manera la estrategia peak shaving influye en la optimización de los costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS 1. Es posible determinar que estrategias son utilizadas para la optimización de costos de energía en un cliente libre del sector industrial de manufactura. 2. Es posible determinar cómo optimizar los costos de energía mediante la implementación de la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura. 3. Es factible determinar en qué medida se reducen los costos de energía, con la estrategia peak shaving en un cliente libre del sector industrial de manufactura.	INDEPENDIENTE Estrategia Peak Shaving DEPENDIENTE Costos de energía	TIPO DE INVESTIGACIÓN Aplicada NIVEL DE INVESTIGACIÓN (ENFOQUE) Cuantitativa DISEÑO DE INVESTIGACIÓN No experimental, transversal, descriptiva y correlacional.	POBLACIÓN Clientes libres de electricidad del sector industrial peruano. MUESTRA Empresa Surpack S.A., ubicada en Lurín, Lima, Perú.

OPERACIONZALIZACIÓN DE VARIABLES

VARIABLES	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DIMENSIONES	INDICADORES	INSTRUMENTO DE MEDICIÓN
Estrategia Peak Shaving	Proceso sistemático que reduce la demanda eléctrica del usuario en horario punta de la compañía suministradora, con el fin de reducir costos de facturación de energía eléctrica. <i>Orozco (2005).</i>	Estrategias de Gestión de Demanda.	Potencia en Horas Punta.	Potencia en MW
		Optimización de costos de energía.	Consumo de energía al mes.	Energía en MWh
		Reducción de costos de energía.	Potencia coincidente.	Máxima Demanda Mensual en HP x PCSPT
Costos de energía	Suma de los costos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.	Costos de Generación	Energía + Potencia	(US\$/MWh)+(US\$/MW-mes)
		Cargos de Transmisión	Peaje Transmisión + Otros Cargos Regulatorios	(US\$/MW-mes)
		Cargos de Distribución	VAD	(US\$/MW-mes)