

# **Universidad Nacional de Ingeniería**

## **Facultad de Ingeniería Mecánica**



**TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

### **Aplicación de Tecnologías de Autogeneración Eléctrica para Reducir los Costos de Energía Eléctrica en el Período de Horas Punta en la Industria de Fundición**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO MÉCANICO ELECTRICISTA**

**ELABORADO POR:**

**VICTOR ALFONSO GONZALES JARA**

 [0009-0004-1262-6366](#)

**Asesor**

**Mg. Ing. Edgard Guadalupe Goñas**

 [0000-0002-2144-6058](#)

**LIMA – PERÚ  
2024**

---

Citar/How to cite	Gonzales Jara, 2024 [1]
Referencia/Reference	[1] V. Gonzales Jara, “ <i>Aplicación de Tecnologías de Autogeneración Eléctrica para reducir los costos de energía Eléctrica en el período de horas punta en las Industrias de Fundición</i> ” [Tesis de pregrado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

---

Citar/How to cite	(Gonzales Jara, 2024)
Referencia/Reference	Gonzales, V. (2024). <i>Aplicación de Tecnologías de Autogeneración Eléctrica para reducir los costos de energía Eléctrica en el período de horas punta en las Industrias de Fundición</i> . [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería].
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	Repositorio institucional Cybertesis UNI.

---

**Dedicatoria**

*Dedico el presente trabajo a mi hija Alessia, quien es mi fuente de inspiración y determinación para la culminación de esta etapa profesional de mi vida, también dedico este trabajo mis padres Edwin y Tarcila, a quienes admiró por ser un ejemplo de superación y perseverancia.*

## **Agradecimientos**

Estoy profundamente agradecido con mi Alma Mater la Universidad Nacional de Ingeniería y sobre todo con los docentes Edgard Guadalupe, Bernabé Tarazona y Fortunato Alva de la facultad de Ingeniería Mecánica; en donde obtuve conocimientos desde el concepto de la derivada hasta el desarrollo de Centrales termoeléctricas.

Agradezco a mi esposa Nuria e hija Ghytel, por brindarme su incondicional apoyo y comprensión para cerrar el ciclo en mi vida universitaria y seguir siendo un motor para mi superación tanto profesional, personal y emocional.

Agradezco a mis hermanos Heli, Jordán, Sthefany y Junior por ser parte de mi vida y brindarme su aliento en mis estudios; y permitirme ser un hito para la familia Gonzales Jara.

Agradezco a mi gran amigo y colega Hernán Fernández, quien me brindó la oportunidad de crecer en el desarrollo de Proyectos de Ingeniería y por darme su desinteresado aporte en el desarrollo del presente trabajo.

## **Resumen**

El presente trabajo se enmarca en el ámbito del comportamiento negativo en las operaciones de las industrias en el Perú, debido al incremento de los costos por la energía eléctrica proveniente de las generadoras y distribuidoras del país, debido a ello la presente investigación desarrolla su importancia en la evaluación de las tecnologías de autogeneración eléctrica como alternativa de solución para la operación de las industrias. Por ello, las tecnologías de autogeneración eléctrica se han desarrollado con la utilización de fuentes de energía convencional y no convencional; como son las turbinas a gas, microturbinas, turbinas a vapor, centrales de ciclo combinado y motores de combustión interna estas utilizan petróleo o gas natural para su operación, siendo esta ultima la de mayor relevancia, ya que gracias a este elemento las tecnologías de autogeneración obtienen mayores eficiencias y generan menores emisiones contaminantes a la atmósfera.

En cuanto a las tecnologías que utilizan energías no convencionales se desarrollan las celdas de combustible; estas utilizan energías limpias las cuales pueden ser almacenadas o distribuidas directamente para la operación de las industrias acorde a su necesidad y con el objetivo de ser más económicas.

En base a lo descrito, la investigación desarrolló, evalúo y seleccionó la óptima tecnología aplicada al caso de estudio, para ello se utilizó información de fabricantes y el software especializado Thermoflex.

Finalmente, se realizó una evaluación económica mediante indicadores como son: TIR y VAN; que sostuvieron la validez de la hipótesis.

**Palabras claves:** Autogeneración, costo de energía, VAN, TIR.

## **Abstract**

The present work is marked in the field of negative behavior in the operations of the industries in Peru, due to the increase in the costs of electrical energy from the generators and distributors of the country, due to this the present investigation develops its importance in The evaluation of electrical self-generation technologies as an alternative solution for the operation of industries.

For this reason, electrical self-generation technologies have been developed with the use of conventional and non-conventional energy sources; In the case of gas turbines, microturbines, steam turbines, combined cycle plants and internal combustion engines, these use oil or natural gas for their operation, the latter being the most relevant, since thanks to this element the technologies self-generation plants obtain higher efficiencies and generate lower emissions into the atmosphere.

Regarding the technologies that use non-conventional energies, fuel cells are being developed; These use clean energy which can be stored or distributed directly for the operation of the industries according to their needs and with the aim of being more economical.

Based on what has been described, the research developed and evaluated the optimal technology applied to the case study, it with the support of specialized Thermoflex software.

Finally, an economic evaluation was carried out through indicators such as the TIR y VAN; that provided the validity of the hypothesis.

**Key Words:** Self-generation, energy cost, VAN, TIR

## Prólogo

El presente trabajo de suficiencia tiene como objetivo reducir los costos de energía eléctrica en horas punta del sistema interconectado en una industria de fundición mediante la evaluación de tecnologías de autogeneración eléctrica. Este trabajo de investigación comprende 06 capítulos, los cuales se describen a continuación:

El primer capítulo describe la introducción de la investigación, en ella se desarrolla las generalidades, descripción de la problemática de los costos de energía y efectos negativos en las industrias del país, determinación de los objetivos, los antecedentes de investigación internacionales, nacionales y locales relacionados a la investigación.

El segundo capítulo envuelve al marco teórico y conceptual, el cual contiene los fundamentos teóricos y de ingeniería de las tecnologías de autogeneración eléctrica; también se describe la disponibilidad de energía eléctrica y de las fuentes de energía; así como la normativa vigente y aplicable a la investigación; terminando con el marco conceptual.

El tercer capítulo, contiene la hipótesis formulada, la variable dependiente e independiente e indicadores de la investigación.

El cuarto capítulo, describe la metodología de la investigación, el tipo y diseño de la investigación, la unidad de análisis y finalmente la matriz de consistencia.

El quinto capítulo, se desarrolló la evaluación y selección de una óptima tecnología de autogeneración aplicada al caso de estudio utilizando los datos históricos y necesidades específicas del caso de estudio; se utilizó el Software Thermoflex para el cálculo de flujo másico del combustible el cual nos permitió calcular la eficiencia de la tecnología de

autogeneración Aplicable a la unidad de análisis, por otro lado, también se realizó la evaluación económica mediante los indicadores TIR y VAN.

El sexto capítulo, describe la discusión y análisis de resultados del trabajo de investigación

Al final del trabajo de investigación, se desarrolló las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos del trabajo.

## Tabla de Contenido

Resumen.....	iv
Abstract.....	v
Prologó.....	vi
Lista de tablas.....	x
Lista de Figuras.....	xi
1. CAPITULO I. PARTE INTRODUCTORIA DEL TRABAJO.....	1
1.1. GENERALIDADES.....	1
1.2. DESCRIPCION DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	1
1.3. OBJETIVO DEL ESTUDIO.....	8
1.3.1. Objetivo General .....	8
1.3.2. Objetivos Específicos.....	8
1.4. ANTECEDENTES INTERNACIONALES.....	9
1.5. ANTECEDENTE NACIONAL .....	11
1.6. ANTECEDENTE LOCAL.....	13
2. CAPITULO II. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL .....	15
2.1. BASES TEORICAS.....	15
2.1.1. Tecnologías de Autogeneración Eléctrica .....	15
2.1.2. Factores que afectan la Potencia de Generación.....	28
2.2. MARCO NORMATIVO .....	29
2.3. RESERVA DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ .....	32
2.3.1. Propiedades del Gas Natural .....	37
2.4. CARGOS DE ELECTRICIDAD EN EL MERCADO LIBRE .....	39
2.5. COSTOS VARIABLES DE UNIDADES DE GENERACIÓN .....	43
2.5.1. Costo Variable de combustible (CVC) .....	43
2.5.2. Costo del Combustible gaseoso (CC). ....	43
2.5.3. Costo Variable de No Combustible (CVNC) .....	44
2.5.4. Costo Fijo de Operación (CFO) .....	46
2.6. MARCO CONCEPTUAL .....	48
3. CAPITULO III. HIPÓTESIS Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	49
3.1. HIPOTESIS GENERAL .....	49
3.2. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES .....	49
4. CAPITULO IV. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN .....	50
4.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	50
4.1.1. Enfoque.....	50
4.1.2. Diseño de la Investigación .....	50
4.2. UNIDAD DE ANÁLISIS .....	51
4.3. MATRIZ DE CONSISTENCIA .....	55
5. CAPITULO V. DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	56
5.1. INTRODUCCIÓN .....	56
5.2. FLUJOGRAMA.....	57
5.3. RECOLECCION DE DATOS.....	58
5.3.1. Consideraciones de Operación.....	58
5.3.2. Determinación de Potencia y Energía Eléctrica .....	58
5.3.3. Peaje de Conexión Sistema Principal de Transmisión .....	59
5.3.4. Peaje de Conexión Sistema Secundario de Transmisión.....	61
5.3.5. Costo Marginal (Cmg) .....	62

5.3.6. Costo de Potencia Nivel de Generación .....	63
<b>5.4. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN .....</b>	<b>64</b>
5.4.1. Pre - Selección de Tecnología de Autogeneración .....	64
5.4.2. Selección de Tecnología de Autogeneración .....	69
5.4.3. Balance de Masa y Energía .....	71
5.4.4. Cálculo de Eficiencias .....	73
5.4.5. Diagrama de Sankey.....	75
5.4.6. Costos con Utilización de la Red Eléctrica .....	76
5.4.7. Costos con Tecnología de Autogeneración .....	77
5.4.8. Flujo de Caja .....	84
5.4.9. Cálculo de indicadores Económicos .....	87
<b>6. CAPITULO VI. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>89</b>
6.1. ANÁLISIS - UTILIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	89
6.2. ANÁLISIS – DETERMINACIÓN DE POTENCIA .....	89
6.3. ANÁLISIS – DETERMINACIÓN DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA.....	89
6.4. ANÁLISIS – COSTO DE UTILIZACIÓN DE ENERGÍA.....	90
6.5. CONTRASTACIÓN DE LA HIPÓTESIS PLANTEADA .....	90
Conclusiones.....	91
Recomendaciones.....	93
Referencias Bibliográficas.....	95
Anexos.....	97

## Lista de Tablas

Tabla 1.1: Relación de cargos Adicionales por Transmisión Eléctrica.....	4
Tabla 2.1: Comparación de Tecnologías CHP – EPA .....	26
Tabla 2.2: Comparación de Tecnologías CHP – ORNL .....	27
Tabla 2.3:Comparación de Tecnologías CHP – CRES .....	28
Tabla 2.4: Tarifas Únicas de distribución Vigente .....	37
Tabla 2.5: Componentes del Gas Natural de Camisea. ....	37
Tabla 2.6: Propiedades Principales del Gas Natural .....	38
Tabla 2.7: Estructura de Personal fijo de Operación y Mantenimiento .....	47
Tabla 3.1: Operacionalización de Variables .....	49
Tabla 4.1: Coordenadas Georreferenciales de la Refinería de Cajamarquilla .....	51
Tabla 4.2: Parámetros Ambientales.....	52
Tabla 4.3: Matriz de Consistencia.....	55
Tabla 5.1: Peajes de Conexión al Sistema Principal de Transmisión .....	60
Tabla 5.2: Peajes de Conexión al Sistema Secundario de Transmisión.....	61
Tabla 5.3: Costos Marginal Promedio Mensual (S./ /kWh) .....	63
Tabla 5.4: Precio de Potencia nivel de Generación Mensual .....	64
Tabla 5.5: Resultados de Evaluación – Según EPA.....	66
Tabla 5.6: Resultados de Evaluación – Según ORNL.....	67
Tabla 5.7: Resultados de Evaluación – Según CRES .....	68
Tabla 5.8: Resumen de Parámetros de Tecnologías Pre-seleccionadas .....	69
Tabla 5.9:Características generales de la Central Térmica.....	71
Tabla 5.10: Características Técnicas del Motor de Combustión Interna.....	71
Tabla 5.11: Resumen de Caudales – Operación 01 MCI .....	72
Tabla 5.12: Características Técnicas del Motor de Combustión Interna.....	76
Tabla 5.13: Resumen de Costos de Inversión (CAPEX) .....	80
Tabla 5.14: Resumen de Costos de Inversión por potencia .....	80
Tabla 5.15:Precio de Gas Natural - Cálidda.....	81
Tabla 5.16: Precios Promedio Gas Natural - Cálidda.....	81
Tabla 5.17: Costo del Gas Natural - Mes .....	83
Tabla 5.18: Sueldo bruto de Personal.....	84
Tabla 5.19: Factor de Beneficios sociales.....	84
Tabla 5.20: Flujo de Caja con Motores de Combustión Interna.....	86

## Lista de Figuras

Figura 1.1: Consumo de Energía Eléctrica en Industrias de Fundición del Perú.....	2
Figura 1.2: Formación de Tarifas Eléctricas en el Perú.....	3
Figura 1.3: Pérdidas de energía eléctrica según el sistema eléctrico .....	5
Figura 1.4: Precios en el Mercado libre por Tipo de Empresa (S./ por MWh).....	6
Figura 1.5: Costo Marginal en el 2021 (USD por MWh) .....	7
Figura 1.6: Esquema de las estrategias de Peak Shaving. ....	10
Figura 1.7: Modalidades de Peak Shaving.....	11
Figura 2.1: Heat Rate vs USD/kW .....	15
Figura 2.2: Turbina a gas ciclo abierto .....	17
Figura 2.3: Ciclo de Brayton .....	18
Figura 2.4: Ciclo Brayton Abierto y Cerrado.....	18
Figura 2.5: Sistema de Turbina Vapor - Caldera.....	20
Figura 2.6: Diagrama T-S del Ciclo Rankine ideal.....	21
Figura 2.7: Esquema de Microturbina con Trigeneración .....	22
Figura 2.8: Balance de energía de un motor de combustión interna .....	24
Figura 2.9:Evolución del ratio R/P de gas natural en el Perú entre 2004 y 2019....	33
Figura 2.10: Consumo de Gas Natural por Concesionario .....	34
Figura 2.11: Número Acumulado de Clientes de Cálidda .....	35
Figura 2.12: Demanda de gas Natural por tipo de Cliente - Cálidda .....	36
Figura 4.1: Vista Satelital de la Refinería de Cajamarquilla – NEXA RESOURCES	52
Figura 5.1: Diagrama de flujo.....	57
Figura 5.2: Perfil de Demanda Eléctrica promedio - años 2021, 2022 y 2023 en 01 día representativo. ....	59
Figura 5.3: Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión – Promedio...	60
Figura 5.4: Peaje de Conexión al Sistema Secundario de Transmisión Promedio- Año representativo.....	62
Figura 5.5: Flexibilidad de Operación por tipo de Tecnología .....	70
Figura 5.6: Esquema del sistema de generación con 01 MCI. ....	72
Figura 5.7: Diagrama de Sankey de la Central Térmica.....	75

# CAPITULO I

## 1. CAPITULO I. PARTE INTRODUCTORIA DEL TRABAJO

### 1.1. GENERALIDADES

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 en la mayoría de casos.

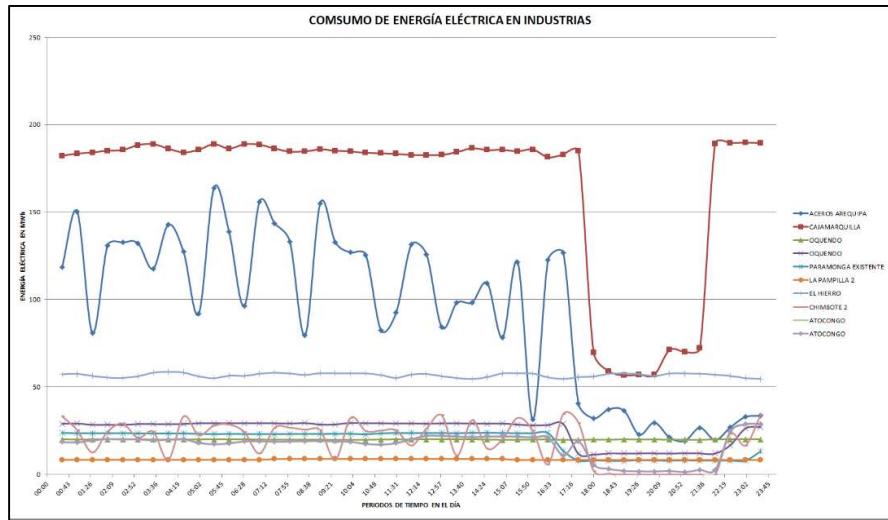
La presente investigación tiene por alcance cómo optimizar los costos de energía mediante la evaluación de tecnologías de autogeneración.

### 1.2. DESCRIPCION DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

En el Perú existen diversas industrias que se limitan a no sobrepasar las energías y potencias eléctricas contratadas para su producción en el periodo de horas punta, debido al costo de la máxima demanda mensual en horas punta, la cual impacta directamente en los costos y la productividad de las mismas industrias; es por ello que las industrias han decidido no operar u operar a un valor mínimo, limitando su operatividad y competitividad; en la figura 1.1 se aprecia la caída de consumo de energía eléctrica de algunas industrias de fundición importantes del país durante en el periodo de operación de un día de las industrias de fundición.

**Figura 1.1:**

*Consumo de Energía Eléctrica en Industrias de Fundición del Perú.*

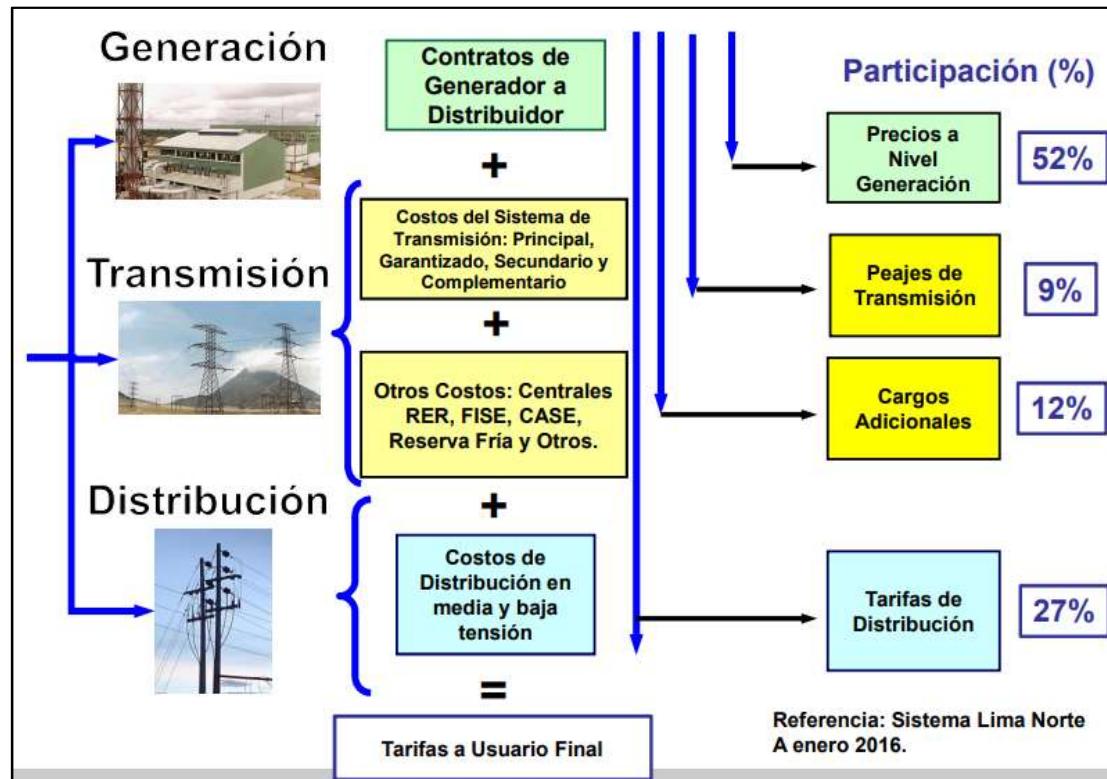


*Fuente: COES, (2022).*

Otra de las principales causas para este tipo de comportamiento negativo de las industrias son las tarifas de electricidad, al establecer costos diferenciados por la utilización de energía eléctrica en horas punta con las horas fuera de punta; tal es que las tarifas de electricidad abarcan a las actividades de generación, transmisión y distribución; en la figura 1.2 se muestra la distribución de la energía eléctrica y su proporcionalidad en costos en el mercado eléctrico peruano.

**Figura 1.2:**

*Formación de Tarifas Eléctricas en el Perú.*



*Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM) – (2016).*

Además, los costos por operar con energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) en periodos de hora punta comprenden: costo de energía eléctrica en horas punta los cuales difieren a la energía consumida en horas fuera de punta; los cobros por potencia en periodo de horas punta; los cobros de peajes por transmisión de energía eléctrica y los cargos adicionales; estos últimos costos son cargos dispuestos por el MINEN, Osignermin y COES; lo cual es una particularidad del sistema eléctrico peruano, algunos cargos adicionales por transmisión se enumeran en la tabla 1.1.

**Tabla 1.1:***Relación de cargos Adicionales por Transmisión Eléctrica*

Descripción del Cargo Adicional	Normativa que lo establece
<b>Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS)</b> , que implica la compensación a las centrales duales que operan con gas natural o diesel y las centrales de Reserva Fría licitadas por PROINVERSION.	Artículo 6º Decreto Legislativo 1041 DU N° 121-2009 DU N° 001-2011
<b>Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (Prima RER)</b> , que implica la compensación a las centrales de generación que utilizan Recursos Energéticos Renovables (RER)	Artículo 7º Decreto Legislativo 1002
<b>Cargo por Compensación por FISE (FISE)</b> , que implica la compensación a los generadores eléctricos por el recargo en el transporte de gas natural que financia el FISE	Artículo 4º Ley N° 29852
<b>Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE)</b> , destinado a completar los ingresos garantizados para implementar proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural para el afianzamiento de la seguridad energética contratados por PROINVERSION, mediante el Gasoducto Sur.	Artículo 2º Ley N° 29970
<b>Cargo por Confiability y seguridad en suministro de energía (CASEg)</b> , destinado al incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica para el SEIN y el cargo por compensación de costos de gas natural por desintegración;	Artículo 1º Ley N° 29970
<b>Cargo de Confiability de la cadena de suministro (CCSCE)</b> , destinado a compensar a aquellas empresas estatales que incurran en gastos por las situaciones de emergencia que declare el Ministerio de Energía y Minas.	Artículo 1º Ley N° 29970

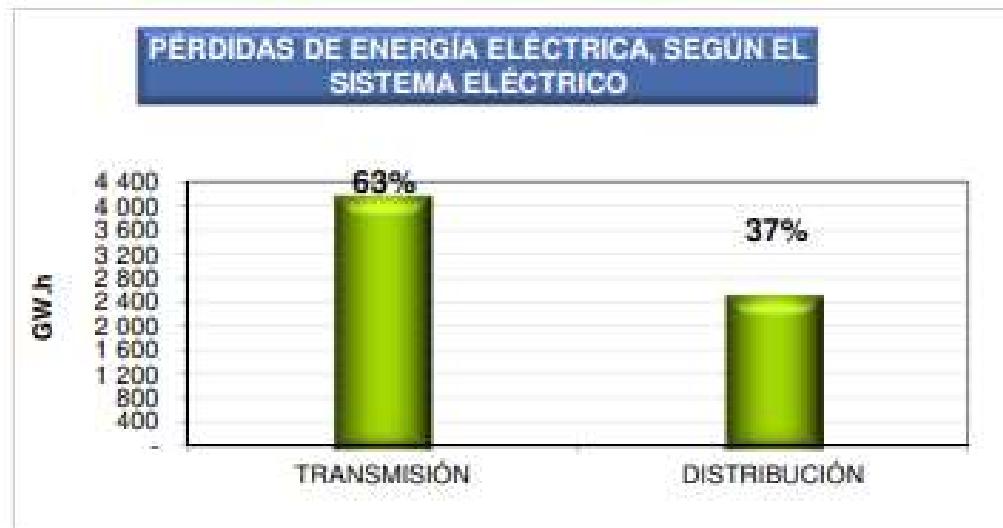
**Fuente: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, (2016).**

A estos costos se suman las pérdidas generadas por el mismo transporte de la energía eléctrica en el sistema de transmisión y distribución; la cual es asumida por los clientes libres y regulados pertenecientes al SEIN.

En la figura 1.3 se aprecia las perdidas correspondientes al año 2021, donde se aprecia que se pierde alrededor de 4000 GW-h en transmisión y 2400 GW-h en distribución aproximadamente.

**Figura 1.3:**

Pérdidas de energía eléctrica según el sistema eléctrico

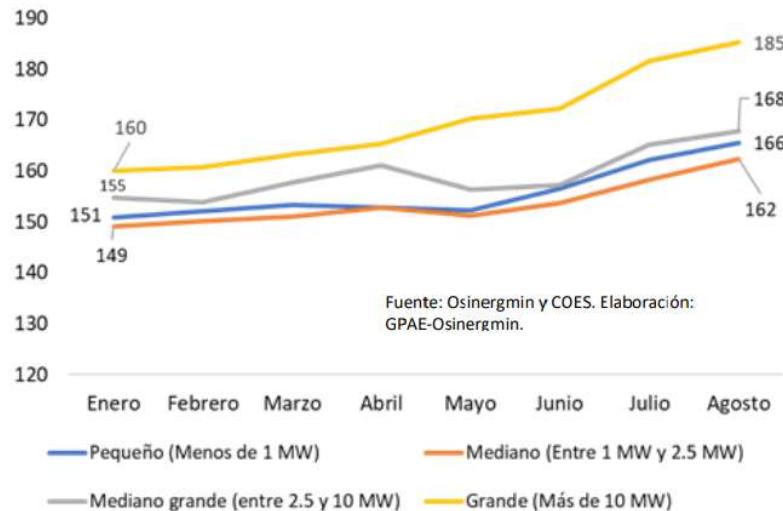


*Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM) – (2021).*

Otra de las causas, es la variación de los precios de electricidad a nivel de generación las cuales atienden a los clientes más grandes tales como empresas industriales, cementeras y mineras, las cuales han sufrido un incremento en sus costos de energía eléctrica respecto a las medianas y pequeñas empresas. El precio promedio cobrado a empresas presenta el incremento como se aprecia en la figura 1.4 acorde a la potencia instalada.

**Figura 1.4:**

Precios en el Mercado libre por Tipo de Empresa (S./ por MWh)



Fuente: Osinergmin y COES, (2020).

Este incremento se debe principalmente al cambio estructural del costo marginal (precio spot), el cual es afectado por el incremento del dólar en el Perú, el comportamiento de la demanda y por la aprobación de la modificación del procedimiento técnico N° 31 (PT-31) del COES que corresponde a la declaración de precios de gas natural, lo que exige a las generadoras de energía eléctrica a presentar y sustentar ante el COES sus costos reales, a continuación en la figura 1.5 se aprecia el incremento del costo marginal visualizándose una elevación considerable del precio spot a partir del mes de julio del 2021 debido a la aplicación del procedimiento mencionado.

**Figura 1.5:**

*Costo Marginal en el 2021 (USD por MWh)*



*Fuente: Osinergmin y COES, (2021).*

Por lo expuesto, en el presente capítulo se plantean las siguientes interrogantes:

¿Es Factible que la Aplicación de Tecnologías de Autogeneración Eléctrica Reemplace a la Energía Proveniente de un generador de energía Eléctrica proveniente del SEIN, y que con ello la Industria de Fundición genere un ahorro?

¿Es factible realizar los cálculos de los costos de generación por una generadora del SEIN y los costos con una tecnología de Autogeneración?

¿Es viable calcular la potencia que puede o requiere la unidad de análisis con la tecnología de Autogeneración?

¿Es viable seleccionar la tecnología de autogeneración óptima para nuestra investigación?

¿Es posible determinar cuál es el costo más representativo por utilizar energía del SEIN en el período de horas Punta?

### **1.3. OBJETIVO DEL ESTUDIO**

#### **1.3.1. Objetivo General**

Reducir los costos de energía eléctrica en el periodo de horas punta en industrias de fundición aplicando tecnologías de autogeneración eléctrica.

#### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- Determinar la potencia para la selección de la Tecnología de Autogeneración.
- Calcular los costos de energía eléctrica provenientes de la operación con energía de la red del sistema eléctrico Interconectado y los costos con la operación de la tecnología de autogeneración.
- Determinar el flujo másico de combustible para la operación de la tecnología de Autogeneración.
- Seleccionar la óptima tecnología de autogeneración y su eficiencia para el caso de estudio.
- Determinar el costo más influyente en el uso de Energía Eléctrica proveniente del SEIN en períodos de hora Punta.
- Calcular los parámetros financieros TIR y VAN, con el objetivo de validar la hipótesis planteada.

#### **1.4. ANTECEDENTES INTERNACIONALES**

**KARMARIS G. y TENGNER T.** (2013), en su artículo científico titulado “**PEAK SHAVING CONTROL METHOD FOR ENERGY STORAGE**”; describe que el almacenamiento de energía es un gran potencial para el futuro. Como parte de su problemática describe el desafío de la utilización de una reserva de almacenamiento de energía finita con el objetivo de reducir los picos de energía eléctrica de manera óptima, es por ello que el autor propone un método para el cálculo de un nivel de energía óptimo basado principalmente en datos históricos y estadísticos correspondientes a la carga eléctrica.

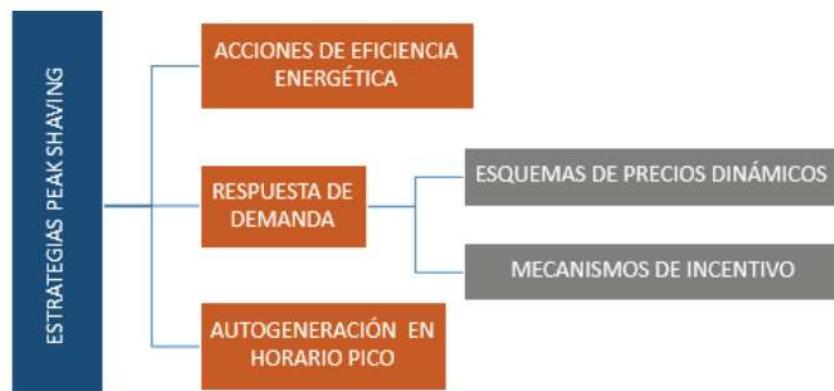
Con ello Karmaris y Tengner plantea la creación de un sistema de almacenamiento de energía (ESS), el cual acorde a la situación se adapta y optimiza el recorte de los diferentes niveles de demanda de energía en periodos determinados. El comportamiento del ESS es acorde a funciones de probabilidad y a la cantidad de información que se obtiene a través comportamiento de la demanda de energía. Como resultado existen ESS que se descargan mientras se cargan, otros que solo se descargan hasta su totalidad para suplir los picos, así como ESS con la menor potencia posible y carga con potencia constante; los cuales son mejorados gracias a un análisis estadístico.

**Castro**, (2017), en su investigación relaciona a la estrategia de Peak Saving como un método para disminuir los costos de demanda eléctrica en horas pico; aplicándolo en el ecuador en la ciudad de quito; además expone como principal objetivo el estudio de los métodos y/o estrategias de reducción de demanda de energía en horas pico y determinar su factibilidad de aplicación en Ecuador, el autor toma como caso de estudio a la Empresa de electricidad “Quito”. El autor propone como estrategias a las acciones tomadas, desde el punto de vista de la eficiencia energética como solución de la demanda eléctrica y autogeneración eléctrica en

horario pico; en la figura 1.6 se aprecian las estrategias aplicadas por el autor en su investigación:

**Figura 1.6:**

*Esquema de las estrategias de Peak Shaving.*



*Fuente: Castro, (2017)*

En el capítulo IV de la investigación, se realiza el análisis de factibilidad de la implementación de las estrategias Peak Shaving en donde estudia a la normativa ecuatoriana; las características operativas del sistema eléctrico nacional de Ecuador tales como la estadística de la demanda eléctrica, los tipos de centrales de energía por tipo de generación y la producción de energía; por otro lado recopila la información del pliego tarifario para los clientes industriales de las empresas distribuidoras de energía; para finalmente realizar una evaluación general de las posibilidad de implementar al sistema eléctrico Ecuatoriano una de las estrategias de PEAK SHAVING.

En el capítulo V, efectúa el impacto de la aplicación de las estrategias de PEAK SHAVING en Ecuador de donde obtiene la forma característica de la curva de demanda, la cual es modificada al reducir el pico de energía; esto es demostrado mediante un estudio de costo-beneficio.

En el capítulo final, concluye que el sector industrial en Ecuador tiene el potencial para la implementación de las estrategias mencionadas, debido al comportamiento del sistema eléctrico de controlar grandes cantidades de carga

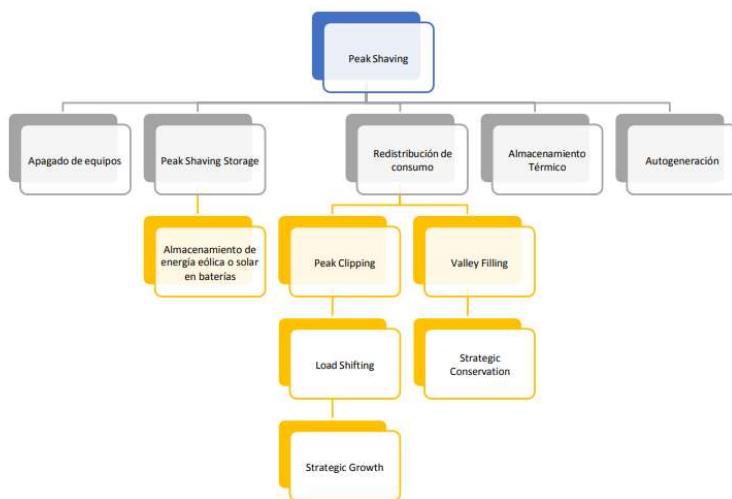
eléctrica; las cuales son reemplazables para producir la reducción de la demanda eléctrica en el período pico del sistema eléctrico nacional.

## 1.5. ANTECEDENTE NACIONAL

En las investigaciones elaboradas en el Perú, se resalta a Pariona (2022), donde el autor aplica su investigación a la empresa Surpack S.A. localizado en el departamento de Lima distrito de Lurín, busco determinar la aplicación de una estrategia de Peak Shaving en la optimización de energía; en la figura 1.7 se aprecia los diversos métodos de Peak Shaving propuestos en su investigación para cumplir con el objetivo.

**Figura 1.7:**

*Modalidades de Peak Shaving*



*Fuente: Pariona, (2022).*

Además, para la investigación fue de vital importancia la obtención de los datos como son: las cargas eléctricas registradas en el tiempo; correspondientes a la unidad de análisis estudiada; con la cual se obtuvo la demanda y potencia eléctrica principalmente para ser procesada y analizada mediante sus respectivas curvas.

Finalmente, el autor logró determinar que, si es posible la aplicación de un tipo de estrategia de Peak Shaving el cual comprende utilizar la autogeneración con grupos electrógenos utilizando como combustible al gas natural, con lo cual tendría ahorros de costos para la planta en determinado tiempo.

Otra importante investigación presentada por YABAR Y, (2016), en donde presento la significativa importancia de la utilización del Gas Natural como fuente de combustible para la Cogeneración y reducción de gases de efecto invernadero; lo que conllevó a su vez la posibilidad de una mejora en la planificación energética a través de la reducción de costos de energía eléctrica.

Por otro lado, el autor analizó la situación energética en el Perú especialmente la del gas natural como recurso de gran valor para la producción de energía eléctrica.

Acorde al autor la metodología empleada para la eficiencia energética se desarrolla en los siguientes procesos: Perfil de la eficiencia energética, antecedentes y usos energéticos, análisis de la información y diagnóstico energético, diseño de la planta y medición de resultados; este último proceso abarca la evaluación de rentabilidad del diseño propuesto para el caso de estudio, el cual es una planta manufacturera de caucho y metalmecánica.

Finalmente, la investigación concluye que si es factible el diseño de una planta de cogeneración para el ahorro de costos de energía; así como también el uso de gas natural como fuente de energía para la reducción de gases de efecto invernadero; sin embargo, el autor no analiza la sensibilidad del estudio ante probables escenarios que surjan a futuro.

## **1.6. ANTECEDENTE LOCAL**

GUEVARA B, (2017), en su investigación relaciona a la oportunidad del incremento significativo de utilización de Gas Natural en las centrales térmicas aplicándolo a Industrias del departamento de Lima e Ica, para con ello obtener mejoras económicas para estas.

Es por ello, que el autor desarrolla un procedimiento para determinar acorde a su potencia requerida y al mercado que pertenezcan sea al mercado regulado o como clientes libres la posibilidad de la utilización de gas natural como combustible para la generación eléctrica mediante cogeneración o autogeneración eléctrica; los casos de estudio son los clientes regulados en media tensión que consumen una potencia mayor a 200 kW y a los clientes libres.

Para el autor, un requisito indispensable es la cercanía de los clientes libres y regulados a una red de distribución de gas natural de Lima e Ica respectivamente.

Guevara B, valida mediante una evaluación técnica económica aplicando un análisis según la Clasificación Industrial Internacional uniforma (CIIU), el cual representa la actividad comercial de las industrias, esta clasificación es empleada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

**CHIARA G**, (2018), en su investigación plantea como objetivo disminuir el costo que representa la utilización de energía eléctrica en período de horas punta; sustituyendo la fuente normal por la utilización de grupos electrógenos en su caso de investigación, para lo cual, primeramente se centró en la identificación de la demanda de la planta, para con ello obtener la nueva tarifa eléctrica y proceder con el análisis de los costos de generación eléctrica mediante grupos electrógenos; la investigación se basa en su parte teórica en principios y fundamentos mecánicos, energéticos y normativos, que sostienen al objetivo principal de la investigación.

En el capítulo V plantea un procedimiento para lograr el fin de su investigación.

Concluyendo al final del estudio que, si es posible disminuir los costos de electricidad, mediante la utilización de grupos electrógenos en períodos de 6pm a 11 pm sin contar los días domingos y feriados en una planta con capacidad de potencia Instalada de 1000 kW.

## CAPITULO II

### 2. CAPITULO II. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

#### 2.1. BASES TEÓRICAS

##### 2.1.1. Tecnologías de Autogeneración Eléctrica

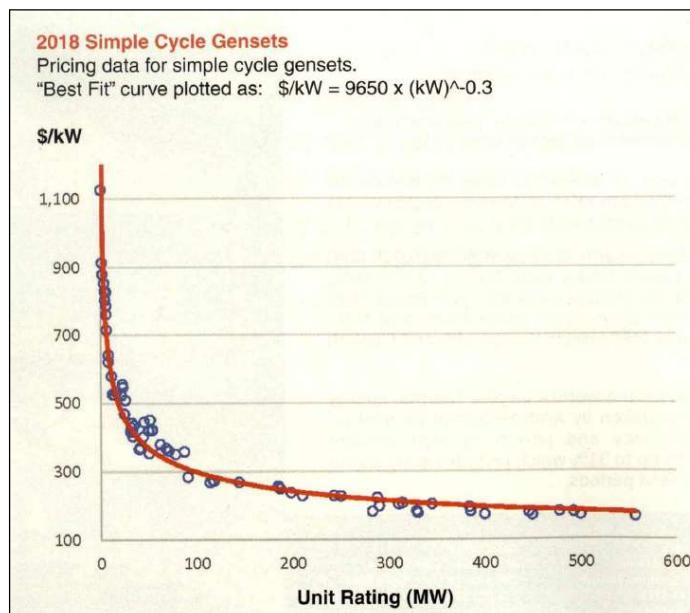
###### Turbina a gas

Bathier (1987), argumenta que la turbina de gas es un tipo de motor térmico rotativo que utiliza la combustión para transformar energía mecánica en energía eléctrica mediante un generador; la combustión puede ser de petróleo residual, diésel, gas natural, etc.

Las turbinas a gas tienen rangos operativos de 2 a 500 MW y eficiencias a condiciones ISO que no exceden el 43% para la máquina más eficiente. El costo de la unidad generadora varía en forma inversa con la potencia tal es así que a bajas potencias los costos de inversión en US\$/kW son más altos (ver figura N° 2.1), así mismo los Heat Rate tienden a ser más altos (menor eficiencia).

**Figura 2.1:**

*Heat Rate vs USD/kW*



Fuente: Revista Gas Turbine World, (2018).

Las condiciones ambientales del área donde se ubicará la turbina de gas tienen una gran influencia en el funcionamiento de este tipo de máquinas. Los factores que más importancia tienen son: la temperatura ambiente, la humedad relativa y la presión atmosférica (ubicación respecto al nivel del mar), pues estos conllevan a aplicar factores de derrateo a su capacidad de potencia, a continuación, se describen los siguientes casos:

- Un aumento de temperatura ambiente y de la humedad relativa provoca una disminución de la eficiencia de la unidad.
- Presiones ambientales menores (mayor altitud con respecto al mar) darán lugar a una reducción de la eficiencia de la unidad.

Existen dos tipos de turbinas a gas, una es del tipo Aero derivativa o Jet y la otra es del tipo industrial o "heavy duty". Las de tipo industrial son las que más se utilizan para generación eléctrica, siendo estas de un diseño más robusto, y para más variedad de combustibles. Además, el avance tecnológico en los materiales ha desencadenado un incrementado en las temperaturas de operación de las mismas; y por lo tanto en sus eficiencias.

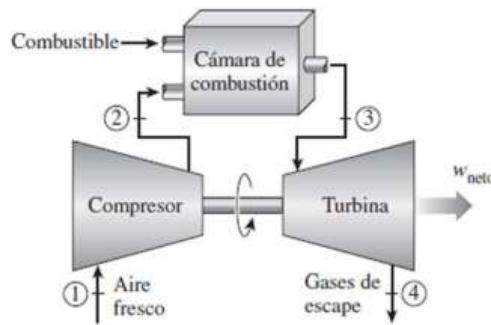
En el caso de las turbinas Aero derivativas o "jet", el tamaño máximo actual del grupo turbogenerador es de 50 MW en condiciones ISO (15°C, 60% HR y 14.7 psi de presión atmosférica).

En el caso de las unidades del tipo "heavy duty" o para servicio pesado, los fabricantes más importantes a nivel mundial tienen unidades de generación de entre 30 y 200 MW en condiciones ISO.

Las turbinas a gas se relacionan con el ciclo termodinámico Brayton, este ciclo es ideal y se representa como se indica en la figura 2.2.

**Figura 2.2:**

**Turbina a gas ciclo abierto**

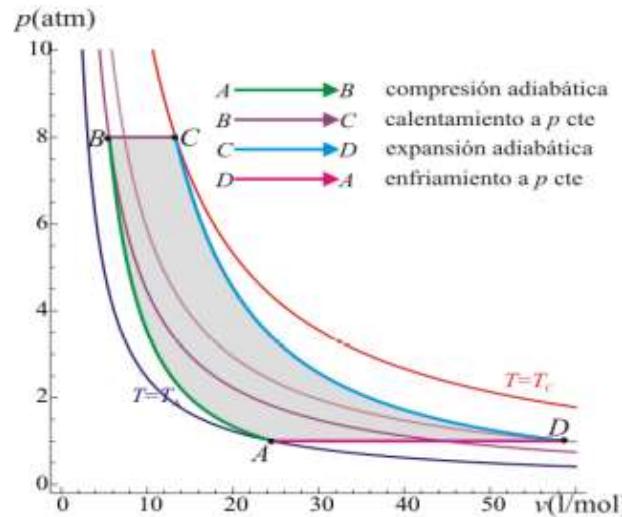


**Fuente:** Cengel y Boles M. (2015).

El ciclo en una turbina de Gas para Vaquerizo (2018) comprende principalmente de 04 procesos, siendo el primero un proceso isentrópico en donde se comprime el fluido (compresor), luego el segundo proceso es isobárico en donde el fluido gana calor (ingreso a la cámara de combustión); terminado este proceso, continua con un proceso isentrópico en donde el fluido es descomprimido (ingreso a la turbina de gas); finalmente termina con un proceso isobárico en donde el fluido rechaza el calor a presión constante (salida de turbina de gas), el producto del ciclo de Brayton son los gases de combustión interna que son expulsados a una temperatura mayor a la del ambiente por lo general. Por otro lado, la energía de los gases de combustión en otras aplicaciones puede ser aprovechada con más equipamiento.

**Figura 2.3:**

*Ciclo de Brayton*



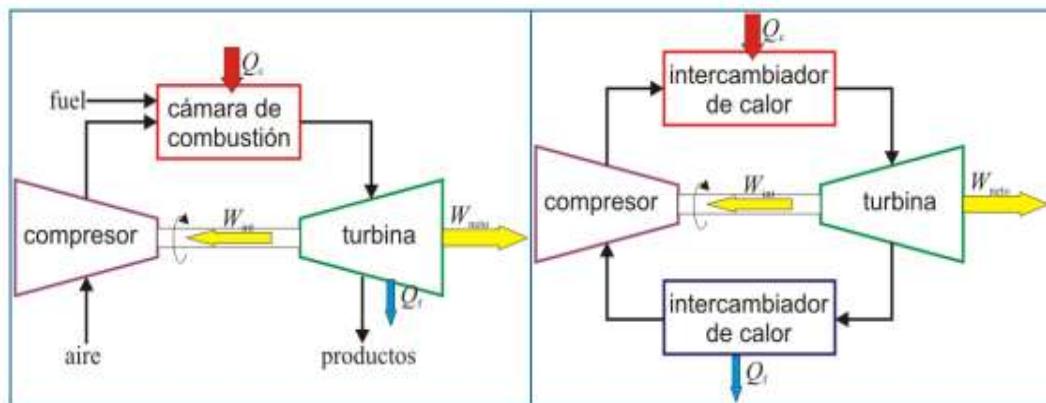
*Fuente: Vaquerizo N, (2018).*

A partir de lo descrito en los párrafos anteriores Vaquerizo (2018), plantea que el ciclo de Brayton puede tener una modificación, denominándolo ciclo de Brayton cerrado y otro abierto.

En la Figura 2.4 se muestra el esquema de los mencionados ciclos.

**Figura 2.4:**

*Ciclo Brayton Abierto y Cerrado*



*Fuente: Vaquerizo, N, (2018)*

Cengel y Boles (2009), plantea que un ciclo Brayton Abierto se puede modificar para convertirse en un ciclo Brayton Cerrado mediante un intercambiador de calor; la similitud para ambos ciclos es la utilización de la misma cantidad del combustible, sin embargo, la primera diferencia entre ambos se encuentra en el primer proceso en donde la renovación de aire para un ciclo abierto se encuentra a temperatura ambiente, mientras que para un proceso cerrado la renovación de aire es inyectado con la ganancia de calor proveniente del intercambiador de calor el cual es aprovechado en el proceso de combustión; la otra diferencia se encuentra en el proceso de salida de los gases de combustión; ya que en el ciclo abierto los gases son expulsados sin obtener ninguna ganancia mientras que el ciclo cerrado se aprovecha la ganancia de calor de los gases de combustión para el calentamiento del aire que ingresará al compresor a presión constante; con ello un ciclo de Brayton cerrado obtiene mayor aprovechamiento de la energía en la combustión por ende tiene mayor eficiencia.

### **Turbina a Vapor**

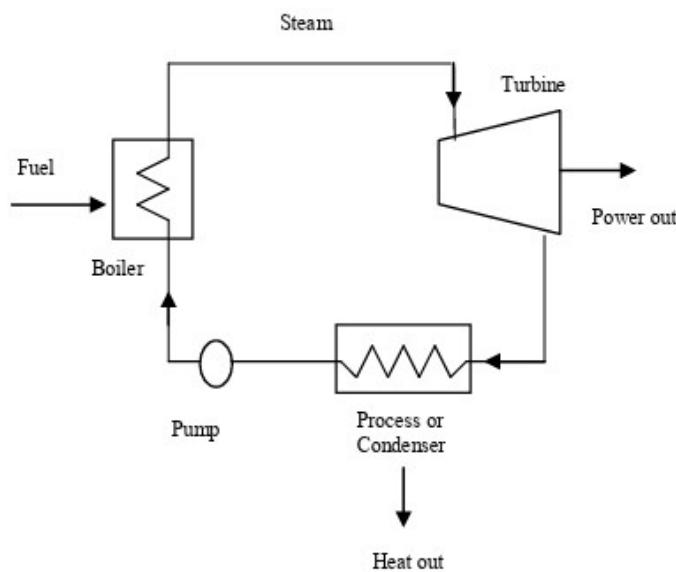
Cengel y Boles (2009), argumenta que las turbinas a vapor son regidas por el ciclo termodinámico Rankine ideal, este ciclo comprende procesos claves en donde no se considera ninguna irreversibilidad del agua. El primer proceso se da en la bomba donde el fluido es comprimido de manera isentrópica, en este proceso la bomba entrega trabajo en el proceso; y el líquido saturado eleva su temperatura en unos cuantos grados centígrados; en el segundo proceso el fluido en estado líquido es convertido en vapor, esto debido a la entrega de calor por parte de la caldera, este proceso se realiza a presión constante; la tercera parte del ciclo es la más importante, debido a que el agua en forma vapor proveniente de la caldera, ingresa a la turbina en donde se produce la transformación de energía térmica en energía mecánica para luego convertirse en energía eléctrica

a través de un generador de electricidad, en este proceso los parámetros de temperatura y presión del vapor disminuyen; por ultimo con el fin de recuperar al agua en estado líquido, el vapor que sale de la turbina es ingresado a un condensador a presión constante; el agua en estado líquido es redirigido hacia la bomba para cerrar el ciclo.

En la figura 2.5 se visualiza el ciclo de la turbina a vapor.

**Figura 2.5:**

*Sistema de Turbina Vapor - Caldera*



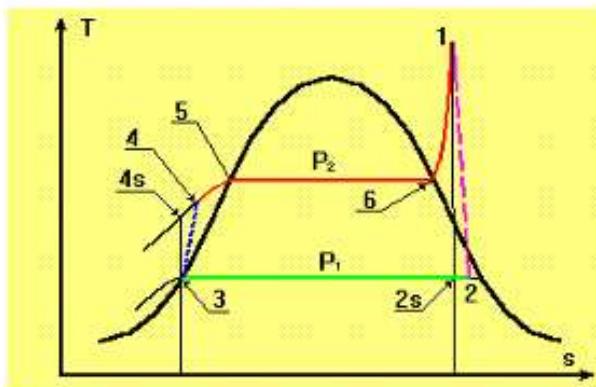
**Fuente: U.S. EPACHPP, (2017).**

El ciclo Rankine corresponde a motor térmico con ciclo de energía de vapor. El fluido común para este ciclo es el agua. Los 04 procesos del ciclo Rankine según la figura 2.6, se enuncian a continuación

- 1 a 2: Expansión Isentrópica (Turbina de Gas)
- 2 a 3: Inyección de Calor Isobárico desde el fluido de trabajo.
- 3 a 4: Compresión Isentrópica (Motor)
- 4 a 1: Transferencia de Calor de forma isobárica y constante en caldera.

**Figura 2.6:**

*Diagrama T-S del Ciclo Rankine ideal*



Fuente: U.S. EPACHPP, (2017).

Las aplicaciones de las turbinas a vapor son adecuadas para medianas y grandes escalas en el sector industrial e institucional, ofreciendo una amplia variedad de flexibilidad de combustible utilizando una variedad de fuentes como son: carbón, petróleo, gas natural, madera y productos de desechos, además el calor residual de escape recuperado en un calor generador de vapor de recuperación.

Estas pueden ser utilizadas en configuraciones de ciclo combinado, Accionamiento mecánico, sistemas de calefacción y refrigeración.

En general, las turbinas a vapor están disponibles en tamaños desde 100KW hasta 250MW, en el rango de tamaños de varios megavatios.

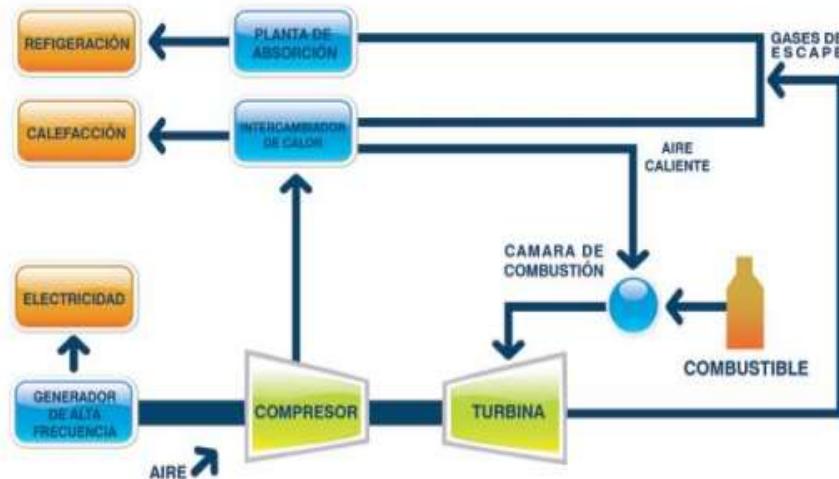
La vida del equipamiento de las turbinas a vapor es extremadamente larga, hay turbinas de vapor que han estado operando por más de 50 años. Las Turbinas de vapor tienen un alto grado de confiabilidad, además estas no tienen generalmente restricciones para el arranque.

## Micro turbinas a Gas

Las mircroturbinas a gas presentan el mismo concepto de funcionamiento que las turbinas a gas en su operación con el ciclo Brayton, solo con la diferencia que estas tienen potencias nominales de menor capacidad en el rango de 20 a 400 KW (Vaquerizo N, 2018), al ser de pequeñas capacidades este tipo de tecnología presenta diversas aplicaciones en especial para los procesos de autogeneración eléctrica de las industrias de menor demanda eléctrica para su producción.

**Figura 2.7:**

*Esquema de Microturbina con Trigeneración*



Fuente: Claire Soares P.E., (2007).

Para, Meherwan & et al. (2002), las microturbinas pueden utilizar tanto turbo máquinas de flujo axial como radial, dependiente por 02 características principales como las premisas potencia y espacio. Algunas de las características ideales de una microturbina incluyen los siguientes puntos:

- Alta Eficiencia, llegando hasta eficiencias del 35%.
- Arranque rápido, arrancado más rápido que otras tecnologías.

- Bajos costos de producción, los costos iniciales no son muy elevados.
- Compactidad, teniendo una alta potencia específica, lo que reduce cantidad de material necesario.
- Bajas emisiones de contaminantes.

En resumen, las microturbinas ofrecen una solución compacta, eficiente y de bajo costo para la generación de energía eléctrica a pequeña escala.

En otro punto, respecto a las microturbinas que operan con o sin sistemas de recuperación, es evidente que al operar con sistemas de recuperación presentan mayores eficiencias, sin embargo, para el autor Joon, (2006) al utilizar ciclos orgánicos en la salida de la microturbina es limitado la implementación del ciclo Rankine inmediatamente después del ciclo Brayton; en su lugar se puede utilizar compuestos orgánicos que reemplazarían al vapor de un convencional ciclo Rankine, obteniendo así la máxima energía aportada al ciclo.

### **Motores de combustión Interna**

En el argumento de Gamma Ingenieros (2004); las Centrales térmicas en base a Grupos Electrógenos (motores de combustión interna) tienen las mismas características operativas que las Centrales Térmicas en base a turbinas de gas, cubriendo picos o emergencias de energía eléctrica, sin embargo, sus rangos operativos recomendados son menores y están entre 50 kW y 50 MW por unidad, con un rango particularmente económico entre 1.5 a 3 MW. Los rangos de eficiencia a condiciones ISO se mantienen dentro de un rango de 42% al 48% para todas las potencias de motores de velocidad media (300 a 1000 rpm) con potencias desde 1 a 20 MW.

Las plantas térmicas con motores Diésel (motores reciprocares) usualmente están diseñadas para utilizar gas natural, petróleo Diésel N°2 O petróleo residual.

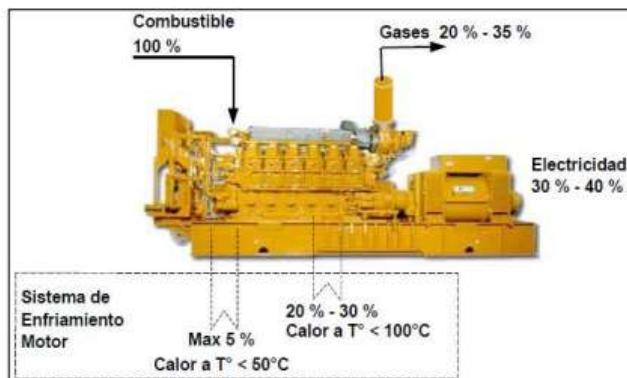
Los motores Diésel utilizados son generalmente de 4 tiempos, velocidades normales entre 300 y 1000 rpm (media velocidad).

El medio de enfriamiento del agua y aceite del motor podrá ser aire (radiadores) o agua (torres de enfriamiento). Este punto dependerá de la disponibilidad de agua para la planta.

Los motores de combustión de 04 tiempos operan con el ciclo termodinámico Otto. En la figura 2.8 se muestra el sistema energía – masa de un motor de combustión interna.

**Figura 2.8:**

*Balance de energía de un motor de combustión interna*



*Fuente: GAMMA Ingenieros S.A., (2004)*

También, la figura 2.8 se describe que el motor de combustión interna transforma energía eléctrica de 30 – 40% a partir de la energía de combustión producida en los cilindros del motor de combustión interna.

Por otro lado, los gases de escape producto de la combustión que se lleva a cabo en los cilindros del motor, salen a una temperatura de entre 350 y 550 °C.

La energía térmica proveniente de los gases de combustión puede ser aprovechada mediante una caldera de recuperación de calor, la cual permite aprovechar entre un 20 y 35% de la energía suministrada por el combustible.

Para el correcto Sistema de funcionamiento de los motores en el caso de utilización de caldera de recuperación, es requerido de dos sistemas de enfriamiento:

- El primero que opera entre 85 y 99°C.
- El segundo entre 70 y 40 °C.

Los rangos del sistema de enfriamiento dependerán del diseño del motor.

Los sistemas de enfriamiento enfrían el monoblock del motor, el aceite de lubricación y el aire de ingreso al compresor.

En lugar de disipar esta energía al ambiente, se toma como alternativa la utilización de esta en Cogeneración mediante intercambiadores de calor, para aprovechar su energía en la generación de vapor para procesos de la planta.

### **Celdas de Almacenamiento**

Milton y Quinteros (2014), argumentan que las celdas de almacenamiento de combustible son dispositivos electroquímicos que transforman la energía química de un combustible, con un alto grado de porcentaje de hidrógeno en energía eléctrica, energía térmica y agua; esto mediante el proceso de electrolisis inversa. En dicho proceso se inyecta oxígeno al cátodo e hidrógeno al ánodo en presencia de un electrolito.

En el proceso de electrolisis se generan otros agentes producto de la sustracción de hidrógeno, petróleo, residual, gas natural u otros.

Las celdas de combustible presentan similar principio al de una batería común, con la diferencia de que se recargan mientras entregan potencia, en vez de recargarse usando electricidad.

Las celdas presentan una eficiencia entre 35 al 55 %, llegando a producir potencias de entre 1 hasta 250 KW; se componen en módulos lo que permite su flexibilidad para operar acorde a lo requerido por el sistema en términos de voltaje e intensidad de corriente.

### **Comparativos de Tecnologías de Autogeneración**

De los conceptos y caracterización de las tecnologías de autogeneración existen agencias internacionales especializadas en el diseño de centrales termoeléctricas. Las cuales realizaron comparativas de tecnologías las cuales se nombran a continuación:

- U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership (EPA) en su publicación “Catalog of CHP Technology 2017” realiza la siguiente comparativa en la tabla 2.1.

**Tabla 2.1:**

*Comparación de Tecnologías CHP – EPA*

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	TURBINA DE VAPOR	TURBINA DE GAS	MICRO TURBINA	CELDAS DE COMBUSTIBLE
Eficiencia Eléctrica	%	27-41	5-40	24 - 36	22-28	30-63
Capacidad	MW	0.005 - 10	>=50	0.5 - 300	0.03 - 1	0.2 - 2.8
Relación Electricidad/calor	-	0.5 - 1.2	0.07 -0.1	0.6 - 1.1	0.5 - 0.7	1 - 2
Operación A carga Parcial	-	Buena	Buena	Pobre	Buena	Optima
Costo de Instalación	USD/KW	1500-2900	670 -1100	1200 - 3300	2500 - 4300	5000 - 6500
Costo O&M	USD / kWh	0.009 - 0.025	0.006 - 0.01	0.009 - 0.013	0.009 -0.013	0.032 - 0.038
Disponibilidad	%	96-98	72-99	93-96	98-99	>95
Tiempo de Arranque	-	10 seg	1 hora - 1 día	10 min - 1 hora	60 seg	3 horas - 2 días
Uso de Combustible	-	Gas natural, biogas, GLP y diésel.	todos	Gas natural, diésel y gas sintéticos	Gas Natural y diésel	Hidrogeno, gas natural, propano y metanol.
Requerimiento de Espacio	kW /m2	35 - 50	> 100	20 -500	5- 70	5- 20
Períodos para Overhaul	hrs	30000 - 60000	> 50000	25000 - 50000	40000 - 80000	32000 - 64000

**Fuente: EPA, (2017).**

- Oak Ridge National Laboratory (ORNL) de EE.UU. realizó la comparativa de tecnologías en su publicación “Guide to Combined Heat and Power Systems for Boiler Owners and Operators, 2004” en la tabla de características de motor primarios lo descrito a continuación en la tabla 2.2.

**Tabla 2.2:**

*Comparación de Tecnologías CHP – ORNL*

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	TURBINA DEVAPOR	TURBINA DE GAS	MICROTURBINA	MOTORES DE COMBUSTIÓN		CELDAS DE COMBUSTIBLE
					ENCENDIDO POR COMPRESIÓN	ENCENDIDO POR IGNICIÓN	
Eficiencia Eléctrica	%	20 - 40	22 - 36	18 - 29	27 - 45	92 - 97	90
Capacidad	MW	0.05 - 250	0.5 - 250	0.03 - 0.35	0.03 - 4	0.05 - 5	> 0.2
Relación Electricidad/calor	-	0.05 - 0.2	0.5 - 2	0.4 - 0.7	0.5 - 1	0.5 - 1	1
Operación A carga Parcial	-	Buena	Pobre	Satisfactoria	Bueno	Satisfactorio	Bueno
Costo de Instalación	USD/KW	200 - 1000	400 - 1800	1300 - 2500	900 - 1500	900 - 1500	2800 - 5500
Costo Mantenimiento	USD / kWh	> 0.002	0.003 - 0.01	> 0.018	0.005 - 0.015	0.007 - 0.02	0.007 - 0.02
Disponibilidad	%	Cerca 100	90 - 98	90 - 98	90 - 95	92 - 97	90
Tiempo de Arranque	-	horas	minutos	minutos	segundos	segundos	horas
Períodos para Overhaul	hrs	> 50000	12000 - 50000	5000 - 40000	25000 - 30000	24000 - 60000	10000 - 40000
Modo de Operación	-	Operación en carga Base	Operación en carga base y horas punta	Operación de carga base, horas punta.	Operación en carga base, emergencia, horas punta.	Operación en carga base, emergencia, horas punta.	Operaciones en carga base.
Tiempo de Vida Util	-	30 años a más	30 000 - 100 000 hrs	40 000 - 80 000 hrs	15 - 25 años	15 - 25 años	10 años

**Fuente: ORNL, (2004).**

- Por último, la agencia Centre for Renewable energy Sources (CRES) – ZREU en su publicación Training Guide on Combined Heat & Power Systems en la tabla 2.1 “CHP Technology Characteristics” realiza la comparativa como se muestra en la tabla 2.3.

**Tabla 2.3:***Comparación de Tecnologías CHP – CRES*

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	MOTOR DIESEL	MOTOR A GAS NATURAL	TURBINA A VAPOR	TURBINA A GAS	MICROTURBINA	CELDAS DE COMBUSTIBLE
Eficiencia Eléctrica	%	30 -50	25 - 45	30 - 42	25-40 CICLO SIMPLE 40-60 CICLO COMBINADO	20 - 30	40-70
Capacidad	MW	0.05 - 5	0.05 - 5	Cualquier	3- 200	0.025 - 0.25	0.2 - 2
Costo de Instalación	EUR/kW	700 - 1350	700 -1350	700 - 900	650 - 850	450 - 1150	>= 2700
Costo O&M	EUR / kWh	0.005 - 0.007	0.007 - 0.014	0.004	0.002 - 0.007	0.002 - 0.01	0.003 - 0.014
Disponibilidad	%	90 - 95	92 - 97	Cerca a 100	90 - 98	90 - 98	>95
Tiempo de Arranque	-	10 seg	10 seg	1 hora - 1 dia	10 min - 1 hora	60 seg	3 horas - 2 dias
Uso de Combustible	-	Diesel, Residual	Gas Natural, biogas, propano	Todos	Gas Natural, Biogas, propano,	Gas Natural, Biogas, propano,	Hidrogeno, gas Natural, propano
Área	m <sup>2</sup> /kW	0.02	0.02 - 0.029	<0.01	0.002 - 0.06	0.014 - 0.14	0.06 - 0.37
Períodos para Overhaul	hrs	25000- 30000	24000 - 60000	>50000	30000 - 50000	5000 - 40 000	10000 - 40000

Fuente: CRES, (1999).

### 2.1.2. Factores que afectan la Potencia de Generación

Las centrales generadoras se diseñan para ser utilizados de manera eficiente a condiciones ISO (0 msnm y 15.5 °C). Sin embargo, se debe considerarse las condiciones de relativo impacto operativo a elevaciones que no excedan los 1000 msnm y a temperaturas permanentes de hasta 32°C (100°F).

Cualquier instalación con condiciones ambientales fuera de este rango impacta fuertemente en la potencia de salida del equipo generador. Bajo condiciones extremas, se presentan problemas de funcionamiento del equipo o nula generación.

Las condiciones medioambientales y la temperatura resultan muy importantes para un encendido adecuado y un funcionamiento correcto del equipo generador.

En máquinas Diésel, el ciclo termodinámico se produce dentro de los límites del pistón y cilindro y se conoce como máquinas de combustión interna. Se inyecta de forma simultánea aire y combustible y cuando se alcanzan las temperaturas y presiones máximas, se inyecta el combustible pulverizado a la

cámara, y se inflama la mezcla bajo las condiciones dadas, para lo cual se requiere disponer de niveles adecuados de aire para un arranque adecuado y un funcionamiento estable.

## **2.2. MARCO NORMATIVO**

La ley de Concesiones Eléctricas (LCE, 1992), dictaminada mediante la ley 25844, inicio su vigencia en diciembre de 1992; en esta se establecen las normas que regulan el sector eléctrico del país definiendo los principios, derechos, políticas y reglamentos.

El 25 de febrero de 1993, se publicó el decreto supremo N°009-93-EM, conocido como el reglamento de la ley de concesiones eléctricas. En este se detalla los procedimientos para participar en las actividades eléctricas y establece las metodologías para el cálculo de tarifas aplicables al mercado regulado.

Por otro lado, en el año 2000 el gobierno promulgó la ley 27345 de promoción del uso eficiente de los recursos energéticos en el país, luego de siete años, en 2007, se aprobó el reglamento de dicha ley, estableciendo las pautas y lineamientos para su correcta implementación, esta ley tiene por finalidad principal asegurar el suministro de energía a la población. Además, busca impulsar la competitividad de la economía nacional, al promover el uso adecuado de los recursos energéticos en los diferentes sectores productivos, así es como la ley 27345 fomenta la sostenibilidad energética en el Perú, equilibrando las necesidades de suministro, competitividad económica y protección ambiental.

Luego, en la ley 28832 denominada “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” la cual entró en vigor en el año 2006 con la finalidad de perfeccionar los estatutos redactados en la Ley de Concesiones Eléctricas. Esta ley define dos categorías de usuarios en el mercado eléctrico peruano:

- Usuarios libres, este tipo de usuario se caracterizan por no estar regulados debido a la potencia o energía que son capaces de consumir; es así como este tipo de usuarios establecen negociaciones directamente con generadores o distribuidores de energía eléctrica.
- Grande Usuarios, son aquellos usuarios libres que tienen una potencia contratada igual o mayor a 10 MW; y al igual que los usuarios libres tienen la capacidad de negociar.

Posteriormente, el Decreto Supremo N° 022-2009-EM, establece el reglamento para los usuarios libres de electricidad. Acorde a este reglamento, los clientes cuya demanda máxima anual se encuentre entre 200KW y 2500 KW tienen la disposición de elegir entre ser un cliente libre o regulado, y seguir las condiciones fijadas en el reglamento. Por otro lado, los clientes cuya demanda máxima supere la potencia de 2500 KW en un periodo anual tendrá la condición de Usuario Libre.

La ley N° 27133, conocida como “Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural”, fue promulgada el 4 de junio del 1999 con el objetivo de establecer las condiciones específicas para impulsar el desarrollo de la industria en el Perú. Esta Ley busca promover la competencia y ampliar las fuentes de generación de energía para aumentar la confiabilidad del suministro de energía y la libre competencia del aparato productivo nacional.

Asimismo, el 15 de septiembre de 1999, se aprobó el Decreto Supremo N° 042-99-EM, en el cual se estableció la normatividad para la distribución del gas natural en redes; este decreto normó la actividad del servicio público de distribución de gas natural, propiciando los procedimientos para otorgar concesiones, fijar pliegos tarifarios, definir normas de seguridad y protección ambiental, y determinar el ente de regulación y fiscalización.

Posteriormente, el 22 de julio de 2008, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos mediante el Decreto Supremo N° 040-2008-EM, en donde fueron reunidas todas las modificaciones ejecutadas a la normativa.

En resumen, la Ley N° 27133 y su marco normativo establecieron las bases legales para promover el desarrollo de la industria del gas natural en el Perú, impulsando la libre competencia, dando así la posibilidad de utilización de diferentes tipos de fuentes energéticas y regulando las actividades de transporte y distribución de gas natural por ductos.

COES (2008); establece el reglamento para su propia función, en donde dictamina en el artículo 03 los requisitos para ser un integrante y registrarse para ser incluidos en el sistema eléctrico interconectado peruano; el reglamento fue promulgado mediante el Decreto Supremo N°027-2008-EM. En este decreto se establecen los requisitos para ser considerado un miembro necesario o miembro facultativo; a continuación, se describe los requisitos para ser un miembro necesario acorde al tipo de actividad que realice:

- Para los generadores ser un miembro obligatorio o facultativo depende de la potencia instalada; la cual si es mayor o igual a los 50 MW se considera como miembro obligatorio.
- En el caso de ser transmisores estas están incluidas como obligatorias si operan líneas de transmisión que pertenecen al sistema garantizado de transmisión con una tensión no menor a 138 KV, además que dicha línea debe ser mayor a 50 kilómetros de longitud.
- En el caso de los distribuidores, se considera como miembro obligatorio si su demanda máxima anual coincidente es superior a 50MW.

- En el caso de los clientes Libres, son miembros obligatorios si su demanda es superior o igual a 10 MW.

Por otro lado, los miembros voluntarios son aquellos que poseen la facultad de ser o no miembros del COES, para lo cual deberán de solicitar su inscripción si es que escogieran esta opción, el período mínimo que deben permanecer registrados es de 36 meses.

Por otro lado, aquellos miembros voluntarios que requieran ya no pertenecer al sistema interconectado, deberán de solicitarlo por escrito y con un período de anticipación de 03 meses, con la condición de que estuvieran operando el período de 36 meses indicado en los párrafos anteriores.

Para los clientes libres que deseen cambiarse a ser clientes regulados, la solicitud será con respecto a la fecha en que pasen a ser regulados.

Por último, como responsabilidad del COES, este ente deberá de administrar a los integrantes del sistema eléctrico Interconectado, renovando y publicando en su Página Web información importante como son: Período de registro, fechas de inicio y retiro, etc. de los integrantes del sistema eléctrico interconectado.

### **2.3. RESERVA DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ**

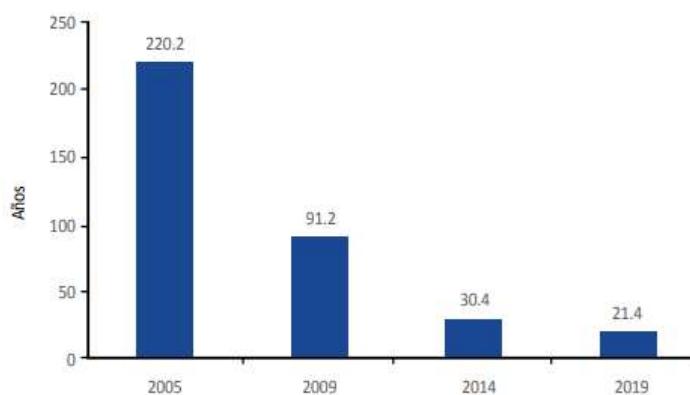
Osignermin (2021), argumenta que entre el 2005 y 2019 el ratio de reservas sobre la producción de gas natural en el Perú disminuyó a un ritmo del 15% anual. En el 2005 según la información recolectada el país disponía de este recurso por 220 años, sin embargo, para el 2019 este panorama cambio a solo 21.7 años de reserva.

Es por ello, que se tomaron medidas, estas medidas se reflejaron en la disminución del consumo de gas natural entre los años 2014 y 2019 en 6.8% anual, siendo esta similar a la disminución de consumo de gas natural de las

reservas mencionadas anteriormente en 6.2%, pero de menor a la cuarta parte anual de entre los años 2005 – 2009 y 2009-2014. Esto debido en gran parte a la utilización de gas natural por parte de la población, industrias y centrales de generación; así como a la venta extranjera del mismo procesado mediante licuefacción. Por ello, es fundamental para el desarrollo y bienestar del Perú la correcta gestión y utilización de forma eficiente en los próximos años.

**Figura 2.9:**

*Evolución del ratio R/P de gas natural en el Perú entre 2004 y 2019.*



*Fuente: Osignermin, (2021).*

### **Distribuidores de gas natural en el Perú**

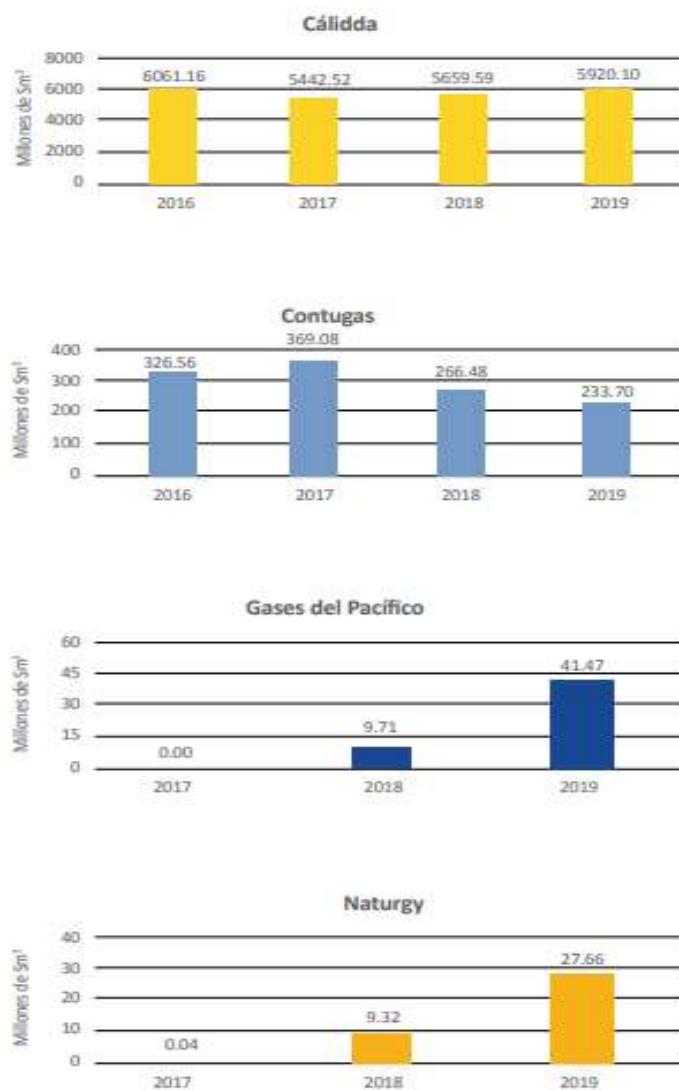
Osingermin (2021), describe que son 04 las empresas concesionarias de distribución de gas natural en el Perú siendo estas:

- Cálidda
- Contugas,
- Gases del Pacífico
- Naturgy.

Como se aprecia en la figura 2.10 los distribuidores demandaron juntos 6,222.9 millones de metros cúbicos estándar (Sm3) de la producción nacional en 2019, siendo Cálidda la empresa con la mayor demanda de 5920.1 millones de Sm3.

**Figura 2.10:**

*Consumo de Gas Natural por Concesionario*



*Fuente: Osingermin, (2021).*

Osingermin (2021), argumenta que las operaciones del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, está a cargo de Cálidda, iniciaron en 2004 con 12 clientes, el 75% era del sector industrial. A

diciembre de 2019 este concesionario cuenta con 950 110 clientes, 26.8% más que el año previo

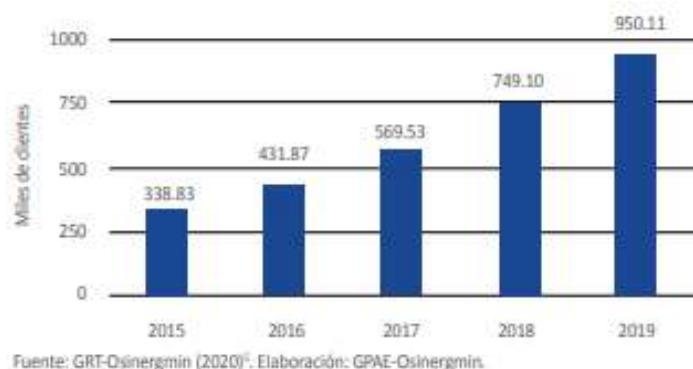
En el periodo de un año entre en el 2018 y 219, el incremento de usuarios ascendió hasta 201 mil; representando así este valor a un porcentaje del 25 % (ver figura 2.11). Cálidda desde el inicio de sus operaciones a señalado un crecimiento continuo respecto a la población de Lima y Callao, instituciones y empresa que requieren la utilización del Gas Natural.

Así es que para el periodo 2015–2019, el número de clientes a sufrido un aumento en total del 180.4%. Para el 2019 se tuvo un aumento de beneficiarios del uso de gas natural en el rango de 26 al 32%; representando esto casi 3 veces el registrado en el año 2015.

Además, para el año 2020 en su tercer trimestre, la producción del 71 % de gas natural, que provee la empresa distribuidora de Gas Cálidda, fue destinada al sector de generación de electricidad, y el 25% del volumen fue consumido por industrias y estaciones de gas. De esta forma las generadoras de electricidad utilizan el mayor volumen de Gas Natural para el concesionario

**Figura 2.11:**

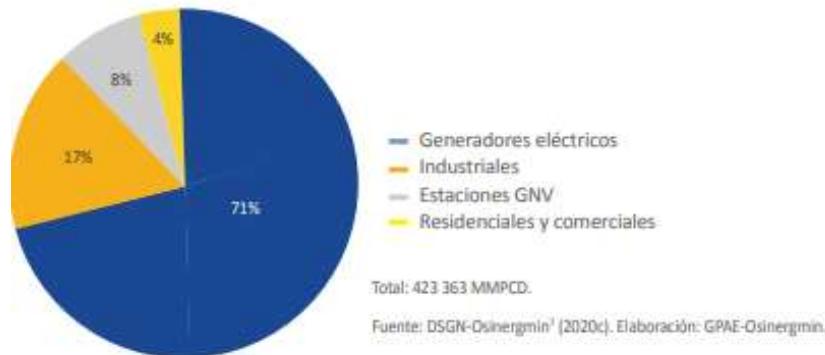
*Número Acumulado de Clientes de Cálidda*



**Fuente: Osingermin, (2021).**

**Figura 2.12:**

*Demanda de gas Natural por tipo de Cliente - Cálidda*



**Fuente: Osingermin, (2021).**

#### **Tarifas y categorías tarifarias para el concesionario de Cálidda**

Osingermin (2021), estableció las categorías y tarifas para la distribución del gas natural en las regiones de Lima y Callao, como se aprecia en la tabla 2.4.

Se resalta que en el procedimiento establecido se adicionó la categoría para las Instituciones Públicas (IP), con la finalidad de que aquellos sean beneficiarios de este recurso; dichas instituciones son:

- Ministerios
- Hospitales
- Centros Educativos

Anteriormente, por ejemplo, las instituciones públicas se encontraban catalogadas en la categoría C; pagando una Tarifa Única de Distribución (TUD).

**Tabla 2.4:***Tarifas Únicas de distribución Vigente*

Categoría tarifaria	Rango de consumo Sm <sup>3</sup> /Cliente-mes	Margen de comercialización		Margen de distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		US\$/mes	US\$/(\$m <sup>3</sup> /d)-mes	US\$/(\$m <sup>3</sup> /d)-mes	US\$/Mil Sm <sup>3</sup>
A1*	0-30	0.52			173.95
A2*	31-300	1.67			133.43
B	301-17 500	15.75			79.93
IP	Instituciones públicas		0.0201	0.1645	44.17
C	17 501-300 000		0.0189	0.1544	40.06
GNV	Estaciones GNV		0.0155	0.1267	34.03
D	300 001- 900 000		0.0138	0.1128	29.77
E	Más de 900 000		0.0868	0.5887	22.21
GE	Generadores eléctricos		0.0615	0.4255	16.01

Nota. En el proceso de fijación tarifaria para el periodo 2014-2018, la categoría A (cuyo rango de consumo era de 0 a 300 m<sup>3</sup>/mes) se dividió en dos: A1 (de 0 a 30 Sm<sup>3</sup>/mes) y A2 (de 31 a 300 Sm<sup>3</sup>/mes).

Fuente: Resolución del Consejo Directivo N° 055-2018-OS/CD<sup>3</sup>. Elaboración: GPAE-Osingermin.

**Fuente: Osingermin, (2021).**

### 2.3.1. Propiedades del Gas Natural

La composición del gas natural es diversa acorde a la localización del Pozo del cual proviene, sin embargo, se considera que en su mayoría este tiene un porcentaje de metano que varía entre 91 y 95%.

En la tabla 2.5 la característica de los componentes del Gas Natural de Camisea.

**Tabla 2.5:***Componentes del Gas Natural de Camisea.*

Componente	Porcentaje
CH4	89.37%
C2H6	8.57%
C3H8	0.65%
C4H10	0.02%
C5H12	0.10%
N2	1.06%
CO2	0.32%

**Fuente: Osingermin, (2011).**

En la tabla 2.6 se muestra las propiedades del gas natural de Cálidda, el cual es la fuente de combustible para la tecnología de autogeneración que se desarrolló en la investigación.

**Tabla 2.6:**

*Propiedades Principales del Gas Natural*

Fuel phase	= Gas
LHV @ 25C	= 48451 kJ/kg
HHV @ 25C	= 53634 kJ/kg
Fuel Supply Temperature	= 20C
Total LHV + Sensible Heat @ 20C	= 48441 kJ/kg
Fuel enthalpy referenced to 0C	= 53817 kJ/kg
Volumetric LHV (P = 1.013 bar, T = 25 C)	= 34713 kJ/m^3
Volumetric HHV (P = 1.013 bar, T = 25 C)	= 38426 kJ/m^3
Wobbe Index (P = 1.013 bar, T = 25 C)	= 50227 kJ/m^3
Modified Wobbe Index	= 2650.1 kJ/m^3-K^0.5
Molecular Weight	= 17.52

Fuente: Thermoflex– GT PRO, (2017).

## 2.4. CARGOS DE ELECTRICIDAD EN EL MERCADO LIBRE

A continuación, en base a lo planteado por Pariona (2022) se presentan la formulación y determinación de las cargas por tarifa para un usuario libre en operación dentro del período de Horas Punta.

### A. Cargo de Energía Activa

El cargo de energía activa, es el resultado del producto del precio unitario de la energía en el período de horas punta (establecido por Osignermin) con el registro del consumo de energía activa en el período de hora punta.

$$FEAHP = EAHP \times EAHP_M, \quad (1)$$

FEAHP: Cargo de Energía Activa en Horas punta.

EAHFP: Registro del valor de energía activa.

EAHFP<sub>M</sub>: Precio Unitario en Horas Punta.

### B. Cargo de Energía Reactiva

El cargo por energía reactiva es el resultado del producto del valor de la energía reactiva que supere al treinta por ciento de la energía activa por el precio unitario, este valor se representa en las unidades de soles (S./) por kVARh.

$$EAR_{Fact} = EAR_{Registrada} - (0.3 * (EAHFP + EAHP)), \quad (2)$$

$$FER_{Fact} = EAR_{Fact} * P.U.EAR_{Fact}, \quad (3)$$

EAR<sub>Fact</sub>= Energía reactiva a cobrar

EAR<sub>Registrada</sub> = Registró de Energía Reactiva

FER<sub>Fact.</sub> = Facturación de energía reactiva

C. Cargos por Potencia de Generación

Representa al cargo por la potencia asociado al punto de entrega correspondiente actual, lapso en el respectivo intervalo de facturación, multiplicado por el precio base de la potencia, determinada por Osingermin, según normativa aplicable, y es determinado en USD/KW-mes; esta potencia es representada por la abreviatura PPM.

D. Costo por Peajes de Transmisión

Facturación del Peaje del Sistema Principal de Transmisión

Es el costo por el que se paga debido a la utilización de las líneas eléctricas del sistema principal y garantizado para la transmisión de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta la utilización por el usuario; estas líneas son de una tensión de voltaje superior o igual a 138 KV,

OSINERGMIN, es el organismo encargado de fijar los precios unitarios y la metodología para la determinación de este cargo; estos valores serán publicados a través del diario Oficial El Peruano, según lo indicado en la ley de Concesiones Eléctricas.

Finalmente, la facturación para determinar este cargo es el resultado de la multiplicación de la potencia coincidente con el SEIN del cliente por el costo establecido por OSINERGMIN.

$$FPSPT = \text{Max. Demanda}_{mes}(HP) * PCSPT, \quad (4)$$

PCST: Peaje de Conexión al sistema Principal de Transmisión

### Costo del Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión

Es el costo que se genera por la utilización de las líneas secundarias de transmisión; estas conectan al sistema principal de transmisión con los clientes finales, aunque este escenario no es siempre para todos los clientes.

Osignermin, es el organismo encargado de establecer la metodología y los valores de este cargo, el cual se mide en Ctm S./ / KWh; a su vez este valor dependerá del sector de demanda al cual pertenezca el usuario final.

El cargo del peaje del Sistema Secundario es el resultado de la multiplicación de la Energía Activa total del Usuario (medida en kWh) en el punto de medición por el costo unitario del peaje, se presenta la siguiente ecuación:

$$FPSST = EAHP * PCSST, \quad (5)$$

PCSST: Peaje de Conexión al sistema secundario de Transmisión

### E. Valor Agregado de Distribución (VAD)

Este cargo es establecido por Osignermin y actualizado cada 4 años, y representa el costo por la utilización de las redes de distribución de energía en media tensión, este costo es cobrado si el cliente utiliza dichas redes eléctricas; la formulación para el cálculo de este cargo se muestra a continuación:

$$FVAD(hp) = Demanda_{max} * VADHP, \quad (6)$$

Donde:

VADHP: Valor agregado de distribución en horas punta.

F. Electrificación Rural (Ley N° 28749)

En la ley N° 28749, establece que los usuarios que pertenecen al sistema interconectado de electricidad del país deben de aportar un 0.02% de una unidad impositiva tributaria por cada MWh utilizado; esto con el fin del desarrollo e implementación de redes eléctricas rurales, esto mediante el decreto supremo N° 025-2007-EM.

G. Fondo de Inclusión Social Energético (Ley N° 29852)

La ley N°29852 (2012), establece el fondo de Inclusión Social Energético (FISE), con el objetivo de llevar energía más limpia a los peruanos de bajo recursos en todo el país, El FISE se implementa a través de cuatro fines principales:

- Promover la utilización del gas natural en viviendas y en el parque automotor.
- Fomentar la utilización de energías renovables en la expansión del sector energético.
- Facilitar el acceso al gas licuado de petróleo para uso doméstico en los sectores más necesitados del país.
- Establecer un instrumento de equilibrio en el pliego tarifario residencial.

Los recursos económicos del FISE provienen de tres fuentes principales:

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

Con estos fondos percibidos se planifica el desarrollo e implementación de proyectos energéticos administrados por el MEM en mejora para la nación.

## **2.5. COSTOS VARIABLES DE UNIDADES DE GENERACIÓN**

La determinación de los costos variables de las centrales termoeléctricas se calcula a partir de la siguiente formulación (Procedimiento técnico N°31, COES, 2021).

$$CV = CVC + CVNC, \quad (7)$$

Dónde:

CV: Costo Variable (S/. / KWh)

CVC: Costo Variable Combustible (S./ /KWh)

CVNC:Costo Variable No Combustible (S./ /KWh)

### **2.5.1. Costo Variable de combustible (CVC)**

Se determina con la siguiente formula:

$$CVC = \frac{CC * Cec}{PCi}, \quad (8)$$

Dónde:

CC: Costo del Combustible de la Unidad de Generación (USD /m3).

Cec: Consumo específico del Calor (Heat Rate) de la unidad de Generación (KJ/KWh).

PCinf: Poder Calorífico inferior del combustible.

### **2.5.2. Costo del Combustible gaseoso (CC)**

El costo del combustible gaseoso se calcula acorde al COES-SINAC, (2021), Procedimiento Técnico N°31, con la siguiente formulación:

$$CC_g = ps + pt + pd, \quad (9)$$

Dónde:

$CC_g$ : Costo Unitario de combustible gaseoso (S/GJ o USD/GJ)

$ps$  : Precio Unitario del suministro de combustible (S/GJ o USD/GJ)

$pt$  : Precio Unitario del Transporte de combustible (S/GJ o USD/GJ)

$pd$  : Precio Unitario de distribución de combustible

El precio del costo de combustible gaseoso será referido al poder calorífico inferior.

### 2.5.3. Costo Variable de No Combustible (CVNC)

Se determina con la siguiente formulación, establecida por COES-SINAC, (2021), Procedimiento Técnico N°34:

$$CVNC = CVONC + CVM, \quad (10)$$

Dónde:

CVNC: Costo Variable No combustible (S./ / kWh)

CVONC: Costo Variable de Operación no Combustible (S./ /kWh)

CVM: Costo Variable de Mantenimiento (S./ / KWh)

**Costo Variable de Mantenimiento (CVM):** Es la parte de los costos de mantenimiento de una Unidad de Generación que guarda proporción directa con la producción de dicha unidad atribuible al mantenimiento preventivo del despacho de la unidad de generación.

Se obtiene según lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 34, “Determinación de los costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES”, según la siguiente formulación.

$$CVM = \frac{CM_{mensualidad}}{EP_{mensual}}, \quad (11)$$

Dónde:

$CM_{mensualidad}$ : Mensualidad representativa del costo total del mantenimiento (USD).

$EP_{mensual}$  : Energía Producida Mensual (MWh).

**Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC):** Son los consumibles agregados al proceso de combustión (agua desmineralizada, vapor, aditivos, etc.), por consideraciones técnicas de la unidad, y que guardan proporción directa con la producción eléctrica de dicha unidad.

En el caso de centrales térmicas con motores de combustión las inspecciones de las unidades son en función de las horas de operación equivalente que dependen del tipo de combustible, régimen operacional (número de arranques y horas efectivas de operación).

El cálculo de los costos anuales de O&M de una central termoeléctrica es una base para poder determinar los costos variables no combustibles; sin embargo, es necesario hacer algunas precisiones:

- En primer lugar, debe reconocerse que los costos anuales de O&M no son iguales de un año a otro, ya que los trabajos de mantenimiento a realizar dependen de las horas de operación acumuladas y los trabajos de mantenimiento requeridos en cada año.
- Existirá una influencia del régimen de operación del que podemos destacar: el número de arranques por año, las horas de operación por arranque, el factor de carga, etc.

- Para el caso de los motores, los trabajos de mantenimiento dependerán de las horas de operación equivalente acumuladas y las recomendaciones de los fabricantes.
- Por lo expuesto, es recomendable proceder primero a determinar los flujos de mantenimiento y los cronogramas de costos de mantenimiento para toda la vida útil de las unidades. Estos flujos de mantenimiento comprenderán previsiones de desembolsos para cada uno de los años de la vida útil de las unidades.

Para la investigación se considera el valor del CVNC referencial publicada por el COES.

#### **2.5.4. Costo Fijo de Operación (CFO)**

Los costos fijos no dependen de la producción de energía y comprende: los costos de personal, en sus diferentes categorías o disciplinas relacionadas ya sea directamente en la operación de la planta como indirectamente en el soporte técnico y de gerenciamiento corporativo relativo a la participación en una planta específica. En estos costos se considera:

- **Personal:** Dentro de los costos fijos y directos, se evalúan los costos de la estructura del personal que van a operar y mantener la central, estableciendo la estructura organizacional necesaria. Esta, normalmente esta, determinada en función a experiencias similares en otras instalaciones para considerar los requisitos legales. Las remuneraciones y cargos serán obtenidos de aplicaciones similares; deberán considerarse para cada aplicación específica como: personal de operación, de mantenimiento, de laboratorio, de apoyo de servicios varios, de seguridad, almacenes, etc.
- **Contratos (Referidos a costos fijos):** Evalúa los gastos de contratos

especiales para prestaciones de servicio mediante cotizaciones de abastecedores o través de consultas a los bancos de datos propios de informaciones similares. Elaborar una planilla de los diversos contratos necesarios para el funcionamiento de la central en términos de la filosofía operativa establecida. Los contratos de prestaciones de servicios de O&M pueden englobar otros contratos relacionados con servicios específicos como mantenimiento especializado.

Para el cálculo del CFO, en la investigación se considerará el personal fijo de operación y mantenimiento mostrado en la tabla 2.7.

**Tabla 2.7:**

*Estructura de Personal fijo de Operación y Mantenimiento*

Descripción	Cantidad personas
Jefe de la planta	1
Supervisor de operación	1
Supervisor de Mantenimiento	1
Técnico Mecánico	2
Técnico Instrumentación y control	1
Ayudantes	3

Fuente: Elaboración Propia, (2024).

## **2.6. MARCO CONCEPTUAL**

### **Despacho**

Es la entrega de potencia respecto a un determinado periodo en tiempo real; con instrucciones de prevención y corrección por el organizador manteniendo la equidad entre la oferta y demanda en el sistema eléctrico.

### **Energía**

Cuantifica la aplicación de la potencia respecto del tiempo, la unidad de medida es en kilovatios-hora (kW·h) y se determina con la siguiente ecuación:

$$E \equiv P \times t, \quad (12)$$

### **Potencia**

Es la fuerza para realizar trabajo mecánico o ejecutar una acción. Su unidad de medida es en vatios o watts (W).

### **Autogeneración**

Se conceptualiza como la generación propia de energía mediante la utilización de una determinada fuente y que es acorde a las necesidades del usuario para su propio consumo, ya sea como medida de respaldo u operación complementaria.

### **VAN**

Son las siglas definidas para el valor actual neto, este representa un indicador de inversión; el cual si es mayor a cero representa que es rentable la inversión y si es menor a cero la inversión no es recomendable.

### **Central**

Infraestructura que produce energía eléctrica a través de diversas fuentes como son: a partir de la combustión de combustibles (gas, petróleo, carbón, etc.), energía potencial del agua, energía solar, energía eólica, energía mareomotriz, etc.

## CAPÍTULO III

### 3. CAPITULO III. HIPÓTESIS Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

#### 3.1. HIPOTESIS GENERAL

Se logrará la reducción de los costos de energía eléctrica en periodos de horas punta en las industrias de fundición; basándose en la aplicación de tecnologías de autogeneración eléctrica.

#### 3.2. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

En la tabla 3.1 se muestra la operacionalización de variables del presente trabajo de investigación:

- Variable Independiente (VI): Aplicación de Tecnologías de Autogeneración
- Variable Dependiente (VD): Costos de energía eléctrica en periodos de horas punta.

**Tabla 3.1:**

*Operacionalización de Variables*

VARIABLES	INDICADORES
V.I.: Aplicación de Tecnologías de Autogeneración	Capacidad de Potencia Eficiencias Tiempo de Arranque Uso de Combustibles
V.D.: Costos de Energía Eléctrica en periodo de horas punta.	Costo de Energía eléctrica en \$/kW-h Proveniente del SEIN Costo de Energía eléctrica con tecnología de autogeneración Normativa del sector eléctrico peruano.

Fuente: Elaboración Propia, (2024).

## CAPÍTULO IV

### 4. CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

#### 4.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

##### 4.1.1. Enfoque

El tipo de investigación es del tipo cuantitativa; debido a que reúne **cinco** características epistemológicas de la totalidad de **siete**; las **cinco** características epistemológicas son las siguientes:

- Desde el punto de vista de la percepción de la realidad la investigación es objetiva incluyente, debido a que se basa en principios físicos y matemáticos; y en la recolección de datos reales de operación.
- Desde el principio de finalidad, la investigación realiza la comprobación de la hipótesis planteada.
- Desde el punto de orientación, la investigación está orientada al resultado debido a que la variable dependiente se ajustará a una función, con el objetivo de obtener la finalidad de la investigación, el cual es la mejora de los elevados costos de energía eléctrica.
- Desde el principio de verdad es particularizada, ya que se analizarán los datos de un caso en particular.
- Desde el principio de causalidad es de antecedentes específicos; debido a que la investigación es guiada en base a estándares y tecnologías existentes.

##### 4.1.2. Diseño de la Investigación

Por otro lado, el diseño de la presente investigación es de carácter no experimental.

Debido a que la investigación utilizó información que fue recolectada y procesada sin ninguna manipulación; siendo esta información registros de tablas y

reportes históricos en períodos de tiempo determinados, los cuales fueron extraídos de la operación real de la unidad de análisis.

#### **4.2. UNIDAD DE ANÁLISIS**

El trabajo de investigación considera como unidad de análisis a la refinería de Cajamarquilla propiedad de Nexa Resources S.A. la cual se encuentra ubicada a la Altura del km 9.5 desvió de Huachipa carretera Central Distrito Lurigancho – Chosica Provincia Lima Departamento Lima.

Nexa Resources - Cajamarquilla S.A. (Refinería de Cajamarquilla) es una empresa dedicada al procesamiento metalúrgico de concentrados de zinc y a la comercialización de zinc refinado de alta pureza, aleaciones en diferentes formas y otros subproductos.

Las coordenadas geo referenciales de la planta son:

**Tabla 4.1:**

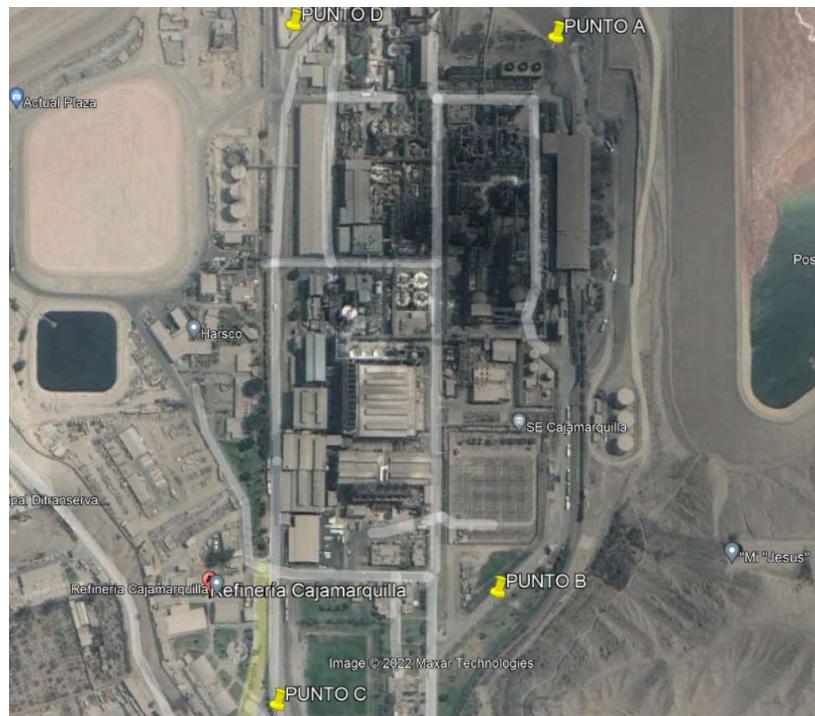
*Coordenadas Georreferenciales de la Refinería de Cajamarquilla*

PUNTO	LATITUD	LONGITUD
A	11°57'57.17"S	76°52'56.91"O
B	11°58'15.94"S	76°52'58.91"O
C	11°58'19.82"S	76°53'6.58"O
D	11°57'56.71"S	76°53'6.00"O

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

**Figura 4.1:**

Vista Satelital de la Refinería de Cajamarquilla – NEXA RESOURCES



**Fuente: Google Earth Pro, (2024).**

A continuación, se muestran las condiciones de ambientales de la unidad de análisis en la tabla 4.2

**Tabla 4.2:**

*Parámetros Ambientales*

PARAMETRO	VALOR	UNIDADES
Altitud	450	m.s.n.m.
Presión Atmosférica	96	KPa
Temperatura Promedio	20	°C
Humedad Relativa	79	%

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

Por otro lado, la refinería Cajamarquilla es catalogada como un cliente libre, por ello tiene la disponibilidad de generar un contrato directo con las suministradoras de energía eléctrica del mercado peruano, debido a ello la Refinería Cajamarquilla ha optado por realizar contratos para su suministro de

energía eléctrica con 02 generadoras, siendo la primera suministradora ELECTROPERÚ - Contrato ELP\_20261677955\_20190715\_3380\_00; la cual es la encargada de cubrir los consumos de energía en las horas fuera de punta sin ninguna restricción de consumo y en los periodos de hora punta una potencia máxima de 70 MW (ver anexo 01).

La segunda suministradora es Kallpa con el contrato KLPA\_20261677955\_20220714\_6231\_00, la cual se encarga de proporcionar energía solamente en los periodos de hora punta y siendo facturados los consumos cuando la potencia que requiera la operación de la planta supere los 70 MW mas todos los cargos actuales y futuros que sea establecidos acorde a ley (ver anexo 01).

La comparativa que se realizará en la presente investigación con el objetivo de ahorrar en los costos de energía eléctrica se realizó con el contrato de la segunda suministradora de energía la cual proporciona energía en los períodos de horas punta.

Además, acorde a MEM, (2020), Capítulo 03 de Generación de Energía Eléctrica, la Refinería de Cajamarquilla es una de las generadoras de energía eléctrica para su propio uso, esta cuenta con autorización para tal operación, teniendo una potencia instalada térmica de 16 MW con 6 unidades de generación.

El sistema eléctrico de la Refinería Cajamarquilla inicia en el nivel de 220 KV, mediante las líneas de transmisión L-2008 (Callahuana); L-2009 (Callahuana), L-2014 (Chavarria) y L-2015 (Chavarria); estas 02 ultimas propiedad de la empresa Edegel; el flujo de potencia continua para la transformación de tensión y energía de 220/30 KV mediante 03 transformadores TR1, TR2 y TR3, con potencias 27MVA, 6.67 MVA y 66 MVA respectivamente, luego es transformado a 4.16 KV para ciertas cargas como son bombas de circulación, compresoras, bombas de torres de enfriamiento; finalmente se distribuyen en tensiones de 440 y 220 V para la alimentación de las cargas eléctricas de toda la planta.

Además, la Refinería de Cajamarquilla cuenta con un suministro de Gas Natural por parte del distribuidor Cálidda S.A. con una presión de suministro entre 5 a 10 bares (g), esta puede ser regulada por su estación de regulación de flujo y monitoreo.

#### 4.3. MATRIZ DE CONSISTENCIA

Título: "APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE AUTOGENERACIÓN ELÉCTRICA PARA REDUCIR LOS COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÍODO DE HORAS PUNTA EN LA INDUSTRIA DE FUNDICIÓN"

**Tabla 4.3:**

*Matriz de Consistencia*

PROBLEMA PRINCIPAL	OBJETIVO	HIPOTESIS	VARIABLE		INDICADORES	TÉCNICAS DE INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE DATOS
			INDEPENDIENTE (APORTE)	DEPENDIENTE (FINALIDAD)		
¿Es Factible que la Aplicación de Tecnologías de Autogeneración Eléctrica Reemplace a la Energía Proveniente de un generador de energía Eléctrica proveniente del SEIN, y que con ello la Industria de Fundición genere un ahorro?	Reducir los costos de energía eléctrica en el periodo de horas punta en industrias de fundición, aplicando tecnologías de autogeneración eléctrica.	Se logrará la reducción de los costos de energía eléctrica en periodos de horas punta en las industrias de fundición; aplicando las tecnologías de autogeneración eléctrica.	Aplicación de Tecnologías de Autogeneración Eléctrica	Costos de Energía Eléctrica en el período Horas punta	Consumo de Energía Eléctrica. Tecnologías de Autogeneración aplicables a la unidad de Análisis Características de operación de las Tecnologías de Autogeneración Reglamentación de usuarios de Energía Eléctrica	Históricos de consumo de energía eléctrica de la Unidad de Análisis. Revisión de la Normativa para generación, transmisión y distribución de Energía Eléctrica. Catalogación de tecnologías de Autogeneración Registros de costos de potencia, energía eléctrica, costo marginal, peajes de trasmisión principal y secundario.

Fuente: Elaboración Propia, (2024).

## CAPÍTULO V

### 5. CAPÍTULO V. DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

#### 5.1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación se realizó en las tres etapas principales, las cuales son recopilación de datos, procesamiento de la información y el análisis de los resultados.

**En la primera Etapa,** se recopilaron los datos del consumo de energía eléctrica de la Refinería de Cajamarquilla tomando como base los consumos de energía eléctrica de los años 2021, 2022 y 2023, estos datos fueron expuestos en el anexo 02 siendo representados por una curva promedio de los mismos.

Por otro lado, se obtuvieron los valores y comportamientos de los costos marginales (USD/MWh), peajes de transmisión principal (USD /.MW-mes), transmisión secundaria (USD /.MW-mes), los costos de precio de potencia nivel de generación (USD /.MW-mes), en los periodos de los años 2021, 2022 y 2023 siendo representados en un periodo de meses para un año representativo promedio de estos periodos.

**En la segunda Etapa;** con las consideraciones de operación de la tecnología de Autogeneración para nuestro de caso de investigación se determinó la tecnología óptima para el mismo; se realizó un balance de energía y masa con el software de ingeniería Thermoflex de donde se calculó la eficiencia de la central térmica.

Luego, con los precios de peaje, costo marginal, precio de la potencia de generación, costo de la energía eléctrica en horas punta y la potencia que se determinó para la selección de la tecnología de autogeneración, se determinó el costo total por la utilización de energía eléctrica del SEIN.

Se determinaron los costos por la operación de la tecnología de Autogeneración, los cuales abarcan los costos fijos y variables, para con ello realizar un flujo de caja.

**En la tercera Etapa**, se realizó el análisis discusión de los resultados, en donde se valida hipótesis de la investigación sustentándose en los indicadores económicos como son el TIR y VAN.

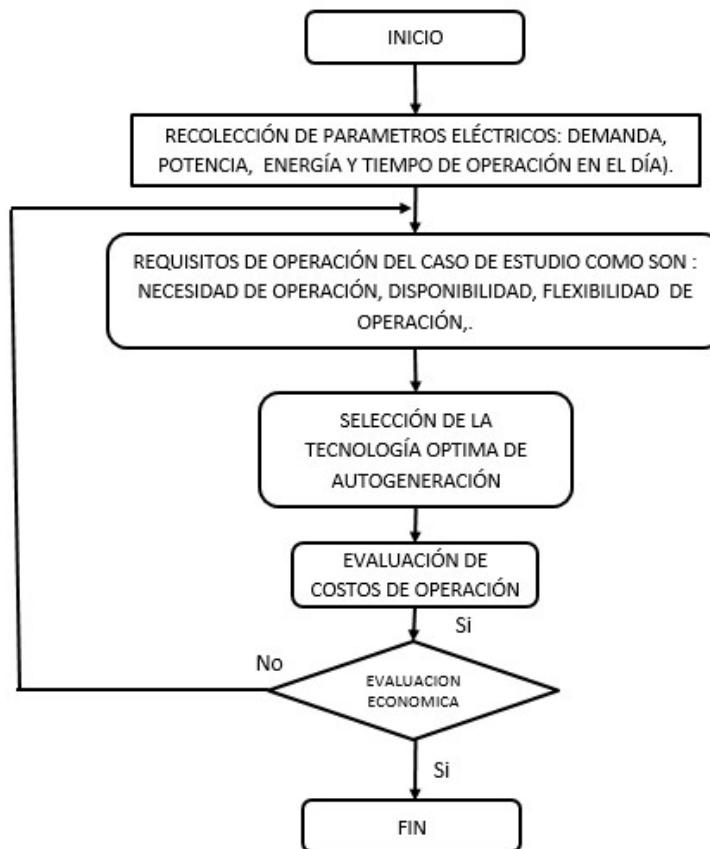
Finalizando la investigación con las conclusiones y recomendaciones.

## 5.2. FLUJOGRAMA

En la figura 5.1 se presenta el diagrama de flujo que servirá de guía para el logro del trabajo de investigación.

**Figura 5.1:**

*Diagrama de flujo*



Fuente: Elaboración Propia, (2024).

### **5.3. RECOLECCION DE DATOS**

La forma de validar la investigación es con la recolección de datos y el procesamiento de la misma, para con ello realizar el análisis correspondiente de los mismos.

El comportamiento de utilización de energía eléctrica en el tiempo por parte de la Refinería Cajamarquilla, fueron extraídos de la página web de Osingermin la cual es la encargada de publicar la información, la cual a su vez recibe la información directa de los clientes; es por ello que la información es completamente verídica para nuestro análisis, así también se obtuvieron los valores de costos de peajes de transmisión principal y secundario, la potencia a nivel de generación, y el costo marginal; que son calculados mediante metodologías y publicados por Osingermin.

A continuación, se describe lo señalado en el párrafo anterior.

#### **5.3.1. Consideraciones de Operación**

A continuación, se enlistaron las consideraciones de operación que tendrá la tecnología de Autogeneración seleccionada:

- Operación en periodos de horas Punta desde las 18:00 a 23:00 horas de lunes a sábado, no incluye los días feriados.
- Total de horas de operación al Año: 1500 horas – anuales.
- Rapidez y modulación de la Tecnología de Operación.

#### **5.3.2. Determinación de Potencia y Energía Eléctrica**

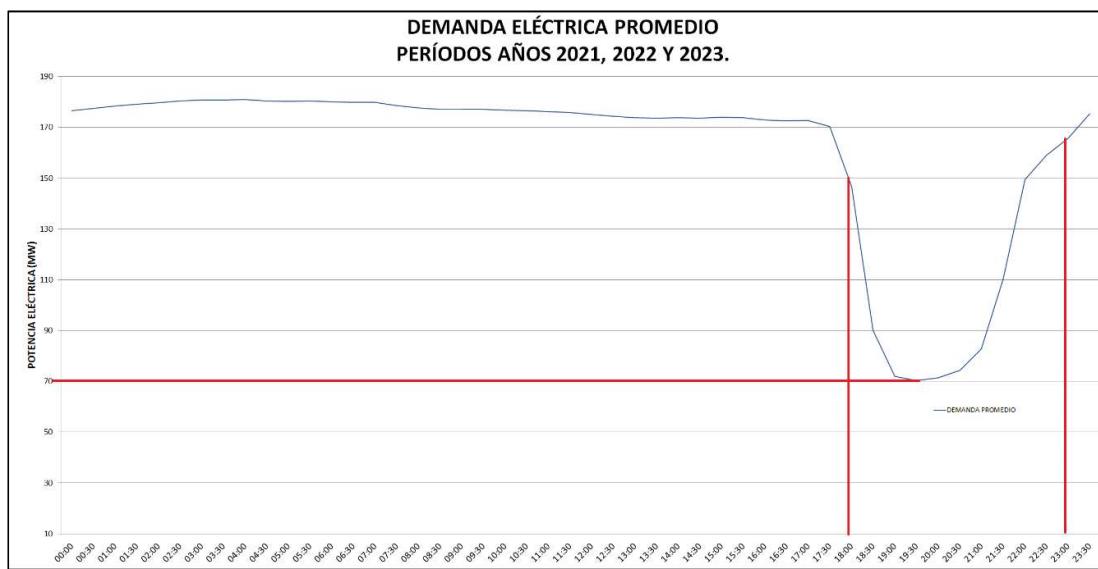
La potencia y energía eléctrica que deja de consumir la unidad de análisis se determinó mediante el análisis del diagrama de carga eléctrica en las horas punta; para ellos se analizó los años 2021, 2022 y 2023 en el horario de 18:00 a 23:00 horas.

La figura 5.2 representa el promedio del flujo de utilización de potencia en un día representativo de los años 2021, 2022 y 2023. Con ello se determinó que la unidad de análisis presenta un valle en la utilización de la energía eléctrica en

el período de horas punta disminuyendo del valor de 170 MW a 70 MW en promedio, por lo expuesto se visualiza una diferencia aproximada de 100 MW.

**Figura 5.2:**

*Perfil de Demanda Eléctrica promedio - años 2021, 2022 y 2023 en 01 día representativo.*



**Fuente:** Elaboración Propia, (2024).

En el **anexo 02** del presente documento se detalla los consumos de energía eléctrica de los años 2021, 2022 y 2023, que sirvieron para la elaboración y determinación de la demanda eléctrica.

### 5.3.3. Peaje de Conexión Sistema Principal de Transmisión

El peaje del sistema principal de transmisión se extrajo de la base de datos de Osignermin en la barra de Cajamarquilla en 220 kV, para los años 2021, 2022 y 2023 por mes, siendo estos los valores mostrados en la tabla 5.1.

**Tabla 5.1:***Peajes de Conexión al Sistema Principal de Transmisión*

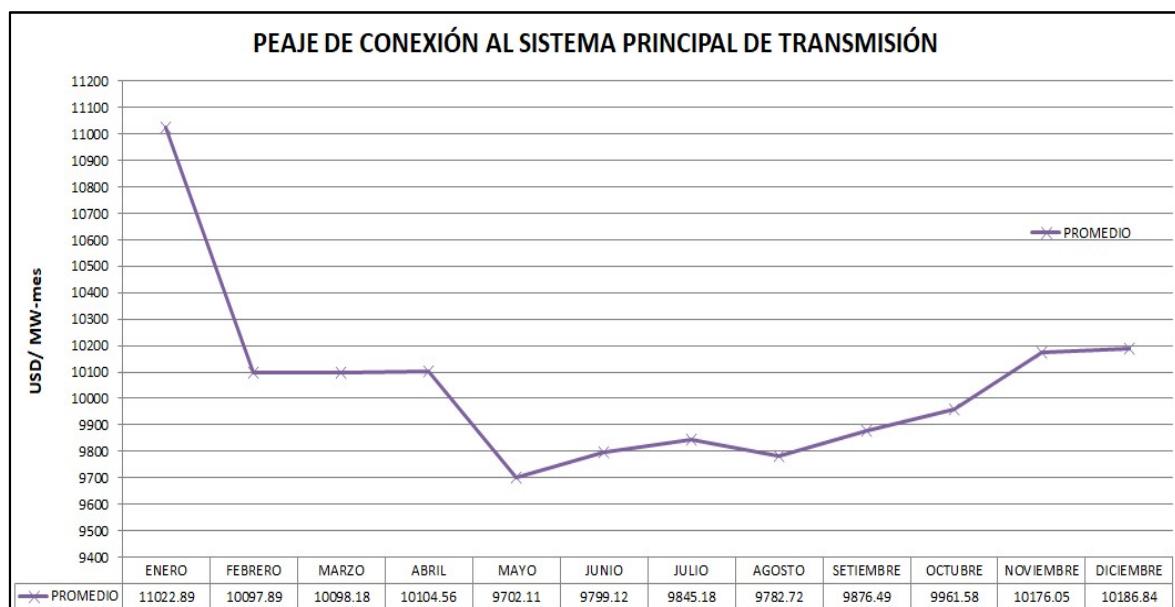
IT	MES	AÑO 2021	AÑO 2022	AÑO 2023	PROMEDIO (S/./kW-mes)	PROMEDIO (USD/MW-mes)
1	ENERO	43.047	40.239	42.375	41.89	11022.89
2	FEBRERO	39.936	39.36	35.82	38.37	10097.89
3	MARZO	39.936	39.36	35.8233	38.37	10098.18
4	ABRIL	41.129	39.36	34.703	38.40	10104.56
5	MAYO	37.937	36.844	35.823	36.87	9702.11
6	JUNIO	37.937	36.844	36.929	37.24	9799.12
7	JULIO	38.462	36.844	36.929	37.41	9845.18
8	AGOSTO	37.043	40.296	34.184	37.17	9782.72
9	SETIEMBRE	38.112	40.296	34.184	37.53	9876.49
10	OCTUBRE	38.112	41.046	34.404	37.85	9961.58
11	NOVIEMBRE	40.239	42.375	33.393	38.67	10176.05
12	DICIEMBRE	40.239	42.375	33.516	38.71	10186.84

Fuente: Elaboración Propia, (2024).

Se realizó el promedio del Costo de Peaje de transmisión principal por meses para obtener así, un año representativo del mismo, en la figura 5.3 se muestra el comportamiento.

**Figura 5.3:**

Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión – Promedio.



Fuente: Elaboración Propia, (2024).

### **5.3.4. Peaje de Conexión Sistema Secundario de Transmisión**

El peaje del sistema secundario de transmisión se extrajo la base de datos de Osingermin en donde la Refinería de Cajamarquilla pertenece al sector de Demanda 7, con ello los valores para este costo por unidad de potencia se muestran en la tabla 5.2.

**Tabla 5.2:**

*Peajes de Conexión al Sistema Secundario de Transmisión*

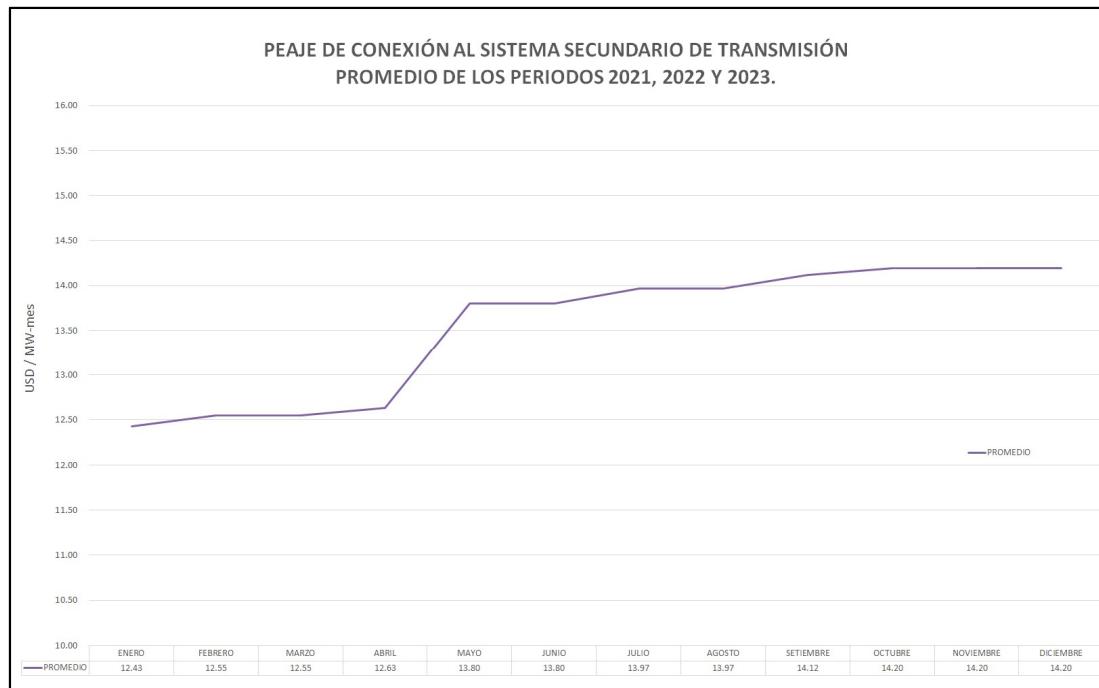
IT	MES	AÑO 2021	AÑO 2022	AÑO 2023	PROMEDIO (ctm S/.KW-mes)	PROMEDIO (USD /MW-mes)
1	ENERO	3.14	4.60	6.43	4.72	12.43
2	FEBRERO	3.14	4.70	6.47	4.77	12.55
3	MARZO	3.14	4.70	6.47	4.77	12.55
4	ABRIL	3.35	4.70	6.36	4.80	12.63
5	MAYO	4.24	6.34	5.16	5.25	13.80
6	JUNIO	4.24	6.34	5.16	5.25	13.80
7	JULIO	4.43	6.34	5.16	5.31	13.97
8	AGOSTO	4.43	6.34	5.16	5.31	13.97
9	SETIEMBRE	4.60	6.34	5.16	5.36	14.12
10	OCTUBRE	4.60	6.47	5.12	5.40	14.20
11	NOVIEMBRE	4.60	6.47	5.12	5.40	14.20
12	DICIEMBRE	4.60	6.47	5.12	5.40	14.20

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

Se realizó el promedio del Costo de Peaje Secundario de transmisión por meses para obtener así, un año representativo del mismo, en la figura 5.4 se muestra el comportamiento.

**Figura 5.4:**

*Peaje de Conexión al Sistema Secundario de Transmisión Promedio-Año representativo.*



**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

En el periodo del año representativo se observó un incremento para el Peaje de conexión al Sistema Secundario de Transmisión.

### **5.3.5. Costo Marginal (Cmg)**

En la tabla 5.3 se detalla el valor del costo marginal promedio cada 15 min en el periodo de horas punta para cada mes equivalente a un año representativo en S./ /kWh; estos valores a su vez son valores promedios de cada día por mes de los años 2021, 2022 y 2023.

**Tabla 5.3:***Costos Marginal Promedio Mensual (S./ kWh)*

HORA	POTENCIA PROMEDIO AÑOS 2021, 2022 Y 2023 (S./ kWh).											
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
18:00	0.090	0.080	0.079	0.089	0.144	0.189	0.264	0.317	0.334	0.123	0.200	0.176
18:15	0.091	0.079	0.085	0.106	0.145	0.191	0.267	0.320	0.338	0.125	0.199	0.182
18:30	0.091	0.079	0.085	0.106	0.145	0.191	0.267	0.320	0.338	0.125	0.199	0.182
18:45	0.089	0.089	0.093	0.109	0.150	0.191	0.273	0.320	0.333	0.125	0.199	0.185
19:00	0.089	0.089	0.093	0.109	0.150	0.191	0.273	0.320	0.333	0.125	0.199	0.185
19:15	0.091	0.095	0.095	0.117	0.145	0.191	0.273	0.320	0.333	0.125	0.199	0.185
19:30	0.091	0.095	0.095	0.117	0.145	0.191	0.273	0.320	0.333	0.125	0.199	0.185
19:45	0.090	0.095	0.094	0.101	0.145	0.190	0.273	0.321	0.333	0.125	0.194	0.185
20:00	0.090	0.095	0.094	0.101	0.145	0.190	0.273	0.321	0.333	0.125	0.194	0.185
20:15	0.091	0.094	0.094	0.106	0.140	0.185	0.273	0.320	0.332	0.125	0.191	0.191
20:30	0.091	0.094	0.094	0.106	0.140	0.185	0.273	0.320	0.332	0.125	0.191	0.191
20:45	0.089	0.091	0.093	0.105	0.140	0.182	0.272	0.319	0.331	0.124	0.190	0.189
21:00	0.089	0.091	0.093	0.105	0.140	0.182	0.272	0.319	0.331	0.124	0.190	0.189
21:15	0.090	0.097	0.091	0.104	0.141	0.182	0.273	0.317	0.322	0.123	0.190	0.189
21:30	0.090	0.097	0.091	0.104	0.141	0.182	0.273	0.317	0.322	0.123	0.190	0.189
21:45	0.089	0.095	0.088	0.102	0.140	0.183	0.272	0.319	0.327	0.123	0.188	0.186
22:00	0.089	0.095	0.088	0.102	0.140	0.183	0.272	0.319	0.327	0.123	0.188	0.186
22:15	0.088	0.090	0.087	0.099	0.134	0.183	0.257	0.320	0.325	0.122	0.182	0.186
22:30	0.088	0.090	0.087	0.099	0.134	0.183	0.257	0.320	0.325	0.122	0.182	0.186
22:45	0.087	0.086	0.081	0.091	0.133	0.181	0.256	0.316	0.318	0.121	0.181	0.182
23:00	0.087	0.086	0.081	0.091	0.133	0.181	0.256	0.316	0.318	0.121	0.181	0.182

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

Por otro lado, se analizó el comportamiento del costo marginal en los años 2021, 2022 y 2023, en el cual efectivamente se da un incremento progresivo del mismo tomando valores promedios.

En el **anexo 03** se detallan los valores de los costos marginales promedio de cada mes para los años 2021, 2022 y 2023.

El costo marginal representa el costo de la energía en el periodo de horas punta en intervalos de tiempo de 15 min; el costo de la energía se calculó en el apartado 5.4.6.

#### 5.3.6. Costo de Potencia Nivel de Generación

Como se menciona en el marco teórico este valor es determinado por Osignermin y varía de acuerdo a cada mes; es por ello que se optó por el promedio para obtener valores representativos para el periodo de un año; esto se obtuvo de la información publicada por Osignermin en los años 2021, 2022 y 2023; los datos se muestran en la tabla 5.4.

**Tabla 5.4:***Precio de Potencia nivel de Generación Mensual*

IT	MES	AÑO 2021	AÑO 2022	AÑO 2023	PROMEDIO S./ kW – mes)	PROMEDIO (USD/MW-mes)
1	ENERO	21.14	22.84	22.16	22.05	5801.75
2	FEBRERO	21.14	21.9	22.16	21.73	5719.30
3	MARZO	21.14	21.9	22.16	21.73	5719.30
4	ABRIL	22.43	21.9	21.23	21.85	5750.88
5	MAYO	21.1	21.34	21.77	21.40	5632.46
6	JUNIO	21.1	21.34	21.77	21.40	5632.46
7	JULIO	21.71	21.34	21.77	21.61	5685.96
8	AGOSTO	21.71	21.34	21.77	21.61	5685.96
9	SETIEMBRE	22.84	21.34	21.77	21.98	5785.09
10	OCTUBRE	22.84	22.16	21.88	22.29	5866.67
11	NOVIEMBRE	22.84	22.16	21.88	22.29	5866.67
12	DICIEMBRE	22.84	22.16	21.88	22.29	5866.67

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

## 5.4. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Con la recolección de datos en el acápite 5.3 y las premisas de operación de la central térmica se realizaron lo siguiente en este apartado:

- Determinación de potencia para la central térmica
- Pre-Selección de la Tecnología de Autogeneración
- Selección de la Tecnología de Autogeneración
- Balance de Energía y Masa de la central Térmica
- Cálculo de costos de Potencia, Energía y peajes.
- Cálculo de indicadores económicos

### 5.4.1. Pre - Selección de Tecnología de Autogeneración

Para la selección de la tecnología, se consideró los factores más importantes que influyen en la operación de una central térmica aplicado a nuestro caso de investigación, el cual fue el de operar en el periodo de hora punta; a continuación, se mencionan los factores:

- Eficiencia y capacidad de la tecnología de autogeneración, ya que algunas tecnologías solo se construyen a partir de determinadas potencias, para poder ser competitivas.
- Arranque, este factor es importante debido a que la tecnología seleccionada debe ingresar lo más rápido posible para cubrir la demanda de la energía eléctrica de la planta.
- Utilización del combustible, el cual es importante para el aprovechamiento máximo del combustible, en esta investigación fue el Gas Natural.
- Flexibilidad, es importante para la rápida respuesta ante necesidades de operación de la unidad de análisis.
- Costo de Inversión, Operación y Mantenimiento de la tecnología de Autogeneración.
- Disponibilidad de espacio en la Refinería.

Acorde a los factores que se ajustan a la necesidad de la investigación seleccionamos mediante las tablas 2.1, 2.2 y 2.3 de comparación de tecnologías de autogeneración, obteniéndose los resultados en las tablas 5.5, 5.6 y 5.7 respectivamente.

**Tabla 5.5:***Resultados de Evaluación – Según EPA*

FACTOR	TECNOLOGÍA APPLICABLE
Eficiencia Eléctrica	- Celdas de Combustible - Motor de Combustión Interna
Capacidad	- Motor de Combustión Interna - Turbinas de Gas
Operación A carga Parcial	- Celdas de Combustible - Motor de Combustión Interna - Turbina de Gas - Turbina de Vapor - Microturbina
Costo de Instalación	- Turbina de Gas - Motor de Combustión
Costo O&M	- Motor de Combustión Interna - Turbinas de Gas
Tiempo de Arranque	- Motor de Combustión Interna - Microturbina
Uso de Combustible	- Todos a Gas Natural
Requerimiento de Espacio	- Celdas de Combustible - Motor de Combustión Interna
Períodos para Overhaul	- Microturbinas - Celdas de Combustible

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

En la tabla 5.5 se muestra por cada factor las tecnologías de autogeneración que poseen mayor ventaja sobre las demás según EPA, luego las tecnologías pre- seleccionadas son: Motor de Combustión Interna y Turbina a Gas.

**Tabla 5.6:***Resultados de Evaluación – Segundo ORNL*

FACTOR	TECNOLOGÍA APLICABLE
Eficiencia Eléctrica	- Motor de Combustión - Turbina de Vapor
Capacidad	- Motor de Combustión Interna - Turbinas de Gas
Operación A carga Parcial	- Motor de Combustión Interna - Microturbina
Costo de Instalación	- Motor de Combustión - Microturbina
Costo O&M	- Motor de combustión - Turbina de Gas
Tiempo de Arranque	- Motor de Combustión Interna - Microturbina - Turbina de Gas
Uso de Combustible	--
Requerimiento de Espacio	--
Períodos para Overhaul	- Motor de Combustión Interna - Turbina de Vapor - Turbina de Gas

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

En la tabla 5.6 se muestra por cada factor las tecnologías de autogeneración que poseen mayor ventaja sobre las demás según ORNL, luego las tecnologías pre- seleccionadas son: Motor de Combustión Interna y Turbina de Gas.

**Tabla 5.7:***Resultados de Evaluación – Según CRES*

FACTOR	TECNOLOGÍA APLICABLE
Eficiencia Eléctrica	- Celda de Combustible - Motor de combustión Interna
Capacidad	- Motor de Combustión Interna - Turbinas de Gas
Operación A carga Parcial	- Turbina de Gas - Turbina de Vapor
Costo de Instalación	- Turbina a Gas - Turbina a Vapor
Costo O&M	- Turbina a Gas - Turbina a Vapor
Tiempo de Arranque	- Motor de Combustión Interna - Microturbina
Uso de Combustible	- Todos
Requerimiento de Espacio	- Motor de Combustión Interna - Turbina a Gas
Períodos para Overhaul	- Motor a Combustión Interna - Turbina a Gas

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

En la tabla 5.7 se muestra por cada factor las tecnologías de autogeneración que poseen mayor ventaja sobre las demás según CRES, luego las tecnologías pre- seleccionadas son: Motor de Combustión Interna y Turbina a Gas.

A continuación, se muestra en la tabla 5.8 el resumen de las Características de las Tecnologías de Autogeneración recomendadas para nuestro caso de investigación según las entidades especializadas en tecnologías de Autogeneración.

**Tabla 5.8:***Resumen de Parámetros de Tecnologías Pre-seleccionadas*

FACTOR DE EVALUACIÓN	TECNOLOGÍA	EPA	ORNL	CRES
Eficiencia Eléctrica	MCI	21-47%	27-45%	30-50%
	TURBINA A GAS	24-36%	22-36%	25-35%
Capacidad	MCI	0.005 -10 MW	0.05 - 5 MW	0.05 - 5 MW
	TURBINA A GAS	>=50 MW	0.5 - 250 MW	3 - 200 MW
Tiempo de Arranque	MCI	10 s	Segundos	10 s
	TURBINA A GAS	10 min- 1 h	minutos	10 min- 1 h

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

#### 5.4.2. Selección de Tecnología de Autogeneración

Como resultado de lo expuesto en el inciso 5.4.,1 las 03 literaturas nos recomendaron elegir las siguientes tecnologías para nuestra investigación:

- Central Térmica en base a Motores de Combustión Interna (MCI).
- Central Térmica en base a Turbinas a gas (TG).

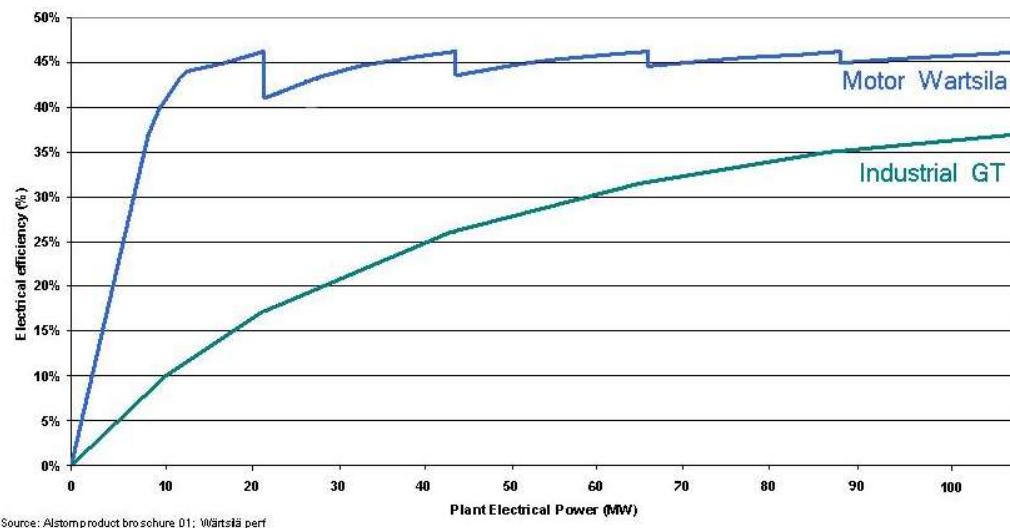
Para definir el tipo de tecnología de generación óptima se realizó el análisis de ventajas y desventajas de cada tecnología para las condiciones de operatividad de la central térmica en el período de horas punta considerando una capacidad de potencia de la central térmica de 34MW; la cual fue definida en el capítulo 5.3.1.

En la determinación de la potencia de la central térmica se analizó que esta tendría una potencia instalada de 34MW para operar en horas punta, sin embargo, es conveniente para la operación que la central térmica tenga una flexibilidad para su operación, requiriendo una modulación de potencia; desde este enfoque, los motores de combustión interna presentan mayor flexibilidad que las turbinas a Gas presentando eficiencias mayores a las Turbinas a Gas; en diferentes potencias, esto sucede debido a que las turbinas a gas están diseñadas para su operación a carga base y en grandes potencias a diferencia de

los Motores de combustión Interna; en la figura 5.5 se observa el comportamiento de lo descrito.

**Figura 5.5:**

*Flexibilidad de Operación por tipo de Tecnología.*



Fuente: Wartsila, (2018), “Comparación MCI vs TG”

Además, los motores de combustión interna tienen eficiencias entre 42 a 48%, para potencias desde 1 a 20 MW en motores de mediana velocidad; mientras que las turbinas a Gas presentan menor eficiencia cuando las potencias requeridas son menores.

Por otro lado, las turbinas de gas tienen un costo que varía en forma inversa con la potencia tal es así, que a bajas potencias los costos de inversión en US\$/kW son más altos y presentan un heat Rate inversamente proporcional a su potencia; por ello se recomienda la utilización de Turbinas a Gas para potencias mayores a 50 MW (ver figura N° 2.1).

Con lo sustentado en los párrafos anteriores, se sustenta la ventaja de los Motores de Combustión Interna en comparación de las Turbinas a Gas para la aplicación de nuestro caso de estudio; por lo cual

la tecnología seleccionada es: Motores de Combustión Interna de mediana velocidad para rangos de 1 a 20 MW.

#### **5.4.3. Balance de Masa y Energía**

Para el cálculo el balance de energía y masa se utilizó el software de ingeniería Thermoflex de la compañía Thermoflow GT PRO, el cual es especializado para el diseño de centrales térmicas, el cual está basado en entradas termodinámicas, técnicas y económicas; el software determina los flujos básicos, el balance térmico de la planta y realiza los diseños preliminares de las instalaciones de la central térmica.

**Tabla 5.9:**

*Características generales de la Central Térmica*

ITEM	DESCRIPCIÓN
Tecnología	Motores de Combustión Interna
Configuración	3 unidades
Velocidad	720 RPM
Tipo de Servicio	Operación en Horas Punta
Combustible	Gas Natural
Potencia a ser Instalada	34 000 KW
Potencia del Motor	11 377 KW
Vida Útil	20 años

**Fuente: Elaboración Propia**

Para el balance de energía y masa se tomó como modelo referencial para fines de cálculo al modelo de motor del Fabricante Wartsila 20V31SG, cuyas características técnicas se detallan en la tabla 5.10.

**Tabla 5.10:**

*Características Técnicas del Motor de Combustión Interna*

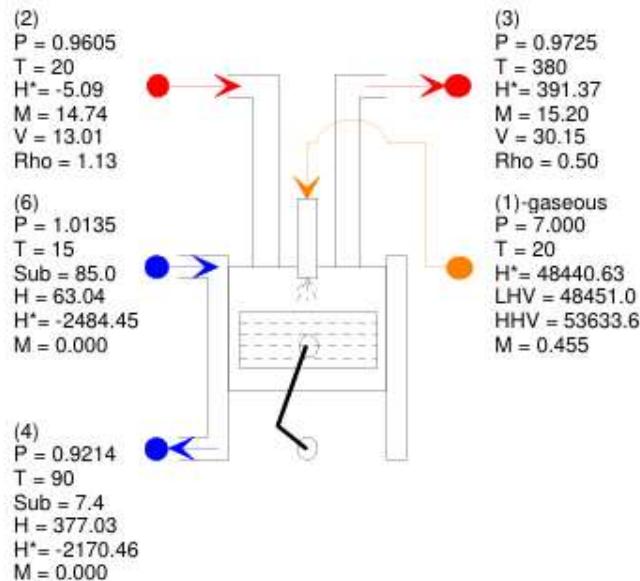
MODELO DE MCI (referencial)	
ITEM	DESCRIPCIÓN
Modelo	20V31SG
Potencia Instalada	11 377
Eficiencia bornes de generador @ ISO	51.59%
Heat Rate @ ISO	6978 KJ/kWh
Tensión en Bornes de Generador	13.8 KV
Factor de Potencia	0.85

**Fuente: Base de datos Software Thermoflex**

En la figura 5.6, se muestra el diagrama del sistema de generación con la simulación del software Thermoflex, con la utilización de 01 motor de combustión interna.

**Figura 5.6:**

*Esquema del sistema de generación con 01 MCI.*



**Fuente: Elaboración propia, (2024).**

Con los resultados de la simulación se muestran las condiciones y caudales de la central térmica, en la tabla 5.11 se detallan los valores.

**Tabla 5.11:**

*Resumen de Caudales – Operación 01 MCI*

FLUIDO	PRESIÓN (bar)	TEMPERATURA (°C)	CAUDAL (kg/s)
Aire de Combustión	0.9605	20	14.74
Gas Natural	7	20	0.455
Gases de Escape	0.9725	380	15.2
Agua de enfriamiento - AT (**)	1.035	15	-
Agua de enfriamiento - BT (**)	0.9214	90	-

(\*\*) Circuito Cerrado solo requiere reposición

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

En el **anexo 04** se muestra el reporte completo de la simulación con el software ThermoFlex.

#### **5.4.4. Cálculo de Eficiencias**

##### **Eficiencia Eléctrica en los Bornes del Generador**

Se define como la relación entre la producción de energía eléctrica en los bornes del generador respecto a la energía del combustible empleado para ello:

$$n_{\text{elec. gen.}} = \frac{E_{\text{Egen}}}{Q_{\text{GN total}}}, \quad (11)$$

Dónde:

$n_{\text{elect. gen.}}$ : Eficiencia eléctrica en bornes de generador

$E_{\text{Egen}}$ : Energía generada en un periodo (kWh)

$Q_{\text{GNtotal}}$ : Energía del gas natural para un periodo (kWh)

Considerando un periodo de 1 hora de operación y reemplazando los valores en la ecuación, se obtiene:

$$n_{\text{electrica}} = \frac{11377}{22053} = 0.5159$$

$$n_{\text{electrica}} = 51.59\%$$

##### **Eficiencia Eléctrica Efectiva**

Se define como la relación entre la producción efectiva de energía eléctrica respecto a la energía del combustible empleado para ello:

$$n_{\text{elec. efect.}} = \frac{E_{\text{Egen}} - CA - P_{\text{transf}}}{Q_{\text{GN total}}}, \quad (12)$$

Dónde:

$n_{\text{elect. efect.}}$ : Eficiencia eléctrica en bornes de generador

$E_{\text{Egen}}$ : Energía generada en un periodo (kWh)

CA: Consumo de servicios auxiliares (kWh)

$P_{\text{transf}}$ : Pérdidas del transformador (kWh)

$Q_{\text{GNtotal}}$ : Energía del gas natural para un periodo (kWh)

En base a los valores de CA y  $P_{\text{transf}} \approx 0$ , estimados por el software Thermoflex y considerando un periodo de 1 hora de operación, se obtiene:

$$n_{\text{elec. efect.}} = \frac{11377 - 113.8 - 0}{22053}$$

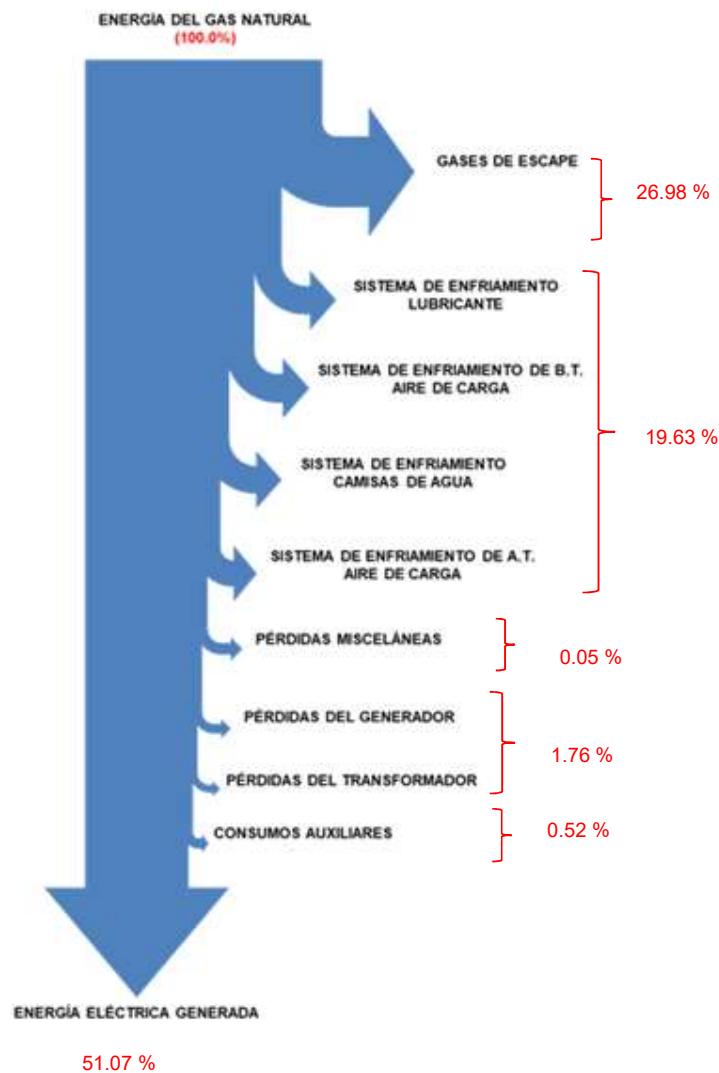
$$n_{\text{elec. efect.}} = 51.07\%$$

#### 5.4.5. Diagrama de Sankey

En la figura 5.7, se muestra el Diagrama de Sankey para la central térmica.

**Figura 5.7:**

*Diagrama de Sankey de la Central Térmica*



Fuente: Elaboración propia, (2024).

En la tabla 5.12, se muestra un resumen de los principales parámetros eléctricos de la central térmica, en base a los resultados de la simulación efectuada en el software Thermoflex.

**Tabla 5.12:**

*Características Técnicas del Motor de Combustión Interna*

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Potencia eléctrica en bornes del generador	34.1	MW
Potencia eléctrica efectiva ( $P_{efect}$ )	33.79	MW
Heat Rate @ $P_{efect}$	7049	kJ/kWh
Eficiencia eléctrica @ $P_{efect}$	51.07	%
Consumos auxiliares	113.8	kW

**Fuente:** Modificado del reporte de software Thermoflex, (2024).

#### 5.4.6. Costos con Utilización de la Red Eléctrica

Se determinó los costos por la utilización de energía, potencia y cargos adicionales acorde, como fue descrita en el capítulo 04 la unidad de análisis es un cliente libre, con ello se calcularon los costos que implica operar en horas punta con una potencia de 34 MW acorde a los términos del contrato suscrito de la Refinería Cajamarquilla con la generadora, en el anexo 01 de la investigación se adjunta el contrato.

Consideraciones para el cálculo de los costos:

- La barra de referencia de generación es la Cajamarquilla 220 KV
- El precio de la potencia es el producto de la potencia que se utiliza por la central térmica (34 MW) por el PPM (USD/KW-mes) establecido en la tabla 5.4.
- El precio de la Energía activa es el producto de la Energía activa por, el costo marginal establecido en la tabla 5.3 más 4.25 expresado en USD/MWh.

- Los precios de cargos adicionales que se tomaron en cuenta fueron los peajes de trasmisión principal y secundario expresado en USD/MW-mes
- Acorde al contrato suscrito con la generadora existe un cargo fijo indiferente a la utilización o no de energía de eléctrica, siendo este un valor de USD 84000.00 de forma mensual.
- El periodo de operación de la central térmica se tomó de lunes a sábado en el horario de 18:00 a 23: horas, exceptuando los días feriados por cada mes.
- No se consideró los costos por energía Reactiva debido a que son valores irrelevantes para el cálculo.
- No se consideró dentro del cálculo los cargos adicionales por Fise y electrificación rural.
- No se consideró el costo por VAD, debido a que la Refinería Cajamarquilla no utiliza las redes de media tensión.

Con lo señalado se determinó el costo por la utilización de energía eléctrica en el periodo de horas punta, proveniente de la generadora perteneciente al SEIN; el costo anual es de **\$8, 845,966.16** el detalle del cálculo se muestra en el anexo 05 y anexo 06.

#### **5.4.7. Costos con Tecnología de Autogeneración**

Los costos de operación como se señaló en el capítulo 2 para la operación de una central térmica, los cuales se enuncian a continuación:

Costos Fijos, comprende el costo por la inversión en la tecnología.

Costos variables, se subdividen en 03:

- Costo Variable de Combustible (CVC)
- Costo Variable de No combustible (CVNC)
- Costo Fijo de Operación (CFO)

### **Costo de Inversión (CAPEX)**

El costo de inversión para la operación con Motores de Combustión Interna es adquirido a partir de la información de la literatura publicado por U.S. Energy Information Administration, (2016), Capital cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants; información pública de Osingermin; Cáldida S.A. y del fabricante de Motores de Combustión Interna Wartsila.

Los costos de Inversión para la implementación de la tecnología de autogeneración con un enfoque bajo el contrato de EPC, corresponden a la siguiente estructura de costos:

- Equipos principales de generación.
- Balance de Planta (BOP), que corresponde a los sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos al interior de la central térmica.
- Sistema de conexión eléctrica a la S.E. existente
- Sistema de suministro de gas natural.
- Obras civiles.
- Montaje de equipamiento electromecánico.
- Servicios de Ingeniería, procura y puesta en servicio.
- Edificaciones y estructuras.
- Costos intangibles.

Los primeros ocho (08) rubros corresponden a lo que se conoce típicamente como costos de capital dentro de los límites de la central térmica. Complementariamente el noveno rubro corresponde a lo que se conoce típicamente como costos de capital fuera de los límites de la central térmica, que considera los siguientes costos:

- Gestión y obtención de permisos y licencias.
- Transporte de los equipos y los seguros correspondientes.
- Gastos generales y utilidad del contratista.

Adicional al costo del contratista EPC, se debe incluir los costos incurridos por el dueño para la ejecución del proyecto; estos contos son, principalmente:

- Gastos legales del propietario.
- Gestión de licitación y selección de contratistas y proveedores.
- Entrenamiento de personal de O & M.
- Operadores para respaldar las pruebas y la puesta en marcha.
- Combustible, lubricantes y otros fluidos de prueba iniciales.
- Seguro de construcción contra todo riesgo.
- Prueba de aceptación.
- Soporte corporativo.

De esta manera los costos totales de inversión CAPEX se obtienen de la siguiente manera:

$$\text{CAPEX TOTAL} = \underbrace{\text{Costo dentro de la Central} + \text{Costo Fueras de la Central}}_{\text{COSTO DEL CONTRATISTA (EPC)}} + \text{Margen del EPC} + \text{Gastos del Propietario} + \text{Contingencias}$$

Los costos de inversión detallada se muestran en el anexo 06 de la presente investigación.

En la tabla 5.13 se muestra el resumen de los costos de inversión.

**Tabla 5.13:**  
*Resumen de Costos de Inversión (CAPEX)*

IT	DESCRIPCIÓN	SUBTOTAL
1	Costo de Definición del Proyecto	\$220,000.00
2	Costo de la Ingeniería de Detalles	\$570,000.00
3	Costo de la Gestión	\$4,095,000.00
4	Máquinas y Equipos Nacionales	\$0.00
5	Máquinas y Equipos Importados	\$18,784,320.00
6	Materiales de Instalación Nacionales	\$1,113,150.00
7	Materiales de Instalación Nacionales	\$0.00
8	Costo de la Construcción Civil	\$1,599,436.20
9	Costo del Armado Electromecánico	\$3,007,500.00
10	Gastos Previos a la Actividad Operativa	\$0.00
11	Comisionamiento	\$880,000.00
12	Otros costos + Contingencia	\$4,540,410.93
COSTO DE LA INVERSIÓN - US\$		\$34,809,817.13

Fuente: Elaboración Propia, (2024).

Con los costos de inversión y la potencia instalada se obtiene el costo de inversión de la central térmica por unidad de potencia, este valor se muestra en la tabla 5.14.

**Tabla 5.14:**  
*Resumen de Costos de Inversión por potencia*

PARAMETRO	UNIDAD	VALOR
Costo Total de Inversión	USD	34,809,817.13
Potencia Instalada	MW	34
Costo de Inversión	USD/KW	1023.818151

Fuente: Elaboración Propia, (2024).

### **Costo Variable de Combustible (CVC)**

En el cálculo del CVC se consideró como suministrador de gas Natural para la investigación a la empresa Cálidda, es por ello que se tomó como base el costo publicado por dicha empresa como se muestra en la tabla 5.15.

**Tabla 5.15:**

*Precio de Gas Natural - Cálidda*

CATEGORIA TARIFARIA	RANGO DE CONSUMO	PRECIO MEDIO DEL GAS NATURAL	PRECIO MEDIO DE GAS Y COSTO MEDIO DE TRANSPORTE		TARIFAS ÚNICAS DE DISTRIBUCIÓN			
			COSTO MEDIO DEL TRANSPORTE DEL GAS NATURAL		Costo fijo de Comercialización	Costo fijo de Distribución	Costo Variable de Distribución	
			Transporte del Gas	Recargos FISE				
	Sm3/Cliente -mes	S/. /m3	S/. /m3	S/. /m3	S/. /m3	S/. /m3	S/. /m3	S/. /m3
A1 (Sin P.Promoc)	0-30	0.5524			2.3752	--	--	0.7944
A1 (Con P.Promoc)	0-30	0.1958			2.3752	--	--	0.7944
A2 (Sin P.Promoc)	31-300	0.5524			7.6675	--	--	0.6137
A2 (Con P.Promoc)	31-300	0.1958			7.6675	--	--	0.6137
B	301-17500	0.5524			90.3594	--	--	0.4584
IP	(*)	0.5524			--	0.1018	0.8317	0.2157
C	17501-300000	0.5524			--	0.1018	0.8317	0.2157
GNV	(*)	0.5524			--	0.0855	0.7009	0.1882
D	300001 - 900000	0.5524			--	0.0719	0.5898	0.1555
E	mayor a 900000	0.5524			--	0.5085	3.45	0.1301
GF	(*)	0.3013			--	0.3619	2.5025	0.0941

Fuente: Osingermin, (2023).

A su vez, la Refinería de Cajamarquilla al producir energía eléctrica para su propio consumo entra a la categoría tarifaria de generador eléctrico (GE) de Cálidda como se resalta en la tabla 5.15.

Para fines de la investigación se consideró el costo del gas Natural es por el suministro, transporte, distribución fija y variable; los costos en la tabla 5.14 son valores promedios referidos al poder calorífico superior (PCS) del Gas Natural; en la tabla 5.16 se muestra el costo promedio del Gas Natural.

**Tabla 5.16:**

*Precios Promedio Gas Natural - Cálidda*

Molécula	USD/m3	0.0793
Transporte	USD /m3	0.0596
Distribución Fija	USD /(Sm3/día)	0.7538
Distribución Variable	USD /m3	0.0248

Fuente: Elaboración Propia, (2024).

El cálculo del CVC se realiza mediante la fórmula indicada en el capítulo 2.6.1.

Para el cálculo final del CVC se requirió de los siguientes parámetros:

- Horas de Operación de la central térmica: 1500 h
- Potencia de la Central Térmica: 34 MW
- Poder Calorífico Inferior (PCI) del Gas Natural: 34.713 MJ/m<sup>3</sup>
- Heat Rate: 7660 KJ/kWh (referencia: motor Wartsila 20V31SG/Software Thermoflex)
- Relación PCS/PCI: 1.1

También se consideró lo siguiente:

- Tipo de cambio: 1 USD <> S./ 3.8
- 1 mes contiene 25 días.
- Horas de Operación por día: 5 horas

Para el cálculo del combustible, se determinó el volumen de Gas Natural por día para la operación de la central térmica, mediante la siguiente formula.

$$Volumen\ G.N. = Flujo\ GN \times N^{\circ}\ MCI \times H.\ Operación\ (m^3 - \text{día})$$

Dónde:

- Flujo GN: Flujo de gas Natural Proveniente del Balance de Masa –Energía (m<sup>3</sup>/h)
- N° MCI: Número de Motores de Combustión Interna

Reemplazando Valores se obtuvo:

$$Volumen\ G.N. = 2287 \times 3 \times 5\ (m^3 - \text{día})$$

$$Volumen\ G.N. = 11,436.5\ (m^3 - \text{día})$$

Luego realizando el producto con la tabla 5.17 se obtuvo el costo del Gas Natural por mes.

**Tabla 5.17:**  
*Costo del Gas Natural - Mes*

	UNIDAD	USD/día	USD-MES
Molécula	USD/m3	2720.0254	68000.63
Transporte	USD /m3	2045.6613	51141.53
Distribución Fija	USD /(Sm3/día)	-	25858.75
Distribución Variable	USD /m3	849.5001	21237.50
			\$166,238.42

**Fuente: Elaboración Propia, (2024).**

Con el costo del combustible mensual se determinó el Costo del Combustible siendo este **0.1938 USD/m<sup>3</sup>**.

Finalmente reemplazando en la formula el valor de CVC es: **42.86 USD/MWh**.

Para mayor detalle de los cálculos ver el **anexo 07**.

#### **Costos Variables No Combustibles (CVNC)**

En este factor se considera el valor de 1.88 USD/MWh del fabricante Wartsila para su modelo de motor de combustión interna Wartsila 20V31SG.

Considerando que el motor de combustión trabaja 1500 horas al año con una potencia de 34 MW, se obtuvo un valor de CVNC de **\$95,370.00**

#### **Costos Fijos de Operación**

Este costo se calculó basado en la tabla 2.7, en donde se detalla la estructura del personal, con los sueldos por cada puesto de trabajo, no se consideró los costos referidos a contratos fijos por mantenimiento de los equipos, además; se consideró un factor de beneficios sociales, mostrados en la tabla 5.18 y 5.19 respectivamente.

**Tabla 5.18:**  
*Sueldo bruto de Personal*

DESCRIPCIÓN	Cantidad de Personas	Sueldo bruto USD/mes
Jefe de O&M	1	4000
Supervisor de Operación	1	3500
Supervisor de Mantenimiento	1	3500
Técnico de Mantenimiento	2	2000
Técnico de I&C	1	2000
Ayudantes	3	1200

**Fuente:** Elaboración Propia, (2024).

**Tabla 5.19:**  
*Factor de Beneficios sociales*

FACTOR DE BENEFICIOS SOCIALES	
Sueldo neto recibido	1
Vacaciones	0.0833
Gratificaciones	0.1667
CTS (1.17 sueldos anuales)	0.0975
IPSS	0.09
<b>Total Factor</b>	<b>1.4375</b>

**Fuente:** Elaboración Propia, (2024).

Con los costos del personal y el factor de beneficios se obtiene un costo de fijo de operación (CFO) anual de **\$293,250.00**.

#### 5.4.8. Flujo de Caja

En el flujo de caja se muestran los ingresos y egresos para la realización de adquisición y operación de los motores de combustión interna para su operación en el periodo de horas punta.

##### Consideraciones:

- No se considera el ingreso que se tendría por la producción de materia prima de la Refinería Cajamarquilla generada por la utilización de los

motores de Combustión Interna, debido que esta fuera del alcance de la Investigación.

- Se considera un periodo de vida útil 12 años para este tipo de tecnologías.
- Los motores de Combustión Interna operarán 1500 horas al año, con una potencia de 34 MW.

**Tabla 5.20:**  
*Flujo de Caja con Motores de Combustión Interna*

PERIODO DE VIDA UTIL	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>INGRESOS</b>													
Ahorro de Energía	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16
<b>EGRESOS</b>													
Inversión (CAPEX)	-\$34,809,817.13												
OPEX													
Costo Variable Combustible (CVC)	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00
Costo Variable No Combustible (CVNC)	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00
CVONC													
CVM													
Costo Fijo de Operación y Mantenimiento	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00
	-\$34,809,817.13	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16

Fuente: Elaboración Propia, (2024).

#### **5.4.9. Cálculo de indicadores Económicos**

En este sub capítulo se realizó el cálculo del TIR y VAN, con el fin de sustentar el objetivo de la investigación mediante la rentabilidad de sustituir la energía eléctrica proveniente del SEIN con tecnologías de Autogeneración eléctrica, para nuestro caso con Motores de Combustión Interna.

##### **Cálculo del TIR**

Este indicador mide en términos porcentuales si el propietario, inversor, etc. Decide realizar la inversión con la seguridad de que este sea rentable; la condición para ello es que, si el TIR es mayor que la tasa de descuento es favorable, en la siguiente ecuación se detalla su cálculo.

$$\sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+tir)^j} = I, \quad (13)$$

Dónde:

$F_j$  : Flujos de cajas anuales

n: Periodo en años

I: Inversión

A partir del flujo de caja en la tabla 5.14, donde obtuvo los flujos anuales, y considerando una tasa de inversión de 12% se reemplazó en la formula anterior se obtuvo un TIR de:

$$TIR = 14.80\%$$

##### **Cálculo del VAN**

Este indicador mide la rentabilidad en exceso a la inversión inicial, siendo el VAN mayor a 0 para que sea rentable la inversión.

Para la unidad de análisis se consideró una tasa de descuento del 12% anual.

El VAN se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = -I + \frac{F1}{(1+i)^1} + \frac{F2}{(1+i)^2} + \frac{F3}{(1+i)^3} + \cdots + \frac{Fn}{(1+i)^n}, \quad (14)$$

Dónde:

F1, F2, F3...Fn: Flujos de caja anuales (ingresos –egresos)

I: Tasa de descuento

n: Número de años

I: Inversión

A partir del flujo de caja en la tabla 5.14, donde obtuvo los flujos anuales, y considerando una tasa de inversión de 12% se reemplazó en la formula anterior obteniéndose un VAN de:

$$VAN = USD 4,132,921.95$$

## CAPÍTULO VI

### 6. CAPÍTULO VI. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 6.1. ANÁLISIS - UTILIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Refinería Cajamarquilla deja de utilizar energía eléctrica proveniente del SEIN en el periodo de horas punta causada por la diferenciación de tarifa de operación en horas fuera de punta con operación en horas punta; lo que implica disminuir su capacidad de producción; esto se validó como se muestra en la figura 5.2; disminuyendo en promedio 100 MW durante el periodo de horas punta.

#### 6.2. ANÁLISIS – DETERMINACIÓN DE POTENCIA

Si bien en la figura 5.2 se deja de consumir 100 MW en promedio, se encontró un límite máximo que un cliente libre puede producir para su propia utilización, esto acorde al Reglamento del COES en donde un cliente puede producir para su autoconsumo un máximo de 50 MW, si fuera más de esa cantidad se debería regir a las normas del COES para ser parte del Sistema Interconectado Eléctrico del Perú como una generadora.

Por otro lado, la Refinería de Cajamarquilla tiene instalado 16MW, como se describe en el capítulo 4.2, en consecuencia, se determinó que la tecnología de Autogeneración debe tener una potencia de 34 MW, quedando así la potencia para la tecnología de autogeneración.

#### 6.3. ANÁLISIS – DETERMINACIÓN DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA

Con los factores considerados para la operación de la nueva central térmica, como son: la operación en horas punta, arranques en corto plazo, eficiencia de tecnologías, utilización del Gas Natural como combustible, flexibilidad; costos de inversión, operación y mantenimiento; y disponibilidad de espacio se selección la tecnología de autogeneración optima en base a 03 agencias internacionales especializadas en el diseño de centrales, obteniendo como

resultado la selección de Motores de Combustión Interna para la operación de la Central Térmica.

El motor de Combustión interna seleccionado a manera referencial es modelo 20V31SG del fabricante Wartsila con potencia de 11377 KW en el generador conformada por 3 unidades; y eficiencia de 51.59 % referido al poder calorífico inferior.

#### **6.4. ANÁLISIS – COSTO DE UTILIZACIÓN DE ENERGÍA**

Los costos por la utilización de energía eléctrica proveniente del SEIN acorde al contrato que suscribió la Refinería Cajamarquilla; y con la utilización de motores de combustión interna es la siguiente:

- Costo de Energía proveniente del SEIN: 173.45  
USD/MWh
- Costo de Energía con Motor Combustión Interna: 160.67  
USD/MWh

Además, considerando que la central térmica opere 1500 h-año, esto equivale a un ahorro de USD 651,900.41 al año; esto considerando que el periodo de retorno de la inversión es de 12 años.

#### **6.5. CONTRASTACIÓN DE LA HIPÓTESIS PLANTEADA**

El trabajo de investigación presentado comprueba la hipótesis planteada de “Se logrará la reducción de los costos de energía eléctrica en periodos de horas punta en las industrias de fundición; aplicando tecnologías de autogeneración eléctrica”; a consecuencia de que se logró establecer un ahorro en costos de electricidad con la utilización de Motores de Combustión Interna en reemplazo de energía proveniente de una generadora perteneciente al SEIN; lo cual se reflejaría en mayor utilidad para la Refinería de Cajamarquilla, lo anterior se sustenta a su vez, por el resultado de los indicadores económicos TIR y VAN los cuales son 14.80% y USD 4'132,921.95 respectivamente.

## Conclusiones

1. Se llegó a la conclusión que, si se puede mejorar los costos de energía eléctrica en el periodo de horas punta en las industrias de fundición, aplicando las tecnologías de autogeneración eléctrica, para nuestra investigación se llegó a una reducción de los costos en 7.37% para una potencia de 34 MW.
2. Se comprobó que los costos por peajes de conexión, son los más significativos para la operación de las industrias en los periodos de horas punta, resaltando el costo de peaje de conexión al sistema principal de transmisión representa el 52% del costo total por la utilización de la Energía eléctrica proveniente del SEIN en períodos de hora punta.
3. Se estimó una inversión de aproximada de 34.8 millones de dólares americanos, con una ratio de inversión de poco más de 1000 US\$/kW instalado, valor conservador para centrales térmicas de capacidades similares.
4. La utilización para el Gas Natural en la generación de energía eléctrica, tal como se describe en el marco teórico es el de mayor proporción, esto debido a la diferenciación de las tarifas; ya que en el caso de ser un Generador de Energía Eléctrica se tienen bajos costos de este combustible; lo que genera una gran ventaja a la utilización del mencionado combustible en comparación de la energía proveniente del SEIN, aplicadas a determinadas tecnologías de autogeneración, como se demostró en nuestra investigación; además se sustenta esto en la normativa **Ley N° 27133 “Ley de Promoción del Desarrollo de la industria del Gas Natural”**, que impulsa la utilización del mismo.
5. La influencia del costo de gas natural en el ahorro total de la investigación es aproximadamente del 18.24% para la operación de la central térmica, siendo el de mayor influencia el costo de inversión; es por ello que en posteriores investigaciones se deben evaluar principalmente la optimización del costo de inversión.

6. La utilización del Software Thermoflex como parte de la investigación fue de utilidad para la determinación de los parámetros de ingreso y salida en la central térmica, y también el flujo másico del combustible a utilizar; además en base a los datos del mismo software se seleccionó el motor de combustión del fabricante Wartsila modelo 20V31SG; obteniendo una eficiencia del 51%.
7. El indicador financiero TIR resultó del 14.80% valor aceptable para promover la inversión de la implementación de motores de combustión interna en el período de horas punta; a su vez el indicador VAN resultó con un valor de *USD* 4,132,921.95; valor positivo demostrando que es rentable la inversión.

## **Recomendaciones**

- En futuros trabajos deberá de revisarse la metodología de obtención de los cargos adicionales como son los costos de peaje de trasmisión principal y secundario; el costo marginal, para la obtención del costo por la utilización de la energía eléctrica del SEIN, pues dependiente de ello los costos varían.
- Realizar investigaciones sobre la producción de la Refinería Cajamarquilla, de tal forma que se pueda obtener una relación de Producción por unidad de energía utilizada; ese indicador ayudaría a saber con precisión la Utilidad que se genera con la utilización de energía en periodo de horas punta; consecuentemente los indicadores económicos se verían incrementados, haciendo más atractiva la inversión.
- Se recomienda realizar investigaciones similares, pero en diferentes condiciones de sitio en donde si es afectado las tecnologías de autogeneración por temperatura y altitud de la unidad de análisis.
- Hacia futuras investigaciones se pueden desarrollar las configuraciones y arreglos óptimos para la operación de la central térmica, mediante la aplicación de metodologías de confiabilidad en Centrales Térmicas.
- Se recomienda que, para posteriores investigaciones, se analicé el efecto de posibles configuraciones adicionales para la central térmica conformada por motores de combustión interna.
- El Gas natural es un buen combustible para la generación de energía eléctrica; pero debido a las malas gestiones en la administración del recurso han disminuido las reservas del mismo; es por ello que se deben evaluar para futuras

investigaciones la posibilidad de utilización de otros combustibles como son: el biogás, las energías almacenadas en celdas provenientes de energía solar y eólica; diésel, etc.

- Las energías caloríficas de los gases de escape en los motores de combustión interna se pueden aprovechar para la generación de vapor; convirtiéndose la central en una cogeneradora; por ello se recomienda analizar la posibilidad del desarrollo del mismo en industrias que requieran del recurso.

## Referencias Bibliográficas

- AGUILAR M, (1981), "Criterio de diseño de plantas termoeléctricas".
- BATHER W, (1987), "Fundamentos de turbinas de gas" Editorial LIMUSA.
- CASTRO J, (2017), "Estudio de los métodos de reducción de demanda eléctrica en horas pico peak shaving y su factibilidad en ecuador".
- CENGEL Y. Y BOLES M. (2009) "Termodinámica"; Editorial McGraw- Hill.
- CHIARA G, (2018), "Reducción de los costos de electricidad, mediante el uso de grupos electrógenos en horas punta en una planta de 1000 kW. Tesis de pregrado. Universidad Nacional de Ingeniería.
- COES, (2021) "Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos de COES-SINAC"
- COES SINAC, (2020), Procedimiento técnico del comité de operación económica del SEIN – pr17 determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación termoeléctrica.
- COES SINAC, (2022), Procedimiento técnico del comité de operación económica del SEIN – pr31 cálculo de los costos variables de las unidades de generación.
- COES SINAC, (2022), Procedimiento técnico del comité de operación económica del SEIN – pr34 determinación del costo variable de mantenimiento de las unidades de generación termoeléctrica.
- COES SINAC, (2011), Reglamento del comité de operación económica del sistema, decreto supremo nº027-2008-em
- FERNANDEZ ARMILHUAY H., (2017), "Estudio de viabilidad técnica y económica de una central de cogeneración para una embotelladora de 250 mil litros por hora". Tesis de Pregrado. Universidad Nacional de Ingeniería.
- GAMMA Ingenieros S.A. (2004), "Evaluación del desempeño operacional comercial de centrales de cogeneración y estudio del potencial de cogeneración en chile"

GAS TURBINE WORLD, (2018); GTW handbook.

GUEVARA B, (2017), "Análisis del potencial de generación distribuida mediante gas natural en el sector industrial de Lima e Ica y estimación de beneficios económicos". Tesis de Pregrado. Universidad Nacional de Ingeniería.

KARMARIS G. y TENGNER T, (2013), "Peak shaving control method for energy storage".

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM), (2022), Capítulo 03 generación de energía eléctrica.

MINEM, (2007), "Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento".

MILTON M, Y QUINTEROS C, (2011), "Peak shaving – a method to reduce utility cost, "paper" publicado por la compañía baldor electric.

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.

PROCESS PLANT MACHINERY, 2ND EDITION, BLOCH & SOARES, C. PUB: BUTTERWORTH HEINEMANN, (1998).

SANCHEZ N, (2018), "Diseño de una microturbina de gas para producción de potencia eléctrica: ciclo de trabajo y pre-diseño de turbo máquina".

T. S. K. JOON HEE LEE, (2006), "Analysis of design and part load performance of micro gas turbine/ organic Rankine cycle combined systems, journal of mechanical science and technology".

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2016), "Capital cost estimates for utility scale electricity generating plants".

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY COMBINED HEAT AND POWER PARTNERSHIP, (2017)," Catalog of chp technologies".

ZREU, (1999), Training guide on combined heat&power systems.

## Anexos

ANEXO 01: Contrato de Energía en horas Punta .....	2
ANEXO 02: Demanda Eléctrica de Refinería Cajamarquilla en 2021, 2022 y 2023 .....	29
ANEXO 03: Costos Marginales en Barra Cajamarquilla 220 KV, 2021, 2022 y 2023 .....	34
ANEXO 04: Balance de Energía y Masa con Software Thermoflex.....	38
ANEXO 05: Costo de la Energía Proveniente del Generador del SEIN.....	48
ANEXO 06: Cálculo del costo Total de Utilización de Energía del SEIN .....	50
ANEXO 07: Tabla de detalle de Costos de Inversión.....	52
ANEXO 08: Cálculo del Costo Variable de Combustible .....	54
ANEXO 09: Flujo de caja y Cálculo de TIR y VAN .....	56
ANEXO 10: Costos de Peajes de Conexión.....	58
ANEXO 11: Costos de Potencia de Generación .....	60

**ANEXO 01: Contrato de Energía en horas Punta**

## CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN HORAS DE PUNTA

Conste por el presente documento el contrato marco de compra de energía en Horas de Punta (en adelante, el “Contrato”) que celebran:

- **NEXA RESOURCES CAJAMARQUILLA S.A.**, (en adelante, el “EL CLIENTE”), identificada con Registro Único de Contribuyentes N° 20261677955, con domicilio en Carretera Central km. 9.5, distrito de San Juan de Lurigancho - Chosica, provincia y región de Lima, debidamente representada por sus Apoderados, señor Leonardo Coelho Nunes, identificado con Pasaporte N° FL183931 y señor Gustavo Paranhos de Castro, identificado con CE N°002353273, ambos con poderes inscritos en la Partida Electrónica N° 11369441 del Registro de Personas Jurídicas de Lima,
- **KALLPA GENERACIÓN S.A** (en adelante, “EL VENDEDOR”), identificada con Registro Único de Contribuyentes N° 20538810682, con domicilio en Calle Las Palmeras N° 435, Piso 7, San Isidro, provincia y región de Lima, debidamente representada por sus Apoderados señor Víctor Eloy Tejada Mendoza, identificado con DNI N° 04641804, y señor Irwin Cleto Frisancho Triveño, identificado con DNI N° 31034160, con poderes inscritos en la Partida Electrónica N° 12518858 del Registro de Personas Jurídicas de Lima y Callao.

Para efectos del presente Contrato, EL VENDEDOR y EL CLIENTE, serán denominados, conjuntamente, las “Partes” y cada uno, una “Parte”.

Las Partes en este Contrato convienen en lo siguiente:

### **Cláusula 1. Antecedentes**

- 1.1. EL VENDEDOR es una empresa de generación y comercialización de electricidad, que cuenta con la disponibilidad de vender energía en Horas de Punta para el presente Contrato.
- 1.2. EL CLIENTE es una empresa peruana cuyo objeto social consiste en la ejecución de actividades mineras en general, usuaria del servicio de electricidad en el régimen de libertad de precios, que requiere contratar la compra de energía en Horas de Punta para su Refinería.
- 1.3. En julio de 2019 EL CLIENTE suscribió con Electroperu S.A. los Contratos ELP. Los suministros materia de estos Contratos ELP iniciaron el 1 de enero de 2020.
- 1.4. Los Contratos ELP reconocen que EL CLIENTE tiene la facultad de suscribir contratos con otros proveedores para atender la demanda de la Refinería que exceda la potencia contratada prevista en dichos contratos.
- 1.5. Por el presente Contrato, las Partes acuerdan la contratación para la compra de Potencia y Energía Activa en Horas de Punta para atender los requerimientos eléctricos de la Refinería por encima de la potencia contratada en los Contratos ELP.

### **Cláusula 2. Interpretación**

- 2.1. Los términos que empiecen con mayúsculas, ya sea que se usen en singular o plural, tendrán los significados que se describen en la Normativa Aplicable, con excepción de

aquellos casos en los cuales mediante el presente Contrato se les otorguen de manera expresa un significado distinto en el Anexo 1.

2.2. Salvo estipulación en contrario:

- a) Toda referencia a cualquier “Cláusula”, “Numeral”, “Literal” o “Anexo” significa una cláusula, numeral o anexo del Contrato.
- b) Todas las referencias a “aquí”, “del presente”, “bajo el presente” y términos similares se considerarán referidas al Contrato.
- c) Las referencias al plural incluirán al singular, y viceversa, siempre que sea aplicable dentro del contexto; y el masculino incluirá el femenino y viceversa.
- d) El término “incluyendo” (y, consiguientemente, el término “incluye”) significa que incluye sin limitar la generalidad de la descripción que precede al uso de dicho término.
- e) Las palabras y abreviaturas que no se definen en este Contrato y que tengan significados conocidos, ya sean técnicos o relacionados con la industria eléctrica del Perú, se emplean en este Contrato de conformidad con dichos significados conocidos.

**Cláusula 3. Marco Legal Aplicable**

- 3.1. De acuerdo con lo estipulado en la Normativa Aplicable, el Contrato no se encuentra sujeto a regulación de precios. En ese sentido, los términos y condiciones del Contrato derivan del libre acuerdo de las Partes.
- 3.2. La interpretación y regulación del Contrato, en todo lo no previsto en el mismo, se efectuará de conformidad con la Normativa Aplicable. Supletoriamente se regirá por el Código Civil.

**Cláusula 4. Declaraciones y garantías**

Las Partes declaran y garantizan, a la fecha de suscripción del Contrato, lo siguiente:

- 4.1. Que, cada una, es una compañía debidamente constituida, válidamente existente y en vigencia de conformidad con el Código Civil y la Normativa Aplicable.
- 4.2. Que, la suscripción y ejecución de este Contrato no constituye una violación de cualquier término o disposición de, o un incumplimiento bajo: (a) cualquier contrato o convenio del que dicha Parte o al que estén sujetos sus bienes; (b) sus instrumentos constitutivos; o, (c) el Código Civil o cualesquiera Normatividad Aplicable a dicha Parte, cuyo incumplimiento o violación pudiera tener un efecto adverso y sustancial sobre su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo este Contrato.
- 4.3. EL CLIENTE declara y garantiza que, independientemente de quien sea el propietario, la capacidad de las Instalaciones de Conexión es suficiente para atender su demanda y la de terceros que se conecten a éstas, y que los parámetros de calidad no serán afectados por falta de capacidad de dichas Instalaciones de Conexión, no siendo responsabilidad de EL VENDEDOR que la capacidad de las Instalaciones de Conexión

resulte insuficiente para atender la demanda del EL CLIENTE o para mantener la calidad de la entrega de energía.

#### **Cláusula 5. Objeto del Contrato**

- 5.1. Por la suscripción del Contrato, el VENDEDOR se obliga a suministrar a EL CLIENTE o a hacer que se le suministre a través de los procedimientos de transferencias establecidos por el COES, en el Punto de Entrega, en forma continua y permanente, la Potencia y Energía Activa necesaria para atender los requerimientos de electricidad que tenga EL CLIENTE en Horas de Punta por encima de la potencia contratada en los Contratos ELP; hasta el valor de la Potencia Contratada y su Energía Asociada.
- 5.2. Por su parte, EL CLIENTE se obliga a adquirir y pagar, conforme a lo previsto en el Contrato, la Potencia y Energía Activa que suministre EL VENDEDOR en el Punto de Suministro durante las Horas de Punta, así como las compensaciones por transmisión, peajes y otros cargos o conceptos definidos en el Contrato o que en un futuro pueda establecer cualquier Autoridad Gubernamental, que de acuerdo a las Leyes Aplicables deban ser asumidos por EL CLIENTE.

#### **Cláusula 6. Vigencia del Contrato**

- 6.1. La vigencia del Contrato es desde la fecha de su suscripción hasta el 30 de junio de 2023. El plazo de compra de energía en Horas de Punta se iniciará el 1 de julio de 2022.
- 6.2. Por una única oportunidad, el presente Contrato quedará automáticamente renovado por un periodo adicional de seis (6) meses hasta el 31 de diciembre de 2023, salvo que, con una anticipación no menor de un (1) mes antes del vencimiento del Contrato, EL CLIENTE manifieste a EL VENDEDOR su intención de ponerle término.
- 6.3. A la finalización de la vigencia del Contrato, todos los derechos y obligaciones de las Partes derivados del mismo cesarán automáticamente, excepto aquellos que sobrevivan a dicha terminación conforme a los términos del Contrato o cualquier derecho y/u obligación que surja debido a su terminación. La terminación del Contrato no relevará a ninguna de las Partes del cumplimiento de las obligaciones contractuales que hubieran surgido antes de dicha terminación.

#### **Cláusula 7. Transferencia de propiedad y riesgo**

La transferencia de propiedad y riesgo sobre la Potencia y Energía Activa en Horas de Punta suministrada por EL VENDEDOR a EL CLIENTE se producirá en el Punto de Entrega. En consecuencia, a partir del Punto de Entrega, EL CLIENTE asumirá toda responsabilidad sobre el cuidado y control de la energía, cesando automáticamente toda responsabilidad de EL VENDEDOR.

#### **Cláusula 8. Potencia Contratada y Energía Asociada**

- 8.1. La Potencia Contratada y la Energía Asociada constituyen el límite máximo a la obligación de suministro de Potencia y Energía Activa en Horas de Punta que asume el VENDEDOR frente a EL CLIENTE en mérito al presente Contrato.

- 8.2. EL CLIENTE se encuentra obligado a (i) atender sus requerimientos de Potencia y Energía Activa en Horas Punta por encima de la potencia contratada en los Contratos ELP, y hasta el límite de la Potencia Contratada y la Energía Asociada, valiéndose del suministro materia del presente Contrato, y (ii) utilizar la Potencia y Energía Activa en Horas de Punta que combre a EL VENDEDOR únicamente para cubrir el requerimiento de la Refinería. La determinación de la Energía Activa y Potencia para la facturación del presente Contrato será calculada de acuerdo con el numeral 2 del Anexo 3, así como el Anexo 4.

#### **Cláusula 9. Características técnicas y calidad de la energía**

- 9.1. La Energía Activa en Horas de Punta será entregada en la forma de corriente alterna trifásica según el nivel de tensión correspondiente al Punto de Entrega y con una frecuencia de sesenta (60) Hertz (ciclos por segundo).
- 9.2. Salvo los casos de fenómenos transitorios de tensión y frecuencia que escapan al control del sistema eléctrico, o por Evento de Fuerza Mayor, las variaciones de las características del producto, del suministro y de la calidad comercial no excederán las especificadas en la NTCSE. Las compensaciones o resarcimientos que puedan corresponder a favor del EL CLIENTE serán única y exclusivamente las establecidas en la NTCSE.
- 9.3. En caso que, ante un incumplimiento de las especificaciones y características técnicas establecidas en el Punto de Entrega, el COES o la Autoridad Gubernamental competente determine que las causas son atribuibles a EL VENDEDOR, ésta pagará al EL CLIENTE única y exclusivamente las compensaciones correspondientes establecidas en la NTCSE.

En el caso que el COES o la Autoridad Competente determine que por causas atribuibles a un tercero o terceros se interrumpe el suministro de electricidad o se afecte la calidad del producto o la calidad del suministro de electricidad brindado a EL CLIENTE, EL VENDEDOR trasladará al EL CLIENTE las compensaciones que le corresponda recibir a EL CLIENTE en aplicación de la NTCSE.

- 9.4. Las Partes acuerdan que EL VENDEDOR no será responsable de los daños o perjuicios que pueda sufrir EL CLIENTE por la falta total o parcial de entrega de energía en Horas de Punta motivada por un Evento de Fuerza Mayor o por problemas ajenos al sistema eléctrico de EL VENDEDOR, que interrumpa, paralice o perturbe el servicio; y, en consecuencia, EL VENDEDOR queda liberado de indemnizar a EL CLIENTE, siempre que se compruebe fehacientemente que EL VENDEDOR no tiene responsabilidad.
- 9.5. EL CLIENTE se obliga a que las perturbaciones injectadas al SEIN por la operación de la Refinería, no excedan las tolerancias establecidas en la NTCSE. En caso de exceder las tolerancias previstas en la NTCSE, EL CLIENTE deberá pagar las compensaciones económicas indicadas en la NTCSE y los montos que EL VENDEDOR haya pagado a terceros por concepto de dichas compensaciones, adicionalmente, a los conceptos incluidos en Cláusula 13 que correspondan al Periodo de Facturación en que deba pagar tales compensaciones.

#### **Cláusula 10. Coordinaciones comerciales, operativas y suspensión**

- 10.1. Las situaciones de emergencia originadas por la desconexión forzosa de equipos de generación, transmisión y/o distribución en el SEIN que afecten el suministro al EL CLIENTE, así como la duración de las mismas, serán comunicadas por EL VENDEDOR al EL CLIENTE lo más pronto que sea materialmente posible por teléfono y regularizadas mediante correo electrónico al centro de control del EL CLIENTE y al grupo de usuarios designados por EL CLIENTE como se indica en el numeral 2.2.e del Anexo 3 dentro de las veinticuatro (24) horas de ocurrida la situación de emergencia.

Sin perjuicio de lo anterior, EL VENDEDOR deberá informar a EL CLIENTE sobre la falla o indisponibilidad ocurrida para la entrega de energía y el plazo estimado de duración, tan pronto como disponga de la información del Coordinador de la Operación del Sistema en Tiempo Real, según éste es definido en la NTOTR.

Para estos efectos, las Partes utilizarán el procedimiento según lo establecido en la NTOTR.

- 10.2. Las Partes reconocen que en algunas circunstancias pueden ocurrir emergencias dentro del SEIN, por lo que cada Parte buscará notificar a la otra tan pronto como tome conocimiento de cualquier hecho de tal naturaleza.

Frente a estas situaciones de emergencia EL VENDEDOR realizará sus mejores esfuerzos para lograr que las empresas involucradas en la entrega de energía al EL CLIENTE realicen dicha entrega según los parámetros de calidad estipulados en el Contrato y en la NTCSE.

- 10.3. EL VENDEDOR se compromete a remitir al EL CLIENTE, a solicitud de este último, la información de los programas anuales y mensuales de mantenimiento de sus respectivas instalaciones o de terceros involucrados, y que puedan afectar el normal suministro al EL CLIENTE. Asimismo, EL CLIENTE se compromete a remitir a EL VENDEDOR las informaciones que el COES solicite.

- 10.4. Las suspensiones en la entrega de energía en Horas de Punta para efectuar labores de mantenimiento, revisiones o ampliaciones en las instalaciones de las Partes o de terceros serán coordinadas por las Partes, debiendo observarse las normas de seguridad que los casos ameriten y la Normativa Aplicable.

- 10.5. A más tardar a las diecisiete horas (17:00) de cada Día, EL VENDEDOR comunicará a EL CLIENTE el valor estimado del precio de venta de Energía Activa, calculado conforme al Anexo 3, para cada periodo de 15 minutos del periodo de Horas de Punta del Día siguiente, en base a las proyecciones de despacho diario y Costos Marginales de Corto Plazo del COES y/o la mejor información con la que cuente EL VENDEDOR.

Las Partes dejan constancia que dichos valores estimados del precio de la Energía Activa son referenciales y servirá para que EL CLIENTE programe sus consumos y proyecte los costos asociados al suministro que es materia del presente Contrato.

Las comunicaciones a las que se refiere el presente numeral 10.5 se realizarán por correo electrónico a las siguientes direcciones de EL CLIENTE:

Para : [gian.pajuelo@nexaresources.com](mailto:gian.pajuelo@nexaresources.com);

CC : [ext.miguel.malaga@contratistas.com.pe](mailto:ext.miguel.malaga@contratistas.com.pe)  
[hans.diaz@nexaresources.com](mailto:hans.diaz@nexaresources.com)  
[cesar.calissi@nexaresources.com](mailto:cesar.calissi@nexaresources.com)

Las comunicaciones a las que se refiere el presente numeral 10.5 se realizarán por correo electrónico a las siguientes direcciones de EL VENDEDOR:

Para : [Centro.Control@kg.com.pe](mailto:Centro.Control@kg.com.pe)  
CC : [Ricardo.Aguilar@kg.com.pe](mailto:Ricardo.Aguilar@kg.com.pe)  
Elias.Ferroa@kg.com.pe;  
[Edwin.Romero@kg.com.pe](mailto:Edwin.Romero@kg.com.pe)  
[Gonzalo.Sarango@kg.com.pe](mailto:Gonzalo.Sarango@kg.com.pe)

### **Cláusula 11. Medición**

Las características, funcionamiento y procedimientos vinculados al Medidor se contemplan en el Anexo 5.

### **Cláusula 12. Precios, Cargos, Tributos**

#### **12.1. Precios de Potencia y Energía Activa**

Los precios aplicables a la Potencia y Energía Activa suministrados por el VENDEDOR a EL CLIENTE en Horas de Punta son los estipulados en el Anexo 3.

#### **12.2. Cargos Regulados**

Los precios a que se refiere el numeral 12.1, no incluyen los Cargos Regulados. Consecuentemente, la facturación de EL CLIENTE para cada Periodo de Facturación incluirá adicionalmente todos los Cargos Regulados actuales y futuros cuyo cobro se encuentre asociado al suministro de Potencia y Energía Activa en Horas Punta y cuya responsabilidad de pago recaiga en EL CLIENTE, conforme a la Normativa Aplicable.

#### **12.3. Tributos**

Los precios a que se refiere el numeral 12.1 y los Cargos Regulados señalados en el numeral 12.2, no incluyen los tributos presentes o futuros que resulten aplicables a la compra de energía eléctrica. En consecuencia, la facturación de EL CLIENTE por Potencia, Energía Activa y Cargos Regulados para cada Periodo de Facturación, incluirá, adicionalmente, todos los tributos actuales y futuros que apliquen a la compra de energía eléctrica.

### **Cláusula 13. Facturación y pago**

El procedimiento de facturación y pago se detalla en el Anexo 4 de este Contrato.

### **Cláusula 14. Caso fortuito o Fuerza Mayor**

14.1. No se considerará que EL VENDEDOR ha incurrido en incumplimiento de su obligación de entrega de energía al EL CLIENTE, y EL CLIENTE no incurrirá en incumplimiento de

sus obligaciones de compra de energía bajo este Contrato, cuando ello sea atribuible a la demora, afectación, imposibilidad o incapacidad, ya sea total o parcial, en el cumplimiento de dichas obligaciones de la Parte respectiva, causado por la ocurrencia de un evento de caso fortuito o fuerza mayor suyo, del SEIN o de un tercero, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1315 del Código Civil.

- 14.2. En ningún caso podrá invocarse un evento de Fuerza Mayor que libere de sus obligaciones a EL VENDEDOR cuando exista disponibilidad de potencia y energía suficiente en el SEIN para suministrar al EL CLIENTE en el Punto de Entrega mediante transferencias de potencia y energía determinadas por el COES.
- 14.3. La Parte impedida de cumplir con sus obligaciones según lo dispuesto en la presente Cláusula 14, notificará por escrito a la otra Parte sobre dicha circunstancia, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes de producido o detectado el evento. Las obligaciones de la Parte que sean afectadas por la fuerza mayor quedarán suspendidas durante la persistencia de ese evento.

Si existiera discrepancia respecto de la calificación de un evento como uno de caso fortuito o de fuerza mayor entre las Partes, ésta se resolverá de acuerdo con el procedimiento establecido en la cláusula 17 del Contrato.

- 14.4. La Parte afectada por el evento de Fuerza Mayor hará sus mejores esfuerzos razonables para superar su incapacidad de cumplir con sus obligaciones bajo este Contrato, pero ninguna de las Partes estará obligada a incurrir en cualquier gasto, ni a asumir cualquier obligación, riesgo o responsabilidad mientras se encuentre afectada por el evento de Fuerza Mayor. Sin perjuicio de lo antes indicado, no se podrá argumentar como un evento de Fuerza Mayor la imposibilidad de cualquier naturaleza de cumplir con el pago de los montos facturados por la compra de energía en Horas de Punta a su vencimiento. Del mismo modo, conforme al numeral 14.2 no se podrá argumentar la existencia de un evento de Fuerza Mayor cuando exista disponibilidad de potencia y energía suficiente en el SEIN para suministrar al EL CLIENTE en el Punto de Entrega mediante transferencias de potencia y energía realizadas en el COES.
- 14.5. Si la suspensión de la ejecución de las obligaciones afectadas por un evento de Fuerza Mayor, resulta superior a noventa (90) Días continuos, cualquiera de las Partes podrá resolver el Contrato, bastando para ello una carta remitida por conducto notarial que así lo indique. La resolución del Contrato en virtud de este numeral 14.5 no generará responsabilidad para ninguna de las Partes frente a la otra Parte (sin perjuicio de la obligación de las Partes de cumplir con sus obligaciones generadas de forma previa a la resolución del Contrato).

## Cláusula 15. Resolución

### 15.1. Condiciones resolutorias expresas para EL CLIENTE

De conformidad con lo previsto por el artículo 1430° del Código Civil, EL CLIENTE estará facultado a resolver el Contrato a su sola discreción únicamente en el caso que se presente alguna de las siguientes situaciones o eventos:

- a) Si EL VENDEDOR incumple con entregar energía en Horas de Punta al EL CLIENTE durante más de treinta (30) Días consecutivos por causa imputable a EL VENDEDOR.

- b) Si EL VENDEDOR es declarada en situación de concurso por la Autoridad Gubernamental competente.
- c) Si EL VENDEDOR desconoce o incumple el laudo arbitral que se pronunciase en aplicación de la Cláusula Décimo Séptima del Contrato.
- d) Si EL VENDEDOR cede su posición en el presente Contrato sin considerar lo establecido en el numeral 20.4 del Contrato.

#### 15.2. Condiciones resolutorias expresas para EL VENDEDOR

De conformidad con lo previsto por el artículo 1430º del Código Civil, EL VENDEDOR estará facultado a resolver el Contrato a su sola discreción en el caso que se presente alguna de las siguientes situaciones o eventos:

- a) Si EL CLIENTE incumple, total o parcialmente, con el pago de los montos facturados y no objetados correspondientes a dos (2) Periodos de Facturación, consecutivos o alternados.
- b) Si EL CLIENTE incumple su obligación de compensar a EL VENDEDOR conforme a lo establecido en el numeral 9.5.
- c) Si EL CLIENTE es declarado en situación de concurso por la Autoridad Gubernamental competente.
- d) Si EL CLIENTE desconoce o incumple el laudo arbitral que se pronunciase en aplicación de la Cláusula Décimo Séptima del Contrato.
- e) Si EL CLIENTE cede su posición en el presente Contrato sin considerar lo establecido en el numeral 20.4 del Contrato.

#### 15.3. Normas Aplicables a la Resolución

En los casos indicados en los numerales 15.1 y 15.2, la resolución del Contrato será efectiva, de forma automática y de pleno derecho, desde la recepción por una Parte de la notificación enviada, por conducto notarial, por la otra Parte comunicando su decisión de dar por resuelto el Contrato como consecuencia de la ocurrencia de alguna de las condiciones resolutorias expresas previstas en esta Cláusula 15. En caso concurren varias causales de resolución, la Parte afectada podrá invocar a su elección, todas o cualquiera de ellas. La notificación deberá indicar las condiciones resolutorias que se invocan, según lo establecido en los numerales 15.1 y 15.2.

Para invocar válidamente la presente Cláusula, la Parte que así lo haga, deberá estar en cumplimiento de las obligaciones a su cargo de acuerdo con el Contrato en la fecha en que notifica su intención de resolverlo conforme con lo previsto en esta Cláusula. La resolución del Contrato no liberará a ninguna de las Partes de cualquier pago u obligación a su cargo que se encuentre pendiente con relación al Contrato.

Salvo el caso de resolución por declaración en situación de concurso por la Autoridad Gubernamental, la Parte cuyo incumplimiento causó la resolución del Contrato pagará a la otra Parte los daños correspondientes según la Cláusula 16.

#### **15.4. Terminación Anticipada del Contrato**

Excepcionalmente, el presente Contrato podrá ser resuelto anticipadamente a voluntad de EL VENDEDOR, observando las siguientes estipulaciones:

- 15.4.1. EL VENDEDOR deberá cursar una comunicación a EL CLIENTE, en la cual manifestará su intención de resolver anticipadamente el Contrato, y deberá proponer una fecha y hora para que las Partes sostengan una reunión de trabajo a fin de abordar esta materia. La fecha propuesta para la reunión de trabajo no podrá ser anterior a los 3 Días Hábiles a la fecha de notificación de la comunicación.
- 15.4.2. Durante el plazo de 7 Días Hábiles contados desde la notificación de la comunicación indicada en el numeral 15.4.1, las Partes harán sus mejores esfuerzos para lograr que el Contrato se mantenga vigente hasta la fecha de término indicada en el numeral 6.1.
- 15.4.3. Al vencimiento de plazo indicado en el numeral 15.4.2, EL VENDEDOR podrá resolver unilateralmente el Contrato, bastando para ello que curse a EL CLIENTE una carta notarial en la que manifieste su intención de valerse de esta Cláusula, con una anticipación no menor a 90 Días a la fecha indicada para que ocurra la terminación anticipada.
- 15.4.4. La resolución anticipada del Contrato con arreglo al presente numeral 15.4 no dará a lugar a ningún tipo de responsabilidad contractual ni obligación de pago de una penalidad o cualquier concepto de similar naturaleza.

#### **Cláusula 16. Daños**

- 16.1. Si ocurriera un incumplimiento bajo este Contrato, la Parte que incumple deberá mantener indemne y/o indemnizar a la otra Parte únicamente por los daños directos, inmediatos y debidamente acreditados que se generen como consecuencia de dicho incumplimiento. Ninguna de las Partes será responsable bajo este Contrato por la pérdida de reputación, reclamaciones de clientes, lucro cesante ni por cualesquiera daños especiales, indirectos, incidentales, punitivos y/o ejemplares.
- 16.2. Las Partes serán responsables de mantener indemne y/o indemnizar a la otra Parte, única y exclusivamente, por el incumplimiento de sus obligaciones bajo este Contrato causado debido a dolo o culpa inexcusable de dicha Parte, no existiendo, por tanto, deber de mantener indemne y/o indemnizar a la otra Parte por daños o perjuicios causados por incumplimientos derivados de culpa leve (excepto en los casos de incumplimiento de obligaciones de pagar cualquier suma adeudada bajo el contrato).

#### **Cláusula 17. Solución de Controversias**

##### **17.1. Trato Directo**

En caso de que surja una Controversia, las Partes intentarán resolver ésta directamente y de buena fe y, en caso de no lograr una solución, mediante un arbitraje de derecho, contemplado en el Contrato.

En caso de una Controversia, cualquiera de las Partes puede notificar a la otra de la existencia de la misma.

Si los representantes designados por las Partes no pueden resolver una Controversia dentro de quince (15) Días Hábiles después de la fecha en que una de las Partes haya notificado a la otra sobre dicha Controversia, éste será sometido a un arbitraje conforme al numeral 17.2.

Las Partes podrán por acuerdo escrito, extender el plazo de trato directo señalado en el párrafo anterior.

#### 17.2. Arbitraje

Cualquier Controversia que no pueda ser resuelta conforme con el numeral 17.1, incluidas aquellas referidas a la nulidad e invalidez del Contrato, serán resueltas por un arbitraje de derecho.

El arbitraje será administrado por el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima y regido por su Reglamento de Arbitraje. Será de aplicación supletoria el Decreto Legislativo N°1071, Ley que Norma el Arbitraje, y sus modificatorias.

La sede y lugar del arbitraje serán la ciudad de Lima, Perú. El arbitraje será conducido en idioma Castellano. El Tribunal Arbitral estará integrado por tres (3) miembros que necesariamente, serán abogados habilitados para ejercer dicha profesión en el Perú.

Para todo lo que resulte necesario la intervención o colaboración judicial con relación al arbitraje, incluida la ejecución del laudo arbitral, las Partes se someten a la jurisdicción de las cortes y tribunales del Distrito Judicial de Lima Cercado, renunciando a la competencia territorial que les pudiese corresponder de sus domicilios.

### Cláusula 18. Declaraciones y garantías de anticorrupción, antilavado de activos y antitrust

18.1. Las Partes se comprometen a cumplir y adoptar todas las medidas razonables y necesarias para garantizar que sus subcontratistas, agentes y/o terceros bajo su control cumplan y respeten la legislación vigente que rige sobre corrupción, lavado de activos, financiamiento del terrorismo y antitrust. Asimismo, se comprometen a cumplir con las disposiciones establecidas en el Código de Conducta y en las políticas Anticorrupción, Antitrust y de Prevención del Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo de EL CLIENTE y con las disposiciones establecidas en Código de Conducta y en las políticas de Anti-Corrupción, Anti-Soborno y Modelo de Prevención de Delito de EL VENDEDOR, conforme estén vigentes.

18.2. Las Partes declaran que no ofrecerán, prometerán, autorizarán, solicitarán ni aceptarán ninguna ventaja indebida, de carácter pecuniario o de cualquier otro tipo relacionada con el objeto del presente Contrato, y que toman las medidas razonables para impedir que sus subcontratistas, agentes o cualesquier terceros bajo su control ejecuten cualesquier actos ilícitos mencionados en este documento.

18.3. Las Partes declaran de manera expresa que los fondos utilizados para llevar a cabo sus actividades son de origen idóneo y que, en la fecha de entrada en vigencia del presente Contrato, ni ellas ni sus directores, ejecutivos, representantes y/o funcionarios, ("Representantes") ofrecerán, prometerán, autorizarán, solicitarán o aceptarán ninguna ventaja económica o no (que implique o haga presumir que lo harán) a una entidad privada o gubernamental relacionada de alguna forma con el presente Contrato y que adoptarán todas las medidas razonables y necesarias para impedir

que sus Representantes, así como sus subcontratistas y/o terceros bajo su control practiquen los actos ilícitos mencionados en este numeral.

18.4. Las Partes se comprometen de manera recíproca e inmediata a informar a la otra en caso de que se nombre a alguno de sus Representantes como funcionario de la administración pública, y reconocen que si dicha persona continúa siendo Representante luego de dicho nombramiento, esto puede generar automáticamente la rescisión del presente Contrato.

18.5. Cualquiera de las Partes tendrá derecho de realizar a su costo, en cualquier momento, procedimientos de auditoría destinados a asegurar el cumplimiento continuo de las declaraciones y las garantías presentadas en esta Cláusula, cursando previamente una notificación por escrito a la otra Parte. Las Partes deberán coordinar y cooperar mutuamente para la realización de la auditoría según lo dispuesto en esta Cláusula.

18.5.1. En el contexto de la auditoría mencionada en la Cláusula 18.5 anterior, las Partes se comprometen a guardar todo el material y los documentos relacionados con el Contrato, incluidos los informes de rendición de cuentas, adendas y comprobantes de transferencia de montos, así como cualquier documento preparado para cumplir con el desarrollo del objeto del presente Contrato, por el período de 05 (cinco) años.

18.6. En caso de que se compruebe alguna contravención de la legislación que rige sobre corrupción, lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y antitrust por cualquiera de las Partes, en cualquiera de sus aspectos, la Parte inocente podrá, a su exclusivo criterio, suspender o resolver de inmediato el presente Contrato, así como cualquier otro instrumento que se haya celebrado entre las Partes o por cualquiera de sus subsidiarias y/o afiliadas y que esté vigente, para lo cual deberá enviar una comunicación por escrito a la otra Parte. La Parte infractora tiene conocimiento de que la Parte inocente está autorizada a presentar denuncia ante las autoridades o tribunales competentes en caso de prácticas que atentan contra las normas que rigen sobre corrupción, lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y antitrust.

18.6.1. EL VENDEDOR tiene conocimiento de que EL CLIENTE podrá retener cualquier monto adeudado en caso de suspensión o resolución de cualquier acuerdo o contrato como consecuencia del incumplimiento de las obligaciones contempladas en esta Cláusula, sin perjuicio de la reparación por daños causados por EL VENDEDOR a EL CLIENTE, de la forma prevista por la legislación aplicable y de conformidad con la cláusula 16. De la misma forma EL VENDEDOR podrá retener cualquier monto adeudado en caso de suspensión o resolución de cualquier acuerdo o contrato como consecuencia del incumplimiento de las obligaciones contempladas en esta Cláusula, sin perjuicio de la reparación por daños causados por EL CLIENTE a EL VENDEDOR, de la forma prevista por la legislación aplicable y de conformidad con la cláusula 16

## Cláusula 19. Protección de Datos Personales

19.1 Las Partes declaran conocer y cumplir lo dispuesto por la Ley de Protección de Datos Personales, aprobada mediante la Ley 29733 (en adelante, la “Ley”), y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo 003-2013-JUS (en adelante, el “Reglamento”).

19.2 Las Partes dejan expresa constancia que entre ambas existe una relación contractual y, con motivo de la ejecución de sus prestaciones, EL CLIENTE podrá acceder y dar tratamiento a los datos personales que se encuentren almacenados en los bancos de datos personales de titularidad de EL VENDEDOR. De la misma manera EL VENDEDOR podrá acceder y dar tratamiento a los datos

personales que se encuentren almacenados en los bancos de datos personales de titularidad de EL CLIENTE

19.3 Las Partes reconoce y declaran lo siguiente:

- a) Que los datos personales a los que tenga acceso o le sean proporcionados a la otra Parte han sido previamente solicitados a sus titulares conforme a lo dispuesto en la Ley y su Reglamento. En ese sentido, cumple con efectuar el tratamiento de los datos personales, con el previo consentimiento informado, libre, expreso e inequívoco de su titular.
- b) No ha recopilado datos personales por medios fraudulentos, desleales o ilícitos.
- c) No ha utilizado los datos personales objeto de tratamiento para finalidades distintas de aquellas que motivaron su recopilación.
- d) Almacena los datos personales de manera que se posibilita el ejercicio de los derechos de sus titulares.
- e) Cumple con suprimir y sustituir o, en su caso, completar los datos personales objeto de tratamiento cuando tenga conocimiento de su carácter inexacto o incompleto, sin perjuicio de los derechos de sus titulares.
- f) Cumple con suprimir los datos personales cuando estos han dejado de ser necesarios o pertinentes a la finalidad para la cual fueron recopilados o en caso hubiese vencido el plazo para su tratamiento.

19.4. Las Partes declaran que la Parte que recibe la información actuará como encargado de tratamiento conforme a lo dispuesto en la Ley y su Reglamento y, por consiguiente, su actuación respecto de los datos personales a los que tenga acceso o le sean proporcionados se limitará a la ejecución de los servicios materia del presente Contrato.

19.5. Asimismo, la Parte que recibe la información se compromete a cumplir con todas las obligaciones previstas para dichos efectos en la Ley y el Reglamento, así como a poner en conocimiento las obligaciones contenidas en la presente cláusula a todo el personal designado por esta para la prestación de los servicios materia del presente Contrato, que pueda tener acceso o que pueda usar, de manera directa o indirecta, los datos personales.

19.6. Cada una de las Partes se encuentra en posición de solicitar, una vez resuelto o terminado el presente Contrato, y, a su sola discreción, una declaración jurada a la otra parte indicando que, en cumplimiento de las responsabilidades previstas en la presente cláusula, esta no posee directa o indirectamente datos personales bajo ningún formato o soporte de almacenamiento que haya tenido acceso o hayan sido proporcionados en virtud de la ejecución de los servicios materia del presente Contrato.

## Cláusula 20. Disposiciones Diversas

### 20.1. Modificación del Contrato

Las modificaciones del Contrato que las Partes acordaran durante su vigencia, se harán mediante adendas suscritas por cada una las Partes, los cuales tendrán validez sólo a partir

de la fecha en que fueran suscritas por sus representantes autorizados, salvo que expresamente se señale una fecha distinta.

## 20.2. Domicilio Legal y Notificaciones

Para todos los efectos del Contrato, las Partes señalan los domicilios legales y representantes autorizados siguientes:

### EL VENDEDOR

Representante	:	Irwin Frisancho
Correo electrónico	:	Irwin.Frisancho@kg.com.pe
Correo para facturación	:	Repcion.Comprobantes@kg.com.pe
Teléfono	:	01 706-7822

### EL CLIENTE

Representante	:	Warley Gomes Pereira
Correo electrónico	:	warley.pereira@nexaresources.com
Correo para facturación	:	<a href="mailto:gian.pajuelo@nexaresources.com">gian.pajuelo@nexaresources.com</a> ; <a href="mailto:ext.miguel.malaga@contratistas.com.pe">ext.miguel.malaga@contratistas.com.pe</a> <a href="mailto:hans.diaz@nexaresources.com">hans.diaz@nexaresources.com</a> <a href="mailto:cesar.calissi@nexaresources.com">cesar.calissi@nexaresources.com</a>
Teléfono	:	01 317-2200

La Parte que cambie de domicilio legal o que cambie su representante autorizado deberá comunicarlo por escrito a la otra Parte con un mínimo de diez (10) Días de anticipación. Caso contrario, serán válidas y surtirán todos sus efectos las comunicaciones y notificaciones cursadas a los domicilios y representantes señalados en esta Cláusula.

## 20.3. Invalidez parcial

En caso de que alguna o algunas Cláusulas, Numerales, Literales o Acápite del presente Contrato fueran declaradas nulas, dicha nulidad no afectará a las restantes estipulaciones del Contrato. En dichos casos, las Partes negociarán de buena fe los acuerdos para subsanar cualquier deficiencia, vacío u omisión mediante adendas a este Contrato.

## 20.4. Cesión

Ninguna Parte podrá ceder su posición contractual o sus derechos bajo este Contrato, sin el consentimiento previo y por escrito de la otra Parte. Sin perjuicio de ello, ninguna de las Partes podrá denegar injustificadamente su consentimiento a la solicitud de cesión que formule su contraparte. En ese sentido, cada una de las Partes se encontrará facultado a evaluar a la empresa a la cual la otra Parte pretende ceder la posición contractual a fin de determinar que cumpla con los términos y condiciones aprobadas la Parte a ser cedida,

incluyendo pero no limitándose a sus políticas de Compliance vigentes, siendo que la cesión podrá ser consentida únicamente si es que no se presentan observaciones al respecto.

Sin perjuicio de lo expuesto, El VENDEDOR se encontrará facultada a ceder su posición contractual en el presente Contrato, a favor de empresas que cumplan con las siguientes condiciones (i) formen parte del mismo grupo económico durante toda la vigencia del Contrato, y (ii) tengan suficiente potencia firme y energía firme conforme a lo dispuesto en los artículos 102 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y 3.1 de la Ley 28832; para lo cual, EL CLIENTE autoriza por adelantado dicha cesión, y bastará que EL VENDEDOR remita una comunicación al CLIENTE comunicando dicha cesión y garantizando el cumplimiento de las condiciones antes indicadas.

No tendrá efecto la cesión que cualquiera de las Partes celebre incumpliendo la presente Cláusula. La cesión de posición contractual efectuada conforme a lo previsto en esta Cláusula surtirá efecto luego de la suscripción de la correspondiente adenda al presente Contrato.

#### 20.5. Anexos

Los seis (6) anexos adjuntos al Contrato forman parte integrante del mismo.

En constancia, se suscribe por las Partes en dos (2) ejemplares de un mismo tenor.

*[Sigue Página De Pliego De Firmas]*

## PLIEGO DE FIRMAS

Por EL CLIENTE

DocuSigned by:

Gustavo de Castro

109EBE15D9A5433...

Nombre:

Cargo:

Fecha:

DocuSigned by:

Leonardo Coelho

20D0068CA471467...

Nombre:

Cargo:

Fecha:

Por EL VENDEDOR

DocuSigned by:

Víctor Tejada

893BBDC1DE04453...

Nombre: Víctor Eloy Tejada Mendoza

Cargo: Apoderado

Fecha: 14/07/2022

DocuSigned by:

Irwin Frisancho

D9731AB2FDA24E4...

Nombre: Irwin Cleto Frisancho Triveño

Cargo: Apoderado

Fecha: 14/07/2022

## Anexo 1      Definiciones

1. Autoridad Gubernamental: es cualquier autoridad judicial, legislativa, política o administrativa del Perú, incluidos tanto el gobierno central como los gobiernos regionales y locales, así como los organismos reguladores y fiscalizadores (incluido OSINERGMIN), que se encuentren facultados, conforme a la Normativa Aplicable, para emitir o interpretar normas, decisiones o reglamentos de carácter general o particular, con efectos obligatorios para quienes se encuentran sometidos a sus alcances. Por extensión, esta definición incluye al COES.
2. Barra de Referencia de Generación o BRG: es aquella barra detallada en el Anexo 2 de este Contrato.
3. Cargos Regulados: son, de acuerdo a la Normatividad Aplicable, todas las tarifas, conceptos, cargos, peajes (sean estos, sin limitarse, por el uso del Sistema Principal de Transmisión y/o del Sistema Garantizado de Transmisión y/o de los Sistemas Secundarios de Transmisión y/o de los Sistemas Complementarios de Transmisión), compensaciones, así como cualquier otro concepto actual o futuro que sea incluido como componente de los referidos cargos, peajes o compensaciones que le corresponda asumir al EL CLIENTE de conformidad a la Normativa Aplicable.
4. COES: es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
5. Contrato: es el presente contrato de suministro de electricidad, sus Anexos y las adendas que puedan ser suscritas entre las Partes.
6. Contrato de Superficie: es el Contrato de Superficie y Suministro mediante el cual se acordó que Praxair construiría una planta de Producción de Gas del Aire en un área que EL CLIENTE les otorgaría en superficie dentro de las instalaciones de la Refinería.
7. Contratos ELP: Son los contratos suscritos entre EL CLIENTE y Empresa de Electricidad del Perú S.A. – ELECTROPERÚ S.A. para el suministro de electricidad para atender la Refinería: (i) contrato de suministro de electricidad a la Refinería, por una potencia contratada en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta de hasta 70 MW; y, (ii) contrato de suministro de energía en Horas Fuera de Punta a la Refinería, por una energía contratada de 105 MW.
8. Controversia: Es cualquier desavenencia, conflicto, controversia o reclamo derivado de o relacionado con la nulidad, validez interpretación o aplicación de este Contrato, o con la interpretación o aplicación del mismo.
9. Costo Marginal de Corto Plazo o CMg: tiene el significado previsto en el numeral 5 del Anexo de la LCE.
10. Demanda Mensual Coincidente: es la Potencia registrada en el Punto de Entrega y Medición coincidente con la máxima demanda mensual del SEIN determinada por el COES.
11. Días: son todos los días del año. Comprende el periodo de veinticuatro (24) horas que se inicia a las cero horas (00:00) y termina a las veinticuatro horas (24:00).
12. Días Hábiles: son todos los días del año excepto sábados, domingos y feriados nacionales. Se incluyen también, aquellos otros declarados por la Autoridad Gubernamental competente como no laborables a nivel nacional simultáneamente para el sector público y privado.

13. Dólar: es el dólar estadounidense, la moneda oficial de Estados Unidos de América.
14. Energía Activa: es la energía activa, expresada en MWh. o kWh.
15. Energía Asociada: Significa la cantidad máxima de energía asociada a la Potencia Contratada, que el VENDEDOR se obliga a poner a disposición mensualmente a favor de EL CLIENTE y que este tiene derecho a retirar en el Punto de Entrega.
16. Evento de Fuerza Mayor: tiene el significado previsto en el numeral 14.1 del Contrato.
17. Factores de Pérdidas de Transmisión y Distribución: Son los factores de pérdidas marginales de potencia y energía entre los Puntos de Suministro y las Barras de Referencia de Generación que sean establecidos directa o indirectamente por el OSINERGMIN, vigentes a la fecha de facturación.
18. Horas de Punta o HP: Para fines del presente Contrato, son las horas del Día comprendidas entre las dieciocho horas (18:00) y las veintitrés horas (23:00) de cada Día, exceptuando domingos y feriados a nivel nacional, tanto para el sector público como para el sector privado con carácter obligatorio, por la Autoridad Gubernamental.
19. Horas Fuera de Punta o HFP: Para fines del presente Contrato, son todas las horas del Día no comprendidas en las HP.
20. Instalaciones de Conexión: son instalaciones de transmisión, transformación y distribución que permiten el suministro al EL CLIENTE de Potencia y Energía Asociada hasta el (los) Punto(s) de Suministro.
21. LCE: es la Ley de Concesiones Eléctricas aprobada por el Decreto Ley N°25844.
22. Normativa Aplicable: son las normas que se citan a continuación: (i) LCE; (ii) Decreto Supremo N°009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; (iii) Ley N°28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; (iv) Decreto Supremo N°022-2009-EM, Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad; y, (v) NTCSE; así como, las modificatorias de dichas normas, y demás normas complementarias y supletorias vigentes actualmente o que se encuentren vigentes en el futuro y resulten aplicables al sector eléctrico.
23. Medidor: es el medidor electrónico, programable, de clase 0.2 IEC, con intervalos de integración cada quince (15) minutos para registro de demanda de potencia activa, registro de energía activa y reactiva total, así como capacidad para almacenamiento de la información esencial para la facturación bajo este Contrato durante un periodo mínimo de treinta y cinco (35) Días y con capacidad de interrogación remota.
24. Mes: es un mes calendario.
25. NTCSE: es la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por el Decreto Supremo N°020-97-EM.
26. OSINERGMIN: es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
27. Parte: es EL VENDEDOR o EL CLIENTE.
28. Partes: es EL VENDEDOR y EL CLIENTE.

29. Periodo de Facturación: es la facturación realizada por Mes.
30. Potencia: Significa la potencia eléctrica activa medida en kilovatios.
31. Potencia Contratada: tiene el significado expresado en el numeral 8.1 y Anexo 2 del Contrato. Se deja expresa constancia que la Potencia Contratada corresponde exclusivamente al periodo de Horas de Punta definido en este Contrato.
32. Praxair: es la empresa Praxair Perú S.R.L.
33. Proveedor: Es cualquier empresa de generación eléctrica incluido EL VENDEDOR que tenga un contrato de suministro de potencia y energía o solo energía vigente con EL CLIENTE.
34. Punto de Entrega: es el punto de conexión eléctrica definido en el Anexo 2 del Contrato, donde inician las instalaciones de EL CLIENTE y es transferida la Electricidad materia del Contrato.
35. Refinería: es la Refinería de Cajamarquilla localizada en la Carretera Central a la altura del kilómetro 9.5, desvío a Huachipa, en el distrito de San Juan de Lurigancho - Chosica, provincia y región de Lima.
36. SBS: es la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP.
37. SEIN: es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
38. Tasa de Interés: para cualquier retraso en el pago después de la fecha vencimiento respectiva, EL VENDEDOR se encontrará facultado a aplicar los intereses a que se refiere el Artículo 176º del Decreto Supremo N°009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas hasta la oportunidad en que se realice el pago del monto adeudado.

**Anexo 2 BRG, Punto de Entrega y Potencia Contratada**

**1. BRG y Punto de Entrega**

Nº	Planta	BRG	Punto de Entrega	Tensión de Operación
1	Refinería Cajamarquilla	Cajamarquilla 220 kV	SE Cajamarquilla 220 kV	220kV

**2. Potencia Contratada**

La Potencia Contratada se define en el siguiente cuadro:

Nº	Planta	Potencia Contratada
1	Refinería	120.00 MW

## Anexo 3      Precios Aplicables a la Potencia y Energía en Horas Punta

## 1. Precios

Potencia USD/kW-mes	Energía Activa USD/MWh
PPM	CMg + 4.25

Donde:

PPM : Precio de Potencia Nivel de Generación, expresado en S/../kW-mes, en la BRG asociada al Punto de Entrega correspondiente, vigente en el respectivo Período de Facturación, el cual corresponde al precio básico de la potencia de punta, determinado, publicado y actualizado por OSINERGMIN, según la Normativa Aplicable, y será convertido a USD/kW-mes, utilizando el tipo de cambio venta, publicado por la SBS el último Día Habil del Mes anterior del Periodo de Facturación.

CMg : Es el Costo Marginal de Energía de Corto Plazo determinado por el COES en la BRG cada 15 minutos.

## 2. Determinación de la Energía Activa y Potencia

a) Determinación de la Energía Activa

El consumo de Energía Activa de la Refinería en las Horas de Punta será definido conforme al procedimiento previsto en el Anexo 6.

La Energía Activa asociada a la Potencia Contratada que le corresponderá facturar a EL VENDEDOR se hallará considerando la siguiente fórmula:

Si  $EHP_C > 17,5 \text{ MWh}$

$$EHP_V = EHP_C - 17.5 \text{ MWh}$$

Donde:

**EHP<sub>c</sub>** : Es la Energía Activa en HP total consumida por Refinería. Dicho consumo será registrado en el intervalo de quince (15) minutos

EHP<sub>V</sub> : Energía Activa asociada a la Potencia Contratada, en el intervalo de quince (15) minutos y que corresponde sea facturada por EL VENDEDOR, expresado en MWh.

En caso EHP<sub>C</sub> fuera menor o igual a 17.5 MWh, entonces la Energía Activa asociada a la Potencia Contratada será igual a cero (0).

Sin perjuicio de lo señalado en el numeral 5 del Anexo 4, El CLIENTE no asume ninguna obligación de compra mínima o pago mínimo por Energía Activa ni por Potencia.

b) Determinación de Potencia

El consumo de potencia de la Refinería con todos sus Proveedores (P<sub>Ref</sub>) será definida conforme al procedimiento previsto en el Anexo 6.

En caso el consumo de potencia (P<sub>Ref</sub>) de la Planta de Refinería sea mayor a 70 MW, la potencia que le corresponderá facturar a EL VENDEDOR se hallará considerando las siguientes fórmulas:

$$\text{Si } P_{Ref} > 70 \text{ MW}$$

$$P_{Fact} = P_{Ref} - 70 \text{ MW}$$

Donde:

-   
P<sub>Fact</sub> : Es la potencia a facturar por EL VENDEDOR a EL CLIENTE, asociada al Potencia Contratada.
- P<sub>Ref</sub> : Es la potencia consumida por la Refinería hallada conforme al Anexo 6.

### 3. Situación excepcional

Las Partes dejan constancia que el precio de Energía Activa en Horas de Punta aplicable a los consumos que registre EL CLIENTE durante la ocurrencia de un evento en el sistema de suministro, transporte y/o distribución de gas natural que restrinja la disponibilidad de gas natural para las centrales de generación del SEIN, o un evento de congestión en el sistema de transmisión eléctrica que restrinja el suministro de energía al CLIENTE, se definirá conforme al numeral 1 del presente Anexo 2 (CMg + 4.25 USD/MWh); sin embargo, si dicho precio supera los 32 USD/MWh, entonces el precio de Energía Activa aplicable a la facturación de los consumos de EL CLIENTE registrados durante el correspondiente intervalo o intervalos de tiempo será el CMg, sin recargo alguno.

## Anexo 4 Procedimiento de facturación y pago

### 1. Facturación de Energía Activa

La facturación de la Energía Activa será igual al producto de:

- a) Los consumos efectivos de Energía Activa registrados por EL CLIENTE en el Punto de Suministro durante Horas de Punta y en exceso a las potencias contratadas en los Contratos ELP, debidamente reflejado hasta la BRG aplicando los correspondientes Factores de Pérdidas de Transmisión y Distribución; y
- b) El Precio de Energía Activa indicado en el Anexo 3.

### 2. Facturación de Energía Reactiva

Los consumos de Energía Reactiva serán medidos en el Punto de Entrega y serán facturados de acuerdo al procedimiento, precio y moneda establecidos por OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental competente.

### 3. Facturación de los Cargos Regulados asociados a la Energía Activa

Los Cargos Regulados asociados a la compra de Energía Activa en Horas de Punta se facturarán de acuerdo con los precios y procedimientos regulados por OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental Competente, vigentes en el Periodo de Facturación al que corresponda el suministro facturado y/o según lo establecido en el Contrato.

### 4. Facturación de Potencia y Cargos Regulados asociados a la Potencia

Excepcionalmente, el VENDEDOR facturará a EL CLIENTE los conceptos de Potencia y Cargos Regulados asociados a dicha Potencia en caso que la máxima demanda mensual del SEIN informada por el COES ocurra en el periodo en el cual EL CLIENTE compra energía en el marco del presente Contrato.

En ese caso, EL VENDEDOR facturará y EL CLIENTE pagará el monto resultante del producto de:

- a) La Demanda Mensual Coincidente que exceda las potencias contratadas en los Contratos ELP, debidamente reflejada hasta la BRG aplicando los respectivos Factores de Pérdidas de Transmisión y Distribución;
- b) El precio de la Potencia establecido en el Anexo 3.

### 5. Facturación del cargo fijo mensual

Mensualmente, se le facturará a EL CLIENTE un cargo fijo mensual de USD 84,000.00 (ochenta y cuatro mil con 00/100 dólares de los Estados Unidos de América) más IGV, independientemente de la facturación de los otros conceptos que pudieran corresponder.

### 6. Procedimiento de facturación

- 6.1. EL VENDEDOR emitirá y entregará al EL CLIENTE las facturas que correspondan emitir bajo este Contrato por cada Período de Facturación dentro de los primeros quince (15) Días del

Mes siguiente junto con los anexos sustentatorios. Cada factura a que se refiere la oración anterior vencerá a los sesenta (60) Días contados a partir de su entrega.

- 6.2. Las facturas por concepto de Energía y por el cargo fijo mensual estarán expresadas en dólares. Las facturas por los Potencia (si fuera el caso), Cargos Regulados y la Energía Reactiva estarán expresadas en la moneda en que OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental competente lo establezca.

Conforme a lo previsto en el artículo 1237° del Código Civil, EL CLIENTE se obliga a pagar todas las facturas expresadas en dólares en esa misma moneda, salvo lo dispuesto de otro modo y por escrito por EL VENDEDOR notificado al EL CLIENTE con una anticipación mínima de tres (3) Días.

- 6.3. Si, bajo las leyes aplicables, fuera obligatorio para EL CLIENTE efectuar el pago de cualquier factura de EL VENDEDOR en una moneda que no sea Dólares, entonces EL CLIENTE deberá efectuar el pago en dicha moneda por un monto equivalente al monto que resultaría de convertir en la fecha de pago respectivo el monto de Dólares establecido en la factura al tipo de cambio promedio venta correspondiente al último Día Habil del mes, publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros en el Diario Oficial el Peruano.
- 6.4. EL VENDEDOR presentará las facturas para su cobranza a los correos electrónicos de EL CLIENTE indicados en el numeral 20.2. EL CLIENTE será responsable de que dichas direcciones de correo electrónico se encuentren siempre activas, así como de su correcto y adecuado funcionamiento, el cual será de su responsabilidad.
- 6.5. Si cualquier factura no fuese pagada totalmente a su vencimiento, EL CLIENTE deberá pagar los intereses a la Tasa de Interés sobre cualquier monto vencido y no pagado oportunamente. Los montos de intereses podrán ser incluidos en la facturación del Mes inmediatamente posterior o estar sustentados en un comprobante de pago independiente. Adicionalmente, EL VENDEDOR automáticamente tendrá derecho a suspender el suministro mientras dure el incumplimiento.
- 6.6. Si EL CLIENTE objetara cualquier factura, entonces deberá notificar su objeción a EL VENDEDOR dentro del plazo de diez (10) Días de recibida la respectiva factura. Transcurrido dicho plazo sin que EL CLIENTE notifique, con alguna objeción a EL VENDEDOR, la respectiva factura será considerada aceptada por EL CLIENTE y el pago del íntegro de la suma ahí expresada será exigible y no habrá lugar a objeción posterior, excepto en caso de error material de cálculo.

En caso que EL CLIENTE tuviera alguna objeción respecto de cualquier factura entregada, entonces EL CLIENTE deberá pagar la factura (incluido el monto objetado) hasta la fecha de vencimiento de dicha factura. En caso, la objeción del EL CLIENTE sea aceptada por EL VENDEDOR, EL VENDEDOR procederá a emitir la nota contable correspondiente a los diez (10) Días de haberse notificado al EL CLIENTE de la aceptación de la objeción. En caso, la objeción del EL CLIENTE no sea aceptada por EL VENDEDOR, el monto en disputa será considerado una Controversia y estará sujeta a la resolución de la misma de acuerdo al procedimiento establecido en la Cláusula 17 De ser el caso, EL VENDEDOR emitirá los documentos que correspondan conforme a la Normativa Aplicable por el monto respectivo al EL CLIENTE.

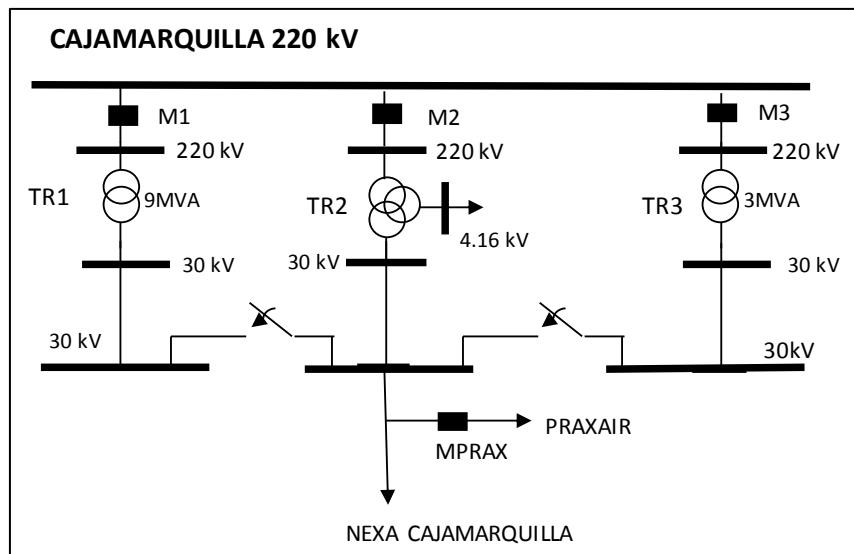
## Anexo 5 Medidores

1. A la fecha de suscripción del Contrato, EL CLIENTE cuenta con los medidores descritos en el Anexo 6, necesarios para determinar el consumo mensual de EL CLIENTE.
2. Los medidores serán programados, instalados y mantenidos por EL CLIENTE. Sin perjuicio de lo anterior, es potestad de EL VENDEDOR instalar en paralelo un medidor de respaldo y/o un sistema de comunicación para telemetría.
3. Cualquier intervención en los medidores que pudiera significar alteración de los registros (reemplazos, contrastes, entre otros) deberá efectuarse en presencia de representantes de EL VENDEDOR y EL CLIENTE, quienes suscribirán las actas correspondientes de acuerdo a lo encontrado y actuado. La inasistencia de los representantes de alguna de las Partes no impedirá la realización ni invalidará los resultados de las mismas.
4. La determinación de los consumos a efectos de la facturación mensual de EL CLIENTE se realizará sobre la base de la información almacenada en la memoria de los medidores del EL CLIENTE o con el medidor instalado por EL VENDEDOR, según se haya acordado entre las Partes, desde las cero horas (00:00) del primer Día del Mes hasta las veinticuatro horas (24:00) del último Día de dicho Mes.
5. En el caso que, por falla de los Medidores, o de los elementos asociados a estos, no se hubieran registrado correctamente las cantidades, o que las pruebas del Medidor revelan un error superior al de su clase de precisión, EL VENDEDOR hará el respectivo reajuste de la facturación mensual a partir del Mes en que fue detectada la falla, utilizando el medidor de respaldo (en caso haya sido instalado), o con la mejor información disponible.

## Anexo 6 Diagrama Unifilar del Sistema de Medición y consumos de Energía en Horas de Punta

### 1. Medidores

Para determinar la Energía Activa mensual a facturar por el suministro a la Refinería y Praxair correspondiente a la barra 220 kV perteneciente a la Subestación Cajamarquilla, se utilizarán los registros en cada quince (15) minutos almacenados en la memoria masa de los siguientes medidores cuya ubicación se muestra en el diagrama unifilar siguiente.



- (a) M1, M2 y M3: medidores instalados en las celdas de conexión a la barra Cajamarquilla 220 kV que totalizan los suministros del Praxair y Refinería.
- (b) MPRAX: medidor instalado en la celda de conexión a la barra de 30 kV de la subestación Cajamarquilla empleado para el registro del consumo de Praxair.

### 2. Determinación de consumos de Potencia

El consumo de Potencia de la Refinería se determinará con la siguiente fórmula:

$$P_{Ref} = DCM - PPRAX$$

Donde:

$P_{Ref}$  : Es el consumo de potencia de la Refinería (en MW).

DCM : Es la Demanda Mensual Coincidente registrada conjuntamente en M1, M2 y M3 (en MW).

PPRAX : Es un valor de potencia igual a la potencia contratada por Praxair con su suministrador. En caso durante la vigencia del Contrato, el Contrato de Superficie se extinga, PPRAX será igual a 0 MW.

### **3. Determinación de consumos de Energía Activa**

El consumo de Energía Activa de Refinería se determinará con la siguiente fórmula:

$$E_{Ref} = ECAJ - EPRAZ$$

Donde:

$E_{Ref}$  : Es el consumo de energía de la Refinería (en MWh).

ECAJ : Es la Energía Activa registrada conjuntamente en M1, M2 y M3 (en MWh)

EPRAZ : Es la Energía Activa de cargo y responsabilidad de Praxair que se calcula mensualmente en función al suministro de oxígeno gaseoso provisto por Praxair a EL CLIENTE. En caso durante la vigencia del Contrato, el Contrato de Superficie se extinga, EPRAZ será igual a 0 MWh.

Mensualmente, hasta el tercer Día Habil del mes siguiente al mes a facturar, EL CLIENTE comunicará a EL VENDEDOR el valor de EPRAZ calculado conforme a los procedimientos previstos en el Contrato de Superficie.

**ANEXO 02: Demanda Eléctrica de Refinería Cajamarquilla en  
2021, 2022 y 2023.**

**ANEXO 02**

**TABLA 01: Promedio de Energía Activa - Promedio de 01 día Representativo en cada Mes del Año 2021**

HORA	POTENCIA PROMEDIO AÑO 2021											
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00:00	171.144	177.543	180.904	172.736	186.423	181.266	165.013	159.381	169.184	182.594	188.696	168.835
00:30	171.856	178.181	181.844	172.756	185.504	183.391	163.451	157.921	169.478	182.644	188.117	167.292
01:00	171.702	178.985	183.507	173.102	189.734	185.506	164.292	157.623	169.591	184.465	188.054	167.467
01:30	172.521	179.544	184.136	175.219	190.057	185.684	163.294	157.752	169.707	184.385	189.357	169.223
02:00	172.456	181.652	185.007	177.502	189.932	185.829	163.419	156.845	169.985	184.169	189.417	169.466
02:30	172.991	181.111	184.451	178.143	189.910	187.555	163.594	157.564	170.476	184.040	190.169	169.386
03:00	172.728	184.204	184.035	181.866	189.984	187.286	163.404	159.058	170.915	184.351	189.599	169.157
03:30	171.699	185.719	184.093	182.057	189.698	187.330	162.679	158.303	171.299	184.100	190.042	171.257
04:00	173.500	186.433	184.284	182.771	186.838	187.568	162.824	158.332	172.493	186.125	189.932	172.117
04:30	173.277	185.625	184.006	179.835	186.206	186.875	163.493	159.661	169.895	186.048	190.059	171.876
05:00	172.860	184.849	183.709	181.164	187.328	186.682	163.994	160.224	171.767	182.625	190.016	171.863
05:30	171.746	185.061	184.503	180.708	189.450	186.244	164.721	159.405	173.574	182.854	189.134	171.168
06:00	171.616	184.074	184.361	181.913	189.207	186.449	165.614	149.151	173.774	182.999	188.740	171.003
06:30	172.783	184.723	184.443	181.288	189.731	186.185	165.437	150.744	174.181	183.243	188.581	171.808
07:00	173.809	184.911	183.730	181.268	189.098	186.377	165.326	150.165	173.913	183.091	189.806	171.196
07:30	173.203	183.440	182.627	177.122	188.496	185.593	161.033	149.860	172.955	179.812	189.586	170.614
08:00	171.894	182.821	181.695	178.152	188.005	184.536	160.215	149.310	172.653	179.208	189.055	170.008
08:30	170.370	183.251	182.494	178.506	187.945	182.859	160.396	150.165	172.398	179.068	188.586	167.893
09:00	171.918	182.254	182.360	178.221	188.289	183.442	159.285	150.609	172.728	181.393	188.593	167.960
09:30	171.771	183.242	182.364	178.091	188.123	183.840	156.971	149.745	172.692	181.268	188.574	167.587
10:00	169.538	183.278	180.489	181.856	187.782	183.368	158.159	151.470	172.837	181.225	189.107	167.774
10:30	169.700	181.151	180.960	181.428	187.540	183.488	159.020	153.322	169.013	181.475	189.460	167.980
11:00	167.517	179.842	183.317	181.560	187.298	183.919	158.780	154.207	167.167	181.647	189.368	167.812
11:30	169.158	179.984	183.542	182.534	187.227	183.674	159.320	153.975	165.269	181.684	188.964	167.634
12:00	168.212	182.170	183.101	182.869	182.291	181.978	160.818	154.206	165.129	181.650	188.819	164.250
12:30	168.306	182.205	182.420	182.244	182.730	181.885	160.695	153.797	164.862	181.675	188.504	167.584
13:00	169.109	183.277	181.185	178.451	180.766	181.904	160.710	154.858	162.792	181.730	188.687	167.939
13:30	168.180	182.574	181.307	178.829	180.903	181.903	161.817	155.728	164.150	181.416	188.832	168.198
14:00	168.369	182.747	181.852	178.653	183.636	182.090	162.251	156.104	164.392	181.943	188.526	168.196
14:30	167.979	181.995	182.622	177.558	186.840	183.153	164.520	153.753	164.150	182.466	188.296	165.412
15:00	168.471	181.167	183.685	178.366	187.509	184.127	164.158	156.644	164.230	182.492	188.572	168.891
15:30	168.133	179.316	183.472	178.872	187.361	183.680	163.985	156.319	162.731	182.179	188.421	168.600
16:00	167.243	179.109	181.003	178.523	187.075	183.511	162.914	156.135	162.022	181.577	187.696	168.330
16:30	168.035	176.245	180.943	178.847	186.749	183.247	162.836	155.011	162.124	178.862	187.723	168.643
17:00	168.549	176.878	182.249	179.284	187.590	183.068	164.645	153.813	162.710	177.873	188.154	168.615
17:30	168.628	177.316	182.115	178.419	187.536	171.699	165.730	153.966	162.544	177.054	188.434	160.727

18:00	155.573	174.507	177.471	155.440	164.478	88.125	124.619	139.241	143.845	155.843	166.194	108.869
18:30	114.210	168.653	154.478	81.577	70.146	64.151	72.039	76.519	71.053	83.307	83.949	81.313
19:00	82.168	98.065	82.465	71.454	65.484	63.529	69.055	69.737	62.860	82.018	76.716	76.451
19:30	72.243	72.265	73.021	71.455	70.932	71.112	69.219	67.262	62.951	79.501	72.643	75.686
20:00	71.012	70.778	74.065	78.418	74.223	81.577	69.450	67.195	62.879	82.092	72.071	77.555
20:30	71.515	69.978	73.691	84.709	81.873	94.258	71.773	68.879	65.589	85.843	80.291	83.105
21:00	73.358	73.052	84.103	118.932	137.288	137.271	75.624	76.126	77.249	95.799	94.235	106.300
21:30	103.547	87.560	110.187	161.215	175.674	167.051	82.992	81.954	96.408	140.137	146.309	138.667
22:00	124.706	171.269	172.757	167.119	182.069	173.309	132.252	129.638	139.127	170.405	177.679	155.170
22:30	151.977	179.086	176.650	169.129	186.563	173.711	134.341	138.823	158.007	179.109	186.152	161.264
23:00	152.115	180.223	180.453	176.256	186.394	175.579	134.379	146.388	159.780	178.877	188.658	163.602
23:30	169.016	179.864	181.585	176.572	187.687	179.684	162.553	157.550	172.429	179.726	189.203	167.454

Fuente: COES, (2021); Demanda Eléctrica barra de Cajamarquilla 220 KV.

TABLA 02: Promedio de Energía Activa - Promedio de 01 día Representativo en cada Mes del Año 2022

HORA	POTENCIA PROMEDIO AÑO 2022											
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00:00	167.607	179.199	169.198	176.532	182.831	176.215	174.660	185.501	183.546	177.702	184.262	175.760
00:30	171.643	177.880	173.374	179.103	184.554	176.315	176.993	184.906	182.807	179.336	184.754	177.443
01:00	168.233	174.012	176.105	180.670	185.222	178.365	177.678	184.601	183.492	180.550	184.863	182.090
01:30	167.925	175.091	177.634	181.902	185.092	180.770	180.005	184.361	184.553	182.335	185.838	183.104
02:00	171.776	176.562	179.370	182.461	184.993	182.762	176.913	185.585	184.848	184.356	186.585	186.387
02:30	171.706	175.069	179.399	183.079	185.060	184.797	177.538	185.521	185.121	185.463	186.713	186.469
03:00	171.548	178.792	179.925	182.984	185.573	186.371	179.415	185.008	186.031	185.617	186.655	186.720
03:30	171.028	179.245	179.900	182.802	185.380	186.242	179.950	184.272	184.927	182.664	187.217	186.808
04:00	170.560	179.252	180.224	181.871	184.564	186.295	181.461	183.919	183.795	179.682	187.453	187.528
04:30	169.767	179.395	179.175	181.942	184.597	186.366	181.900	182.975	183.896	176.109	187.510	188.794
05:00	170.490	179.110	179.208	181.489	182.270	186.426	185.723	183.347	184.370	177.844	187.561	188.968
05:30	170.776	179.088	178.825	180.740	182.407	186.479	185.911	183.840	185.362	174.754	187.427	189.626
06:00	171.238	177.354	176.643	180.070	185.787	186.063	186.884	181.505	186.362	175.535	187.387	189.890
06:30	171.293	174.331	174.852	180.322	185.837	186.087	187.271	181.991	186.107	175.604	187.098	188.871
07:00	172.369	175.527	176.741	180.700	186.084	184.868	182.330	182.227	186.540	175.933	187.155	188.711
07:30	171.772	172.516	175.661	179.921	184.764	184.173	180.759	181.414	186.117	177.825	186.276	187.346
08:00	170.560	174.495	174.594	178.964	184.264	183.111	179.947	180.584	184.969	179.281	186.007	186.826
08:30	168.672	175.611	173.701	173.248	184.464	183.745	180.665	179.436	183.647	179.854	184.073	186.661
09:00	167.391	176.197	174.078	170.790	183.947	184.540	179.038	177.747	184.714	180.746	179.944	188.206
09:30	168.005	176.020	174.073	169.772	183.794	184.750	180.237	177.662	184.796	179.899	180.715	186.003
10:00	166.566	172.866	173.759	170.122	184.433	185.468	180.981	178.118	182.499	180.621	182.306	186.881
10:30	167.005	174.424	173.241	168.815	184.541	186.341	180.270	176.753	185.238	180.111	183.425	185.674
11:00	162.464	171.089	173.543	169.539	185.471	186.010	177.450	178.890	185.444	180.865	179.641	185.864
11:30	161.331	171.859	173.548	172.172	185.056	186.339	172.816	178.770	182.209	179.734	183.213	182.778

12:00	161.404	171.416	170.471	172.415	184.403	185.909	172.773	175.937	181.478	180.835	182.822	183.419
12:30	156.315	170.977	171.348	172.113	183.606	185.061	169.635	178.036	182.848	181.646	180.717	185.300
13:00	157.098	170.297	172.233	170.592	184.364	184.550	169.718	177.841	182.196	177.500	179.861	184.444
13:30	158.517	174.009	171.205	174.077	184.666	185.121	168.157	177.446	182.371	176.503	180.010	183.720
14:00	158.138	175.057	170.783	170.224	182.797	185.037	167.972	177.253	181.568	179.323	182.967	184.871
14:30	158.010	174.968	164.910	168.199	182.898	184.974	165.794	171.685	181.925	179.407	184.150	184.923
15:00	160.025	175.566	167.969	168.069	182.978	184.310	166.057	173.105	182.642	181.055	184.176	184.053
15:30	162.415	178.454	168.413	167.083	182.536	176.026	166.714	170.566	182.103	180.616	184.024	184.901
16:00	162.982	178.346	168.321	161.286	181.313	175.257	167.288	170.482	181.330	178.640	183.108	183.918
16:30	163.099	178.276	166.526	158.187	182.926	174.563	167.593	166.619	178.948	181.856	183.144	183.096
17:00	165.429	178.681	166.351	159.181	182.727	174.270	167.393	168.989	179.927	182.275	181.825	183.743
17:30	168.576	159.842	156.261	158.577	179.820	173.214	164.495	171.076	181.796	180.682	181.250	183.614
18:00	155.701	162.984	135.915	140.259	143.483	148.610	144.167	143.354	147.783	151.068	153.549	169.982
18:30	107.859	124.147	90.713	71.152	62.336	63.058	69.331	78.323	74.998	85.925	95.049	143.962
19:00	53.115	57.237	64.036	66.128	62.886	62.494	68.326	69.551	71.808	79.892	74.593	92.914
19:30	51.779	53.887	63.812	65.902	67.525	63.244	66.668	66.131	71.996	80.405	72.214	86.693
20:00	51.330	54.175	63.485	63.927	71.166	66.905	66.818	66.428	72.931	81.570	73.556	87.256
20:30	51.513	54.152	63.604	80.623	75.390	70.667	73.594	71.153	73.236	82.410	74.031	87.626
21:00	53.912	54.851	69.824	91.839	96.401	81.193	82.017	79.736	76.250	88.971	78.447	89.611
21:30	74.940	73.263	85.871	119.782	148.304	118.067	117.215	117.849	132.101	142.205	120.313	115.248
22:00	120.769	134.205	139.437	144.729	178.711	166.816	156.650	161.319	173.251	167.643	162.776	172.469
22:30	158.829	158.191	150.496	150.530	179.231	170.954	163.401	166.013	177.926	170.386	170.729	175.187
23:00	160.218	159.544	155.446	158.278	180.948	173.167	168.442	174.055	180.450	173.048	179.751	173.358
23:30	165.308	170.694	161.574	167.887	184.074	177.222	173.539	182.703	181.865	177.953	183.112	175.902

Fuente: COES, (2022); Demanda Eléctrica barra de Cajamarquilla 220 KV.

TABLA 02: Promedio de Energía Activa - Promedio de 01 día Representativo en cada Mes del Año 2023.

HORA	POTENCIA PROMEDIO AÑO 2023											
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00:00	185.250	181.526	176.421	183.350	178.466	189.586	162.608	186.081	177.391	182.457	147.592	171.899
00:30	185.609	181.994	180.839	185.656	179.557	190.375	162.676	187.060	178.014	184.878	146.482	171.991
01:00	186.122	182.995	181.507	186.737	182.800	191.967	163.134	187.105	178.684	187.678	147.645	173.006
01:30	186.699	183.267	184.756	187.028	185.270	192.072	165.629	186.991	179.697	187.793	148.639	173.332
02:00	186.919	184.120	184.640	187.504	184.216	192.066	165.044	187.265	177.089	188.437	146.658	174.911
02:30	188.217	184.795	181.854	187.727	185.041	192.314	170.524	187.721	180.260	188.268	151.880	179.676
03:00	188.802	182.877	184.789	184.440	185.100	192.117	170.030	187.657	181.386	188.647	152.025	180.994
03:30	188.145	182.945	185.738	182.083	184.803	192.198	172.330	187.196	180.971	188.353	152.376	184.922
04:00	188.499	180.459	186.372	185.046	183.950	191.034	172.282	187.814	180.713	187.701	152.741	185.069
04:30	188.814	182.384	186.233	182.284	183.182	190.046	172.148	187.638	179.614	188.073	152.664	184.731
05:00	188.600	182.637	186.143	179.094	183.335	190.232	168.064	187.705	180.531	187.549	147.537	184.026
05:30	188.662	183.358	186.773	178.532	184.754	189.556	167.454	188.195	184.340	187.487	145.161	184.622

06:00	188.073	183.592	186.497	178.656	185.441	190.183	167.432	188.361	182.628	188.137	142.007	184.882
06:30	187.599	184.073	186.845	179.753	185.695	190.047	167.109	188.240	180.738	187.820	140.155	187.370
07:00	186.574	184.275	183.307	179.587	185.047	189.184	163.832	189.661	182.556	187.860	145.832	187.492
07:30	185.645	182.957	181.128	178.106	184.937	188.321	160.964	187.736	178.601	186.195	144.666	186.037
08:00	184.887	181.920	177.269	176.829	182.467	187.067	158.129	183.942	176.500	185.598	143.213	184.679
08:30	182.573	182.081	175.036	177.779	182.091	184.433	158.135	184.212	176.711	185.363	143.995	184.324
09:00	183.425	182.165	175.978	178.857	185.024	182.635	159.633	184.652	178.058	185.711	143.264	184.550
09:30	183.936	182.095	181.662	177.977	185.295	182.030	162.231	185.055	178.564	186.276	140.515	180.871
10:00	181.733	181.174	181.554	178.135	184.449	182.007	163.062	185.654	179.088	186.321	138.258	172.841
10:30	176.043	179.535	182.174	175.865	184.162	183.156	163.984	185.980	178.813	186.654	139.943	171.663
11:00	178.679	181.230	182.208	176.621	182.115	182.993	158.798	185.416	178.580	186.638	140.162	171.608
11:30	179.878	182.359	181.261	175.730	181.208	183.476	158.596	184.496	176.518	184.057	137.537	169.604
12:00	179.140	180.620	180.021	174.235	182.659	183.421	157.681	185.140	172.003	181.379	136.874	168.799
12:30	177.244	178.239	174.915	173.940	182.340	181.100	153.176	184.726	171.233	180.183	135.719	166.512
13:00	175.611	175.785	176.072	170.600	182.060	181.934	155.528	184.261	172.261	180.043	135.372	166.457
13:30	176.469	173.218	172.220	173.449	178.323	183.289	153.610	183.312	172.143	180.301	131.664	162.642
14:00	177.687	175.839	173.433	173.532	175.717	183.480	153.550	182.637	166.749	180.562	131.564	165.546
14:30	176.770	175.814	169.687	174.780	176.350	183.341	156.677	181.997	170.596	180.669	134.394	166.660
15:00	176.008	176.129	170.384	174.505	175.524	183.291	155.244	180.055	173.729	179.993	137.557	165.729
15:30	175.003	176.694	175.452	173.203	175.517	183.921	155.053	178.028	173.082	180.112	135.605	166.453
16:00	175.073	178.062	175.431	172.714	176.045	184.258	155.706	176.919	172.695	177.282	132.332	161.862
16:30	176.387	178.104	176.195	167.425	175.869	182.185	157.114	176.855	172.253	174.682	133.193	168.002
17:00	177.440	177.042	174.193	170.084	175.558	184.096	154.482	180.337	172.243	174.261	131.793	163.012
17:30	176.854	168.964	164.233	170.710	176.419	185.389	153.924	174.733	172.334	176.895	133.907	145.450
18:00	176.777	179.830	162.479	141.304	145.832	127.156	119.529	148.515	137.992	150.087	117.523	125.447
18:30	151.696	162.507	95.196	74.878	73.321	73.112	72.112	68.801	69.239	71.524	65.364	75.904
19:00	89.028	84.479	63.798	72.820	73.573	71.864	71.864	69.057	67.969	71.202	65.222	68.992
19:30	79.950	71.456	63.460	76.838	79.332	77.205	71.527	68.246	67.999	70.976	65.663	68.687
20:00	80.288	69.952	63.635	79.237	83.389	78.892	71.001	68.337	68.656	71.178	64.653	69.222
20:30	80.581	70.625	69.907	80.003	86.025	81.266	72.594	67.853	69.040	73.258	65.729	69.687
21:00	83.535	76.133	72.868	77.049	80.032	76.719	73.197	70.749	69.600	74.547	65.422	69.683
21:30	120.115	82.120	83.528	92.880	114.049	116.512	86.720	74.821	81.733	108.642	76.261	73.055
22:00	173.450	164.204	153.364	156.147	162.191	144.958	103.175	94.358	128.020	137.769	103.233	84.784
22:30	178.777	168.734	163.807	162.203	165.082	161.720	107.564	105.094	133.658	145.429	109.210	133.706
23:00	178.432	173.761	169.081	168.119	173.031	174.290	140.346	143.269	156.951	166.390	119.793	141.656
23:30	180.436	182.666	177.445	181.055	179.049	186.727	165.732	184.747	175.237	184.737	139.026	169.685

Fuente: COES, (2023); Demanda Eléctrica barra de Cajamarquilla 220 KV.

**ANEXO 03: Costos Marginales en Barra Cajamarquilla 220 KV,  
2021, 2022 y 2023.**

**ANEXO 03: TABLAS PROMEDIOS COSTO MARGINAL**

**TABLA 01: COSTO MARGINAL PROMEDIO AÑO 2021 CADA 15 MIN - POR UN DIA REPRESENTATIVO POR MES**

HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00:00	0.02305	0.02865	0.02306	0.01401	0.04035	0.04846	0.09715	0.11645	0.11156	0.09866	0.09698	0.08613
00:15	0.02130	0.02751	0.02438	0.01404	0.04240	0.04902	0.09811	0.11712	0.11417	0.09818	0.09159	0.08067
00:30	0.02130	0.02751	0.02438	0.01404	0.04240	0.04902	0.09811	0.11712	0.11417	0.09818	0.09159	0.08067
00:45	0.01779	0.02579	0.02235	0.01198	0.04231	0.04897	0.09775	0.11624	0.11326	0.09764	0.09113	0.07650
01:00	0.01779	0.02579	0.02235	0.01198	0.04231	0.04897	0.09775	0.11624	0.11326	0.09764	0.09113	0.07650
01:15	0.01609	0.02445	0.02122	0.01193	0.04219	0.04914	0.09758	0.11575	0.11259	0.09803	0.09099	0.07313
01:30	0.01609	0.02445	0.02122	0.01193	0.04219	0.04914	0.09758	0.11575	0.11259	0.09803	0.09099	0.07313
01:45	0.01434	0.02437	0.01920	0.01184	0.04211	0.04897	0.09734	0.11430	0.11138	0.09724	0.09052	0.07102
02:00	0.01434	0.02437	0.01920	0.01184	0.04211	0.04897	0.09734	0.11430	0.11138	0.09724	0.09052	0.07102
02:15	0.01258	0.02324	0.01918	0.01070	0.04214	0.04891	0.09701	0.11472	0.11106	0.09734	0.09042	0.07099
02:30	0.01258	0.02324	0.01918	0.01070	0.04214	0.04891	0.09701	0.11472	0.11106	0.09734	0.09042	0.07099
02:45	0.01132	0.02071	0.01833	0.01084	0.04205	0.04883	0.09709	0.11347	0.10971	0.09674	0.08988	0.07119
03:00	0.01132	0.02071	0.01833	0.01084	0.04205	0.04883	0.09709	0.11347	0.10971	0.09674	0.08988	0.07119
03:15	0.01222	0.02254	0.01821	0.01082	0.04202	0.04882	0.09677	0.11366	0.10966	0.09674	0.09006	0.06835
03:30	0.01222	0.02254	0.01821	0.01082	0.04202	0.04882	0.09677	0.11366	0.10966	0.09674	0.09006	0.06835
03:45	0.01248	0.01979	0.01622	0.01083	0.04195	0.04878	0.09694	0.11333	0.10942	0.09666	0.08988	0.07179
04:00	0.01248	0.01979	0.01622	0.01083	0.04195	0.04878	0.09694	0.11333	0.10942	0.09666	0.08988	0.07179
04:15	0.01279	0.01979	0.01517	0.01208	0.04210	0.04880	0.09662	0.11366	0.11106	0.09627	0.09047	0.07415
04:30	0.01279	0.01979	0.01517	0.01208	0.04210	0.04880	0.09662	0.11366	0.11106	0.09627	0.09047	0.07415
04:45	0.01366	0.02131	0.01540	0.01211	0.04232	0.04858	0.09733	0.11436	0.11067	0.09608	0.09033	0.07411
05:00	0.01366	0.02131	0.01540	0.01211	0.04232	0.04858	0.09733	0.11436	0.11067	0.09608	0.09033	0.07411
05:15	0.01504	0.02368	0.01510	0.01220	0.04244	0.04872	0.09760	0.11534	0.11162	0.09656	0.09069	0.07360
05:30	0.01504	0.02368	0.01510	0.01220	0.04244	0.04872	0.09760	0.11534	0.11162	0.09656	0.09069	0.07360
05:45	0.01393	0.01976	0.01654	0.01285	0.04248	0.04956	0.09786	0.11572	0.11125	0.09653	0.09022	0.07155
06:00	0.01393	0.01976	0.01654	0.01285	0.04248	0.04956	0.09786	0.11572	0.11125	0.09653	0.09022	0.07155
06:15	0.01303	0.01775	0.01450	0.01187	0.04242	0.05129	0.09819	0.11623	0.11077	0.09618	0.08992	0.07684
06:30	0.01303	0.01775	0.01450	0.01187	0.04242	0.05129	0.09819	0.11623	0.11077	0.09618	0.08992	0.07684
06:45	0.01333	0.01980	0.01361	0.01067	0.04253	0.05121	0.09779	0.11589	0.11125	0.09653	0.09009	0.07326
07:00	0.01333	0.01980	0.01361	0.01067	0.04253	0.05121	0.09779	0.11589	0.11125	0.09653	0.09009	0.07326
07:15	0.01555	0.02879	0.02436	0.01692	0.04312	0.05148	0.09807	0.11771	0.11447	0.09812	0.09109	0.08400
07:30	0.01555	0.02879	0.02436	0.01692	0.04312	0.05148	0.09807	0.11771	0.11447	0.09812	0.09109	0.08400
07:45	0.02186	0.03439	0.03164	0.02300	0.04322	0.05251	0.09820	0.11864	0.11685	0.09927	0.09163	0.09046
08:00	0.02186	0.03439	0.03164	0.02300	0.04322	0.05251	0.09820	0.11864	0.11685	0.09927	0.09163	0.09046
08:15	0.03163	0.03790	0.03576	0.02673	0.04359	0.05287	0.10283	0.12015	0.11812	0.10400	0.09641	0.10071
08:30	0.03163	0.03790	0.03576	0.02673	0.04359	0.05287	0.10283	0.12015	0.11812	0.10400	0.09641	0.10071
08:45	0.03234	0.04296	0.04150	0.03108	0.04384	0.05302	0.10312	0.12110	0.11829	0.10906	0.09841	0.10171
09:00	0.03234	0.04296	0.04150	0.03108	0.04384	0.05302	0.10312	0.12110	0.11829	0.10906	0.09841	0.10171
09:15	0.03282	0.04056	0.03839	0.03436	0.04382	0.05314	0.10245	0.12147	0.11779	0.10188	0.09865	0.10354
09:30	0.03282	0.04056	0.03839	0.03436	0.04382	0.05314	0.10245	0.12147	0.11779	0.10188	0.09865	0.10354
09:45	0.03260	0.04176	0.03868	0.03483	0.04825	0.05287	0.10283	0.12142	0.11757	0.10127	0.09876	0.10517
10:00	0.03260	0.04176	0.03868	0.03483	0.04825	0.05287	0.10283	0.12142	0.11757	0.10127	0.09876	0.10517
10:15	0.03394	0.04378	0.04199	0.03523	0.05056	0.05291	0.10249	0.12149	0.11788	0.10139	0.10003	0.10551
10:30	0.03394	0.04378	0.04199	0.03523	0.05056	0.05291	0.10249	0.12149	0.11788	0.10139	0.10003	0.10551
10:45	0.03660	0.04770	0.04587	0.03688	0.05124	0.05290	0.10268	0.12152	0.11828	0.10160	0.10038	0.10563
11:00	0.03660	0.04770	0.04587	0.03688	0.05124	0.05290	0.10268	0.12152	0.11828	0.10160	0.10038	0.10563
11:15	0.03740	0.04831	0.04736	0.03574	0.05124	0.05268	0.10219	0.12149	0.11743	0.10191	0.10121	0.10673
11:30	0.03740	0.04831	0.04736	0.03574	0.05124	0.05268	0.10219	0.12149	0.11743	0.10191	0.10121	0.10673
11:45	0.03715	0.04839	0.04614	0.03896	0.05045	0.05267	0.10223	0.12195	0.11798	0.10195	0.10131	0.10643
12:00	0.03715	0.04839	0.04614	0.03896	0.05045	0.05267	0.10223	0.12195	0.11798	0.10195	0.10131	0.10643
12:15	0.03626	0.04781	0.04658	0.03653	0.05033	0.05247	0.10145	0.12148	0.11805	0.10186	0.10091	0.10415
12:30	0.03626	0.04781	0.04658	0.03653	0.05033	0.05247	0.10145	0.12148	0.11805	0.10186	0.10091	0.10415
12:45	0.03524	0.04407	0.04720	0.03504	0.05124	0.05219	0.10140	0.12121	0.11853	0.10222	0.10076	0.10336
13:00	0.03524	0.04407	0.04720	0.03504	0.05124	0.05219	0.10140	0.12121	0.11853	0.10222	0.10076	0.10336
13:15	0.03497	0.04315	0.03967	0.03205	0.05111	0.04941	0.10120	0.12104	0.11836	0.10204	0.10070	0.10194
13:30	0.03497	0.04315	0.03967	0.03205	0.05111	0.04941	0.10120	0.12104	0.11836	0.10204	0.10070	0.10194
13:45	0.03558	0.04424	0.03691	0.03532	0.05129	0.04935	0.10110	0.12085	0.11832	0.10182	0.10064	0.09870
14:00	0.03558	0.04424	0.03691	0.03532	0.05129	0.04935	0.10110	0.12085	0.11832	0.10182	0.10064	0.09870
14:15	0.03628	0.04267	0.03832	0.03413	0.05175	0.04936	0.10094	0.12081	0.11860	0.10210	0.10077	0.10271
14:30	0.03628	0.04267	0.03832	0.03413	0.05175	0.04936	0.10094	0.12081	0.11860	0.10210	0.10077	0.10271
14:45	0.03549	0.04340	0.03736	0.03269	0.05182	0.04930	0.10086	0.12055	0.11854	0.10202	0.10037	0.10329
15:00	0.03549	0.04340	0.03736	0.03269	0.05182	0.04930	0.10086	0.12055	0.11854	0.10202	0.10037	0.10329
15:15	0.03540	0.04498	0.03762	0.03116	0.05073	0.04935	0.10073	0.12114	0.11900	0.10169	0.09953	0.10605
15:30	0.03540	0.04498	0.03762	0.03116	0.05073	0.04935	0.10073	0.12114	0.11900	0.10169	0.09953	0.10605
15:45	0.03531	0.04229	0.03819	0.03245	0.05078	0.04930	0.10073	0.12100	0.11914	0.10126	0.09956	0.10615
16:00	0.03531	0.04229	0.03819	0.03245	0.05078	0.04930	0.10073	0.12100	0.11914	0.10126	0.09956	0.10615
16:15	0.03450	0.04127	0.03600	0.03184	0.06446	0.04924	0.10077	0.12076	0.11906	0.10166	0.09998	0.10676
16:30	0.03450	0.04127	0.03600	0.03184	0.06446	0.04924	0.10077	0.12076	0.11906	0.10166	0.09998	0.10676
16:45	0											

**ANEXO 03: TABLAS PROMEDIOS COSTO MARGINAL**

**TABLA 02: COSTO MARGINAL PROMEDIO AÑO 2022 CADA 15 MIN - POR UN DIA REPRESENTATIVO POR MES**

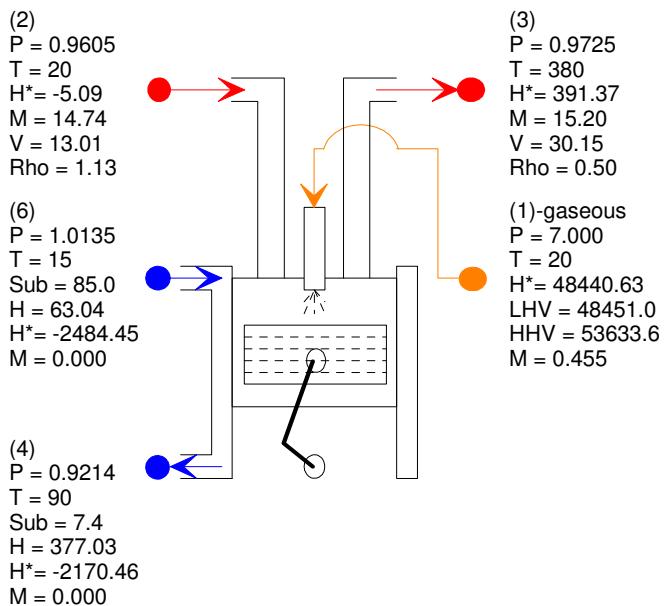
HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00:00	0.10014	0.07946	0.06204	0.08207	0.10564	0.11322	0.12820	0.11929	0.12729	0.12455	0.32154	0.33473
00:15	0.08988	0.07314	0.04376	0.06283	0.10290	0.11171	0.12485	0.11641	0.12345	0.12715	0.34888	0.32994
00:30	0.08988	0.07314	0.04376	0.06283	0.10290	0.11171	0.12485	0.11641	0.12345	0.12715	0.34888	0.32994
00:45	0.09014	0.06023	0.03086	0.05758	0.10220	0.11149	0.12283	0.11515	0.12042	0.12412	0.32286	0.31276
01:00	0.09014	0.06023	0.03086	0.05758	0.10220	0.11149	0.12283	0.11515	0.12042	0.12412	0.32286	0.31276
01:15	0.08697	0.04711	0.02682	0.05021	0.10126	0.11054	0.11947	0.11456	0.11854	0.12285	0.33137	0.30684
01:30	0.08697	0.04711	0.02682	0.05021	0.10126	0.11054	0.11947	0.11456	0.11854	0.12285	0.33137	0.30684
01:45	0.08642	0.04193	0.02198	0.05313	0.10044	0.10949	0.11897	0.11327	0.11653	0.12229	0.32867	0.28580
02:00	0.08642	0.04193	0.02198	0.05313	0.10044	0.10949	0.11897	0.11327	0.11653	0.12229	0.32867	0.28580
02:15	0.08610	0.03438	0.02400	0.04953	0.10082	0.10839	0.12003	0.11041	0.11344	0.12135	0.32070	0.28318
02:30	0.08610	0.03438	0.02400	0.04953	0.10082	0.10839	0.12003	0.11041	0.11344	0.12135	0.32070	0.28318
02:45	0.08773	0.03125	0.02047	0.05338	0.09994	0.10806	0.11985	0.11036	0.11309	0.12022	0.30838	0.28430
03:00	0.08773	0.03125	0.02047	0.05338	0.09994	0.10806	0.11985	0.11036	0.11309	0.12022	0.30838	0.28430
03:15	0.08788	0.02949	0.02057	0.05338	0.09995	0.10796	0.11967	0.11043	0.11246	0.11761	0.29663	0.29626
03:30	0.08788	0.02949	0.02057	0.05338	0.09995	0.10796	0.11967	0.11043	0.11246	0.11761	0.29663	0.29626
03:45	0.08714	0.02935	0.02399	0.05333	0.09994	0.10675	0.11817	0.11055	0.11322	0.11712	0.30190	0.29661
04:00	0.08714	0.02935	0.02399	0.05333	0.09994	0.10675	0.11817	0.11055	0.11322	0.11712	0.30190	0.29661
04:15	0.08798	0.03257	0.01991	0.05708	0.10059	0.10689	0.11700	0.11259	0.11226	0.11735	0.31135	0.29976
04:30	0.08798	0.03257	0.01991	0.05708	0.10059	0.10689	0.11700	0.11259	0.11226	0.11735	0.31135	0.29976
04:45	0.08473	0.03758	0.02113	0.05339	0.10148	0.10932	0.11729	0.11515	0.11195	0.11744	0.30655	0.30050
05:00	0.08473	0.03758	0.02113	0.05339	0.10148	0.10932	0.11729	0.11515	0.11195	0.11744	0.30655	0.30050
05:15	0.08860	0.03656	0.02501	0.05846	0.10296	0.11087	0.11942	0.11621	0.11597	0.12098	0.31851	0.28545
05:30	0.08860	0.03656	0.02501	0.05846	0.10296	0.11087	0.11942	0.11621	0.11597	0.12098	0.31851	0.28545
05:45	0.08653	0.03724	0.03558	0.05505	0.10375	0.11298	0.12072	0.11697	0.11944	0.12072	0.32782	0.28529
06:00	0.08653	0.03724	0.03558	0.05505	0.10375	0.11298	0.12072	0.11697	0.11944	0.12072	0.32782	0.28529
06:15	0.08717	0.03763	0.03635	0.05759	0.10389	0.11493	0.12353	0.11829	0.12216	0.12299	0.35837	0.28916
06:30	0.08717	0.03763	0.03635	0.05759	0.10389	0.11493	0.12353	0.11829	0.12216	0.12299	0.35837	0.28916
06:45	0.09101	0.04095	0.04274	0.06471	0.10401	0.11585	0.12920	0.11911	0.12575	0.12559	0.36415	0.30802
07:00	0.09101	0.04095	0.04274	0.06471	0.10401	0.11585	0.12920	0.11911	0.12575	0.12559	0.36415	0.30802
07:15	0.09334	0.05659	0.06263	0.07475	0.10589	0.11704	0.12743	0.12063	0.12700	0.12951	0.36659	0.31154
07:30	0.09334	0.05659	0.06263	0.07475	0.10589	0.11704	0.12743	0.12063	0.12700	0.12951	0.36659	0.31154
07:45	0.09721	0.07891	0.07586	0.08244	0.10736	0.11738	0.13021	0.12093	0.12946	0.13232	0.37321	0.31366
08:00	0.09721	0.07891	0.07586	0.08244	0.10736	0.11738	0.13021	0.12093	0.12946	0.13232	0.37321	0.31366
08:15	0.10154	0.09277	0.10129	0.08930	0.10835	0.11878	0.13138	0.12156	0.13032	0.13429	0.37670	0.31605
08:30	0.10154	0.09277	0.10129	0.08930	0.10835	0.11878	0.13138	0.12156	0.13032	0.13429	0.37670	0.31605
08:45	0.10225	0.09690	0.10424	0.09610	0.10901	0.12223	0.13484	0.12309	0.13117	0.13653	0.37686	0.31735
09:00	0.10225	0.09690	0.10424	0.09610	0.10901	0.12223	0.13484	0.12309	0.13117	0.13653	0.37686	0.31735
09:15	0.10376	0.09953	0.10930	0.09491	0.11002	0.12580	0.13524	0.12347	0.13100	0.13713	0.38144	0.32228
09:30	0.10376	0.09953	0.10930	0.09491	0.11002	0.12580	0.13524	0.12347	0.13100	0.13713	0.38144	0.32228
09:45	0.10491	0.10235	0.11069	0.09700	0.11003	0.12444	0.13589	0.12427	0.13386	0.13754	0.38218	0.32315
10:00	0.10491	0.10235	0.11069	0.09700	0.11003	0.12444	0.13589	0.12427	0.13386	0.13754	0.38218	0.32315
10:15	0.10620	0.10616	0.11468	0.10194	0.11010	0.12588	0.13945	0.12618	0.13515	0.13770	0.38681	0.32455
10:30	0.10620	0.10616	0.11468	0.10194	0.11010	0.12588	0.13945	0.12618	0.13515	0.13770	0.38681	0.32455
10:45	0.11021	0.10958	0.11505	0.10784	0.11007	0.12596	0.14098	0.12632	0.13768	0.13796	0.38798	0.32899
11:00	0.11021	0.10958	0.11505	0.10784	0.11007	0.12596	0.14098	0.12632	0.13768	0.13796	0.38798	0.32899
11:15	0.11082	0.10917	0.11708	0.11000	0.10970	0.12554	0.14243	0.12627	0.13796	0.13819	0.38848	0.32296
11:30	0.11082	0.10917	0.11708	0.11000	0.10970	0.12554	0.14243	0.12627	0.13796	0.13819	0.38848	0.32296
11:45	0.10921	0.10976	0.11554	0.10700	0.10974	0.12495	0.14056	0.12601	0.13781	0.13788	0.38840	0.32413
12:00	0.10921	0.10976	0.11554	0.10700	0.10974	0.12495	0.14056	0.12601	0.13781	0.13788	0.38840	0.32413
12:15	0.10779	0.10577	0.11282	0.10504	0.10948	0.12435	0.14160	0.12599	0.13801	0.13727	0.38525	0.32372
12:30	0.10779	0.10577	0.11282	0.10504	0.10948	0.12435	0.14160	0.12599	0.13801	0.13727	0.38525	0.32372
12:45	0.10690	0.10368	0.10888	0.10126	0.10794	0.12226	0.13805	0.12573	0.13693	0.13454	0.38221	0.32347
13:00	0.10690	0.10368	0.10888	0.10126	0.10794	0.12226	0.13805	0.12573	0.13693	0.13454	0.38221	0.32347
13:15	0.10514	0.10176	0.10814	0.10099	0.10774	0.12200	0.13753	0.12496	0.13432	0.13409	0.37798	0.32335
13:30	0.10514	0.10176	0.10814	0.10099	0.10774	0.12200	0.13753	0.12496	0.13432	0.13409	0.37798	0.32335
13:45	0.10532	0.10108	0.10759	0.09698	0.10710	0.12220	0.13780	0.12495	0.13418	0.13505	0.37114	0.32362
14:00	0.10532	0.10108	0.10759	0.09698	0.10710	0.12220	0.13780	0.12495	0.13418	0.13505	0.37114	0.32362
14:15	0.10643	0.10130	0.10980	0.09880	0.10754	0.12296	0.13704	0.12499	0.13439	0.13546	0.37495	0.32504
14:30	0.10643	0.10130	0.10980	0.09880	0.10754	0.12296	0.13704	0.12499	0.13439	0.13546	0.37495	0.32504
14:45	0.10680	0.10886	0.11015	0.09982	0.10831	0.12388	0.13757	0.12685	0.13741	0.13696	0.37868	0.32423
15:00	0.10680	0.10886	0.11015	0.09982	0.10831	0.12388	0.13757	0.12685	0.13741	0.13696	0.37868	0.32423
15:15	0.10596	0.10179	0.10854	0.09938	0.10846	0.12291	0.13733	0.12695	0.13379	0.13636	0.38429	0.32438
15:30	0.10596	0.10179	0.10854	0.09938	0.10846	0.12291	0.13733	0.12695	0.13379	0.13636	0.38429	0.32438
15:45	0.10453	0.09928	0.10818	0.09841	0.10893	0.12311	0.13714	0.12739	0.13276	0.13600	0.38700	0.32313
16:00	0.10453	0.09928	0.10818	0.09841	0.10893	0.12311	0.13714	0.12739	0.13276	0.13600	0.38700	0.32313
16:15	0.10543	0.10304	0.10739	0.09628	0.10897	0.12424	0.13678	0.12712	0.13404	0.13638	0.38867	0.32272
16:30	0.10543	0.10304	0.10739	0.09628	0.10897	0.12424	0.13678	0.12712	0.13404	0.13638	0.38867	0.32272
16:45	0											

**ANEXO 03: TABLAS PROMEDIOS COSTO MARGINAL**

TABLA 03: COSTO MARGINAL PROMEDIO AÑO 2023 CADA 15 MIN - POR UN DIA REPRESENTATIVO POR MES												
HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00:00	0.11576	0.09471	0.10215	0.14502	0.19891	0.31295	0.49677	0.62446	0.66316	0.14899	0.11113	0.10313
00:15	0.11024	0.09376	0.09852	0.13387	0.19424	0.30302	0.50029	0.62021	0.68234	0.14724	0.11205	0.09295
00:30	0.11024	0.09376	0.09852	0.13387	0.19424	0.30302	0.50029	0.62021	0.68234	0.14724	0.11205	0.09295
00:45	0.10924	0.08839	0.08969	0.13639	0.19309	0.30132	0.51603	0.63813	0.65556	0.12542	0.11187	0.09192
01:00	0.10924	0.08839	0.08969	0.13639	0.19309	0.30132	0.51603	0.63813	0.65556	0.12542	0.11187	0.09192
01:15	0.10968	0.08441	0.09020	0.12982	0.21114	0.28614	0.51917	0.64651	0.60779	0.12460	0.11157	0.09125
01:30	0.10968	0.08441	0.09020	0.12982	0.21114	0.28614	0.51917	0.64651	0.60779	0.12460	0.11157	0.09125
01:45	0.10971	0.08270	0.08576	0.12929	0.20710	0.28646	0.51937	0.65048	0.62202	0.12434	0.10989	0.09075
02:00	0.10971	0.08270	0.08576	0.12929	0.20710	0.28646	0.51937	0.65048	0.62202	0.12434	0.10989	0.09075
02:15	0.10948	0.08131	0.08283	0.12573	0.20506	0.26918	0.51481	0.62734	0.59249	0.12344	0.10911	0.09037
02:30	0.10948	0.08131	0.08283	0.12573	0.20506	0.26918	0.51481	0.62734	0.59249	0.12344	0.10911	0.09037
02:45	0.11290	0.08323	0.08502	0.12578	0.20519	0.27307	0.52437	0.62715	0.59128	0.12073	0.11005	0.08998
03:00	0.11290	0.08323	0.08502	0.12578	0.20519	0.27307	0.52437	0.62715	0.59128	0.12073	0.11005	0.08998
03:15	0.10707	0.07385	0.08496	0.12512	0.20479	0.27309	0.53059	0.62402	0.58426	0.11886	0.10989	0.08999
03:30	0.10707	0.07385	0.08496	0.12512	0.20479	0.27309	0.53059	0.62402	0.58426	0.11886	0.10989	0.08999
03:45	0.10562	0.07772	0.08224	0.12487	0.20543	0.27247	0.51883	0.62545	0.58887	0.11897	0.10837	0.09011
04:00	0.10562	0.07772	0.08224	0.12487	0.20543	0.27247	0.51883	0.62545	0.58887	0.11897	0.10837	0.09011
04:15	0.10703	0.08057	0.08318	0.12527	0.20588	0.28279	0.50897	0.64826	0.59106	0.11752	0.10870	0.09015
04:30	0.10703	0.08057	0.08318	0.12527	0.20588	0.28279	0.50897	0.64826	0.59106	0.11752	0.10870	0.09015
04:45	0.10672	0.08627	0.08536	0.11447	0.19841	0.27455	0.53014	0.64897	0.59677	0.11882	0.10883	0.08998
05:00	0.10672	0.08627	0.08536	0.11447	0.19841	0.27455	0.53014	0.64897	0.59677	0.11882	0.10883	0.08998
05:15	0.11051	0.08704	0.08814	0.12278	0.19899	0.29031	0.55217	0.66119	0.60735	0.11916	0.10951	0.09188
05:30	0.11051	0.08704	0.08814	0.12278	0.19899	0.29031	0.55217	0.66119	0.60735	0.11916	0.10951	0.09188
05:45	0.11036	0.09090	0.09139	0.12643	0.20079	0.32692	0.59161	0.68615	0.61569	0.12012	0.10932	0.09149
06:00	0.11036	0.09090	0.09139	0.12643	0.20079	0.32692	0.59161	0.68615	0.61569	0.12012	0.10932	0.09149
06:15	0.11004	0.09461	0.09544	0.12806	0.20311	0.35052	0.59260	0.69170	0.63913	0.12111	0.10842	0.09471
06:30	0.11004	0.09461	0.09544	0.12806	0.20311	0.35052	0.59260	0.69170	0.63913	0.12111	0.10842	0.09471
06:45	0.11398	0.09607	0.09873	0.12855	0.20544	0.36852	0.59299	0.65424	0.64417	0.12459	0.10865	0.09576
07:00	0.11398	0.09607	0.09873	0.12855	0.20544	0.36852	0.59299	0.65424	0.64417	0.12459	0.10865	0.09576
07:15	0.11536	0.10139	0.10070	0.14046	0.20796	0.37009	0.58970	0.66788	0.70305	0.12915	0.11067	0.09697
07:30	0.11536	0.10139	0.10070	0.14046	0.20796	0.37009	0.58970	0.66788	0.70305	0.12915	0.11067	0.09697
07:45	0.11619	0.10652	0.10198	0.17020	0.21037	0.37139	0.59665	0.67841	0.73587	0.13166	0.11409	0.10139
08:00	0.11619	0.10652	0.10198	0.17020	0.21037	0.37139	0.59665	0.67841	0.73587	0.13166	0.11409	0.10139
08:15	0.11911	0.11015	0.11444	0.17608	0.21468	0.37413	0.59771	0.67720	0.76076	0.13274	0.11620	0.10387
08:30	0.11911	0.11015	0.11444	0.17608	0.21468	0.37413	0.59771	0.67720	0.76076	0.13274	0.11620	0.10387
08:45	0.12117	0.11731	0.12828	0.17889	0.21689	0.37292	0.62381	0.70294	0.75876	0.13233	0.11686	0.10546
09:00	0.12117	0.11731	0.12828	0.17889	0.21689	0.37292	0.62381	0.70294	0.75876	0.13233	0.11686	0.10546
09:15	0.12288	0.12451	0.13127	0.18876	0.22214	0.38886	0.60197	0.72643	0.76578	0.13368	0.11821	0.10961
09:30	0.12288	0.12451	0.13127	0.18876	0.22214	0.38886	0.60197	0.72643	0.76578	0.13368	0.11821	0.10961
09:45	0.12350	0.12890	0.13765	0.19169	0.23235	0.38985	0.60328	0.72850	0.77423	0.13378	0.11828	0.11080
10:00	0.12350	0.12890	0.13765	0.19169	0.23235	0.38985	0.60328	0.72850	0.77423	0.13378	0.11828	0.11080
10:15	0.12335	0.13231	0.16133	0.21634	0.32699	0.38655	0.58135	0.72610	0.77477	0.13543	0.11816	0.11405
10:30	0.12335	0.13231	0.16133	0.21634	0.32699	0.38655	0.58135	0.72610	0.77477	0.13543	0.11816	0.11405
10:45	0.12370	0.15364	0.17851	0.20056	0.25356	0.38668	0.56689	0.72555	0.78032	0.13512	0.11770	0.11751
11:00	0.12370	0.15364	0.17851	0.20056	0.25356	0.38668	0.56689	0.72555	0.78032	0.13512	0.11770	0.11751
11:15	0.12374	0.17230	0.21751	0.19999	0.25467	0.38619	0.59694	0.72667	0.78195	0.13761	0.11881	0.11673
11:30	0.12374	0.17230	0.21751	0.19999	0.25467	0.38619	0.59694	0.72667	0.78195	0.13761	0.11881	0.11673
11:45	0.12341	0.15240	0.21771	0.20254	0.25341	0.37400	0.59655	0.73042	0.77208	0.13717	0.11907	0.11783
12:00	0.12341	0.15240	0.21771	0.20254	0.25341	0.37400	0.59655	0.73042	0.77208	0.13717	0.11907	0.11783
12:15	0.12324	0.14762	0.19451	0.19785	0.25284	0.37341	0.59586	0.72797	0.76931	0.13687	0.11973	0.11544
12:30	0.12324	0.14762	0.19451	0.19785	0.25284	0.37341	0.59586	0.72797	0.76931	0.13687	0.11973	0.11544
12:45	0.12284	0.14574	0.14008	0.17020	0.25248	0.38739	0.57297	0.72576	0.76703	0.13550	0.11947	0.11224
13:00	0.12284	0.14574	0.14008	0.17020	0.25248	0.38739	0.57297	0.72576	0.76703	0.13550	0.11947	0.11224
13:15	0.12299	0.14367	0.15366	0.16912	0.25057	0.37228	0.59523	0.70317	0.76312	0.13529	0.11896	0.11349
13:30	0.12299	0.14367	0.15366	0.16912	0.25057	0.37228	0.59523	0.70317	0.76312	0.13529	0.11896	0.11349
13:45	0.12354	0.14162	0.15368	0.14839	0.25057	0.37228	0.59523	0.70317	0.76312	0.13529	0.11896	0.11349
14:00	0.12354	0.14162	0.15368	0.14839	0.25057	0.37228	0.59523	0.70317	0.76312	0.13529	0.11896	0.11349
14:15	0.12606	0.14756	0.21143	0.14990	0.25108	0.37187	0.58039	0.70159	0.76447	0.13567	0.11927	0.11437
14:30	0.12606	0.14756	0.21143	0.14990	0.25108	0.37187	0.58039	0.70159	0.76447	0.13567	0.11927	0.11437
14:45	0.12573	0.14894	0.21436	0.14911	0.24667	0.35801	0.58925	0.70458	0.76473	0.13585	0.12019	0.11561
15:00	0.12573	0.14894	0.21436	0.14911	0.24667	0.35801	0.58925	0.70458	0.76473	0.13585	0.12019	0.11561
15:15	0.14198	0.14966	0.23221	0.14778	0.24684	0.36164	0.59821	0.70309	0.76920	0.13438	0.12231	0.11630
15:45	0.14080	0.14976	0.21313	0.14789	0.24730	0.37507	0.57115	0.70055	0.76674	0.13567	0.12202	0.11430
16:00	0.14080	0.14976	0.21313	0.14789	0.24730	0.37507	0.57115	0.70055	0.76674	0.13567	0.12202	0.11430
16:15	0.13971	0.14799	0.21087	0.14778	0.24706	0.37400	0.56928	0.69739	0.76453	0.13561	0.12290	0.11387
16:30	0.13971	0.14799	0.21087	0.14778	0.24706	0.37400	0.56928	0.69739	0.76453	0.13561	0.12290	0.11387
16:45	0.13988	0.12660	0.14980</									

**ANEXO 04: Balance de Energía y Masa con Software Thermflex**

## Recipro Engine Set[4] - WAR 20V31SG(User-defined)



P[bar] T[C] H[kJ/kg] H\*[kJ/kg] M[kg/s] V[m^3/s] LHV[kJ/kg] HHV[kJ/kg] Rho[kg/m^3]

Recipro Engine Set[4] - WAR 20V31SG(User-defined)

Exhaust gas composition [Mole %]

O<sub>2</sub> = 9.363% CO<sub>2</sub> = 5.223% H<sub>2</sub>O = 11.754% N<sub>2</sub> = 72.784% Ar = 0.876% SO<sub>2</sub> = 0.000%

Engine set generator power = 11377 kW

Heat loss = 4328 kW Generator loss = 387.7 kW

Heat transfer to CW = -67.82 kW Heat to exhaust = 5949 kW

Gas fuel input (LHV) = 22053 kW (HHV) = 24412 kW

Electrical efficiency (LHV) = 51.59 % (HHV) = 46.6 %

Gaseous fuel flow at standard condition (1atm 77°F/25°C) = 1346.5 SCFM

Gaseous fuel flow at normal condition (1atm 32°F/0°C) = 2095.8 NM<sup>3</sup>/h

THERMOFLEX Version19.0 Cesar Galvez MinfoDev Company  
0 File = C:\TFLLOW19\MYFILES\VICTOR.tfx 03-24-2024 14:59:02

\*\*\* SYSTEM SUMMARY \*\*\*  
Steam Property Formulation - Thermoflow STQUIK

Ambient pressure = 0.9605 bar Temperature = 20 C RH = 79 %  
=====

		LHV
HHV		
Net fuel input	[kW]	22053
24412		
Gross heat rate	[kJ/kWh]	6978
Net heat rate	[kJ/kWh]	7049
7803		
Gross electric efficiency	[%]	51.59
Net electric efficiency	[%]	51.07
46.14		
CHP efficiency	[%]	51.07
PURPA efficiency	[%]	51.07
Gross power	[kW]	11377
Net power	[kW]	11263
Total auxiliaries	[kW]	113.8
Net process output	[kW]	0

Power Device(s)

Generator/Component	Shaft [kW]	Eff [%]
Output [kW]		
Recipro Engine Set[4]		
11377.0		
Total Generator(s)		
11377.0		

Auxiliary Device(s)

Component [kW]	Shaft [kW]	Motor	Eff [%]
Total components auxiliaries 0.0			
Total miscellaneous auxiliary 113.8			
Total plant auxiliary 113.8			

#### Heat Device(s)

Component	[kW]	
Fuel Source[1]	22053	Chargeable as
Fuel (LHV)		
Gas/Air Source[3]	0	Not Considered
Water/Steam Source[7]	0.0000052	Not Considered
Gas/Air Sink[2]	6026	Not Considered
Water/Steam Sink[6]	0.0000308	Not Considered

#### Heat Balance [kW]

=		
Fuel Source[1] Heat input	22048.00	
Gas/Air Sink[2] Heat removed/lost		5949.00
Gas/Air Source[3] Heat input	-75.08	
Recipro Engine Set[4] Power production		11377.00
Heat removed/lost		4715.00
Stack[5] Heat removed/lost		0.00
Water/Steam Sink[6] Heat removed/lost		0.00

Water/Steam Source[7]	
Heat input	0.00
-----	
-	
Total Energy Input	21973.00
Total Energy Output	22041.00
Cycle Heat Balance Error	68.34     0.3100
%	
=====	
=	
Zero enthalpy @ 77F (25C) & vapor H <sub>2</sub> O.	

Mass Flow Balance [kg/s]	
=====	
=	
Fuel Source[1]	
Mass flow in	0.46
Gas/Air Sink[2]	
Mass flow out	15.20
Gas/Air Source[3]	
Mass flow in	14.74
Water/Steam Sink[6]	
Mass flow out	0.00
Water/Steam Source[7]	
Mass flow in	0.00
-----	
-	
Total Mass Flow In	15.20
Total Mass Flow Out	15.20
Cycle Mass Balance Error	0.00     -0.0001
%	
=====	
=	

\*\*\* COMPONENT RESULTS (7 components) \*\*\*  
 Steam Property Formulation - Thermoflow STQUIK

H\* is the program enthalpy based on 77F (25C) & vapor H<sub>2</sub>O.

Fuel Source(s)					
Stream	No	P	T	M	
H*	H	[bar]	[C]	[kg/s]	
[kJ/kg]	[kJ/kg]				
=====					
=====					

Fuel Source[1]:

Fuel	1	7.000	20.00	0.455
48440.63				

Fuel type = Gas Fuel name = GAS NATURAL NEXA

Gas/Air Sink(s)

Stream	No	P	T	M
H*		[bar]	[C]	[kg/s]
[kJ/kg]	[kJ/kg]			

Gas/Air Sink[2]:

Gas	5	0.9605	380.00	15.200
391.37				

Gas composition [Mole %]

O2 = 9.363% CO2 = 5.223% H2O = 11.754% N2 = 72.784% Ar =  
0.876% SO2 = 0.000%

CO2 mass flow = 1.241 kg/s

Gas/Air Source(s)

Stream	No	P	T	M
H*		[bar]	[C]	[kg/s]
[kJ/kg]	[kJ/kg]			

Gas/Air Source[3]:

Gas	2	0.9605	20.00
14.745	-5.09		

Gas composition [Mole %]  
 O<sub>2</sub> = 20.547% CO<sub>2</sub> = 0.030% H<sub>2</sub>O = 1.922% N<sub>2</sub> = 76.579% Ar =  
 0.922% SO<sub>2</sub> = 0.000%  
=====

### Recipro Engine Set(s)

Stream H*	H	No	P [bar]	T [C]	M [kg/s]
[kJ/kg]	[kJ/kg]				
<hr/>					
<hr/>					
Recipro Engine Set[4]:					
<hr/>					
Air in 14.745	-5.09	2	0.9605	20.00	
Exhaust 391.37		3	0.9725	380.00	15.200
Fuel in 48440.63		1	7.000	20.00	0.455
Cooling H <sub>2</sub> O in 0.000 -2484.45	63.04	6	1.014	15.00	
Cooling H <sub>2</sub> O out 0.000 -2170.46	377.03	4	0.9214	90.00	
<hr/>					

Exhaust gas composition [Mole %]  
 O<sub>2</sub> = 9.363% CO<sub>2</sub> = 5.223% H<sub>2</sub>O = 11.754% N<sub>2</sub> = 72.784% Ar =  
 0.876% SO<sub>2</sub> = 0.000%  
 Engine set generator power = 11377 kW  
 Heat loss = 4328 kW Generator loss = 387.7 kW  
 Heat transfer to CW = -67.82 kW Heat to exhaust = 5949 kW  
 Gas fuel input (LHV) = 22053 kW (HHV) = 24412 kW  
 Electrical efficiency (LHV) = 51.59 % (HHV) = 46.6 %  
 Gaseous fuel flow at standard condition (1atm 77°F/25°C) = 1346.5 SCFM  
 Gaseous fuel flow at normal condition (1atm 32°F/0°C) = 2095.8 NM<sup>3</sup>/h  
=====

### Stack(s)

Stream H*	H	No	P [bar]	T [C]	M [kg/s]
[kJ/kg]	[kJ/kg]				
<hr/>					
<hr/>					

```
=====
=====
Stack[5]:
-----
-----
Gas in          3    0.9725    380.00    15.200
391.37
Gas out         5    0.9605    380.00    15.200
391.37
-----
-----
Type: Bypass stack
Mode: Thermodynamic Design; Damper position: Open
Pressure drop = 12 millibar
Temperature drop = 0 C, Heat loss = 0 kW
Water dew point = -17.78 C
=====
```

Water/Steam Sink(s)

Stream H*	H	No	P	T	M
			[bar]	[C]	[kg/s]
[kJ/kg]	[kJ/kg]				
Water/Steam Sink[6]:					
H2O		4	0.9214	90.00	
0.000	-2170.46	377.03			

Water/Steam Source(s)

Stream H*	H	No	P	T	M
			[bar]	[C]	[kg/s]
[kJ/kg]	[kJ/kg]				
Water/Steam Source[7]:					
H2O		6	1.014	15.00	
0.000	-2484.45	63.04			

\*\*\* STREAM TABLE \*\*\*  
 Steam Property Formulation - Thermoflow STQUIK

H\* is the program enthalpy based on 77F (25C) & vapor H2O.

Gas/Air Streams:

No.	P [bar]	T [C]	H*	Mgas [kJ/kg]	Mash [kg/s]	V [m^3/s]	M.W. 	
N2	O2	CO2	H2O vap	H2O liq	Ar	SO2		
2	0.9605	20.00	-5.09	14.74	0.000	13.0	28.756	
76.579	20.547	0.030	1.922	0.000	0.922	0.000		
3	0.9725	380.00	391.37	15.20	0.000	30.2	28.153	
72.784	9.363	5.223	11.754	0.000	0.876	0.000		
5	0.9605	380.00	391.37	15.20	0.000	30.5	28.153	
72.784	9.363	5.223	11.754	0.000	0.876	0.000		

Gas/Air Psychrometric Properties (T <= 500 F/260 C)

No.	P [bar]	T [C]	Dew Point [C]	Wet Bulb [C]	RH [%]
2	0.9605	20.00	16.25	17.52	79.00

Water/Steam Streams:

No.	P [bar]	T [C]	H* [kJ/kg]	H [kJ/kg]	M [kg/s]	Quality
Sup/Sub (-)						
[C]						
4	0.9214	90.00	-2170.46	377.03		

0.000		-7.36					
6	1.0135	15.00	-2484.45		63.04		
0.000		-85.01					
=====							
=====							

Fuel Streams: (G=gaseous L=liquid S=solid P=liquefied gas)  
=====

No.	P Atomic %	T [bar]	H* LHV [C]	M HHV [kJ/kg]	M.W. [kg/s]	Ash %	H2O %	
C	H	O	N	S	Ar	[kJ/kg]	[kJ/kg]	
1	G	7.000	20.00	48440.63	0.455	17.52	0.00	0.00
20.62	78.85	0.07	0.45	0.00	0.00	48450.98	53633.59	
=====								
=====								

Fuel Streams: Additional Properties

Stream 1 Gaseous fuel defined by mole percent

Nitrogen	N2	1.19	%
Carbon Dioxide	CO2	0.1922	%
Methane	CH4	89.55	%
Ethane	C2H6	8.971	%
Propane	C3H8	0.094	%
n-Butane	C4H10	0.0019	%
Isobutane	C4H10	0.0013	%
LHV		48451	kJ/kg
HHV		53634	kJ/kg
Molecular Weight		17.52	

**ANEXO 05: Costo de la Energía Proveniente del Generador del  
SEIN**

**ANEXO 05: CÁLCULO DEL COSTO DE ENERGÍA PROVENIENTE DEL SEIN (USD)**

Para el cálculo de la energía del SEIN tenemos las siguientes consideraciones:

Horas de operación de la central térmica	5 h-día
Potencia Instalada de central térmica	11,263 MW
Número de MCI	3 unid
Energía de Autogeneración	33,789 MWh-día
Tipo de Cambio	3.8
Adicional al Cmg Aplicable acorde a contrato	4.25 usd
Descuento de energía Acorde a contrato	17.5 MWh

Con los costos marginales promedios de los años 2021, 2022 y 2023, se procedió a calcular el costo marginal por 1 dia representativo por mes cada 15 min en el periodo de horas punta.

**PROMEDIO DE COSTO MARGINAL DE AÑOS 2021, 2022 Y 2023 EN HORAS PUNTA (S / kWh)**

HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
18:00	0.0901	0.080	0.0794	0.0893	0.1443	0.1888	0.2642	0.3171	0.3338	0.1231	0.2000	0.1759
18:15	0.0911	0.079	0.0853	0.1062	0.1454	0.1906	0.2674	0.3202	0.3384	0.1252	0.1986	0.1820
18:30	0.0911	0.079	0.0853	0.1062	0.1454	0.1906	0.2674	0.3202	0.3384	0.1252	0.1986	0.1820
18:45	0.0892	0.089	0.0931	0.1093	0.1500	0.1911	0.2733	0.3205	0.3333	0.1253	0.1991	0.1854
19:00	0.0892	0.089	0.0931	0.1093	0.1500	0.1911	0.2733	0.3205	0.3333	0.1253	0.1991	0.1854
19:15	0.0908	0.095	0.0952	0.1171	0.1451	0.1910	0.2732	0.3196	0.3331	0.1254	0.1995	0.1852
19:30	0.0908	0.095	0.0952	0.1171	0.1451	0.1910	0.2732	0.3196	0.3331	0.1254	0.1995	0.1852
19:45	0.0904	0.095	0.0944	0.1010	0.1445	0.1903	0.2727	0.3207	0.3328	0.1251	0.1942	0.1848
20:00	0.0904	0.095	0.0944	0.1010	0.1445	0.1903	0.2727	0.3207	0.3328	0.1251	0.1942	0.1848
20:15	0.0915	0.094	0.0942	0.1060	0.1403	0.1845	0.2730	0.3200	0.3319	0.1246	0.1907	0.1906
20:30	0.0915	0.094	0.0941	0.1060	0.1403	0.1845	0.2730	0.3200	0.3319	0.1246	0.1907	0.1906
20:45	0.0891	0.091	0.0928	0.1051	0.1404	0.1825	0.2725	0.3189	0.3306	0.1245	0.1899	0.1892
21:00	0.0891	0.091	0.0928	0.1051	0.1404	0.1825	0.2725	0.3189	0.3306	0.1245	0.1899	0.1892
21:15	0.0896	0.097	0.0912	0.1037	0.1406	0.1822	0.2726	0.3172	0.3223	0.1232	0.1898	0.1887
21:30	0.0896	0.097	0.0912	0.1037	0.1406	0.1822	0.2726	0.3172	0.3223	0.1232	0.1898	0.1887
21:45	0.0894	0.095	0.0882	0.1021	0.1402	0.1834	0.2720	0.3191	0.3271	0.1230	0.1884	0.1859
22:00	0.0894	0.095	0.0882	0.1021	0.1402	0.1834	0.2720	0.3191	0.3271	0.1230	0.1884	0.1859
22:15	0.0877	0.090	0.0867	0.0987	0.1340	0.1827	0.2571	0.3195	0.3254	0.1224	0.1819	0.1859
22:30	0.0877	0.090	0.0867	0.0987	0.1340	0.1827	0.2571	0.3195	0.3254	0.1224	0.1819	0.1859
22:45	0.0867	0.086	0.0808	0.0913	0.1330	0.1806	0.2561	0.3164	0.3183	0.1214	0.1808	0.1821
23:00	0.0867	0.086	0.0808	0.0913	0.1330	0.1806	0.2561	0.3164	0.3183	0.1214	0.1808	0.1821

Fuente: Elaboración Propia

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Dias	25	24	26	24	25	26	24	26	26	26	25	24

Con los costos marginales y acorde al contrato que tiene la Refinería de Cajamarquilla con la generadora de energía se obtiene el costo por la utilización de Energía del SEIN.

**COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL PROVENIENTE DEL SEIN (USD-mes)**

HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
18:00	3233.957	2818.728	3024.945	3080.474	4883.197	6487.009	8189.808	10547.184	11074.485	4237.199	6313.147	5608.627
18:15	3264.808	2786.899	3210.869	3573.497	4916.987	6541.034	8283.793	10642.228	11218.552	4299.807	6272.164	5788.587
18:30	3264.808	2786.899	3210.869	3573.497	4916.987	6541.034	8283.793	10642.228	11218.552	4299.807	6272.164	5788.587
18:45	3205.844	3075.925	3456.865	3663.382	5056.548	6558.945	8453.722	10652.334	11059.152	4302.920	6287.707	5887.895
19:00	3205.844	3075.925	3456.865	3663.382	5056.548	6558.945	8453.722	10652.334	11059.152	4302.920	6287.707	5887.895
19:15	3253.105	3242.533	3523.814	3892.997	4905.296	6553.767	8452.212	10625.422	11051.638	4305.850	6298.871	5881.493
19:30	3253.105	3242.533	3523.814	3892.997	4905.296	6553.767	8452.212	10625.422	11051.638	4305.850	6298.871	5881.493
19:45	3242.355	3233.033	3498.828	3422.507	4888.627	6532.470	8438.082	10660.607	11041.055	4298.088	6144.061	5868.728
20:00	3242.355	3233.033	3498.828	3422.507	4888.627	6532.470	8438.082	10660.607	11041.055	4298.088	6144.061	5868.728
20:15	3274.963	3225.482	3487.250	3568.252	4758.993	6350.761	8446.692	10636.993	11013.316	4282.023	6041.211	6037.931
20:30	3274.963	3225.482	3487.250	3568.252	4758.993	6350.761	8446.692	10636.993	11013.316	4282.023	6041.211	6037.931
20:45	3203.802	3141.360	3446.521	3540.557	4763.427	6285.618	8430.822	10603.991	10973.363	4278.379	6020.146	5997.605
21:00	3203.802	3141.360	3446.521	3540.557	4763.427	6285.618	8430.822	10603.991	10973.363	4278.379	6020.146	5997.605
21:15	3217.427	3304.447	3396.149	3499.856	4768.365	6276.649	8434.730	10549.856	10708.89	4239.583	6014.829	5983.522
21:30	3217.427	3304.447	3396.149	3499.856	4768.365	6276.649	8434.730	10549.856	10708.89	4239.583	6014.829	5983.522
21:45	3210.431	3256.558	3301.703	3455.208	4757.628	6314.445	8415.741	10607.326	10861.963	4233.371	5973.575	5900.677
22:00	3210.431	3256.558	3301.703	3455.208	4757.628	6314.445	8415.741	10607.326	10861.963	4233.371	5973.575	5900.677
22:15	3161.224	3100.310	3253.342	3354.788	4569.414	6293.289	7980.330	10621.954	10808.824	4214.282	5785.413	5900.689
22:30	3161.224	3100.310	3253.342	3354.788	4569.414	6293.289	7980.330	10621.954	10808.824	4214.282	5785.413	5900.689
22:45	3128.422	2983.556	3067.403	3138.343	4538.237	6225.681	7953.530	10523.797	10583.543	4183.967	5792.555	5792.390
23:00	3128.422	2983.556	3067.403	3138.343	4538.237	6225.681	7953.530	10523.797	10583.543	4183.967	5792.555	5792.390

Sub-Total (USD/mes) 67558.719 65518.935 70310.430 73299.247 100730.242 134352.329 174769.112 222796.201 229715.091 89513.737 127494.212 123687.659

Costo de Energía Anual con Energía del SEI | \$1,479,745.91 | USD-afío

**ANEXO 06: Cálculo del costo Total de Utilización de Energía del  
SEIN**

**ANEXO 06: Cálculo del Costo Total por la Utilización de Energía del SEIN**

**Consideraciones:**

Periodo de Horas Punta Potencia a Utilizar:	5 34	hrs MW												
	UNIDAD	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
POTENCIA HP AUTOGENE	MW	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	
ENERGÍA HP AUTOGENE	MWh-mes	4420	4080	4420	4420	4420	4420	4420	4420	4420	4420	4420	4420	
Dias	-	25	24	26	26	26	26	24	26	26	26	26	25	
Costo Marginal (Cmg)	USD/MWh	21.890	20.710	21.470	23.610	34.160	45.970	69.980	81.600	83.850	31.810	50.030	45.490	
Costo PCSPT	USD / MW-mes	11022.89	10097.89	10098.19	10104.56	9702.11	9799.12	9845.18	9782.72	9876.49	9961.58	10176.05	10186.84	
Costo PCSST	USD / MW-mes	12.43	12.55	12.55	12.63	13.8	13.8	13.97	13.97	14.12	14.2	14.2	14.2	
Costo de Potencia (PPM)	USD /MW-mes	5801.75	5801.75	5719.30	5719.30	5750.88	5632.46	5632.46	5685.96	5685.96	5785.09	5866.67	5866.67	
Precio Fijo Acorde a Contrato	USD/mes	84000	84000	84000	84000	84000	84000	84000	84000	84000	84000	84000	84000	
Precio Energia	USD/mes	67558.71922	65518.93521	70310.43016	73299.24739	100730.2418	134352.3289	174769.1121	222796.2013	229715.0905	89513.73746	127494.2118	29922.19667	
Precio Potencia	USD/mes	197259.6491	197259.6491	194456.1404	194456.1404	195529.8246	191503.5088	191503.5088	193322.807	193322.807	196692.9825	199466.6667	199466.6667	
Precio Cargos	USD/mes	375200.88	343754.96	343765.16	343984.46	330340.94	333639.28	335211.1	333087.46	336280.74	339176.52	346468.5	346835.36	
Sub-Total	USD/mes	\$724,019.25	\$690,533.54	\$692,531.73	\$695,739.85	\$710,601.01	\$743,495.12	\$785,483.72	\$833,206.47	\$843,318.64	\$709,383.24	\$757,429.38	\$660,224.22	

COSTO DE ENERGÍA ANUAL UTILIZANDO ENERGÍA DEL SEIN	\$8,845,966.16
--	----------------

**ANEXO 07: Tabla de detalle de Costos de Inversión**

**ANEXO 07: CÁLCULO DEL COSTO ESTIMADO DE INVERSIÓN - CENTRAL TÉRMICA**

PEP	TAG	DESCRIPCIÓN	Cant	Unid	Precio Unitario sin Impuestos (US\$)	Repuestos Total (US\$)	Flete Total (US\$)	TOTAL SIN IMPUESTOS (US\$)	PROVEEDOR
<b>COSTOS DE INVERSIÓN DETALLADO - CENTRAL TÉRMICA CON MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA</b>									
<b>1</b>	<b>Costo de Definición del Proyecto</b>							<b>US\$ 220,000.00</b>	
1.3	INGENIERÍA BÁSICA							<b>US\$ 220,000.00</b>	
1.3.1	Generales		1	GLB	US\$ 44,000.00			<b>US\$ 44,000.00</b>	
1.3.2	Disciplina procesos		1	GLB	US\$ 26,000.00			<b>US\$ 26,000.00</b>	
1.3.3	Disciplina mecánica y tuberías		1	GLB	US\$ 52,000.00			<b>US\$ 52,000.00</b>	
1.3.4	Disciplina civil		1	GLB	US\$ 40,000.00			<b>US\$ 40,000.00</b>	
1.3.5	Disciplina electricidad		1	GLB	US\$ 38,000.00			<b>US\$ 38,000.00</b>	
1.3.6	Disciplina I&C		1	GLB	US\$ 20,000.00			<b>US\$ 20,000.00</b>	
<b>2</b>	<b>Costo de la Ingeniería de Detalles</b>							<b>US\$ 570,000.00</b>	
2.1	Ingeniería de Detalle		1	GLB	US\$ 570,000.00			<b>US\$ 570,000.00</b>	WARTSILA / MAN
<b>3</b>	<b>Costo de la Gestión</b>							<b>US\$ 4,095,000.00</b>	
3.1	Gestión del Proyecto							<b>US\$ 1,445,000.00</b>	
3.1.1	Seguros de transporte y permisos		1	GLB	US\$ 350,000.00			<b>US\$ 350,000.00</b>	WARTSILA / MAN
3.1.2	Gestión del Proyecto		1	GLB	US\$ 1,095,000.00			<b>US\$ 1,095,000.00</b>	WARTSILA / MAN
3.2	Gestión de la Construcción							<b>US\$ 2,650,000.00</b>	
3.2.1	Gestión para la construcción		1	GLB	US\$ 2,650,000.00			<b>US\$ 2,650,000.00</b>	WARTSILA / MAN
<b>4</b>	<b>Máquinas y Equipos Nacionales</b>							<b>US\$ 0.00</b>	
<b>5</b>	<b>Máquinas y Equipos Importados</b>							<b>US\$ 18,784,320.00</b>	
<b>5.1</b>	<b>Equipos Mecánicos</b>							<b>US\$ 14,930,170.00</b>	
5.1.1		Grupos generadores (motor y generador): *Suministro de los motores, 720 RPM. *Suministro de los generadores eléctricos en 13.8 kV, 60 Hz.	3	UND	US\$ 3,000,000.00	US\$ 400,000.00	US\$ 2,690,000.00	<b>US\$ 12,090,000.00</b>	WARTSILA / MAN
5.1.2		Sistemas mecánicos Auxiliares: *Módulo Auxiliar del motor *Sistema de combustible del motor *Sistema de aceite de lubricación *Sistema de aire comprimido *Sistema de enfriamiento *Sistema de admisión de aire *Sistema de gases de escape *Sistema de tratamiento de agua aceitosa *Sistema de tratamiento de agua *Sistema de Protección Contra Incendios *Puente grúa	0.75	GLB	US\$ 2,895,000.00		US\$ 470,000.00	<b>US\$ 2,641,250.00</b>	WARTSILA / MAN
5.1.3		Sistema de suministro de gas natural: *Estación de filtración, medición y regulación de 10 a 5 bar *Red de tuberías (600 metros y válvulas).	0.75	GLB	US\$ 214,560.00		US\$ 38,000.00	<b>US\$ 198,920.00</b>	WARTSILA / MAN
<b>5.2</b>	<b>Equipos Eléctricos</b>							<b>US\$ 3,128,750.00</b>	
4.2.1		Sistema eléctrico de conexión: *Transformador elevador 30/13.8 kV - 60 MVA. *subestación 30 kV. *Línea de transmisión en 30 kV *Celda de conexión en 30 kV.	1	GLB	US\$ 1,612,500.00		US\$ 245,000.00	<b>US\$ 1,857,500.00</b>	WARTSILA / CESEL
4.2.2		Sistema eléctrico de la central térmica: *Sistema de Media Tensión *Sistema de Baja Tensión *Sistema eléctrico complementario y puesta a tierra (cableado, puesta a tierra, iluminación de edificaciones y diversas áreas de la planta, pararrayos).	1	GLB	US\$ 1,111,250.00		US\$ 160,000.00	<b>US\$ 1,271,250.00</b>	WARTSILA / MAN
<b>5.3</b>	<b>Equipos de Control y Automatización</b>							<b>US\$ 725,400.00</b>	
4.3.1		Sistema de Control y Automatización: *Sistema de Control *Sistema de Corriente Continua	1	GLB	US\$ 837,200.00		US\$ 97,500.00	<b>US\$ 725,400.00</b>	WARTSILA / MAN
<b>6</b>	<b>Materiales de Instalación Nacionales</b>							<b>US\$ 1,113,150.00</b>	
<b>6.1</b>	<b>Estructura metálica</b>							<b>US\$ 658,800.00</b>	
6.1.1	Leve ( $\leq 60\text{kg/m}$ )							<b>US\$ 639,450.00</b>	
6.1.1.1		Casa de máquinas y sistemas complementarios	36000	kg	US\$ 7.00			<b>US\$ 252,000.00</b>	
6.1.1.2		Chimenea	15750	kg	US\$ 7.00			<b>US\$ 110,250.00</b>	
6.1.1.3		Edificio eléctrico	9100	kg	US\$ 7.00			<b>US\$ 63,700.00</b>	
6.1.1.4		Larguero de escaleras (no incluye peldaño)	3600	kg	US\$ 7.00			<b>US\$ 25,200.00</b>	
6.1.1.5		Barandas (20 kg/m)	7800	kg	US\$ 7.00			<b>US\$ 54,600.00</b>	
6.1.1.6		Parrilla metálica (40 kg/m)	7300	kg	US\$ 7.00			<b>US\$ 51,100.00</b>	
6.1.1.7		Correas y viguetas < 30 kg/m	7100	kg	US\$ 7.00			<b>US\$ 49,700.00</b>	
6.1.1.8		Conexiones (5%) - como precio liviano	4700	kg	US\$ 7.00			<b>US\$ 32,900.00</b>	
<b>6.1.2</b>	<b>Promedio (<math>\geq 60\text{kg/m}</math>)</b>							<b>US\$ 19,350.00</b>	
6.1.2.1		Casa de máquinas y sistemas complementarios	4,300	kg	US\$ 4.50			<b>US\$ 19,350.00</b>	
<b>6.1.3</b>	<b>Pesada (<math>\geq 120\text{kg/m}</math>)</b>							<b>US\$ -</b>	
<b>6.9</b>	<b>Hormigón</b>							<b>US\$ 213,900.00</b>	
6.9.1		Concreto premezclado $f'c = 300 \text{ kg/cm}^2$ (casa de fuerza y sistema de control)	825	m <sup>3</sup>	US\$ 205.00			<b>US\$ 169,125.00</b>	
6.9.2		Concreto premezclado $f'c = 300 \text{ kg/cm}^2$ (transformador y conexión)	100	m <sup>3</sup>	US\$ 205.00			<b>US\$ 20,500.00</b>	
6.9.3		Concreto premezclado $f'c = 300 \text{ kg/cm}^2$ (estación de gas)	55	m <sup>3</sup>	US\$ 205.00			<b>US\$ 11,275.00</b>	
6.9.4		Concreto premezclado $f'c = 100 \text{ kg/cm}^2$	100	m <sup>3</sup>	US\$ 130.00			<b>US\$ 13,000.00</b>	
<b>6.10</b>	<b>Aceros para la Construcción Civil</b>							<b>US\$ 120,450.00</b>	
6.10.1		Aceros corrugados $f_y=4200 \text{ kg/cm}^2$ (casa de fuerza y sistemas de control)	52125	kg	US\$ 2.00			<b>US\$ 104,250.00</b>	
6.10.2		Aceros corrugados $f_y=4200 \text{ kg/cm}^2$ (transformador y conexión)	4700	kg	US\$ 2.00			<b>US\$ 9,400.00</b>	
6.10.2		Aceros corrugados $f_y=4200 \text{ kg/cm}^2$ (estación de gas)	3400	kg	US\$ 2.00			<b>US\$ 6,800.00</b>	
<b>6.11</b>	<b>Aislamiento termoacústicos</b>							<b>US\$ 120,000.00</b>	
6.11.1		Sistema termoacústicos	1	GLB	US\$ 120,000.00			<b>US\$ 120,000.00</b>	
<b>7</b>	<b>Materiales de Instalación Importados</b>							<b>US\$ -</b>	
7.1	Items N...							<b>US\$ -</b>	
7.2	Items N...							<b>US\$ -</b>	
<b>8</b>	<b>Costo de la Construcción Civil</b>							<b>US\$ 1,599,436.20</b>	
<b>8.1</b>	<b>Terraplenado masivo</b>							<b>US\$ 148,479.00</b>	
8.1.1		Excavación	7050	m <sup>3</sup>	US\$ 9.00			<b>US\$ 63,450.00</b>	
8.1.2		Eliminación de material	9150	m <sup>3</sup>	US\$ 8.20			<b>US\$ 75,030.00</b>	
8.1.3		Relleno	330	m <sup>3</sup>	US\$ 30.30			<b>US\$ 9,999.00</b>	
<b>8.2</b>	<b>Terraplenado local</b>							<b>US\$ 11,807.20</b>	
8.2.1		Excavación con equipo en material suelto	655	m <sup>3</sup>	US\$ 9.00			<b>US\$ 5,895.00</b>	
8.2.2		Eliminación de material de desmonte d<10km	721	m <sup>3</sup>	US\$ 8.20			<b>US\$ 5,912.20</b>	
<b>8.3</b>	<b>Infraestructura</b>							<b>US\$ 1,404,800.00</b>	
8.3.1		Reubicación de instalaciones existentes	1	GLB	US\$ 155,000.00			<b>US\$ 155,000.00</b>	
8.3.2		Movilización y desmovilización	1	GLB	US\$ 10,000.00			<b>US\$ 10,000.00</b>	
8.3.3		Cartel de identificación de la obra de 3.60x2.40m	1	GLB	US\$ 300.00			<b>US\$ 300.00</b>	
8.3.4		Trazo y replanteo	1	GLB	US\$ 15,500.00			<b>US\$ 15,500.00</b>	
8.3.5		Cercos	380	m	US\$ 300.00			<b>US\$ 114,000.00</b>	
8.3.6		Instalaciones temporales	0.75	GLB	US\$ 1,480,000.00			<b>US\$ 1,110,000.00</b>	
<b>8.4</b>	<b>Super estructura</b>							<b>US\$ 34,350.00</b>	
8.4.1	Items N...							<b>US\$ 13,350.00</b>	
8.4.2	Items N...							<b>US\$ 21,000.00</b>	
<b>8.5</b>	<b>Edificaciones</b>								

**ANEXO 08: Cálculo del Costo Variable de Combustible**

## ANEXO 08: Cálculo del Costo Variable del Combustible

Tabla 01: Pliego Tarifario de Cálidda

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo	PRECIO MEDIO DE GAS Y COSTO MEDIO DE TRANSPORTE (1)			TARIFAS ÚNICAS DE DISTRIBUCIÓN (3)			
		Precio Medio del Gas Natural (2)	Costo Medio del Transporte del Gas Natural (2)		Costo Fijo de Comercialización (2)	Costo Fijo de Distribución (2)	Costo Variable de Distribución (2)	
			Transporte del Gas	Recargos				
	Sm3/Cliente-mes	\$/m3	\$/m3	\$/m3	\$/mes	\$/(Sm3/día)	\$/(Sm3/día)	\$/Sm3
A1 (Sin P. Promoc.)	0 - 30	0.55249505			2.3752	-----	-----	0.79449936
A1 (Con P. Promoc.) (5)	0 - 30	0.19581062			2.3752	-----	-----	0.79449936
A2 (Sin P. Promoc.)	31 - 300	0.55249505			7.6675	-----	-----	0.61377222
A2 (Con P. Promoc.) (5)	31 - 300	0.19581062			7.6675	-----	-----	0.61377222
B	301 - 17.500	0.55249505			90.3594	-----	-----	0.45847455
IP (6)	(*)	0.55249505	0.21826543	0.00841787	-----	0.1018	0.8317	0.21578844
C	17.501 - 300.000	0.55249505			-----	0.1018	0.8317	0.21578844
GNV	(*)	0.55249505			-----	0.0855	0.7009	0.18823700
D	300.001 - 900.000	0.55249505			-----	0.0719	0.5898	0.15559556
E	Mayor a 900.000	0.55249505			-----	0.5085	3.4500	0.13014550
GE	(*)	0.30133912			-----	0.3619	2.5025	0.09414185

(\*) Independiente del Consumo

Fuente: Osignermin, (2023), Pliego tarifario de Cálidda

**TABLA 02: RESUMEN DE COSTO DE COMBUSTIBLE**

	UNIDAD	-	USD/m3	USD/dia	USD/MES
Molécula	USD/m3	0.3013	0.0793	2720.0254	68000.63
Transporte	USD /m3	0.2266	0.0596	2045.6613	51141.53
Distribución Fija	USD /(Sm3/día)	2.8644	0.7538	-	25858.75
Distribución Variable	USD /m3	0.0941	0.0248	849.5001	21237.50
					\$166,238.42

Tipo de Cambio	3.8
Horas de Operación	5
Tipo de CAMBIO	3.8
CGN	0.1938 USD/M3
Días de Operación promedio	25 Días
HEAT RATE, LHV	6978 KJ/kWh
PCI	34.713 MJ/m3
PCS/PCI	1.1
Eficiencia neta	52%
Potencia de Generación	11.377 MW
Número de Grupos	3
Potencia de Generación	34.131 MW
Flujo Volumétrico de Gas - 1 MCI	2287 m3/h
Volumen G.N./día	34298.86 m3-día
Volumen G.N./día	34305.000

### 6.2.1 Costo Variable Combustible (CVC)<sup>29</sup>

Se determinará con la fórmula (3).

$$CVC = \frac{cc \times Cec}{Pcinf} \dots (3)$$

Dónde:

CVC : Costo Variable Combustible (\$ /kWh).<sup>20</sup>

cc :Costo del combustible de la Unidad de Generación (\$ /kg, USD/kg, \$ /l, USD/l, \$ /m<sup>3</sup>, USD/m<sup>3</sup>).<sup>21</sup>

Cec : Consumo específico de calor (Heat Rate) de la Unidad de Generación en kJ/kWh.

Pcinf : Poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg, kJ/l, kJ/m3).

El valor del poder calorífico inferior del combustible para todo efecto, corresponderá al valor aprobado en el último EPEyR efectuado a cualquier Unidad de Generación de una Central Termoeléctrica.<sup>22</sup>

CVC	42.86 USD/MWh
-----	---------------

**ANEXO 09: Flujo de caja y, Cálculo de TIR y VAN.**

**ANEXO 09: FLUJO DE CAJA, CÁLCULO DE TIR Y VAN.**

**CONSIDERACIONES:**

Horas de Operación Anual	1500	h-año
Potencia Base	34	MW
Tasa de Inversión Esperada	12%	
CVC	42.86	USD/MWh
Periodo Esperado de Retorno	12	años

PERIODO DE VIDA UTIL	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>INGRESOS</b>													
Ahorro de Energía		\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16	\$8,845,966.16
<b>EGRESOS</b>													
Inversión (CAPEX)		-\$34,809,817.13											
<b>OPEX</b>													
Costo Variable Combustible (CVC)	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00	\$2,185,860.00
Costo Variable No Combustible (CVNC)	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00	\$95,370.00
CVONC													
CVM													
Costo Fijo de Operación y Mantenimiento	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00	\$293,250.00
	-\$34,809,817.13	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16	\$6,366,856.16

TIR	14.80%
VNA	\$4,132,921.95

**CÁLCULO DEL COSTO DE ENERGÍA CON SUMINISTRO DE LA RED Y MCI**

1. Aplicamos la Fórmula para Calcular el Valor Presente de una Serie Anual:

$$C = R * \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i}$$

Donde:

C: Es la Inversión en el periodo "0"

R: Anualidad

i: La tasa de interés

n: Número de períodos

2. Reemplazando valores en la ecuación anterior

$$34809817.3 = R * \frac{1 - (1 + 0.12)^{-12}}{0.12}$$

R= \$5,619,585.75 USD/año

Potencia Generada anual	51000	MWh
-------------------------	-------	-----

**Tabla 03: Costos de Energía con RED y MCI.**

Costo de Energía del SEIN	\$173.45	USD/MWh
Costo de Energía con MCI	\$160.67	USD/MWh
Ahorro	\$651,900.41	USD-año
ahorro	7.37	%

**ANEXO 10: Costos de Peaje de Conexión.**

**ANEXO 10: COSTOS DE PEAJES DE CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

**AÑO 2021**

IT	MES	PCSPT ( S./KW-mes)
1	ENERO	43.047
2	FEBRERO	39.936
3	MARZO	39.936
4	ABRIL	41.129
5	MAYO	37.937
6	JUNIO	37.937
7	JULIO	38.462
8	AGOSTO	37.043
9	SETIEMBRE	38.112
10	OCTUBRE	38.112
11	NOVIEMBRE	40.239
12	DICIEMBRE	40.239

**AÑO 2022**

IT	MES	PCSPT ( S./KW-mes)
1	ENERO	40.239
2	FEBRERO	39.36
3	MARZO	39.36
4	ABRIL	39.36
5	MAYO	36.844
6	JUNIO	36.844
7	JULIO	36.844
8	AGOSTO	40.296
9	SETIEMBRE	40.296
10	OCTUBRE	41.046
11	NOVIEMBRE	42.375
12	DICIEMBRE	42.375

**AÑO 2023**

IT	MES	PCSPT ( S./KW-mes)
1	ENERO	42.375
2	FEBRERO	35.82
3	MARZO	35.8233
4	ABRIL	34.703
5	MAYO	35.823
6	JUNIO	36.929
7	JULIO	36.929
8	AGOSTO	34.184
9	SETIEMBRE	34.184
10	OCTUBRE	34.404
11	NOVIEMBRE	33.393
12	DICIEMBRE	33.516

Fuente: Osignermin, (2021, 2022, 2023), Costos de Peajes de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

**ANEXO 10: COSTOS DE PEAJES DE CONEXIÓN AL SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN**

**AÑO 2021**

IT	MES	PCSST ( ctm S./KW-mes)
1	ENERO	3.1419
2	FEBRERO	3.1419
3	MARZO	3.1419
4	ABRIL	3.3463
5	MAYO	4.2434
6	JUNIO	4.2434
7	JULIO	4.4317
8	AGOSTO	4.4317
9	SETIEMBRE	4.5987
10	OCTUBRE	4.5987
11	NOVIEMBRE	4.5987
12	DICIEMBRE	4.5987

**AÑO 2022**

IT	MES	PCSST ( ctm S./KW-mes)
1	ENERO	4.5987
2	FEBRERO	4.6969
3	MARZO	4.6969
4	ABRIL	4.6969
5	MAYO	6.3374
6	JUNIO	6.3374
7	JULIO	6.3374
8	AGOSTO	6.3374
9	SETIEMBRE	6.3374
10	OCTUBRE	6.4692
11	NOVIEMBRE	6.4692
12	DICIEMBRE	6.4692

**AÑO 2023**

IT	MES	PCSST ( ctm S./KW-mes)
1	ENERO	6.4292
2	FEBRERO	6.4692
3	MARZO	6.4692
4	ABRIL	6.3583
5	MAYO	5.1566
6	JUNIO	5.1566
7	JULIO	5.1566
8	AGOSTO	5.1566
9	SETIEMBRE	5.1566
10	OCTUBRE	5.1172
11	NOVIEMBRE	5.1172
12	DICIEMBRE	5.1172

Fuente: Osignermin, (2021, 2022, 2023), Costos Peajes de Conexión al Sistema Secundario de Transmisión Zona 07.

**ANEXO 11: Costos de Potencia de Generación.**

**ANEXO 11: COSTOS DE POTENCIA DE GENERACIÓN.**

AÑO 2021

IT	MES	PPM ( S./KW-mes)
1	ENERO	21.14
2	FEBRERO	21.14
3	MARZO	21.14
4	ABRIL	22.43
5	MAYO	21.1
6	JUNIO	21.1
7	JULIO	21.71
8	AGOSTO	21.71
9	SETIEMBRE	22.84
10	OCTUBRE	22.84
11	NOVIEMBRE	22.84
12	DICIEMBRE	22.84

AÑO 2022

IT	MES	PPM ( S./KW-mes)
1	ENERO	22.84
2	FEBRERO	21.9
3	MARZO	21.9
4	ABRIL	21.9
5	MAYO	21.34
6	JUNIO	21.34
7	JULIO	21.34
8	AGOSTO	21.34
9	SETIEMBRE	21.34
10	OCTUBRE	22.16
11	NOVIEMBRE	22.16
12	DICIEMBRE	22.16

AÑO 2023

IT	MES	PPM ( S./KW-mes)
1	ENERO	22.16
2	FEBRERO	22.16
3	MARZO	22.16
4	ABRIL	21.23
5	MAYO	21.77
6	JUNIO	21.77
7	JULIO	21.77
8	AGOSTO	21.77
9	SETIEMBRE	21.77
10	OCTUBRE	21.88
11	NOVIEMBRE	21.88
12	DICIEMBRE	21.88

Fuente: Osingermin, (2021, 2022, 2023), Costos de Potencia de Generación.

**PROMEDIO (Año 2021, 2022 y 2023).**

IT	MES	PPM ( USD/MW-mes)
1	ENERO	5801.754386
2	FEBRERO	5719.298246
3	MARZO	5719.298246
4	ABRIL	5750.877193
5	MAYO	5632.45614
6	JUNIO	5632.45614
7	JULIO	5685.964912
8	AGOSTO	5685.964912
9	SETIEMBRE	5785.087719
10	OCTUBRE	5866.666667
11	NOVIEMBRE	5866.666667
12	DICIEMBRE	5866.666667

Fuente: Osingermin, (2021, 2022, 2023), Costos de Potencia de Generación.