



UNIVERSIDAD  
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de la viabilidad técnica y económica para la  
formulación de un proyecto de generación eléctrica en base a  
motores de combustión interna recíprocos a gas natural en  
Paíta**

Tesis para optar el Grado de  
Máster en Dirección de Proyectos

**Alexander David Arellano Lazo**

Asesor:  
Dr. Ing. Erick Alexander Miñán Ubillús

Piura, setiembre de 2025

### Declaración Jurada de Originalidad del Trabajo Final

Yo, Alexander David Arellano Lazo, egresado del Programa de Posgrado de Dirección de Proyectos de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Piura, identificado(a) con DNI: 71475597, declaro que:

Soy autor del trabajo final titulado:

“Análisis de la viabilidad técnica y económica para la formulación de un proyecto de generación eléctrica en base a motores de combustión interna recíprocos a gas natural en Paita”

El mismo que presento bajo la modalidad de Tesis para optar el Grado de Máster en Dirección de Proyectos.

El texto de mi trabajo final es original y no vulnera los derechos de terceros o, de ser el caso, derechos de los coautores, incluidos los derechos de propiedad intelectual, datos personales, entre otros. En tal sentido, el texto de mi trabajo final no ha sido plagiado total ni parcialmente, para lo cual, he respetado las normas internacionales de citas y referencias de las fuentes consultadas. Asimismo, el texto del trabajo final que presento no ha sido publicado ni presentado antes en cualquier medio electrónico o físico; y que la investigación, los resultados, datos, conclusiones y demás información presentada que atribuyo a mi autoría son veraces.

En caso de detectarse el incumplimiento de lo declarado asumo frente a terceros, la Universidad de Piura y/o la Administración Pública toda responsabilidad que pueda derivarse por el trabajo final presentado. Lo señalado incluye responsabilidad pecuniaria incluido el pago de multas u otros por los daños y perjuicios que se ocasionen.

La asesoría del trabajo estuvo a cargo de los siguientes docentes de la Universidad de Piura:

- Dr. Ing. Erick Alexander Miñán Ubillús, identificado con DNI: 02820885

Declaro (declaramos) que:

Luego de haber empleado el software de coincidencia Turnitin, revisado las fuentes de información señaladas por el autor, y en razón de mi (nuestra) experiencia como investigador(es), declaro (declaramos) que las ideas expuestas en el trabajo final alcanzan las condiciones de calidad, integridad y originalidad acorde a los objetivos institucionales y estándares en materia de investigación. Finalmente, no asumo (asumimos) responsabilidad por la posible vulneración de derechos de autor en el trabajo final referido, pues tal responsabilidad es exclusiva del autor.

Fecha: 06/09/2025



Firma del autor<sup>1</sup>



Firma del asesor<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Firma idéntica al DNI. No se admite digital, salvo certificado.

## Dedicatoria

A Dios que ilumina y guía mi camino. A mi familia por el apoyo incondicional.



## Resumen

El presente trabajo está enfocado en desarrollar la factibilidad técnica y económica de implementar una central de generación con una potencia de 20 MW a partir de motores recíprocos utilizando el gas natural como combustible. Con ello se busca atender la demanda de potencia y energía de la zona industrial de Paita, aprovechando la disponibilidad del gasoducto de Gasnorp ubicado en la región Piura. Asimismo, se busca calcular una tarifa en barra que sea competitiva para el concesionario de distribución de electricidad.

Se estableció una metodología teórica y práctica para desarrollar esta factibilidad, el cual nace a partir de las especificaciones técnicas de los principales fabricantes de motores recíprocos para una potencia en un rango entre 10 MW y 20 MW, evaluado la eficiencia, consumo de gas natural, energía generada y costos mantenimiento. Con ello se desarrolló una ingeniería primaria donde se seleccionó los equipos principales y se estimó la inversión inicial (Capex) del proyecto. Asimismo, se estimó los costos operativos (Opex) de la central de generación como lo es el costo de combustible, costo de operación y costo de mantenimiento para el ciclo de vida del proyecto.

A partir de los datos de entrada del Capex y Opex, se construyó un modelo financiero tomando en cuenta la tarifa en barra de potencia y energía contractual de Electronoroeste (ENOSA), la cual es regulada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). Con ello se analizaron los principales indicadores financieros como lo es la tasa interna de retorno (TIR) y flujo de caja libre (FCL) para demostrar la rentabilidad del proyecto teniendo en cuenta un contrato de venta de energía (PPA) por un periodo de 11 años.

El presente trabajo de investigación es extrapolable para regiones que dispongan de disponibilidad de gas natural, asimismo la investigación es extrapolable para diversos rangos de potencia según se evaluó en la prefactibilidad.

## Tabla de contenido

Introducción.....	9
Capítulo 1 Marco contextual.....	11
1.1 Planteamiento del Problema .....	11
1.2 Justificación de la investigación .....	11
1.3 Sistema eléctrico en el Perú.....	12
1.3.1 <i>Esquema del sistema eléctrico del Perú</i> .....	12
1.3.2 <i>Estado del sector energético en el Perú</i> .....	14
1.4 Sistema de distribución de gas natural en el Perú.....	16
1.4.1 <i>Actualidad del sistema de distribución de gas natural en el Perú</i> .....	16
1.4.2 <i>Proceso de masificación del gas natural en el Perú</i> .....	18
1.4.3 <i>Sistema de distribución de gas natural por red de ductos de acero</i> .....	19
1.4.4 <i>Sistema de distribución de gas natural licuado por transporte virtual</i> .....	20
1.4.5 <i>Redes de distribución de gas natural mediante polietileno</i> .....	22
1.4.6 <i>Uso del gas natural para generación eléctrica</i> .....	23
1.5 Antecedentes de la investigación .....	23
Capítulo 2 Marco Teórico.....	26
2.1 Tecnologías de generación a partir de gas natural .....	26
2.1.1 <i>Centrales de generación de ciclo combinado</i> .....	26
2.1.2 <i>Centrales de generación mediante motores reciprocantes</i> .....	29
2.2 Regulación tarifaria eléctrica en el Perú .....	31
2.2.1 <i>Descripción de los eslabones de la cadena de suministro de electricidad</i> .....	32
2.2.2 <i>Tipo de mercado: libre y regulado</i> .....	33
2.2.3 <i>Determinación de la tarifa</i> .....	33
2.3 Regulación tarifaria gas natural en el Perú .....	37
Capítulo 3 Marco Metodológico .....	38
3.1 Objetivos .....	38
3.1.1 <i>Objetivo general</i> .....	38
3.1.2 <i>Objetivos específicos</i> .....	38
3.2 Enfoque metodológico .....	38
3.3 Técnicas e instrumentos de la recolección de datos .....	39
3.4 Evaluación financiera .....	39
Capítulo 4 Propuesta y análisis técnico.....	41
4.1 Consideraciones de la propuesta de solución.....	41
4.1.1 <i>Características generales, tecnología y capacidad productiva de la Central de Generación</i> .....	41
4.1.2 <i>Ubicación del Proyecto</i> .....	42
4.1.3 <i>Componentes principales</i> .....	42
4.2 Evaluación técnica.....	43
4.2.1 <i>Consideraciones del diseño de la central de generación</i> .....	43
4.2.2 <i>Componentes principales de la central térmica de generación</i> .....	47
4.2.3 <i>Componentes secundarios de la central de generación</i> .....	48
4.2.4 <i>Plano de distribución de la central de generación</i> .....	49
4.2.5 <i>Capacidad de generación de la central térmica de generación</i> .....	52
4.2.6 <i>Esquema de conexión eléctrico</i> .....	56
4.2.7 <i>Conexión de gas con el sistema de distribución de gas natural</i> .....	60
Capítulo 5 Evaluación económica y financiera.....	62
5.1 Evaluación económica del proyecto .....	62

5.1 Evaluación económica del proyecto .....	62
5.1.1 <i>Construcción del Capex</i> .....	62
5.1.2 <i>Construcción del Opex</i> .....	64
5.2 Construcción del modelo financiero .....	66
Capítulo 6 Análisis y estimación de la tarifa.....	71
Conclusiones.....	75
Referencias.....	77
Anexos .....	79
Anexo A. Hoja de datos moto generador Bergen B36:45V20 AG .....	79
Anexo B. Hoja de datos moto generador MAN 35/44G TS Man Turbo. ....	80
Anexo B. Hoja de datos moto generador 31SG Wärtsilä. ....	81
Anexo C. Modelo financiero del proyecto. ....	82
Planos .....	84
Plano A. Plano de vista isométrica de la central de generación I. ....	84
Plano B. Plano de vista isométrica de la central de generación II. ....	85
Plano C. Plano de vista isométrica de la central de generación III. ....	86
Plano D. Plano de distribución de la central de generación .....	87
Plano E. Plano de línea de interconexión de 60 kV .....	88
Plano E. Plano de ampliación de la subestación Paita Industrial.....	89
Plano F. Plano de ampliación de la subestación Paita Industrial.....	90



## Lista de tablas

<b>Tabla 1</b> Tarifa regulada por OSINERGMIN. ....	11
<b>Tabla 2</b> Clientes de gas natural reportadas hasta el 2019.....	18
<b>Tabla 3</b> Consideraciones de diseño.....	41
<b>Tabla 4</b> Componentes principales de la central de generación.....	42
<b>Tabla 5</b> Composición del gas natural. ....	44
<b>Tabla 6</b> Datos declarados por el Fabricante del moto generador. ....	45
<b>Tabla 7</b> Prestaciones declaradas por cada fabricante. ....	52
<b>Tabla 8</b> Generación eléctrica por tecnología. ....	54
<b>Tabla 9</b> Consumo de gas natural por cada tecnología.....	55
<b>Tabla 10</b> Componentes necesarios para ampliación de la 4ta bahía en subestación Paita Industrial.....	59
<b>Tabla 11</b> Componentes estimados para construcción de la central de generación.....	62
<b>Tabla 12</b> Capex estimado del proyecto.....	63
<b>Tabla 13</b> Costo anual de gas natural .....	64
<b>Tabla 14</b> Personal de mantenimiento necesario para la central de generación. ....	65
<b>Tabla 15</b> Costo de mantenimiento programado.....	66
<b>Tabla 16</b> Indicadores financieros para generación de energía.....	68
<b>Tabla 17</b> Indicadores financieros para distribución de gas natural. ....	69
<b>Tabla 18</b> Potencia y energía de venta.....	70
<b>Tabla 19</b> Indicadores financieros del proyecto.....	71
<b>Tabla 20</b> Indicadores financieros del proyecto.....	72
<b>Tabla 21</b> Indicadores financieros del proyecto.....	72
<b>Tabla 22</b> Comparación de tecnologías en función del VNA.....	74

## Lista de figuras

<b>Figura 1</b> Esquema de la red eléctrica de Perú.....	13
<b>Figura 2</b> Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista. ....	14
<b>Figura 3</b> Demanda de energía eléctrica en la región Piura. ....	16
<b>Figura 4</b> Distribución de concesiones de gas natural en el Perú .....	17
<b>Figura 5</b> Cobertura de gas natural en los países de la región .....	17
<b>Figura 6</b> Masificación del gas natural en el Perú .....	19
<b>Figura 7</b> Esquema de distribución de gas natural mediante red de ductos de acero .....	19
<b>Figura 8</b> Construcción de gasoducto de Gasnorp. ....	20
<b>Figura 9</b> Esquema de distribución de gas natural licuado .....	21
<b>Figura 10</b> Estación de regasificación GNL .....	22
<b>Figura 11</b> Esquema de diseño de redes de polietileno. ....	22
<b>Figura 12</b> Esquema de diseño de redes de polietileno .....	23
<b>Figura 13</b> Diagrama de operación de una central de ciclo combinado. ....	26
<b>Figura 14</b> Diagrama de operación de una central de ciclo simple para una turbina. ....	27
<b>Figura 15</b> Diagrama de operación de una central de ciclo abierto. ....	30
<b>Figura 16</b> Esquema de Transferencia de energía y potencia. ....	33
<b>Figura 17</b> Esquema de Transferencia de energía y potencia a usuarios finales. ....	34
<b>Figura 18</b> Precio de potencia y energía para concesiones de distribución. ....	35
<b>Figura 19</b> Esquema para cálculo de precio base de energía. ....	35
<b>Figura 20</b> Esquema para cálculo de precio base de potencia. ....	36
<b>Figura 21</b> Diagrama de flujo de proceso de una central de térmica de generación. ....	43
<b>Figura 22</b> Diagrama de flujo de proceso de una central de térmica de generación. ....	44
<b>Figura 23</b> Cromatografía del gas natural del proveedor Olympic. ....	45
<b>Figura 24</b> Plano de distribución de la central de generación. ....	50
<b>Figura 25</b> Vista Isométrica de la central de generación. ....	51
<b>Figura 26</b> Línea de interconexión de 60 kV entre central de generación y subestación eléctrica Paita Industria. ....	56
<b>Figura 27</b> Bahía de recepción de la subestación Paita Industrial .....	57
<b>Figura 28</b> Esquema de conexión de la subestación Paita Industrial .....	58
<b>Figura 29</b> Distribución de bahías de recepción de la subestación Paita Industrial. ....	58
<b>Figura 30</b> Trazado de derivación de 4” para suministro de gas natural a la central de generación. ....	61
<b>Figura 31</b> Distribución anualizada EBITDA. ....	73
<b>Figura 32</b> Distribución anualizada FCL. ....	74

## Introducción

Según los datos presentados por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) en el Perú Energía 2024, el crecimiento de la industria minera, pesquera y el propio crecimiento de las ciudades demanda más energía eléctrica en puntos localizados por lo cual implementar centrales de generación en zonas de influencia de concesiones de distribución eléctrica generaría eficiencias en la tarifa en barra, para ello se puede implementar centrales de generación a gas natural, solares, eólicas o una combinación de estas tecnologías antes mencionadas.

El objetivo del presente trabajo consiste en evaluar la factibilidad de implementar un proyecto de generación a partir de motor de motores reciprocantes usando como combustible gas natural a partir del desarrollo de una ingeniería primaria y desarrollando un modelo financiero que permita validar la rentabilidad del proyecto a partir de una tarifa en barra competitiva.

En el capítulo 1, se desarrolla el marco contextual donde se muestra el planteamiento y justificación del proyecto. Se analiza los principales componentes del sistema de distribución de gas natural y se muestra las tecnologías actuales como lo es la distribución de gas natural por red de ductos de acero y transporte virtual a través de camiones acondicionados. De igual manera se desarrolla el esquema de distribución eléctrica en Perú y se muestra la proyección del sistema interconectado (SEIN) sobre la potencia y energía disponible en el mercado. Se establece el objetivo principal, objetivos secundarios y se delimita la investigación.

En el capítulo 2, se desarrolla el marco teórico donde se describen las principales tecnologías que utilizan el gas natural como combustible, se describe el principio de operación, ventajas y desventajas de implementar motores reciprocantes y turbinas de ciclo combinado. Asimismo, se revisa los componentes que conforman la tarifa en barra regulada para el sector eléctrico, con ello se busca dar un mayor entendimiento a los costos asociados a la tarifa en barra como lo es el costo de generación y transmisión.

En el capítulo 3, se enfoca en la metodología del trabajo describiendo las técnicas de recolección de información, la cual se base en especificaciones técnicas de los principales fabricantes y el uso de indicadores financieros para determinar la rentabilidad del proyecto.

En el capítulo 4, se desarrolla una propuesta de solución a partir del uso de motores reciprocantes, se analiza las especificaciones técnicas y se desarrolla una metodología cuantitativa entre los diferentes fabricantes analizando la eficiencia, consumo de gas, potencia bruta y entre otros, de igual forma se desarrolla una ingeniería primaria donde se muestra la distribución de la central de generación y el punto de inyección de la energía eléctrica.

En el capítulo 5, se enfoca en desarrollar el Capex y Opex de la central de generación en base a la información proporcionada por los principales fabricantes, con ello se desarrolla un modelo financiero para evaluar la rentabilidad del proyecto.

En el capítulo 6, se sustenta la rentabilidad del proyecto a través de los principales indicadores financieros como lo es la tasa interna de retorno (TIR), beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA) y flujo de caja libre (FCL), tomando como referencia la tarifa en barra regulada contractual de ENOSA.



## Capítulo 1

### Marco contextual

#### 1.1 Planteamiento del Problema

Ante la creciente demanda de energía eléctrica de la zona industrial de Paita, el concesionario de distribución eléctrica de la zona busca atender esta demanda mediante la adquisición de energía a través del Sistema Nacional Interconectado (SEIN) o a través de la compra de energía de una generadora local.

La subestación Paita industrial atiende a la mayor parte del sector industrial de Paita, por lo cual será el punto ideal para inyectar la energía eléctrica, la tensión de conexión podrá ser en 13,800 o 60,000 VAC, suministrada en corriente alterna trifásica y en 60 Hertz (HZ). La tensión de conexión deberá ser determinada por concesionario, sin embargo, para efectos de la investigación se tomará una tensión de 60,000 VAC, la cual operará en sincronismo con la red pública.

En Perú, las tarifas de compra y venta de energía eléctrica adquiridas en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN) son reguladas por El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y actualizadas según la oferta y demanda del mercado eléctrico. En la tabla 1 se muestra las tarifas reguladas de la concesión Electronoroeste (ENOSA), la potencia en barra hace referencia a la potencia fija mensual y el costo de energía es la energía consumida por hora durante todo el mes.

**Tabla 1**  
*Tarifa regulada por OSINERGMIN*

Pliego Tarifario ENOSA		
Potencia en Barra	USD/kW-m	5.92
Costo de Energía	USD/MWh	61.87

#### 1.2 Justificación de la investigación

El desarrollo del presente trabajo de investigación surge ante la demanda de energía eléctrica debido al desarrollo de la industria pesquera de la ciudad de Paita y agroindustrial ubicada en las vertientes del Rio Chira. El sistema interconectado nacional (SEIN) y Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en sus informes anuales del sector energético han reportado un déficit de potencia en las zonas de Paita industrial y ZED Paita de 16 MW y 20 MW respectivamente.

Por el momento este déficit de potencia está siendo cubierta por centrales de generación eléctrica en base a hidrocarburos líquidos (diésel), sin embargo, la operación es ineficiente y costosa, debido al alto costo del diésel, produciendo una tarifa de generación

eléctrica elevada en comparación a centrales de generación en base a energías renovables y/o gas natural.

Finalmente, la alta tarifa de generación eléctrica actual es trasladada a los usuarios industriales generando altos costos de producción y por consecuente aumentado el costo del producto final siendo menos competitivos en el mercado local e internacional

En base a la necesidad antes descrita, se propone realizar una evaluación técnica y económica para desarrollar un modelo financiero que permita determinar una tarifa en barra de energía competitiva con la tarifa regulada estimada por Osinergmin.

La central de generación eléctrica a gas natural busca sustituir progresivamente a las centrales de generación a diésel, esto con el objetivo de tener una operación menos costosa y más eficiente, reduciendo la tarifa de generación eléctrica para el concesionario eléctrico.

La alta eficiencia de las centrales de generación a gas natural, permitirán tener una tarifa más competitiva en comparación a la actual, beneficiando a los clientes industriales de la zona permitiendo que su costo de producción sea más competitivo dentro del mercado local e internacional.

Esta investigación permitirá desarrollar la metodología necesaria para realizar la formulación de proyectos de generación eléctrica evaluando todas sus aristas, partiendo desde las consideraciones técnica que debe tener el proyecto, la evaluación del Capex, Opex y regulatorio en base a la normativa nacional vigente.

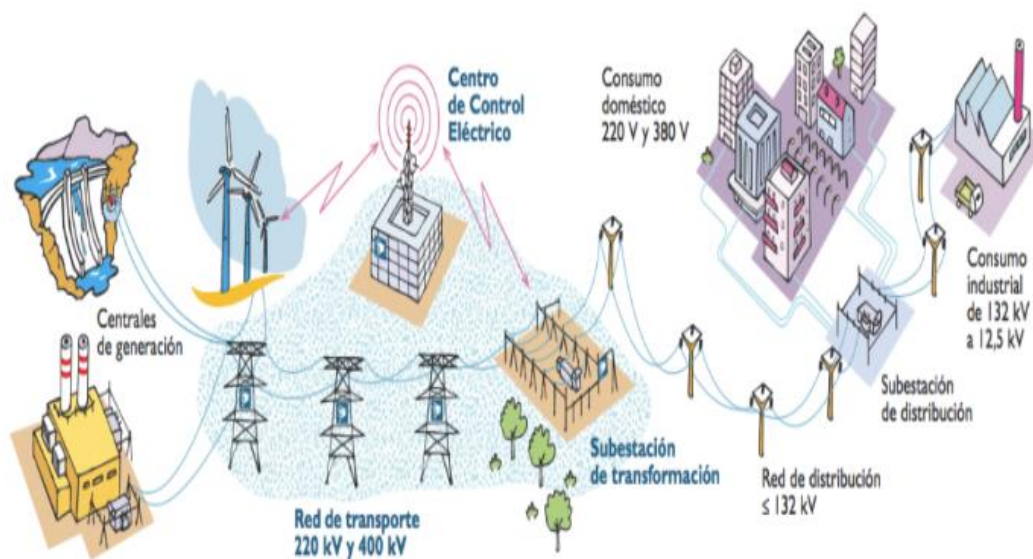
Finalmente, la investigación busca establecer los lineamiento básicos y una metodología necesaria para desarrollar este tipo de proyectos en Perú, con el objetivo de obtener tarifas de generación competitivas para el distribuidor de energía de la región. Asimismo, se busca aprovechar el impulso del gobierno sobre la masificación del gas natural y su bajo costo actual.

### **1.3 Sistema eléctrico en el Perú**

El sistema eléctrico en el Perú se divide en tres puntos principales, la generación de energía eléctrica, por lo general centrales de generación renovables e hidrocarburos; transmisión eléctrica, el cual se constituyen en las redes eléctricas en alta tensión que conectan las centrales de generación con las subestaciones de las concesiones de distribución; y redes de baja tensión que alimentan a los usuarios finales.

#### **1.3.1 Esquema del sistema eléctrico del Perú**

El esquema del sistema eléctrico es un punto fundamental para el desarrollo de la industria local y suministro eléctrico para los clientes residenciales. En la figura 1, se muestra los componentes del sistema eléctrico.

**Figura 1***Esquema de la red eléctrica de Perú*

*Nota.* Adaptado de Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (2021).

**1.3.1.1 Centrales de generación.** Una central de generación eléctrica se constituye como instalación industrial que genera energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía como lo es el agua, viento o sol, se podría decir que son fuentes de energía renovable.

De igual manera se puede generar energía eléctrica a partir de fuentes secundarias como hidrocarburos líquidos, gas natural o carbón. El principio de operación de las central de generación es convertir la energía mecánica en energía eléctrica mediante el uso de rotores o turbinas.

**1.3.1.2 Red de Transmisión.** Se constituye en el sistema que transporta la energía eléctrica desde la central de generación hasta los puntos de consumo.

La tensión oscila entre 220 y 440 kV, para evitar las perdidas potencia por las largas distancias de estas redes de transmisión.

**1.3.1.3 Centro de Control.** El centro de control permite monitorear todo el sistema eléctrico, desde las centrales de generación hasta subestación.

El cuarto control posee integrado un sistema de control y supervisión de procesos industrial (SCADA) que permite monitorear todas las variables de proceso como la potencia, frecuencia, energía distribuida.

**1.3.1.4 Subestación de Transformación.** La subestación de transformación permite reducir la tensión de la red de transmisión de 220/440 kV para ser inyectado a las líneas de distribución a una tensión de 13.8/60 kV.

**1.3.1.5 Red de distribución.** Las redes de distribución operan a una tensión 13.8/60 kV y recorren la ciudad con el objetivo de abastecer las industrias locales y subestación de distribución.

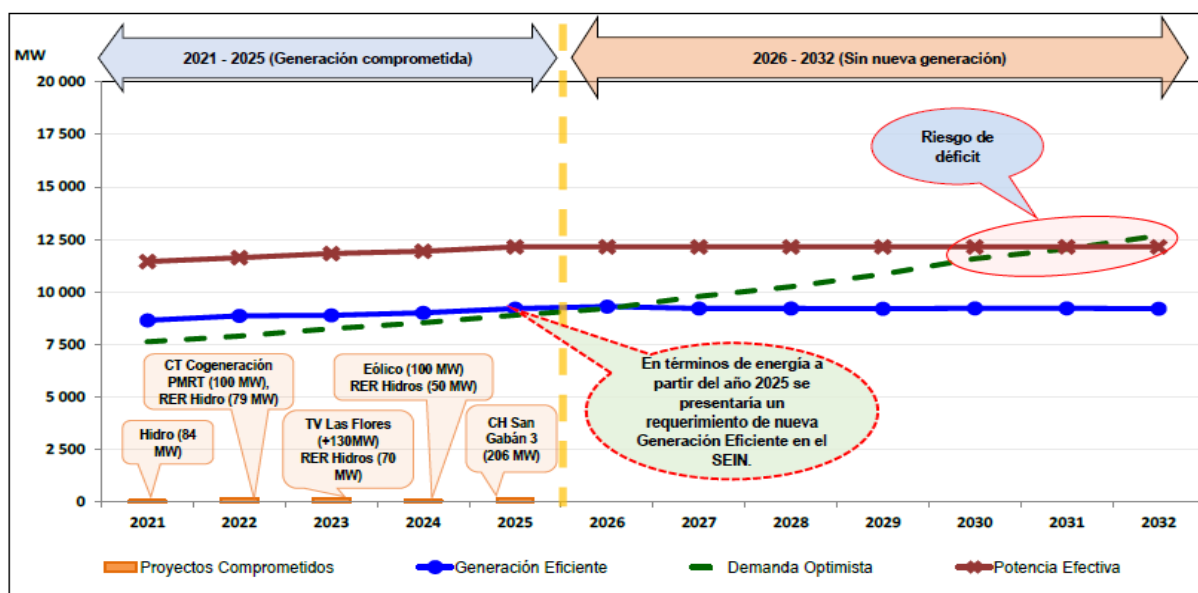
**1.3.1.6 Subestación de distribución.** La subestación de distribución permite reducir la tensión de la red de distribución de 13.8/60 kV a 380/220 V para ser distribuido a los usuarios residenciales y comercios.

### 1.3.2 Estado del sector energético en el Perú

El Perú es uno de los países de la región que ha presentado un mayor avance en su industria local, en especial en los sectores de pesca, agroindustria y extracción de minerales, lo que ha generado que la demanda de potencia eléctrica incremente en los últimos años. Acorde a los estudio de máxima demanda emitido por el Sistema Nacional Interconectado (SEIN), a partir del año 2026 se produciría un déficit de potencia eléctrica si no se implementan centrales de generación adicionales. En la figura 2 se muestra la tendencia de crecimiento de demanda de energía eléctrica.

**Figura 2**

*Balance oferta de generación (existentes y proyectos comprometidos) versus máxima demanda anual del SEIN – Demanda Optimista*



*Nota.* Adaptado de Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (2021).

Si bien es cierto se posee potencia efectiva disponible para atender esta demanda a través de centrales de generación en base a hidrocarburos líquidos (Diesel, gasolina y derivados), operar este tipo de centrales de generación resulta ineficiente debido al alto costo

del combustible utilizado. Asimismo, la operación continua de este tipo de centrales genera que la tarifa de generación eléctrica se incremente afectando a los clientes residenciales y aún más para los clientes industriales.

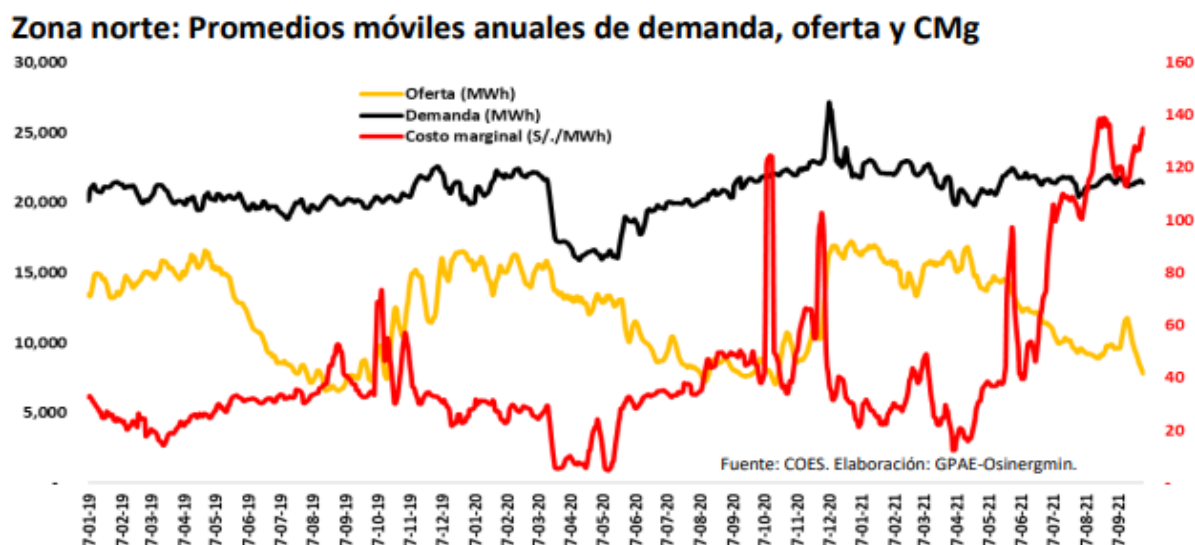
La problemática del trabajo de investigación se entiende en el impacto de la variación de la tarifa de eléctrica, la cual se divide en tres ítems, la primera es la tarifa de generación, tarifa de transporte y la tarifa de distribución, es por ello por lo que cualquier fluctuación que afecte la tarifa generación de electricidad se verá reflejado en los usuarios finales. La tarifa de generación eléctrica es variable y depende del tipo de tecnología utilizada y el combustible que se utilice para la operación de esta.

Para poder atender la demanda de potencia eléctrica, se plantea implementar centrales de generación en base a gas natural dado el bajo costo y alta disponibilidad de la molécula de gas natural.

Como caso de ejemplo se tiene uso del gas natural en los Estados Unidos, en la publicación "Gas Natural de los Estados Unidos Tendencias del Mercado" del autor Mordor Intelligence Research & Advisory. (2021), se muestra a las centrales de generación a gas natural como una opción de bajo coste, rápidas de construir, operación sencilla y altas eficiencias termodinámicas en comparación a las central de generación convencionales de carbón y nuclear. Otro punto importante, es que contribuyen a la reducción de la huella de carbono, debido a que produce menos elementos contaminantes (CO<sub>2</sub> equivalente) en comparación al carbón y petróleo. Para el caso de Los Estados Unidos, la generación de electricidad a partir del gas natural representa el 51% de la energía total generada.

Para el caso de la región Piura en particular, se ha identificado una problemática similar a la antes expuesta, dado que a partir del año 2021 se ha producido un déficit de potencia eléctrica, debido al crecimiento de la industria pesquera y agroindustrial. Este déficit de potencia eléctrica está siendo cubierta parcialmente por centrales de generación en base a hidrocarburos líquidos, generando sobrecostos a las industrias locales que requieren la energía eléctrica. En la figura 3, se muestra la tendencia a aumentar el déficit de potencia eléctrica en la región Piura.

Para atender esta problemática de demanda de potencia eléctrica, se requiere buscar la implementación de centrales de generación en base a energías renovables o gas natural, dado que el costo de implementación y operación es menor a una central de generación a diésel. Asimismo, se busca aprovechar la nueva infraestructura de gas natural de la región Piura, dado que permitirá inyectar energía eléctrica a la red en los puntos de alta demanda ubicadas en las zonas industriales.

**Figura 3***Demanda de energía eléctrica en la región Piura*

*Nota.* Adaptado de Gerencia de Políticas y Análisis Económico (2021).

#### 1.4 Sistema de distribución de gas natural en el Perú

La distribución de gas natural es punto fundamental para el desarrollo de la industria local, dado a que es un combustible económico y de bajas emisiones, el cual le permite a los usuarios industriales y residenciales generar ahorros significativos en comparación a gasolinas, diesel y otros derivados del petróleo.

##### 1.4.1. Actualidad del sistema de distribución de gas natural en el Perú

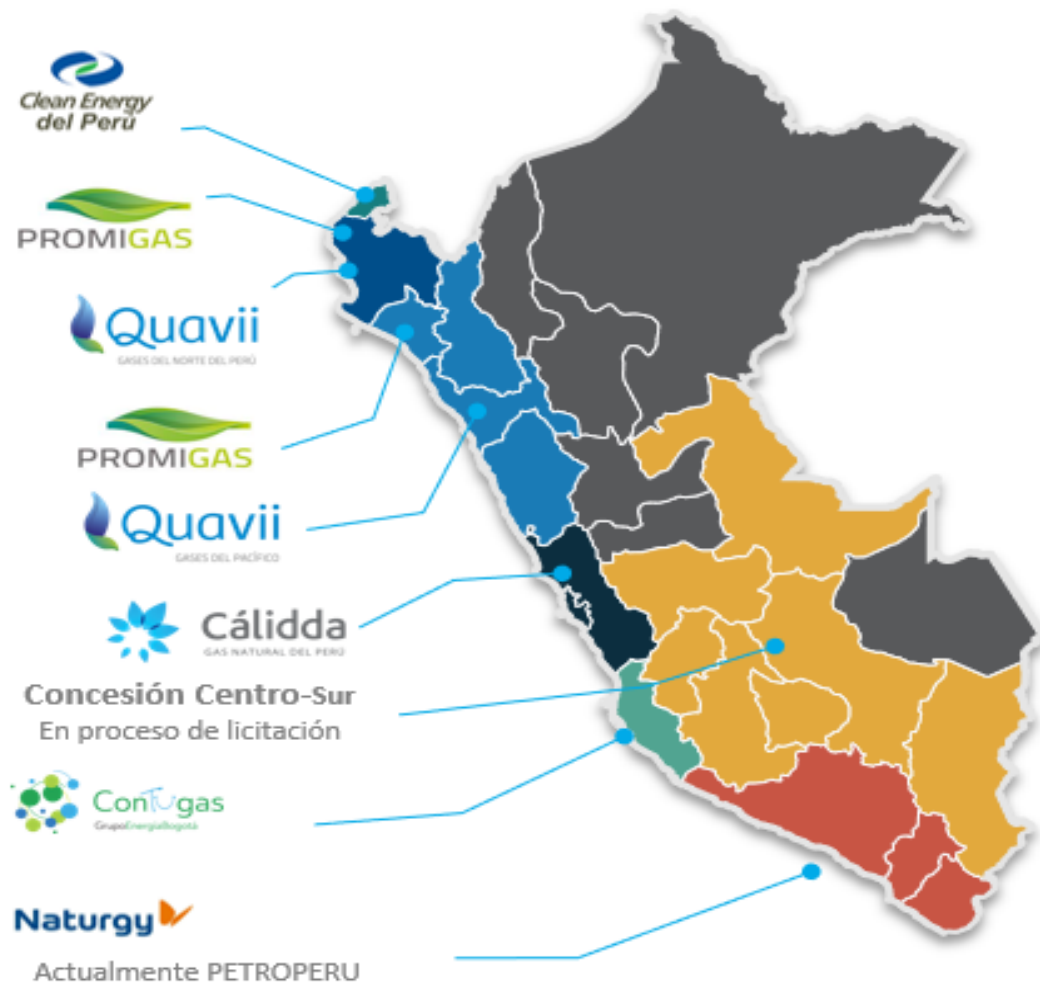
La masificación del gas natural se ha extendido en todas las regiones de la costa del Perú generando ahorros en el sector industrial, residencial y vehicular. En la figura 4, se muestra la ubicación de las concesiones de gas natural en el Perú.

Mediante la masificación del gas natural es posible generar eficiencias para los sectores industriales, residenciales y vehiculares a través de un combustible abundante el país, el cual posee un precio regulado y económico en comparación a los hidrocarburos líquidos como la gasolina o diésel. Asimismo, es un combustible amigable con el medio ambiente, dado que genera menos emisiones contaminantes en comparación con sus equivalentes de carbón e hidrocarburos líquidos.

Acorde a la publicación (Perú, Promigas, 2022), el 10% de viviendas registradas por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI) posee acceso al gas natural. En la figura 5, se muestra el porcentaje de cobertura de viviendas con acceso de gas natural en los países de la región.

**Figura 4**

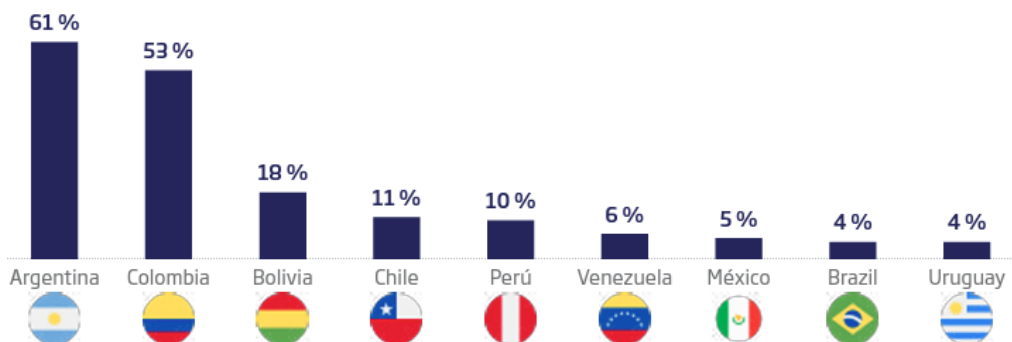
*Distribución de concesiones de gas natural en el Perú*



*Nota.* Adaptado de (Perú, Promigas, 2022).

**Figura 5**

*Cobertura de gas natural en los países de la región*



*Nota.* Adaptado de (Perú, Promigas, 2022).

En la actualidad, la concesión de gas natural de Lima y Callao (Calidda), alcanzó el hito de conectar a un millón de usuarios residenciales, asimismo Calidda atiende a la mayor parte de clientes industriales de la zona de Lima y Callao incluyendo generación distribuida para clientes privados y termoeléctricas, que suministran energía eléctrica a la región de Lima y anexos.

Acorde a (Perú, Promigas, 2022), Calidda planea duplicar el número de conexiones, ampliar la cobertura a industrias, termoeléctricas y estaciones de servicio vehicular (EDS) mediante una inversión de USD 560 millones de dólares. En la tabla 2, se muestra la influencia de Calidda en la región.

**Tabla 2**

*Clientes de gas natural reportadas hasta el 2019*

<b>Sector</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Residencial y comercial	575,957	706,292	951,708	1,045,054	1,299,065
Industrias	577	626	670	701	742
Estaciones de servicio GNV	257	275	279	284	287
Generación eléctrica	12	23	25	28	28
<b>Total</b>	<b>576,803</b>	<b>707,216</b>	<b>952,682</b>	<b>1,046,067</b>	<b>1,300,122</b>

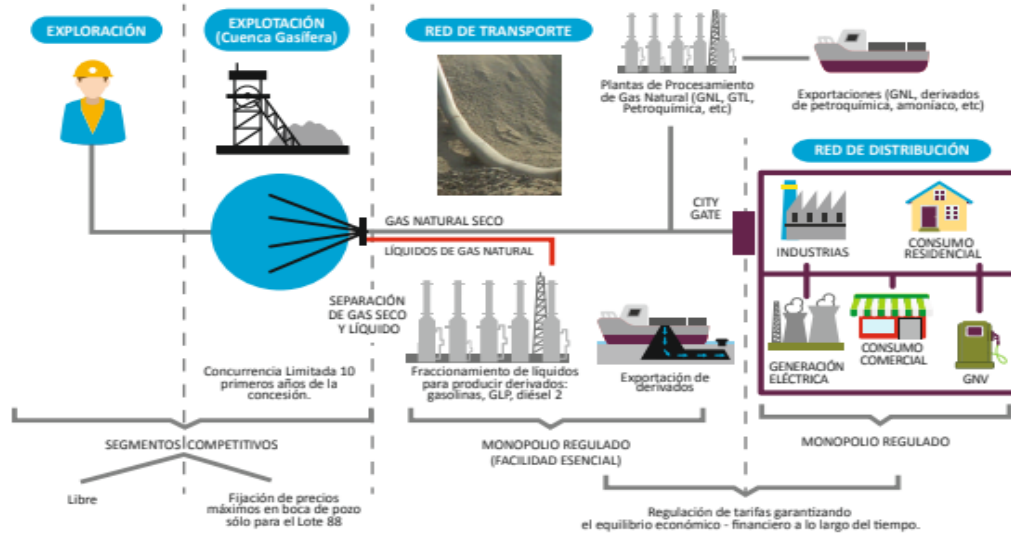
*Nota.* Adaptado de (Perú, Promigas, 2022).

#### **1.4.2. Proceso de masificación del gas natural en el Perú**

La masificación del gas natural consiste en transportar la molécula desde los yacimientos gasíferos a través de un sistema de transporte, ya sea mediante una red de ductos de alta presión o camiones adaptados para el transporte de gas natural comprimido y/o gas natural licuado.

Para la distribución de gas natural, se debe tener plantas para la recepción y acondicionamiento del gas natural, para el caso de una red de ductos de acero es necesario tener una estación de recepción de gas o City Gate que permita reducir la alta presión para distribución de este gas a través de redes de polietileno de baja presión. Para el caso de gas natural licuado (GNL) es necesario contar con una estación de almacenamiento y regasificación de GNL, que permita pasar el gas de fase líquido a gas mediante intercambio de calor en sistemas de vaporización ambiental y/o forzado a través de calderas. En la figura 6, se muestra la cadena de valor del gas natural en el Perú.

**Figura 6**  
*Masificación del gas natural en el Perú*



*Nota.* Adaptado de (Osinermin, 2014).

### 1.4.3 Sistema de distribución de gas natural por red de ductos de acero

El sistema de distribución de gas natural por red de ductos de acero está diseñado para transportar grandes volúmenes de gas natural en su fase gas o líquido. Un claro ejemplo de este sistema es el gasoducto de transporte que interconecta los yacimientos mineros de Cusco con la planta de gas natural de Malvinas. En la figura 7, se muestra un esquema de la distribución de gas natural a través de red de ductos.

**Figura 7**  
*Esquema de distribución de gas natural mediante red de ductos de acero*



*Nota.* Adaptado de (Salas & Andía, 2016).

A continuación, se muestra los componentes de un sistema de distribución de gas natural por red de ductos.

**1.4.3.1 Red de acero de alta presión.** Se constituyen en redes de acero diseñadas para transportar gas natural a alta presión, mediante estas redes se interconectan los yacimientos gasíferos con las estaciones de distrito que abastecen de gas natural las ciudades.

**1.4.3.2 City Gate.** Consiste en una infraestructura diseñada para recibir la molécula de gas del productor de gas natural, donde se mide el volumen y calidad de gas natural entregado por el productor. La presión de entrega oscilará entre los 19 o 44,5 bar según la presión de salida de gas de los yacimientos petroleros.

**1.4.3.3 Estación de distrito.** Constituye una estación de puerta de ciudad donde llega las redes de acero de alta presión, esta estación se encarga de regular la presión de 44,5 a 6 bar para la inyección de gas natural al sistema de distribución por redes de polietileno. En la figura 8 se muestra la construcción del gasoducto de Gasnorp.

### Figura 8

*Construcción de gasoducto de Gasnorp*



*Nota.* Adaptado de (El Regional Piura, 2021).

### **1.4.4 Sistema de distribución de gas natural licuado por transporte virtual**

El sistema de distribución de gas natural por transporte virtual ha aumentado en los últimos años a raíz de la demanda de gas natural de la región norte (Lambayeque, La Libertad, Chimbote) y la región sur (Arequipa). Mediante el gas natural licuado se pueden transportar grandes volúmenes de gas natural, dado que, al disminuir la temperatura de gas mediante criogenia, el gas pasa a fase líquida aumentando el volumen de gas que se puede transportar mediante camiones.

Una vez llegado al punto de recepción, el gas natural para un sistema de regasificación constituido por intercambiadores de calor, que le permiten al gas pasar de fase líquida a gaseosa para ser inyectado al sistema de distribución de polietileno.

**1.4.4.1 Sistema de almacenamiento.** El sistema de almacenamiento está constituido por tanques de almacenamiento de gas natural licuado, estos tanques por lo general están fabricados en acero al carbono con un aislamiento interior que evita que el gas natural pase de fase líquida a gaseosa producto de la temperatura ambiente.

Estos tanques de almacenamiento se diseñan para una capacidad estándar desde los 30 m<sup>3</sup> hasta los 300 m<sup>3</sup>.

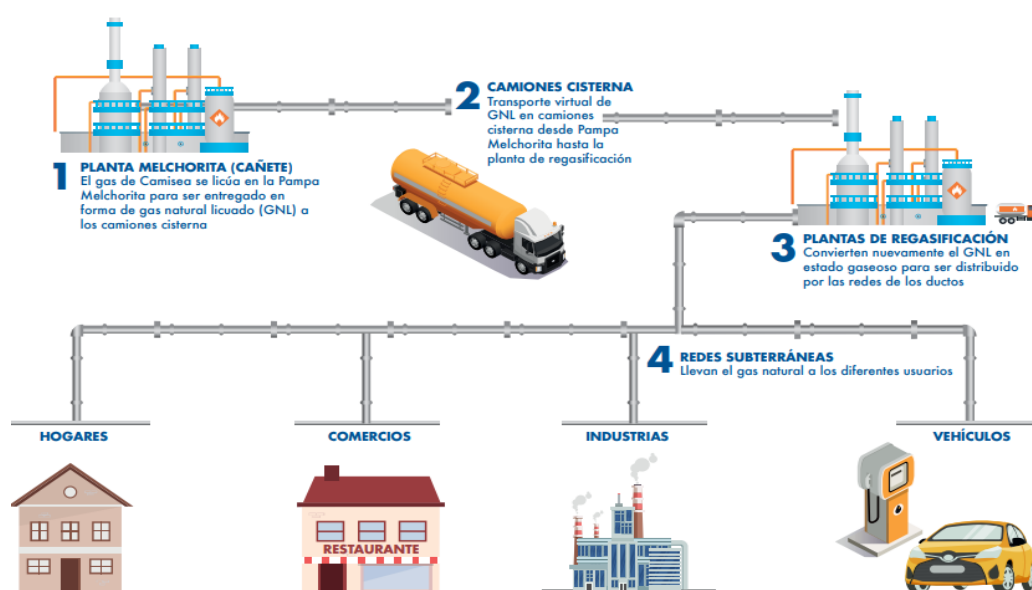
**1.4.4.2 Sistema de regasificación de gas.** El sistema de regasificación consiste en el uso de intercambiadores de calor, cuya función es aumentar la temperatura del gas natural para que este pase de fase líquida a gaseosa.

Existen dos tipos de sistema de regasificación, el primero es la regasificación a través de vaporizadores ambientales, los cuales aprovechan las condiciones ambientales para aumentar la temperatura de gas natural por convección. El segundo sistema requiere el uso de calderas que distribuyen agua caliente a intercambiadores de calor tubo lo cual genera intercambio de calor por circulación forzada.

En la figura 9, se muestra la cadena de distribución de gas natural licuado, donde se identifica cada componente. De igual manera en la figura 10 se muestra la estación de regasificación de Cajamarca.

**Figura 9**

*Esquema de distribución de gas natural licuado*



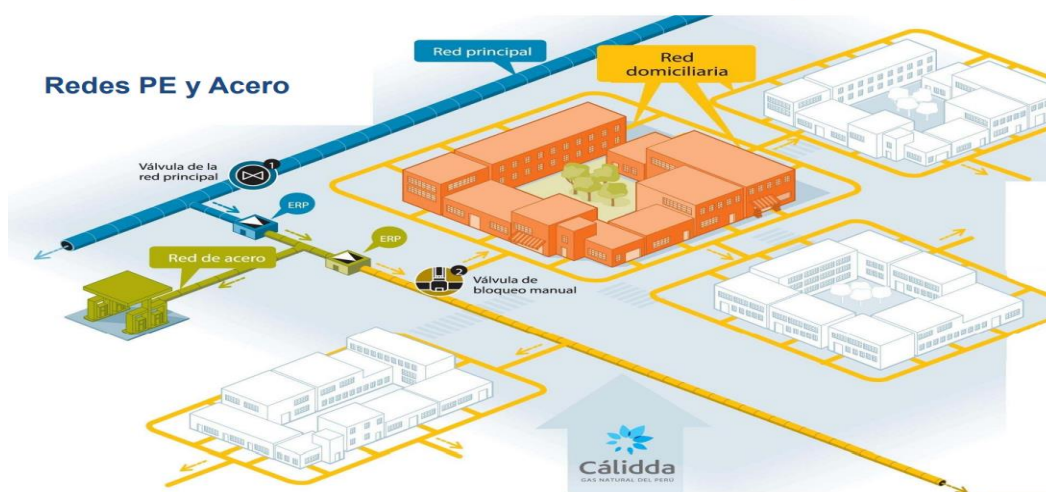
*Nota.* Adaptado de (Mendoza, Salvador, De la Cruz, Zurita, & Llerene, 2021).

**Figura 10***Estación de regasificación GNL*

Nota. Adaptado de (Revista Energia.pe, 2019).

#### **1.4.5 Redes de distribución de gas natural mediante polietileno**

Las redes de distribución de gas natural para las ciudades se constituyen mediante redes de polietileno de baja de presión que atreviese toda la ciudad y conecta a todos los usuarios residenciales, industriales y vehicular. La presión máxima de operación de estas redes es de 6 bar según el reglamentos de distribución de gas natural en Perú, por lo cual puede coexistir con los demás servicios públicos. En la figura 11, se muestra el esquema de distribución mediante redes de polietileno.

**Figura 11***Esquema de diseño de redes de polietileno*

Nota. Adaptado de (Cálidda, 2019).

#### **1.4.6 Uso del gas natural para generación eléctrica**

El gas natural en el Perú también ha sido utilizado para generar electricidad a través de motores de combustión interna y turbinas de ciclo combinado debido a que el costo de la molécula de gas natural es inferior al costo de hidrocarburos líquidos.

Un ejemplo del uso de gas natural para la generación de electricidad es la central térmica de Electro dunas ubicada en Nazca con una potencia instalada de 10 MW y que se abastece del gas natural distribuido por la concesión de Contugas.

Otro proyecto que emplea gas natural para generación de energía eléctrica es Chilca propiedad de ENGIE cuya producción es de 963 MW mediante un sistema de turbinas a gas que inyectan la energía al Sistema Interconectado Nacional (SEIN) para abastecer la demanda eléctrica de Lima y Callao. En la figura 12 se muestra la central de generación de Chilca.

#### **Figura 12**

*Esquema de diseño de redes de polietileno*



*Nota.* Adaptado de (S.A., 2025).

#### **1.5 Antecedentes de la investigación**

Como antecedente, se cuenta con la investigación realizada por Escobedo et al. (2021), en su estudio “Propuesta alternativa al desarrollo del Gasoducto Sur Peruano a través de una solución de generación eléctrica en Camisea y su integración al SEIN”, tenía como objetivo analizar las posibles fuentes de generación eficiente a partir del aprovechamiento de la línea de transporte de Gas Natural de Camisea, mediante la implementación de central térmicas de generación de ciclo simple y combinado, considerando líneas de transmisión de Alta Tensión en 500 kV desde una subestación Camisea proyectada hasta la Subestación de Colcabamba en el complejo Hidroeléctrico del Mantaro.

El autor desarrolla una metodología hipotética deductiva basándose en el déficit de generación eficiente en los próximos años tomando como base la demanda de potencia requerida entre los años 2026 y 2032 sustentada en las proyecciones realizadas por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES); se desarrollan diversos escenarios de infraestructura de centrales térmicas, evaluando el capex, opex y tarifas de generación asociadas. Asimismo, el autor asume la disponibilidad de la molécula de gas y una infraestructura eléctrica aguas debajo de la generación eléctrica (Líneas de Transmisión, Subestación y otros componentes) preparada para recibir la generación eficiente.

El autor dentro de su investigación determina las tarifas de generación de 28.2 USD/MWh para ciclo simple y 32.6 USD/MWh para ciclo combinado, dichas tarifas son competitivas y ofrecen un gran margen de rentabilidad como generación de energía, esto se explica en la cercanía del ducto de transporte de Camisea, disponibilidad de la molécula de gas y tarifa de gas natural regulada.

Este modelo de negocio es extrapolable para la región Piura, dado que en el año 2022 se puso en operación el gasoducto de acero de alta presión que abastece las ciudades Piura, Sullana, Paita, Sechura y Talara. De igual manera Gerencia de Políticas y Análisis Económico (2021) en su informe “Análisis del Mercado de Electricidad”, sustenta el déficit de potencia en la región norte, por lo cual utilizar centrales de generación a gas natural es una opción viable siempre y cuando se tenga la disponibilidad de la molécula de gas natural.

Para el caso de las regiones de Lambayeque y La Libertad que no poseen un sistema de distribución de gas para altos consumos, se puede implementar gasoducto virtuales en base a gas natural comprimido (GNC) a partir de las plantas de compresión existentes en Pariñas o Gas Natural Licuado de Camisea.

Como antecedente de la presente investigación, se ha tomado como referencia el trabajo de investigación desarrollado por (Ríos, 2024), en su estudio denominado “Flexibilidad de unidades térmicas de generación con tecnología CCGT del parque térmico colombiano”, el investigador identifica los parámetros de operación, como lo son la eficiencia de las máquinas y consumo de combustible, que influyen directamente en el costo y rentabilidad de los proyectos de generación con gas natural en Colombia.

El autor propone una serie de mejoras operativas, desde optimizar los tiempos de arranque de la central de generación hasta plantear un modelo flexible de operar las centrales de generación a plena carga, dado que en ese punto la eficiencia del equipo de generación es la más alta posible. El autor desarrolla una metodología hipotética, dado que plantea diversos escenarios de operación y los compara con el actual modelo de operación, con ello se logra identificar la eficiencia en costos de operar una central de generación.

Como antecedente, se cuenta con la investigación realizada por Agurto (2019) en su estudio “Análisis del ingreso de una central de generación eléctrica de 10 MW con fuentes renovables no convencionales como proyecto piloto para el sistema eléctrico aislado de Iquitos”, tenía como objetivo analizar la viabilidad técnica y económica de implementar una central eléctrica en la ciudad de Iquitos, donde se evaluó diferentes alternativas de solución en base a energía renovables y no renovables.

El autor como metodología evalúa los diferentes escenarios para abastecer una central de generación eléctrica, para el primer análisis se toma como combustible el Gas Natural Comprimido (GNC) considerando camiones de GNC con una capacidad de 10,000 m<sup>3</sup> a una presión de 2,000 psi y una estación de regulación para gas natural. Para el caso de estudio, el autor descarta esta alternativa dado la distancia entre la central de generación y la estación de compresión de gas natural; sin embargo, no podemos descartar este análisis técnico para proyectos ubicados en la costa del Perú.

El autor desarrolla un segundo análisis en base al uso de gas natural licuado (GNL), tomando dos escenarios, el primero utilizando cisternas de GNC con una capacidad geométrica de 80 m<sup>3</sup> teniendo la restricción del cruce fluvial para llegar a la zona de ubicación de la central de generación; y el segundo, utilizando buques metaneros de grandes dimensiones con una capacidad de 10,000 m<sup>3</sup>, reduciendo los costos logísticos.

Como conclusiones el autor determina la tarifa de generación en base a las tarifas de gas natural de Camisea o de productores internacionales, en este caso Point Fortín en Trinidad y Tobago. El análisis que presenta el autor nos permite entender los costos asociados a la tarifa de generación, siendo el factor principal de influencia la tarifa de gas natural ya sea GNC o GNL.

Una alternativa no desarrollada por el autor es la utilización de plantas satélites de regasificación móviles utilizando Isocontenedores de 45 m<sup>3</sup>, los cuales permiten tener una flexibilidad en el transporte y almacenamiento del GNL.

Para poder tener un análisis más consistente, se podría utilizar la tarifa de gas natural en la región de norte dado que ya están reguladas para Gases del Norte del Perú en la región de Piura y de Gases del Pacífico para la región de Lambayeque y La Libertad.

## Capítulo 2

### Marco Teórico

#### 2.1 Tecnologías de generación a partir de gas natural

Existen dos principales tecnologías que se emplean para la generación de energía: ciclo combinado y ciclo abierto, cada una tiene su principio de operación, condiciones de uso ventajas y desventajas.

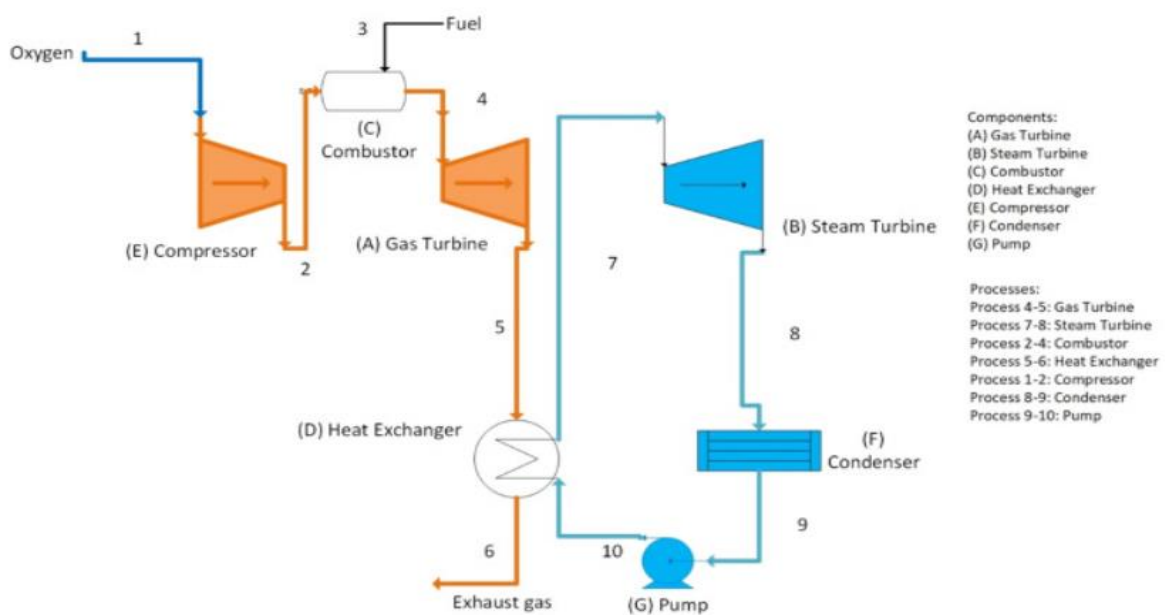
##### 2.1.1 Centrales de generación de ciclo combinado

Las centrales de generación de ciclo combinado utilizan dos tecnologías que se complementan en si mediante una turbina de gas natural y una turbina de vapor. La primera genera energía eléctrica utilizando como combustible gas natural u otro similar. Mientras que la turbina de vapor utiliza los gases residuales de la combustión para operar una turbina a vapor produciendo energía eléctrica adicional. Al combinar ambas tecnologías, permite tener una mayor eficiencia y aprovechar al máximo el combustible en comparación a las centrales de generación de ciclo simple.

El ciclo combinado de gas natural (NGCC) o turbina de gas de ciclo combinado (CCGT) utiliza el ciclo Brayton y un ciclo Rankine. El gas natural se mezcla con aire para producir gases a altas temperaturas de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y otros componentes, dichos gases se expande en la turbina de gas generando energía eléctrica. Los gases residuales de la turbina son aprovechados para generar vapor de agua produciendo energía eléctrica adicional. En la figura 13, se muestra el diagrama de operación de una central de generación de ciclo combinado.

#### Figura 13

Diagrama de operación de una central de ciclo combinado



Nota. Adaptado de (Hamidreza Gohari Darabkhani, 2023).

**2.1.1.1 Operación de una central de generación de ciclo combinado.** Una central de generación de ciclo combinado utiliza dos ciclos termodinámicos para maximizar la eficiencia de la generación de electricidad: ciclo gas y ciclo vapor. El ciclo de gas busca aprovechar la energía propia del gas natural para convertirlo en electricidad, se compone de cuatro procesos principales.

El primero procesos consiste en la entrada de aire y compresión, en este proceso la turbina absorbe aire del ambiente elevando la presión mediante un compresor. La presión atmosférica se eleva desde 1 bar hasta los 30 bar.

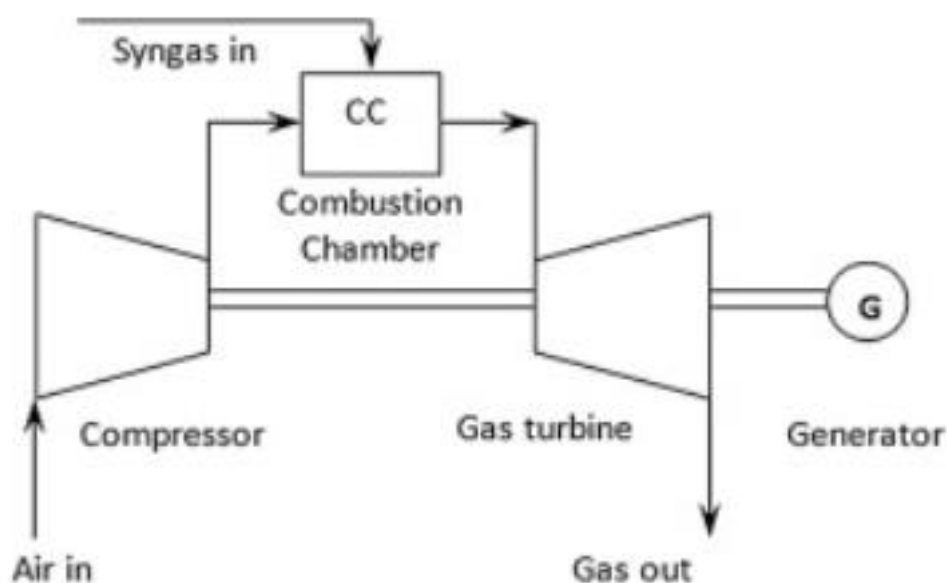
El segundo proceso consiste en la combustión, dentro de la cámara de combustión, el aire comprimido se mezcla con gas natural donde mediante una reacción combustión se eleva la temperatura y presión formando gases calientes a alta presión.

El tercer proceso consiste en la expansión y generación de energía mecánica, los gases calientes productos de la combustión expanden su volumen e impulsan las turbinas produciendo energía mecánica.

El cuarto proceso consiste en la generación de energía eléctrica, las turbinas están acopladas a un generador eléctrico que convierte la energía mecánica en eléctrica, dicha energía se inyecta al sistema eléctrico interconectado mediante una subestación eléctrica. En la figura 14, se muestra el diagrama de operación del ciclo simple de una turbina a gas natural.

**Figura 14**

*Diagrama de operación de una central de ciclo simple para una turbina.*



*Nota.* Adaptado de (William E. Forsthoffer, 2022).

Según (William E. Forsthoffer, 2022), una turbina de ciclo simple tiene una eficiencia entre 20% y 44% dependiendo del fabricante y condiciones de operación.

Para aprovechar los gases residuales del ciclo de gas, se implementa en ciclo de vapor el cual consiste el cinco procesos.

El primero proceso consiste en la recuperación de calor, Este proceso busca aprovechar los gases calientes de la turbina a gas, los cuales pasan por un recuperador de calor, donde se aprovecha el calor residual para calentar agua.

El segundo proceso consiste producción de vapor, mediante un sistema de calderas, el agua calentada en la fase de recuperación de calor cambia de fase líquida a vapor a alta presión.

El tercer proceso consiste en la expansión y generación de energía mecánica, el vapor a alta presión se expande produciendo que las turbinas giren generando energía mecánica.

El cuarto proceso consiste en la generación de energía eléctrica, de igual forma que una turbina de vapor, esta acoplada a un generador eléctrico que convierte la energía mecánica en eléctrica.

El quinto proceso consiste condensación y recirculación, el vapor de agua utilizado en el proceso pasa por un condensador volviendo a fase líquida, finalmente esta agua se recircula al sistema de calderas para iniciar nuevamente el ciclo.

Si combinamos ambos ciclos de gas natural y vapor, según (William E. Forsthoffer, 2022) la eficiencia aumenta entre un 50% y 60%.

**2.1.1.2 Ventajas y desventajas de utilizar centrales de ciclo combinado.** La selección de la tecnología a utilizar depende de varios factores como la demanda de potencia, ubicación, inversión inicial entre otros. A continuación, se muestran las ventajas de utilizar centrales de generación de ciclo combinado.

La primera ventaja es la alta eficiencia energética, dado que se aprovecha los gases de escape de la turbina a gas para aumentar la producción de energía eléctrica. Asimismo, implementar una central de ciclo combinado permite tener una flexibilidad operativa dado que se pueden ajustar la producción de energía según la demanda.

Una segunda ventaja frente a otras tecnologías son las emisiones de CO<sub>2</sub>, al ser más eficientes, las centrales de generación de ciclo combinado emiten menos CO<sub>2</sub> equivalente a la atmósfera en comparación de centrales de generación de hidrocarburos líquidos como el diésel.

Otro punto importante son los tiempos de mantenimiento, para este tipo de solución los tiempos de mantenimiento son reducidos a comparación a otras tecnologías, generalmente los tiempos de mantenimiento son programados permitiendo una alta disponibilidad de energía eléctrica durante todo el año.

De igual forma se muestran las desventajas de la implementación de esta tecnología, siendo la principal desventaja, la alta inversión inicial, dado que los equipos para implementar una central de generación son costosos y a su vez involucran un sistema de control y monitoreo complejo.

Otra desventaja es el bajo rendimiento térmico, el intercambio de calor con la atmosfera puede generar que la temperatura de los gases de escape de la turbina a gas disminuya generando que la turbina a vapor pierda eficiencia.

Asimismo, esta tecnología necesita de energía externa para los sistemas auxiliares de arranque, por lo cual no es autosustentable como lo son la centrales renovables.

### **2.1.2 Centrales de generación mediante motores reciprocantes**

Este tipo de centrales de generación utilizan un motor de combustión interna reciprocante aprovechando la energía mecánica de la rotación de un eje convirtiéndola en energía eléctrica a través de un generador eléctrico.

La filosofía de operación es similar a una turbina de gas natural, se aprovecha el aire de la atmosfera comprimiéndola a través de un compresor produciéndose aire comprimido a alta presión que ingresa a la cámara de combustión donde se mezcla con gas natural produciéndose la combustión generando gas a alta temperatura. La expansión de este gas produce el movimiento lineal de los pistones del motor, estos pistones están acoplados a un mecanismo biela manivela que convierte el movimiento lineal en rotacional a través de un cigüeñal. Asimismo, este cigüeñal está acoplado a un generador eléctrico para la producción de energía eléctrica.

**2.1.2.1 Operación de una central de generación de ciclo abierto.** Los motores reciprocantes se definen como una maquina cíclica que renueva el combustible utilizado para cada ciclo de trabajo, por lo tanto, es un ciclo abierto.

Este tipo de motor se puede clasificar según el combustible empleado, velocidad de giro, configuración de los cilindros entre otros parámetros. El proceso de operación se muestra en la figura 15 y se resumen en cinco procesos principales.

El primer proceso consiste en la entrada de aire y compresión, en este proceso el motor reciprocante absorbe aire del ambiente elevando la presión mediante un compresor. La presión atmosférica se eleva desde 1 bar hasta los 30 bar.

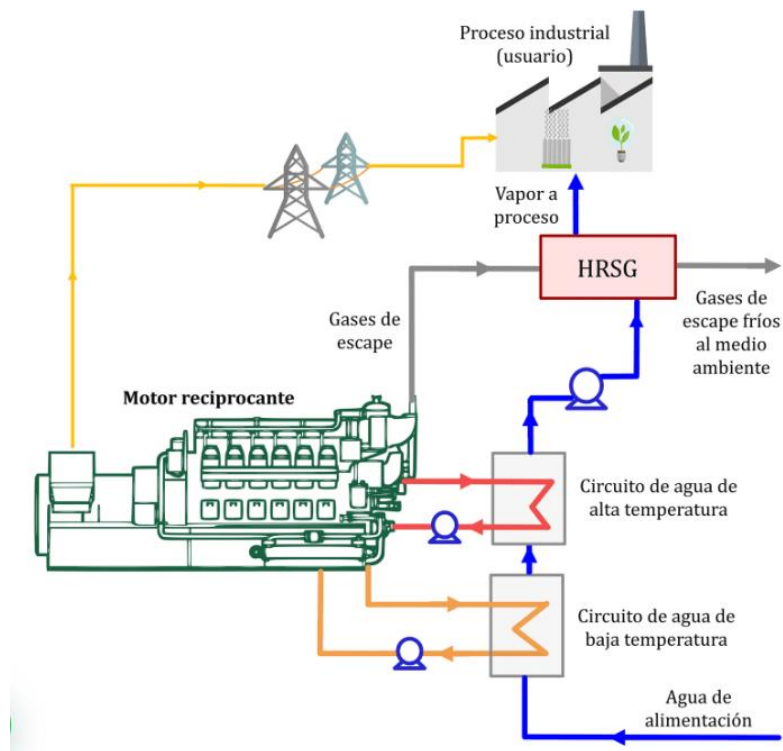
El segundo proceso consiste en la combustión, dentro de la cámara de combustión, el aire comprimido se mezcla con gas natural donde mediante una reacción de combustión se eleva la temperatura y presión formando gases calientes a alta presión.

El tercer proceso consiste en la expansión y generación de energía mecánica, los gases calientes productos de la combustión expanden su volumen e impulsan el movimiento lineal de los pistones acoplados a un cigüeñal produciendo energía mecánica

El cuarto proceso consiste en la generación de energía eléctrica, el cigüeñal está acoplado a un generador eléctrico que convierte la energía mecánica en eléctrica, dicha energía se inyecta al sistema eléctrico interconectado mediante una subestación eléctrica.

**Figura 15**

*Diagrama de operación de una central de ciclo abierto*



*Nota.* Adaptado de (Mexico, 2025).

Los motores recíprocentes comerciales a gas natural poseen una eficiencia que oscila entre los 40% y 48%, asimismo se encuentra en rangos de potencia entre 10 a 20,000 kW. De igual manera estos sistemas empleados bajo un esquema de cogeneración pueden llegar hasta una eficiencia entre 70% y 80%.

**2.1.2.2 Ventajas y desventajas de utilizar centrales de ciclo abierto.** De igual forma que las centrales de generación de ciclo combinado, la selección del motor recíprocentes depende la demanda de potencia, eficiencia, combustible, escalabilidad, entre otros.

Dentro de sus principales ventaja se tiene una alta eficiencia a carga parcial, los motores recíprocentes pueden mantener una eficiencia considerable trabajando a carga parcial, por lo que permite la modulación de la potencia generada.

El bajo costo de inversión inicial de las centrales de generación mediante el uso motores recíprocentes frente a otras tecnologías es una de las principales ventajas. De igual forma los tiempos de implementación de este tipo de soluciones es menor a comparación de

centrales de energía renovable o centrales térmicas de ciclo combinado. Asimismo, este tipo de centrales de generación están diseñadas para poder operar en condiciones severas y con poco espacio disponible.

Otro punto importante es la escalabilidad, el uso de motores reciprocantes permite tener una escalabilidad a largo plazo, es decir pueden aumentar la potencia y energía generada al aumentar el número de motores.

El costo de mantenimiento a corto plazo y tiempo de vida es su principal ventaja, este tipo de solución posee costos de mantenimiento relativamente bajo en comparación a otras tecnologías y un tiempo de vida útil prolongado con el programa de mantenimiento adecuado.

De igual forma se muestran las principales desventajas del uso de esta tecnología siendo la principal, la pérdida de energía, dado que, al ser elementos rotativos sometidos a fricción, se muestran pérdidas en la eficiencia del motor a medida que van aumentando las horas de uso.

Otra desventaja consiste en el ruido y vibración, este tipo de solución genera vibración y ruido especialmente en la etapa de compresión, lo que puede generar molestias si se instala en zonas muy cercanas a la población.

Un punto importante a tener en cuenta es el tiempo de mantenimiento, para mantener la eficiencia del motor se requiere interrumpir la operación del equipo para realizar cambio de piezas, aceite, pistones u otros elementos sometidos al desgaste.

Los costos de mantenimiento a largo plazo son representativos para esta tecnología, debido al desgaste de piezas rotativas, a largo plazo se requerirá un mantenimiento mayor cuyo costo equivale a un 50% del precio de venta del motor generador.

## **2.2 Regulación tarifaria eléctrica en el Perú**

En 1992 se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) con el objetivo de formar un sector competitivo y a su vez lograr atraer la inversión privada. La propuesta consistió en dividir la cadena de suministro de electricidad en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Asimismo, se estableció dos modalidades distintas.

El primero consistió en un mercado regulador para actividades cuyas características no pudieran realizarse en condiciones de competencia, esto es aplicable para clientes residenciales, comercios y pequeña industria. A su vez también, se creó un mercado libre, bajo condiciones de libre competencia, donde el cliente final pueda negociar la compra de energía eléctrica con los diferentes generadores.

Para la operación, coordinación y dirección del sistema eléctrico se crearon los Comités de Operación Económica del Sistema (COES), los cuales están conformados por las empresas de generación y transmisión. El objetivo de estos comités es garantizar la operación segura y eficiente del sistema eléctrico a mínimo costo.

### **2.2.1 Descripción de los eslabones de la cadena de suministro de electricidad**

La tarifa eléctrica en el Perú se compone principalmente de tres puntos fundamentales, una tarifa de generación, el cual consiste en el costo de producción de energía eléctrica; una tarifa de transmisión, el cual consiste en el costo de transmisión de energía eléctrica hasta el punto final y una tarifa de distribución, el cual obedece a la tarifa de distribución de energía eléctrica a los usuarios finales.

**2.2.1.1 Generación.** Acorde a la LCE, la actividades de generación de electricidad podrá ser desarrollado por empresas privadas o estatales. El objetivo es la producción de energía eléctrica con una mayor eficiencia y un menor costo operativo. Dentro de este sector se encuentran la centrales hidroeléctricas, eólicas, solares y térmicas a gas natural o diésel.

**2.2.1.2 Transmisión.** Acorde a la LCE, la actividad de transmisión se encarga del transporte de energía eléctrica a niveles altos de voltaje permitiendo interconectar los generadores con los distribuidores o grandes clientes. El sistema de transmisión se divide en dos puntos importantes, el sistema principal de transmisión (SPT) y sistema de secundario de transmisión (SST).

El sistema principal de transmisión (SPT), conformado por líneas de transmisión que interconectan las subestaciones de toda la red de transmisión y permiten el libre tránsito de electricidad. Esta infraestructura SPT constituye el mercado mayorista de electricidad.

El sistema secundario de transmisión (SST), conformado por las subestaciones y líneas de transmisión donde se puede identificar tanto al generador, distribuidor o cliente final. Según (Andia, 2003), se posee 3,697.8 Km de líneas de transmisión eléctrica donde participa el sector privado y el estado peruano a través de Electro Perú.

**2.2.1.3 Distribución.** La actividad de distribución se conforma mediante redes de media tensión (MT) y baja tensión (BT), necesarias para la distribución al cliente final. Las redes en el sistema peruano se clasifican según los siguientes niveles de tensión:

- Muy alta tensión (MAT) tensiones superiores a 100 kV.
- Alta tensión (AT) tensiones superiores a 30 kV, pero inferiores a 100 kV.
- Media tensión (MT) tensiones superiores a 440 V, pero inferiores a 30 kV.
- Baja tensión (BT) tensiones inferiores a 440 V.

La distribución se caracteriza por ser un monopolio natural, por lo cual los precios cobrados por la distribuidora son reguladores por OSINERGMIN. A la fecha, en el Perú operan 19 empresas de distribución.

### 2.2.2 Tipo de mercado: libre y regulado

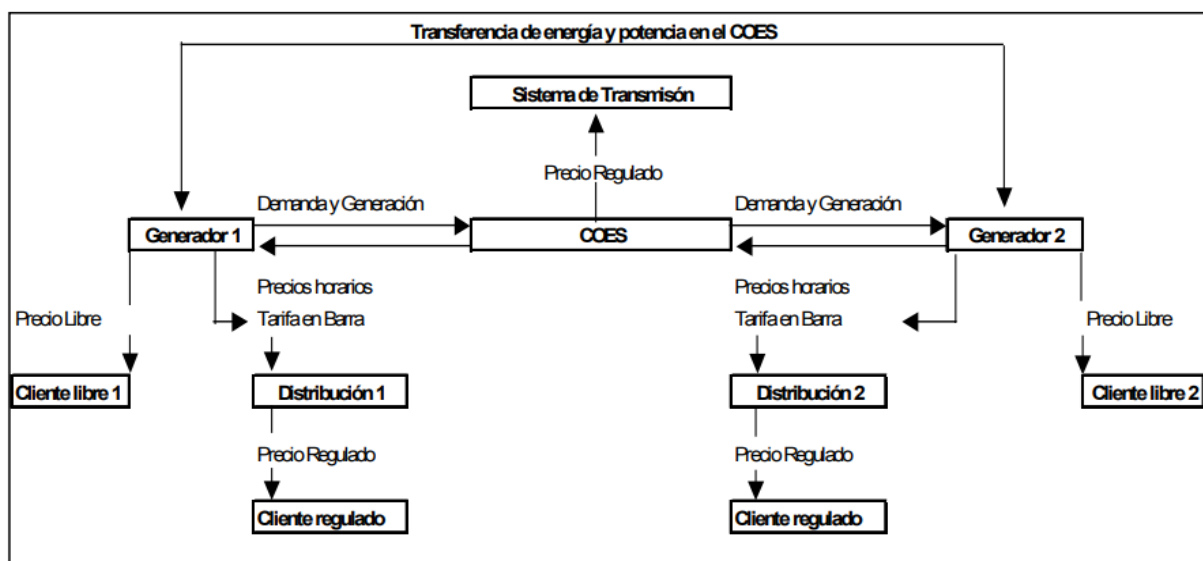
El estado peruano define dos segmentos de mercado para comercialización de energía eléctrica. El primero es el mercado libre, que aplica para la compra y venta de energía entre clientes cuyo consumo de potencia son superiores a 1 MW y las empresas proveedores del servicio, estas pueden ser las propias generadoras o las empresas distribuidoras.

El segundo segmento es el mercado regulado, para consumidores inferiores a 1 MW y donde los ofertantes son las empresas de distribución. Para este caso OSINERGMIN fija las tarifas por cada concesión de distribución.

Dado que la energía no se puede ser almacenada, el COES se encarga de las coordinaciones de despacho según la demanda, en caso algún generador no pueda cumplir la energía demanda puede acudir a un mercado intermedio "Spot", en donde un generador con exceso de energía y/o potencia le vende dicha energía y/o potencia a un precio regulado por el COES. En la figura 16, se muestra el esquema de transferencia del mercado libre.

**Figura 16**

*Esquema de Transferencia de energía y potencia*



*Nota.* Adaptado de (Andia, 2003).

### 2.2.3 Determinación de la tarifa

La ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece un marco regulatorio para la determinación de la tarifa eléctrica según las siguientes actividades.

- La compraventa de energía y potencia entre generadores, las cuales serán reguladas por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- Tarifas y compensaciones asociadas a la empresa operadora de sistema de transmisión.

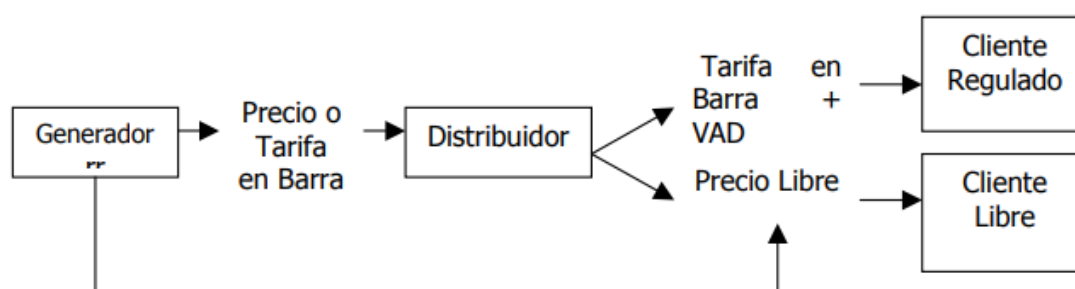
- Tarifa de venta del generador hacia las concesiones de distribución destinadas al servicio público de electricidad.
- Tarifas a los usuarios finales ofrecidas por el concesionario de distribución y regulada por OSINERGMIN.

Los últimos tres conceptos de tarifa son regulados por OSINERGMIN, con el objetivo de asegurar la disponibilidad de energía para los usuarios finales. A continuación, se describirá los componentes de la tarifa para las concesiones eléctricas.

**2.2.3.1 Tarifa en barra para la concesiones de distribución de electricidad.** El precio final de venta al usuario final incluye los costos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La cadena de costo inicia con el tarifa en barra de potencia y se le agrega el valor agregado de distribución (VAD), el cual cubre el costo de la actividad de distribución. En la figura 17, se muestra el esquema de transferencia de energía y potencia a usuarios finales.

**Figura 17**

*Esquema de Transferencia de energía y potencia a usuarios finales*



*Nota.* Adaptado de (Andia, 2003).

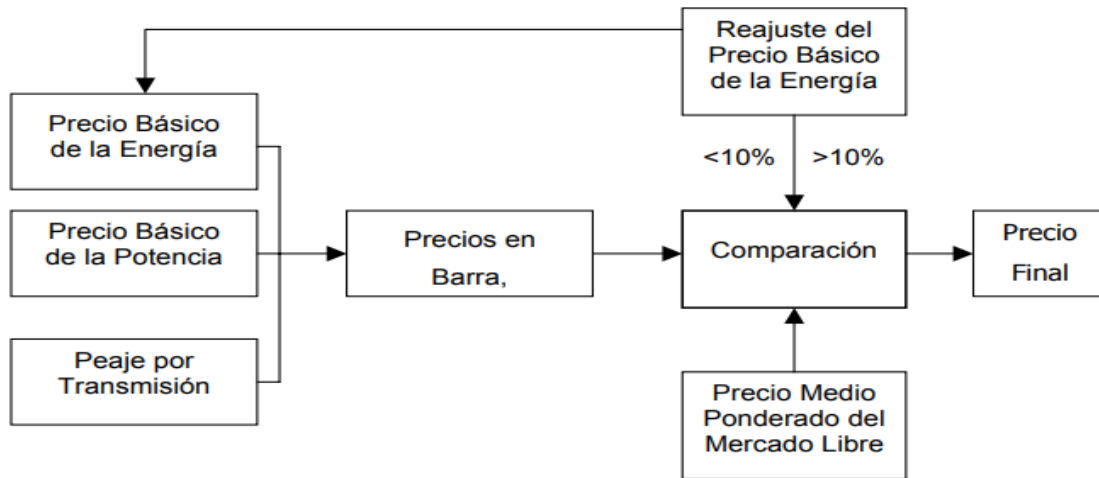
La tarifa en barra se construye a partir del precio base de la energía y potencia, siendo ajustados por las pérdidas de potencia y energía propias de la transmisión, asimismo se le agrega el peaje o tarifas por el uso del sistema de transmisión. La tarifa en barra se explica como la tarifa de potencia y energía que llega a la subestación operada por el concesionario de distribución.

La tarifa en barra es regulada sementalmente por OSINERGMIN y estas no puedan diferir en más del 10% con la tarifa en barra del mercado regulado. En la figura 18, se muestra es esquema del precio en barra.

El precio de la tarifa base de energía, se dimensiona en función de la demanda proyectada en los próximos 48 meses, programa de inversiones en generación y trasmisión de energía. De igual forma se establece que la operación será al mínimo costo y con el principio de racionalización de la energía. En la figura 19, se muestra el esquema para determinar el precio básico de la energía.

**Figura 18**

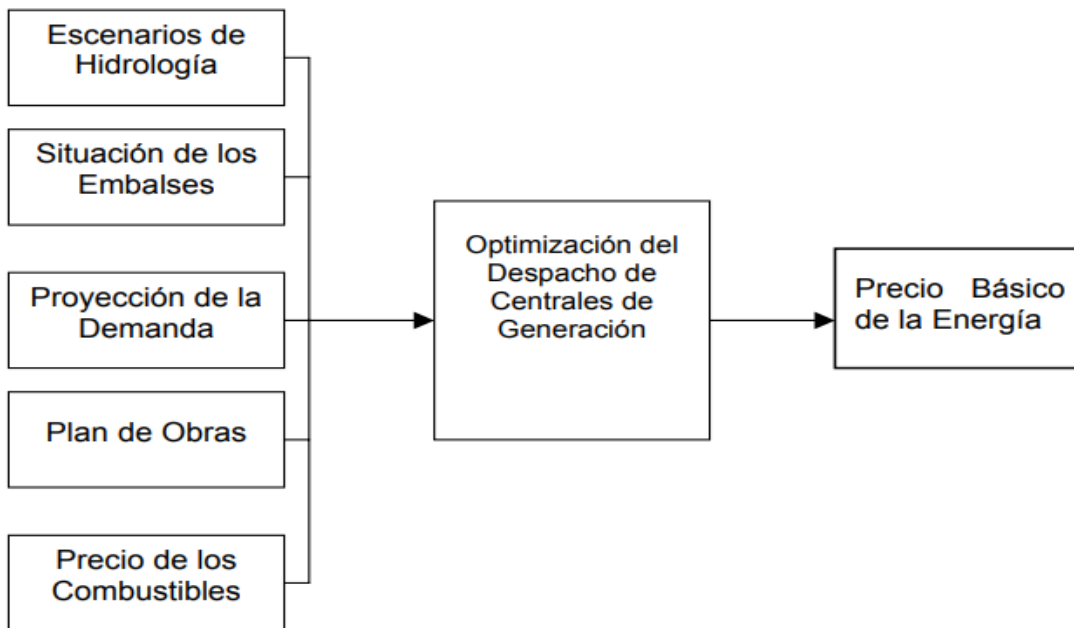
*Precio de potencia y energía para concesiones de distribución*



*Nota.* Adaptado de (Andia, 2003).

**Figura 19**

*Esquema para cálculo de precio base de energía*



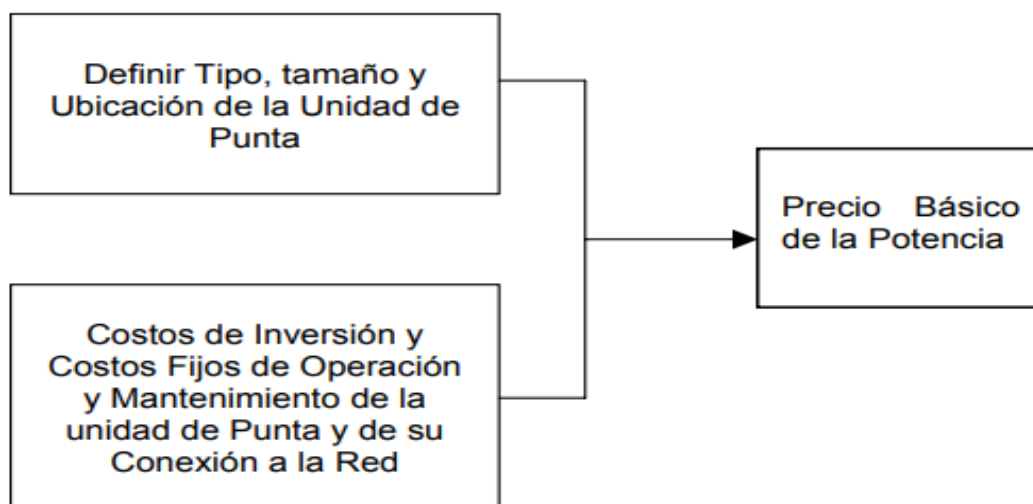
*Nota.* Adaptado de (Andia, 2003).

Para determinar el precio base de potencia, se debe tener cuenta el monto de inversión de implementar una central de generación incluyendo los costos de operación y mantenimiento para un periodo de 20 años.

De igual manera se prima el concepto de eficiencia, la propuesta de solución deberá ser la más eficiente posible. En la figura 20, se muestra el esquema para determinar el precio base de potencia.

**Figura 20**

*Esquema para cálculo de precio base de potencia*



*Nota.* Adaptado de (Andia, 2003).

**2.2.3.2 Costo de transmisión.** La tarifa de transmisión es conciliada entre los generadores y COES, de igual forma es regulada por OSINERGMIN.

La LEC, establece que los generadores conectados al sistema de transmisión deberán reconocer los costos de transmisión al operadores bajo dos conceptos:

- La inversión anual
- Costos de operación y mantenimiento para un periodo no menor a 20 años.

Estos valores son indexados según índice de precio consumidor u otro indicador similar, es por ello por lo que se calcula a través del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), el cual engloba el costo de construcción, overhaul de equipos, entre otros. Podemos resumir el costo total de transmisión bajo la siguiente ecuación 1.

$$CT = a \text{ VNR} + \text{OM} \quad (1)$$

Donde:

CT:	Costo Total de Transmisión
aVNR:	Anualidad del VNR
OM:	Costo de Operación y Mantenimiento

Dicho costo de transmisión se pagará bajo dos componentes: Ingreso tarifario y peaje por conexión. Ver ecuación 2.

$$CT = IT + PC \quad (2)$$

Donde:

CT:	Costo total de transmisión
IT:	Ingreso tarifario
OM:	Peaje por conexión

El ingreso tarifario se calcula en función a la potencia y energía generada sin tener en cuenta los peajes de conexión, este cálculo debe realizarse para cada tramo del sistema interconectado de transmisión. En función a lo antes descrito el peaje de conexión se calcularía en base a la diferencia entre costo de transmisión y el ingreso tarifario. Ver ecuación 3.

$$PC = CT - IT \quad (3)$$

Donde:

CT:	Costo total de transmisión
IT:	Ingreso tarifario
PC:	Peaje por conexión

El peaje de conexión será sumido por el cliente libre o concesionario de distribución, asimismo esta tarifa es regulada y actualizada semestralmente por OSINERGMIN.

### 2.3 Regulación tarifaria gas natural en el Perú

Al igual que en el sector energético, la distribución de gas natural por red de ductos en el Perú está regulado y supervisado por OSINERGMIN. Estas tarifas se fijan para periodos quinquenales y se soportan en los costos de inversión inicial, costo de molécula de gas natural y costo de operación.

El proceso de fijación de tarifas considera dos puntos importantes, el primero es la fijación de la tarifa única de distribución (TDU), el cual regula la tarifa por un periodo de 5 años. El segundo punto, es la aprobación del plan quinquenal de inversiones (PQI), el cual consiste en el plan de inversiones de la concesión incluyendo redes de ductos, estaciones y otros activos.

## **Capítulo 3**

### **Marco Metodológico**

#### **3.1 Objetivos**

En el presente capítulo se presentará el objetivo general de la investigación, así como los objetivos específicos, los cuales buscan realizar el dimensionamiento y modelo financiero de una central de generación. De igual forma, se presenta las herramientas que se utilizarán para la búsqueda y procesamiento de información.

##### **3.1.1 Objetivo general**

Realizar el análisis técnico y económico necesarios para la formulación de proyectos de inversión en generación eléctrica en base a gas natural y motores de combustión interna recíprocos hasta una potencia de 20 MW enfocados en atender la demanda de potencia en las zonas industriales de Paita.

##### **3.1.2 Objetivos específicos**

1. Realizar el dimensionamiento de la central de generación eléctrica tomando como base una potencia de 20 MW y una disponibilidad anual del 95%.
2. Realizar la evaluación técnica para la selección de los equipos principales y auxiliares necesarios para central de generación tomando en cuenta las diferentes tecnologías del mercado actual.
3. Realizar el modelo financiero de las propuestas de solución considerando el Capex y Opex según la modalidad de contrato de compraventa de energía (PPA).

#### **3.2 Enfoque metodológico**

La investigación se proyecta desarrollar bajo el paradigma de investigación cuantitativa. Respondiendo a un tipo de investigación correlacional, descriptiva y comparativa, con un diseño no experimental, transversal – correlacional.

Se tomará como punto de partida para el análisis la demanda de potencia eléctrica de la ciudad de Paita, para las zonas industriales de Paita (16 MW) y Zona Especial de Desarrollo Paita (20MW). Bajo estas premisas de diseño se planteará una alternativa de solución en base a la construcción a la implementación de una central de generación para atender la demanda de 20 MW.

El trabajo de investigación es de corte correlacional y descriptiva, dado que se analizará las variables que influyen en la formulación de proyecto de generación eléctrica como lo son el tipo de tecnología de motor recíproco, celdas de medición de energía, transformadores de potencia, entre otros componente. Asimismo, se analizará la relación entre el tipo de tecnología, la eficiencia y el impacto en los costos asociados al proyecto.

Finalmente, el trabajo de investigación será de tipo comparativa dado que se necesitan evaluar técnica y económicamente al menos tres propuestas diferentes teniendo en cuenta el tipo de tecnología del motor recíprocante, costo de implementación (Capex) y costos operativos (Opex) para el ciclo de vida de la central de generación, el cual es de 11 años bajo un contrato de venta de energía (PPA).

En base al Capex y Opex se construirá el modelo financiero y se comparará con la tarifa de potencia y energía del concesionario ENOSA. Se buscará demostrar la rentabilidad del proyecto.

### **3.3 Técnicas e instrumentos de la recolección de datos**

Para el presente trabajo de investigación se utilizará la técnica de recolección de datos a través del análisis documental, se analizará las hoja de datos y especificaciones técnicas declaradas para los fabricantes de moto-generadores recíprocantes. De la hoja de datos se pueden obtener los datos de potencia generada, consumo de combustible y eficiencia de la máquina.

Mediante la especificación técnica de los equipos declarados por los fabricantes se puede realizar el dimensionamiento de los sistemas principales y auxiliares de la central de generación, de igual forma se utilizará los diseño conceptuales de los equipos de los fabricantes para construir un plano de distribución de la central de generación.

Asimismo, se consultará la normativa técnica vigente para el dimensionamiento de la central de generación, para este caso en particular se utilizará el Procedimiento 20 del COES, el cual es una guía para el desarrollo de todos los estudios de ingeniería necesarios para construir una central de generación en Perú.

Para determinar la tarifa actual del concesionario eléctrico se consultará las publicaciones realizadas por el ente regulador OSINERGMIN, las cuales son de acceso público y se actualizan anualmente. De igual manera, se consultará las tarifas del concesionario de gas natural de Gasnorp, dato que es relevante para construcción de los costos operativos de la central de generación.

### **3.4 Evaluación financiera**

Para realizar la evaluación financiera se deberá determinar los costos de inversión del proyecto incluyendo la procura de equipos, obra civil, montaje electromecánico y puesta en operación. El alcance y costo de los equipos se consultará de la hoja de la hoja de datos del fabricante.

De igual manera, se estimará los costos de operación y mantenimiento de la central de generación en función a los costos de mantenimiento declarados por el fabricante de los equipos, los costos de operación estarán ligados al costo del combustible, en este caso el gas natural.

Finalmente se realizará un modelo financiero para determinar la tasa interna de retorno (TIR), beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA) y flujo de caja libre (FCL).

Como parte del entregable del presente trabajo, se determinará la tarifa en barra tanto para potencia disponible (USD/kW-m) como el costo de la energía de venta (USD/MWh) la cual será competitiva a la tarifa actual en barra de la concesionaria eléctrica ENOSA.



## Capítulo 4 Propuesta y análisis técnico

### 4.1 Consideraciones de la propuesta de solución

La demanda prevista por Electronoroeste (ENOSA) será como mínimo 19,600 kWh como mínimo de forma ininterrumpida de igual manera la disponibilidad de la energía se encontrará en un mínimo de 95% salvo mantenimientos programados, para efectos del presente análisis se tomará como consideración de diseño lo que se muestra en la tabla 3. La potencia y demanda podrá incrementar según la tecnología seleccionada.

**Tabla 3**  
*Consideraciones de diseño*

Consideración del Diseño		
Descripción	Unidad	Cantidad
Demanda eléctrica mínima	kWh	19,600
Régimen de Operación	Régimen Continuo	
Disponibilidad	%	0.95
Demanda eléctrica promedio anual	MWh/año	158,218

Para la presente investigación presenta una evaluación financiera que permita sustentar la construcción de centrales de generación, se asume los siguientes puntos:

- Factibilidad de la servidumbre del terreno.
- Aprobación del Instrumento ambiental y arqueológico.

#### **4.1.1 Características generales, tecnología y capacidad productiva de la Central de Generación**

Para atender esta demanda de potencia se propone implementar una central de generación en base a motores recíprocante de ciclo abierto que entregaría una potencia eléctrica mínima de 22 kWe en condiciones de Sitio.

Se estima que, por condiciones de operación y requerimientos de mantenimiento, la central garantizara una disponibilidad del 95%. El 5% restante será empleado para actividades de mantenimiento preventivo o correctivo. Teniendo en cuenta las condiciones de diseño y el total de horas de año 8760, se estima que la central de generación esté operativa durante 8322 horas durante todo el año.

La solución técnica busca maximizar la generación eléctrica de cada fabricantes de motores recíprocantes mediante la producción de energía a máxima potencia, con ello se incrementa el rendimiento eléctrico neto del ciclo de autogeneración, alcanzando un rendimiento óptimo para esta tecnología.

La solución incorporar motores de alta eficiencia que cumpla con las normativas ambientales locales. Asimismo, se busca implementar motores de baja revoluciones que optimicen los costos asociados al consumo de combustible y desgaste operativo.

#### **4.1.2 Ubicación del Proyecto**

La central térmica se plantea ubicar en la Zona Especial de Desarrollo (ZED Paita), en la ciudad de Paita, en el departamento de Piura al norte del Perú, cuyas condiciones ambientales son las siguientes:

- Temperatura media anual: 22°C
- Altura sobre el nivel del mar de 350 m
- Humedad relativa media: 73 a 79 %

Los datos meteorológicos mensuales promedio de la zona son los siguientes, de acuerdo con la Información obtenida para Paita, departamento de Piura, Perú:

- Temperaturas (°C) máximas / mínimas / promedios normales 22°C:
- Humedad relativa promedio del 75%.
- Altura sobre el nivel del mar de 350 metros.

#### **4.1.3 Componentes principales**

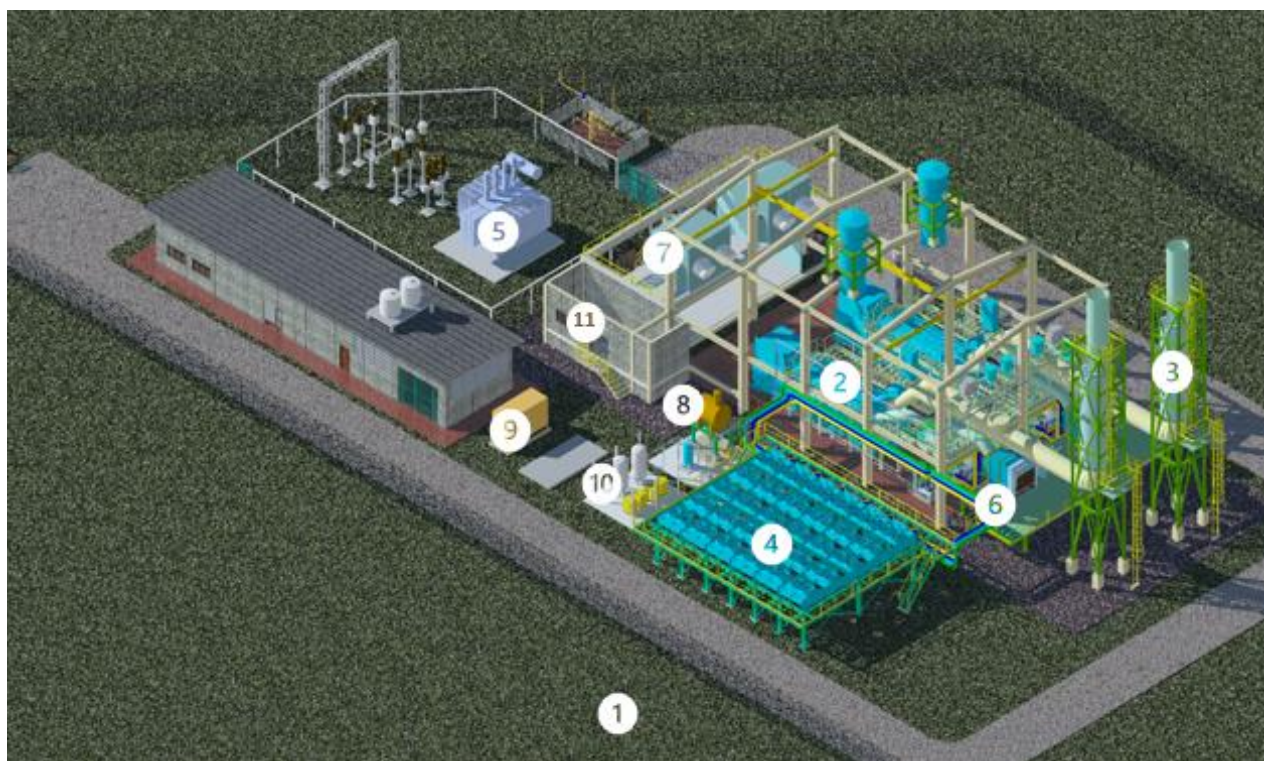
Para un mejor entendimiento de la solución propuesta, se mostrarán los principales componentes de la central de generación, en la tabla 4 se resumen los principales componentes, mientras que en la figura 21, se visualiza la ubicación de dichos componentes.

**Tabla 4**  
*Componentes principales de la central de generación*

<b>Ítem</b>	<b>Componente</b>
1	Lote de 5,000 m <sup>2</sup>
2	Moto generadores
3	Chimeneas-Silenciadores
4	Aero enfriadores
5	Transformador elevador 13.8/60 kV
6	Modulo auxiliar
7	Unidad de ventilación
8	Sistema de lubricación
9	Generador de emergencia
10	Compresores de aire
11	Centro de control de la central de generación

**Figura 21**

*Diagrama de flujo de proceso de una central de térmica de generación*



## 4.2 Evaluación técnica

En el presente acápite, se analizará las consideraciones de diseño de una central de generación desde el punto de vista técnico y se complementará con un análisis de prestaciones por cada tecnología.

### 4.2.1 Consideraciones del diseño de la central de generación

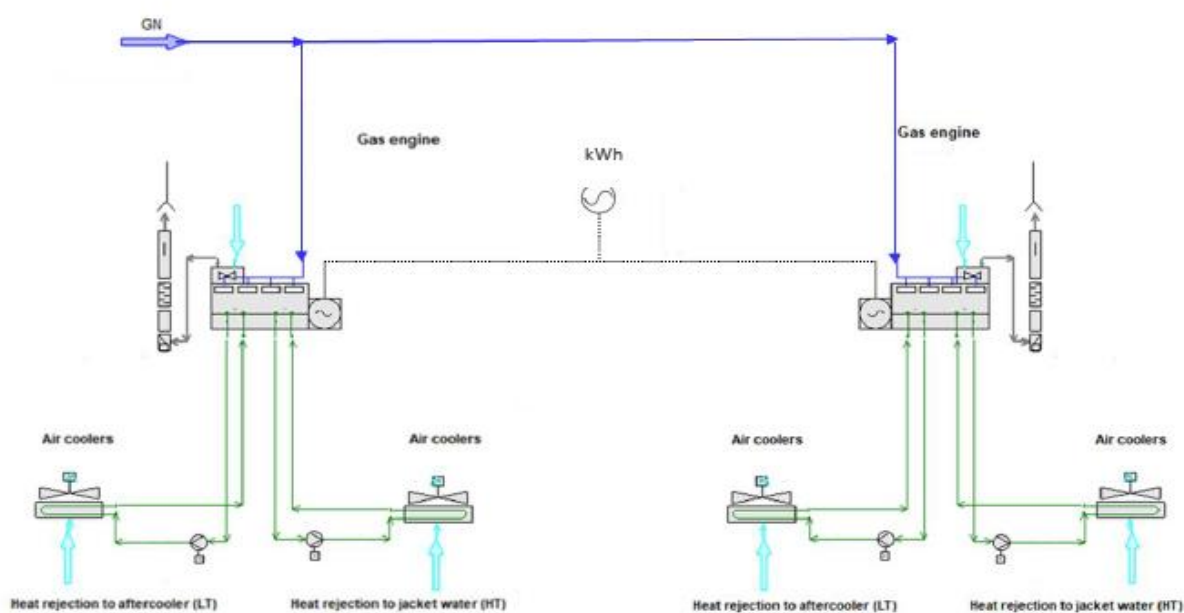
El propósito de este acápite es describir la central de generación desde el punto operacional, estableciendo las capacidades para la generación de energía y justificándolas a través de la información declarada por los fabricantes.

**4.2.1.1 Diagrama de flujo de proceso.** Dada la complejidad de la central de autogeneración se hace una breve descripción de los equipos principales y su funcionalidad. Los motores de gas es el componente principal del sistema, generando electricidad a partir de la combustión de gas natural.

Los gases de escape que salen de los motores a combustión interna son evacuados a través de una chimenea. Se cuenta con un sistema Aero enfriador que busca mantener la eficiencia y evitar el sobrecalentamiento. En la figura 22, se muestra el diagrama de flujo de proceso de la central de generación.

**Figura 22**

Diagrama de flujo de proceso de una central de térmica de generación



Nota. Adaptado de software Hysys.

En la tabla 5, se presenta la composición y especificaciones del gas natural utilizado para el desarrollo de la ingeniería primaria. En la figura 6, se muestra la cromatografía de calidad de gas del productor Olympic Perú.


**Tabla 5**

Composición del gas natural

Componente	% Vol.
Metano	99.25
Etano	0.4556
Propano	0.0001
Isobutano	0
n-Butano	0
i-Pentano	0
n-Pentano	0
n-Hexano	0
Dióxido de Carbono	0.0208
Nitrógeno	0.2637
LVH a 14.65 psi y 60 °F	997
LVH a 14.65 psi y 60 °F	1015
Densidad	0.5583

Nota: Adaptado de ficha técnica de Olympic.

**Figura 23***Cromatografía del gas natural del proveedor Olympic*

 <b>OLYMPIC PERU INC.</b> <small>SUCURSAL DEL PERU</small>					<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">N° 00803</div>			
<b>GASES DEL NORTE DEL PERU SAC - ESTACIÓN DE DISTRITO PAITA-EFO-01</b> EFO-01 Lote XIII Reporte Diario de Medición de Gas Natural - Lote XIII Sección "B"								
Fecha: 11/07/2023			Hora: 06:00:00					
Diámetro de la tubería			1 in					
Medidor Másico			CMF100					
Computador de Flujo EMERSON-Principal			N/S-30040456					
Presión Base:			14.7 Psia					
Temperatura base:			60 ° F					
Periodo					Volumen Total MPC	Energía Total MMBTU	Presión PSI	Temperatura °F
Inicio	Fecha	10/07/2023	Hora	06:00:00	<b>1229.8683</b>	<b>1248.3163</b>	456.67	73.30
Fin	Fecha	11/07/2023	Hora	06:00:00				
BTU/PC Content		1015.00						
Gravedad Especifica		0.5583						
Mol % CO2		0.0208						
Mol % N2		0.2637						
Mol % Metano		99.2541						
Mol % Etano		0.4556						
Mol % Propano		51.2879 PPM						
Mol % i-Butano		6.5708 PPM						
Mol % n-Butano		0.0000 PPM						
Mol % i-pentano		0.0000 PPM						
Mol % n-pentano		0.0000 PPM						
Mol % Neopentano		0.0000 PPM						
Mol % C6+		0.6294 PPM						
Total		100.00%						

**4.2.1.2 Balance de energía y materia.** De los diagramas de flujos y la demanda eléctrica se realizar el balance de materia y energía realizado por el fabricante del moto-generador.

En la tabla 6, se muestra la comparativa de las características de cada motor-generador según la hoja de datos declarados por el fabricante.

**Tabla 6***Datos declarados por el Fabricante del moto generador*

Descripción	Unidad	Rolls Royce Bergen B36	Man Turbo 35/44 GS TS	Wärtsilä 31SG
Marca y modelo	-	B36:40V20AG2	20V35/44G	W 20V31SG
Unidades	Und	2	2	2
Ubicación	-	Bajo techo	Bajo techo	Bajo techo
Tipo de combustible	-	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural
Rendimiento eléctrico	%	48.4%	48.3%	47.7%
Velocidad de giro	RPM	720	720	720
Número de cilindros	Cantidad	20	20	20

Descripción	Unidad	Rolls Royce Bergen B36	Man Turbo 35/44 GS TS	Wärtsilä 31SG
Potencia eléctrica ISO (15°C, HR 60%)	kW	11,325	11,192	10,377
Potencia eléctrica en sitio (25°C, HR 60%)	kW	11,040	11,027	10,231
Consumo combustible (25°C, HR 60%)	kJ/kWh @100%carga, LHV	7,250	7,388	7,392
	Btu/kWh @100%carga, HHV	7,635	7,781	7,785
Caudal de gases (25°C, HR 60%)	kg/h	62,600	62,600	62,600
Temperatura de gases (25°C, HR 60%)	°C	375	375	375
Calor disipado en circuito HT + LT	kW	5,690	5,750	5,950
Temperaturas en circuito HT (salida) / LT (entrada)	°C	90 / 45	90 / 45	90 / 45
Caudal y temperatura de gases	kg/h @ 375°C	62,600	49,000	62,600
Sistema de arranque	-	Neumático	Neumático	Neumático
Tensión de generación	kV	13.2 kV ± 10%	13.2 kV ± 10%	13.2 kV ± 10%
Frecuencia nominal	Hz	60	60	60

Los moto-generadores aspiran aire atmosférico del exterior tras pasar a través de un filtro-silenciador. El aire aspirado se filtra para eliminar la posible presencia de polvo e impurezas que podrían dañar el equipo, luego de ello pasa a un turbocompresor, que eleva la presión del aire para introducirlo al distribuidor.

Luego de ello, el aire aspirado se mezcla con gas natural y se deriva a los cilindros del motor, donde a través de la chispa de la bujía. La energía disipada en la combustión eleva la temperatura y presión provocando el desplazamiento de los pistones. A través de un cigüeñal el movimiento lineal del pistón se convierte en rotatorio, asimismo el cigüeñal está acoplado al alternador, el cual convertirá la energía mecánica en energía eléctrica.

El retorno del pistón produce la evacuación de los gases de combustión, que se aprovechan para accionar el turbocompresor. A la salida del motor, los gases se han enfriado y expandido, evacuándose a la atmósfera mediante la chimenea.

#### 4.2.2 Componentes principales de la central térmica de generación

A continuación, se listarán los componentes principales de la central de generación de generación.

**4.2.2.1 Moto-generadores.** Consiste en un moto reciprocante de ciclo simple y un generador eléctrico, que se encuentran acoplados a un engranaje de giro o cigüeñal. Posee una entrada para el aire de arranque, el cual permite el ingreso de aire a alta presión a la cámara de combustión de motor.

**4.2.2.2 Sistema o circuito de agua de refrigeración HT (alta temperatura) + LT (baja temperatura).** El sistema de refrigeración consiste en dos subsistemas:

- El agua de refrigeración de alta temperatura (HT), se utiliza para refrigerar la tapa de los cilindros de los pistones del moto-generador.
- El agua de refrigeración de baja temperatura (LT) se utiliza para refrigerar el aceite de lubricación del moto-generador.

El sistema de refrigeración deberá operar mediante el uso de bombas de agua de accionadas por motores centrífugos y tuberías de agua de refrigeración de alta y baja temperatura.

**4.2.2.3 Sistema de lubricación.** El sistema de aceite de lubricación se basa en una unidad de cárter húmedo. El principal objetivo del aceite de lubricación es proporcionar lubricación y enfriamiento a los turbocompresores.

El sistema debe considerar la implementación de una bomba mecánica de aceite lubricante, impulsada por un motor necesario para la lubricación a presión del sistema principal de lubricación. Asimismo, se debe considerar un sistema de filtrado para evitar que el aceite se contamine.

**4.2.2.4 Sistema de gas combustible.** El sistema de gas combustible se encarga del suministro de gas natural a la cámara de combustión del motor. Deberá estar diseñado para operar con gas natural con un poder calorífico promedio de PCS: 1015 BTU/ft<sup>3</sup> según lo declarado por el concesionario de gas natural.

- Presión de alimentación de gas natural mínima: rango de presión 5.2-5.7 barg
- Número de metano mínimo: 80.
- Temperatura de alimentación de gas: 5 - 40 °C.
- Calidad de alimentación de gas:
  - ✓ Gas limpio y seco, sin gotas libres de humedad
  - ✓ Tamaño de partícula, nominal (máx.): 5 micrones.
  - ✓ Contenido de H<sub>2</sub>S (máx.): 50 ppm.

- ✓ Punto de rocío del agua - 10°C / 3.7 barg correspondiente al contenido máximo de agua 0.05% volumen saturado.

**4.2.2.5 Sistema de aire de carga.** El sistema de aire de carga es el módulo que permite dar arranque al motor generador puesto que eleva la presión del aire que ingresa a la cámara de combustión, estará diseñado considerando:

- Sistema de filtración: 95% de partículas superiores a 5 micrones.
- Caída de presión de diseño máxima: 100 mm H<sub>2</sub>O (en conductos).

Cada motor deberá considerar al menos dos turbocompresores, uno en operación y el otro en stand by por temas de mantenimiento, estas unidades de compresión estarán interconectadas al sistema de aire comprimido de la central de generación mediante tuberías de acero.

**4.2.2.6 Silenciador de gases de escape.** El silenciador de gases tiene como objetivo atenuar el ruido de los gases de escape productos de la combustión de los motores reciprocantes.

El silenciador se interconecta con el motor generador a través de un ducto de acero al carbono. Según la normativa peruana la central de generación deberá tener un ruido máximo de 35 dBA, a 100 metros a la redonda.

### **4.2.3 Componentes secundarios de la central de generación**

A continuación, se listarán los componentes secundarios de la central de generación de generación.

**4.2.3.1 Sistema de regulación, filtración y medición de gas natural.** La estación de regulación, filtración y medición de gas permite regular la presión de entrega de gas 44,5 barg hasta la presión de ingreso de gas a los motores de 4 barg.

Asimismo, garantiza que el gas que ingresa al motor sea limpio y libre de impurezas puesto que pasa por un proceso de filtrado. De igual manera se cuenta con un medidor, el cual permite cuantificar el volumen de gas que ingresa a la central de generación.

**4.2.3.2 Sistema de aire comprimido.** El sistema de aire comprimido constará de un módulo con dos compresores bajo configuración 1+1 (1 compresor operativo y otro en stand by).

El sistema deberá contar con filtros de aire, prefiltros y posfiltros para asegurar la calidad de aire que ingresa al sistema. Este sistema alimenta al sistema de aire de arranque para los motores generadores.

**4.2.3.3 Circuito de gases de escape.** La función principal del sistema de gases de escape es evacuar los gases generados como producto de la combustión de forma segura y a la altura requerida, asimismo también reduce el ruido del escape de cada moto-generador. Se constituye:

- Ducto de recolección de los gases de escape de los turbocompresores.
- Ductos para el sistema de gases de escape de cada moto-generador con una atenuación de ruido de 35 dBA (aprox.).

**4.2.3.4 Sistema de aceite de lubricación.** El sistema de aceite lubricante asegura la lubricación adecuada de todas las piezas móviles del motor.

Se compone principalmente de dos subsistemas, el primero, es el sistema de aceite lubricante del motor, el cual se encarga de enfriar y filtrar el aceite que ingresa al motor.

El según subsistema, es el sistema de almacenamiento de aceite, que se encarga del almacenamiento de aceite nuevo y usado.

#### **4.2.4 Plano de distribución de la central de generación**

En la figura 24, se muestra el plano de distribución de la central de generación bajo una ingeniería primaria donde se logran identificar los principales componentes de la central de generación, asimismo en la figura 25 se muestra la vista isométrica de la central de generación, a continuación, se detalla la distribución de los equipos.

En la zona de moto generadores, denominada área A en la figura 25, se ubican los 02 moto generadores incluyendo el sistema de aire de arranque, conexión a los silenciadores y tablero de control de los moto generadores.

En la zona de facilidades , denominada área B en la figura 25, se ubica el cuarto eléctrico, donde se ubican los tableros baja y media tensión, y el cuarto de control donde se ubica los equipos de control y sistema de monitoreo de la central de generación.

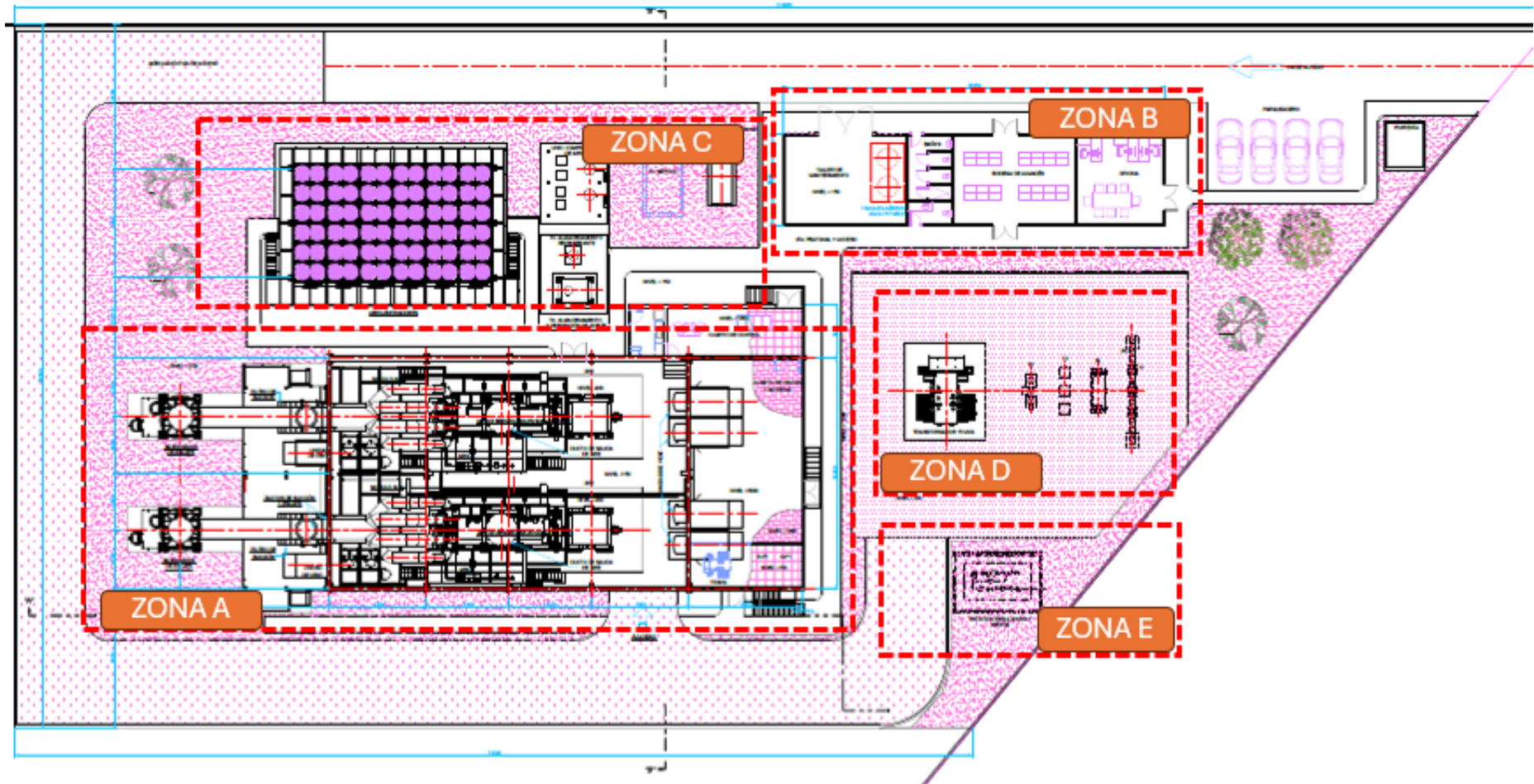
En la zona de aero enfriadores , denominada área C en la figura 25, se ubica en rack de aero enfriadores que son parte del sistema de refrigeración de los moto generadores.

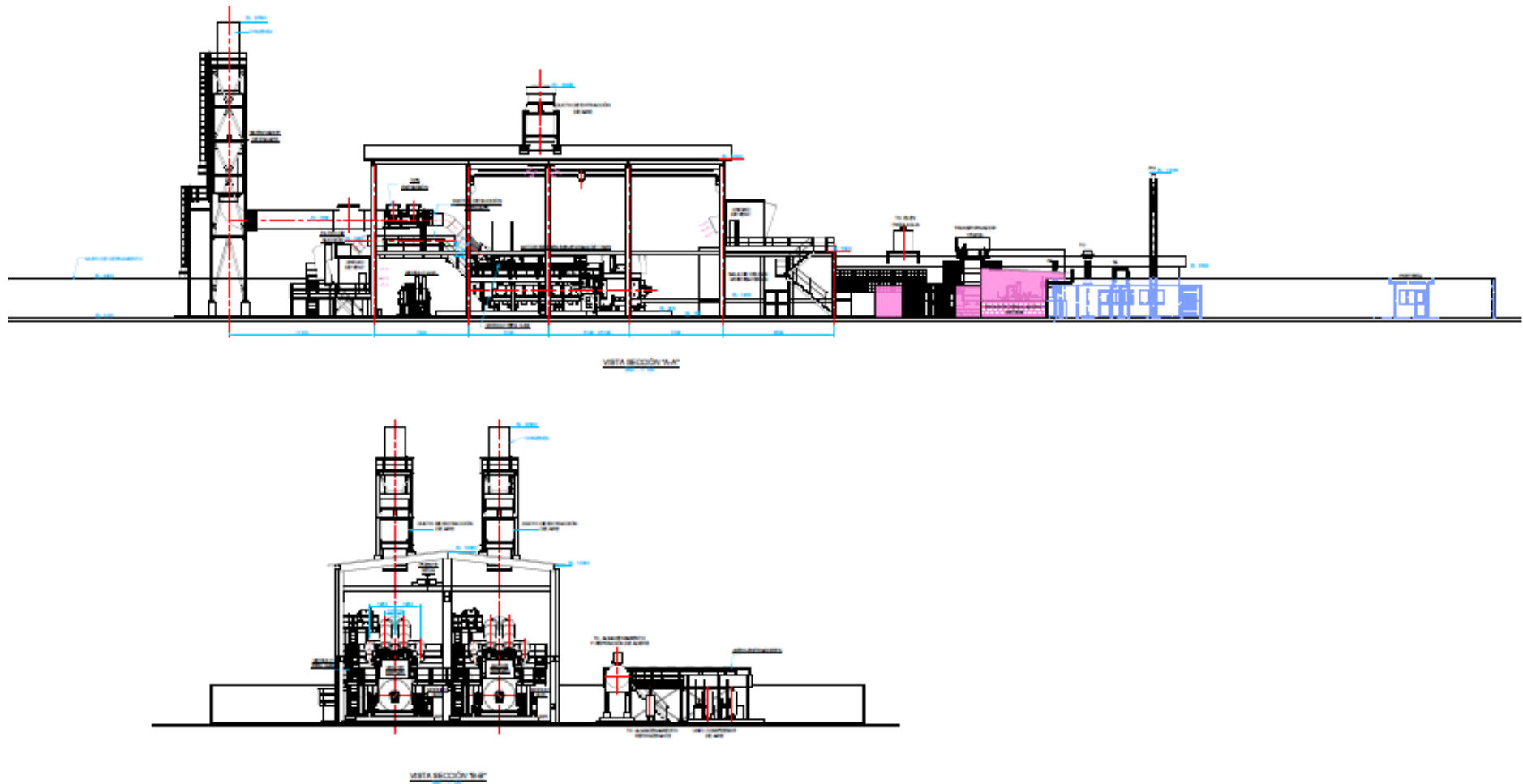
En la zona de Transformador elevador de potencia , denominada área D en la figura 25, se ubica un transformador elevador que eleva la tensión de salida del generador de 13.8 kV a 60 kV.

En la zona de grupo electrógeno auxiliar, denominada área E en la figura 25, se ubica un transformador auxiliar a diésel cuyo objetivo es dar arranque a los equipos auxiliares de la central de generación.

**Figura 24**

*Plano de distribución de la central de generación*



**Figura 25***Vista Isométrica de la central de generación*

#### 4.2.5 Capacidad de generación de la central térmica de generación

La capacidad de generación de la central de generación se determinará en función a las características y prestaciones del moto-generador de cada fabricante.

**4.2.5.1 Prestaciones del Moto-generador.** Para poder realizar un análisis entre los diferentes fabricantes, es importante poder identificar los datos de potencia generada, consumo de gas, eficiencia eléctrica, entre otros datos declarados por cada fabricante.

A partir de ello se determinará la energía producida anual, consumo de gas natural y costos operativos. En la tabla 7, se muestra el resume de las prestaciones del moto-generador declarados por cada fabricante.

**Tabla 7**

*Prestaciones declaradas por cada fabricante*

Descripción	Unidad	Rolls Royce Bergen B36	Man Turbo 35/44 GS TS	Wärtsilä 31SG
Potencia mecánica en condiciones de sitio	kW	11,325	11,192	10,377
Potencia condiciones sitio	kWe	11,040	11,027	10,231
Temperatura ambiente	°C	35	35	35
Consumo combustible	Btu/kWh @100%carga,	7,635	7,781	7,785
Eficiencia Eléctrica	HHV %	48.4%	48.3%	47.7%
Heat Rate @100% LHV	kJ/kWh	7,250	7,388	7,392
Temperatura exhosto	°C	375	375	375
Consumo aceite para lubricación	g/kWh	0.40	0.41	0.43

De acuerdo con los datos declarados por el fabricante se tiene que la potencia sitio incluyendo el derrateo del equipo por condiciones ambientales, se encuentra entre los 10,231 y 11,040 kWe, por lo tanto, para cubrir una demanda de 19,600 kWe necesitaríamos al menos 2 moto-generadores. De igual forma, se verifica que la eficiencia de los equipos es muy similar sin embargo se identifica consumos de combustible distintos lo cual impactara en el costo de combustible que se analizara en los siguientes capítulos.

**4.2.5.2 Generación anual de energía al 100% carga.** Para el cálculo de la energía neta disponible se toma como entrada la potencia ISO declarado por el fabricante, dicha potencia debe ajustarse a las condiciones de sitio para obtener la potencia eléctrica de cada moto-generador (kW). Mediante la ecuación 3, se calcula la potencia eléctrica en sitio de cada generador.

$$PE = P_{ISO} * \% \text{ Derrateo} \quad (3)$$

Donde:

- PE: Potencia Eléctrica (kW).  
 P<sub>ISO</sub>: Potencia ISO (kW).  
 % Derrateo: Porcentaje de Derrateo (%)

Según las consideraciones de diseño, se requiere una potencia bruta mínima de 19,600 kWh, por lo cual se requeriría 2 motores, mediante la ecuación 4, la potencia bruta se calcula:

$$PB = PE * N^{\circ} \text{ Equipos} \quad (4)$$

Donde:

- PB: Potencia bruta (kW).  
 PE: Potencia eléctrica (kW).  
 Ni Equipos: Número de motores (Und).

Se debe garantizar una disponibilidad de la central de generación será de 95% de las horas durante un año, de igual forma se deberá descontar el porcentaje de autoconsumo de energía necesaria para la operación de la central de generación, según lo declarado por el fabricante estaría en un 3% en promedio. Mediante la ecuación 5 se calcula las horas de operación de la central de generación.

$$\text{Horas Operativas} = 8760 * \text{Disponibilidad} \quad (5)$$

Donde:

- Horas Operativas: Horas Operativas (Hr).  
 Horas Anuales: 8760 Hr.  
 Disponibilidad: Porcentaje de Disponibilidad (%)

Se asumirá que los equipos trabajaran con 100% de factor de uso y 100% de factor de carga dado que no existe una limitación de recibir potencia en la subestación Paita Industrial o en la línea de transmisión de 60,000 VAC que interconectaría la central de generación con la subestación Paita Industrial.

Mediante la ecuación 6, se calcula la energía neta disponible por cada fabricante. En la tabla 8, se muestra el resumen de la energía neta disponible por cada fabricante.

$$END = \frac{PB * \% \text{ Uso} * (1 - \% \text{ Auto}) * \text{Horas Operativas}}{1000} \quad (6)$$

END:	Energía Neta Disponible (MWh/año).
PB :	Potencia Bruta (kW).
% Auto :	Autoconsumo (%)
% Uso:	Factor de Uso (%)
Horas Operativas:	8322

**Tabla 8***Generación eléctrica por tecnología*

Descripción	Unidades	Rolls Royce Bergen B36	Man Turbo 35/44 GS TS	Wärtsilä 31SG
Potencia ISO	kW	11,325	11,192	10,377
Nº Und.	und	2	2	2
Derrateo	%	97.5%	98.5%	98.6%
Potencia eléctrica	kW	11,040	11,027	10,231
Potencia Bruta	kW	22,080	22,054	20,462
Carga	%	100%	100%	100%
Disponibilidad	%	95%	95%	95%
Horas Operativas	Horas	8322	8322	8322
% Autoconsumos	%	3%	3%	3%
Factor de Uso	%	100%	100%	100%
Energía Bruta	MWh/año	183,750	183,533	170,285
Autoconsumos anuales	MWh/año	5,512	5,506	5,109
Energía Neta Disp.	MWh/año	178,237	178,027	165,176

**4.2.5.3 Consumo de gas al 100% de carga.** El consumo de gas es el punto con mayor influencia en los costos operativos del proyecto puesto que representa más del 90% del opex. El fabricante declara el consumo de gas o Heat Rate en BTU / kWh, con ello se puede determinar el consumo de gas natural durante un año, mediante la ecuación 7 se puede calcular el consumo de gas natural en MMBTU / año.

$$\text{Consumo GN} \left( \frac{\text{MMBTU}}{\text{año}} \right) = \frac{\text{EDN} * \text{HT}}{1000} \quad (7)$$

Consumo GN:	Consumo GN @heat rate de HHV (MMBTU/año)
END:	Energía Neta Disponible (MWh/año).
HT:	Heat Rate@HHV (BTU/kWh)

De igual forma que el punto anterior, se puede calcular el consumo en unidades equivalentes a m<sup>3</sup>/año o en su equivalente de millones de pies cúbicos días (MMPCD). Mediante la ecuación 8, se obtienen la equivalencia de consumo de gas en otras unidades.

$$\text{Consumo GN} \left( \frac{\text{m}^3}{\text{año}} \right) = \frac{\text{Consumo GN} \left( \frac{\text{MMBTU}}{\text{año}} \right) * 1000}{\text{CE}} \quad (8)$$

Consumo GN (m<sup>3</sup>/año): Consumo GN @heat rate de HHV (m<sup>3</sup>/año)  
 END: Energía Neta Disponible (MWh/año).  
 CE : Calor Especifico HHV (BTU/ ft<sup>3</sup>).

Finalmente, se puede determinar el ratio de consumo de gas natural para generar energía, con ello se puede estimar los costos operativos del consumo de gas, sin tener en cuenta los costos de mantenimiento programado y no programado. Mediante la ecuación 9, se obtiene el ratio de consumo.

$$\text{Ratio} = \frac{\text{Consumo GN}}{\text{END}} \quad (9)$$

Consumo GN (m<sup>3</sup>/año): Consumo GN @heat rate de HHV (m<sup>3</sup>/año)  
 END: Energía Neta Disponible (MWh/año).  
 Ratio de Generación: Ratio (m<sup>3</sup> / kW).

En la tabla 9, se resume el consumo de gas natural por cada fabricante, de igual manera se obtiene el ratio de generación. En base a los resultados obtenidos, se concluye que el consumo de gas natural de la central de generación estaría en un promedio entre 4,444 y 4,703 m<sup>3</sup>/h o 3,632 y 3,844 BTU/día.

**Tabla 9**

*Consumo de gas natural por cada tecnología*

Descripción	Unidad	Rolls Royce Bergen B36	Man Turbo 35/44 GS TS	Wärtsilä 31SG
Energía Bruta	MWh/año	183,750	183,533	170,285
Calor Específico HHV	BTU/ft <sup>3</sup>	1,015	1,016	1,017
Heat Rate @HHV	BTU/kWh	7,635	7,781	7,785
	MMBTU/año	1,402,965	1,427,986	1,325,622
	BTU/día	3,844	3,912	3,632
Consumo GN @heat rate HHV	m <sup>3</sup> /año	39,140,432	39,838,484	36,982,697
	m <sup>3</sup> /h	4,703	4,787	4,444
	MMPCD	3.986	4.057	3.766
	m <sup>3</sup> /kW	0.213	0.217	0.217
	%	48.4%	48.3%	47.7%

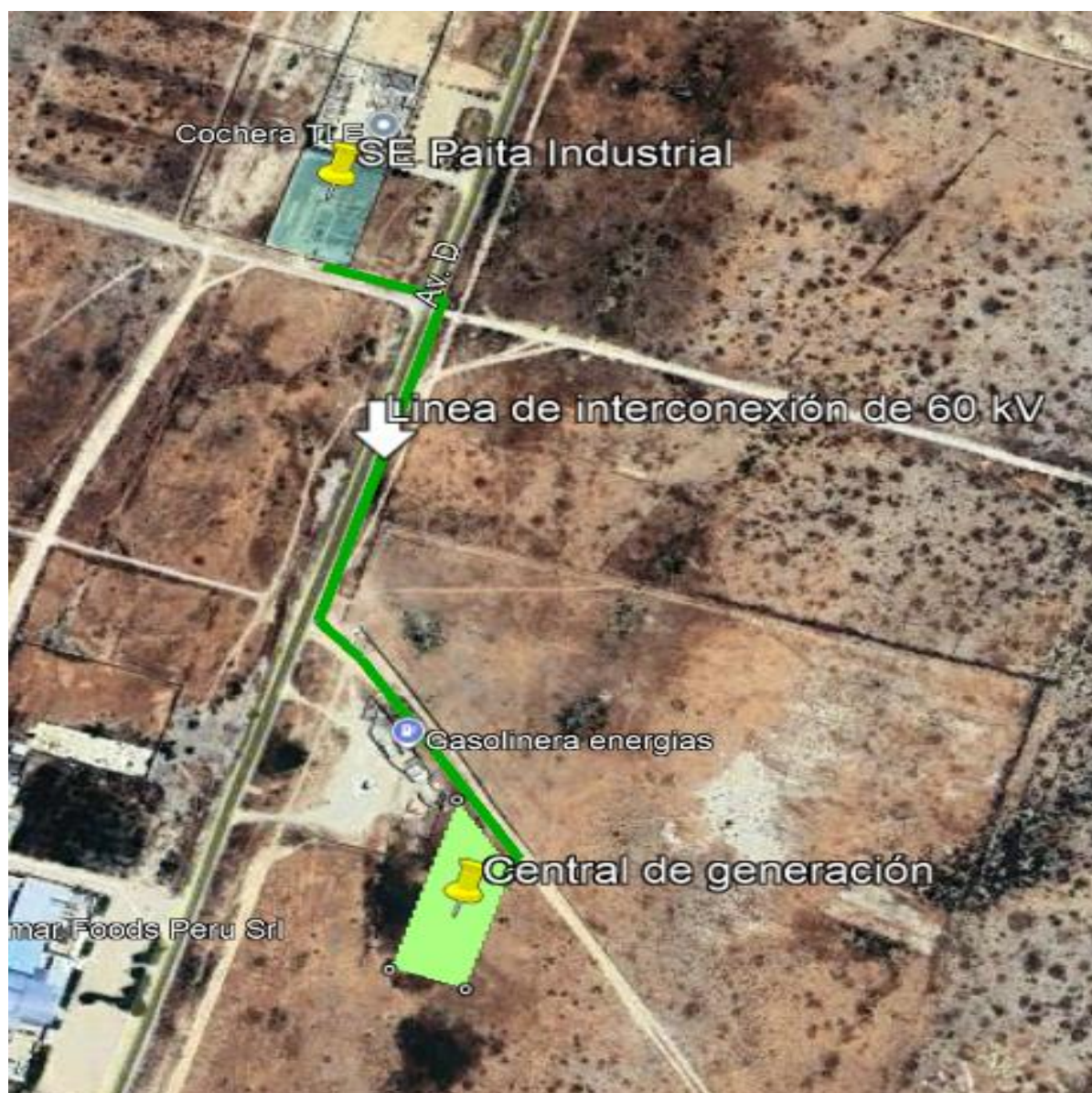
#### 4.2.6 Esquema de conexión eléctrica

Para el caso de la conexión eléctrica necesaria para la inyección eléctrica, se dividirá en tres componentes principales.

**4.2.6.1 Línea de transmisión eléctrica de 60 kV.** Se deberá interconectar la central de generación con el subestación Paíta Industrial mediante una línea de interconexión eléctrica 60 kV con una longitud de 1.5 km. En la figura 26, se muestra la línea de interconexión.

#### Figura 26

*Línea de interconexión de 60 kV entre central de generación y subestación eléctrica Paíta Industria*

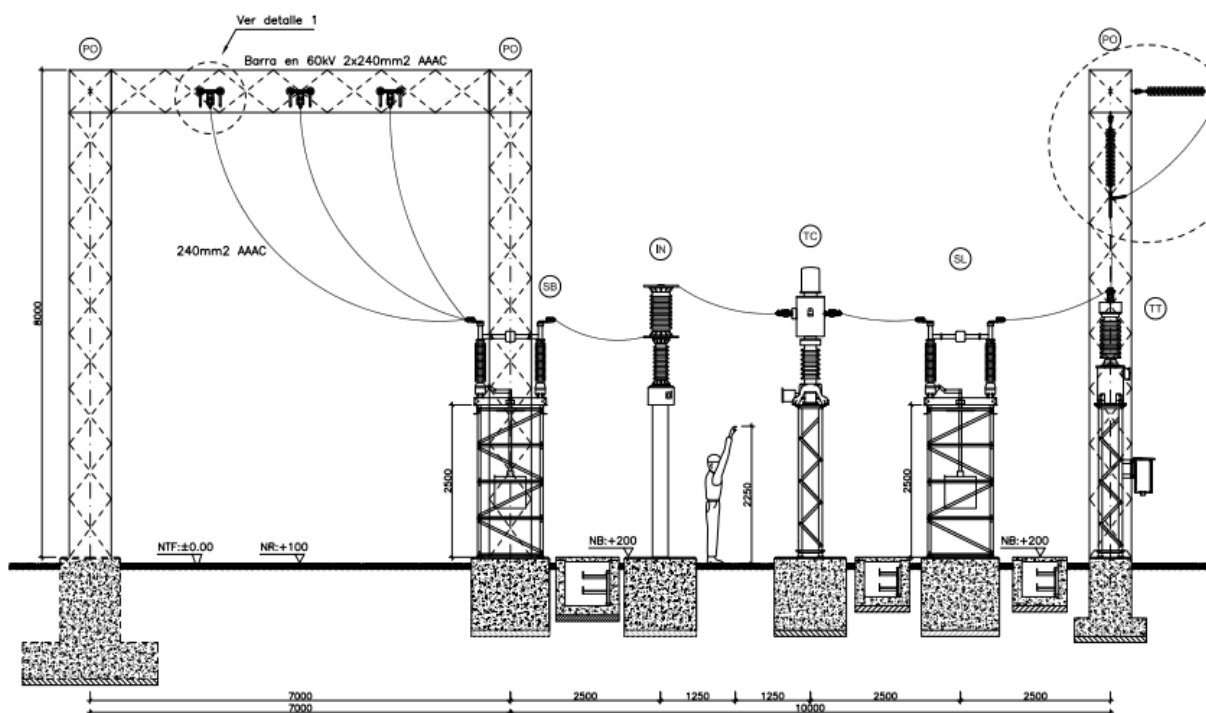


*Nota.* Adaptado de Google Earth.

**4.2.6.2 Ampliación de la subestación eléctrica Paita Industrial.** Para inyectar la energía eléctrica al sistema de distribución de electricidad de ENOSA se requiere la ampliación de la subestación Paita Industrial, es por ello se requiere implementar una bahía de recepción, se asumirá que ENOSA tiene la capacidad de reducir la tensión de 60 kV a 13.8 kV en su transformador, a fin de distribuir la energía a los clientes industriales de la zona. En la figura 27 se muestra la infraestructura necesaria para realizar dicha conexión.

**Figura 27**

*Bahía de recepción de la subestación Paita Industrial*



En la figura 28, se muestra el esquema de conexión y protecciones para la conexión de la central de generación a la subestación Paita Industrial, asimismo se visualiza los parámetros eléctricos de la operación. Se consideran todos los mecanismos de coordinación de protecciones según lo indicado en el procedimiento PR20, el cual regula el diseño, construcción y operación de centrales de generación.

Se requiere la ampliación de una nueva bahía, se tomará la bahía 4 de acuerdo con la distribución de ampliación prevista por ENOSA. Actualmente la subestación Paita Industrial tiene dos bahías en uso (marcadas en negro), la tercera bahía será utilizada por el operador ISA REP, por lo cual el proyecto deberá conectarse en la posición 4, tal cual como se ve en la figura 29 marcada en color rojo.

Figura 28

Esquema de conexión de la subestación Paita Industrial

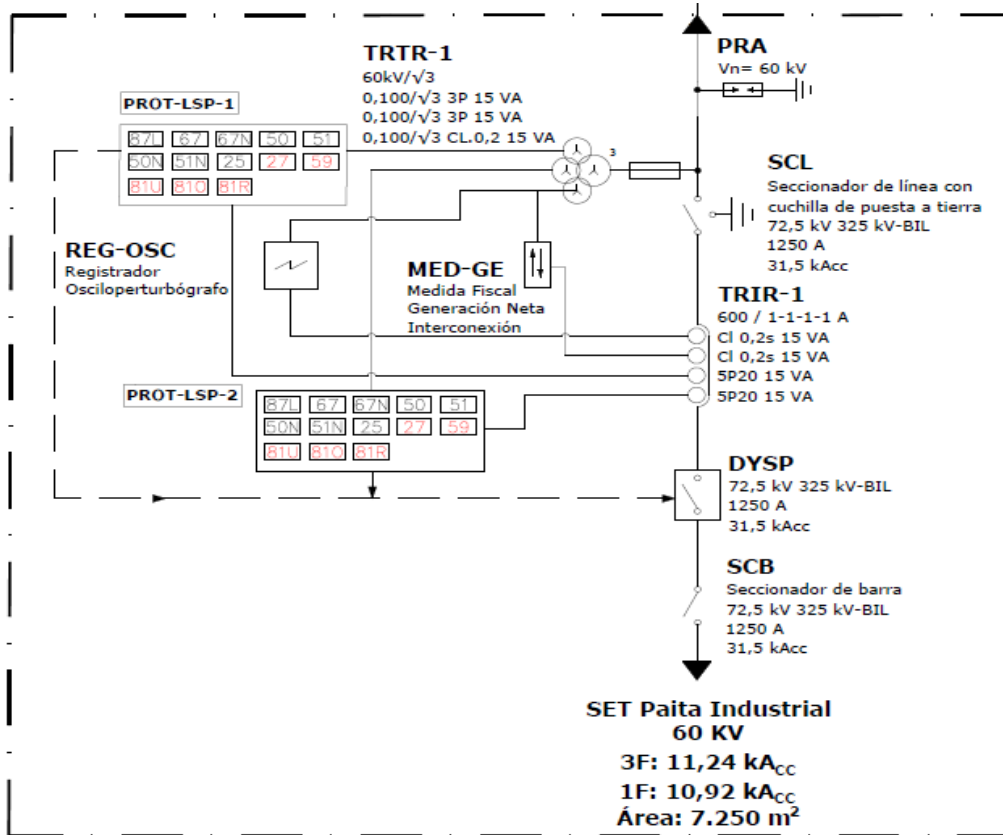
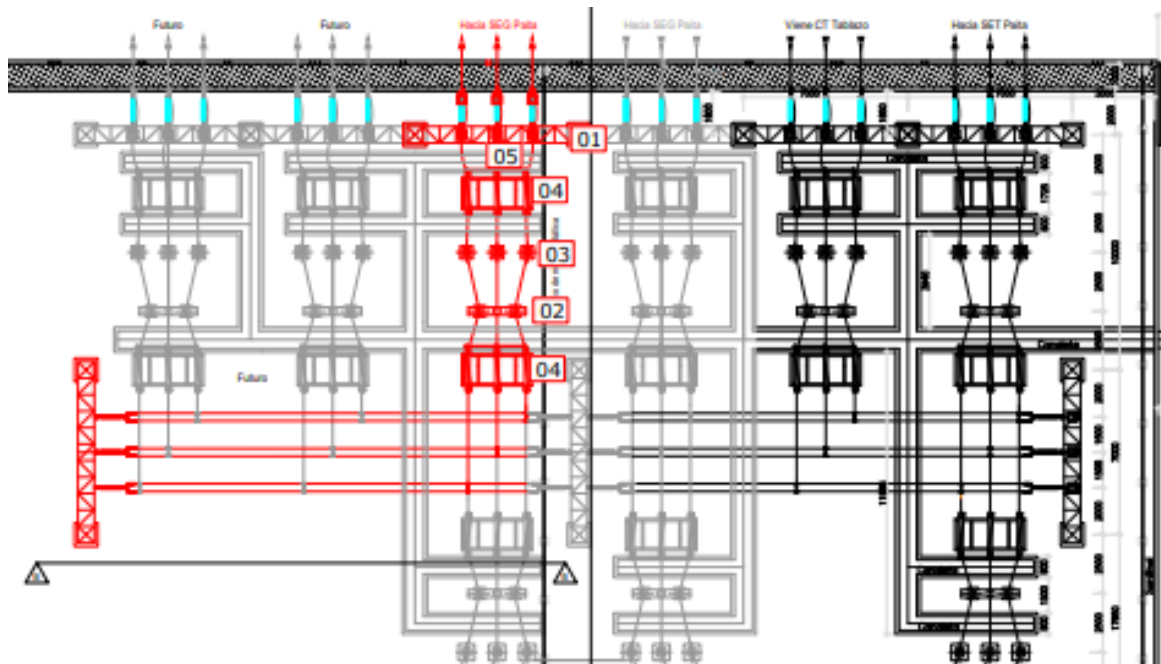


Figura 29

Distribución de bahías de recepción de la subestación Paita Industrial



Las actividades por desarrollar dentro de la subestación Paita industrial consiste en la Implementación de la 4ta bahía para recepción de energía eléctrica, consiste la extensión del barraje de 60,000 VAC incluyendo el pórtico, aisladores, herrajes y accesorios de conexión. Estas actividades incluyen el suministro. Instalación y conexionado de cables de control y potencia.

En la tabla 10, se muestra las características técnicas de los componentes a instalar dentro de la subestación Paita Industrial.

**Tabla 10**

*Componentes necesarios para ampliación de la 4ta bahía en subestación Paita Industrial*

<b>Equipo</b>	<b>Características</b>
Interruptor de Potencia	Tensión máxima de operación: 72,5 kV. Nivel básico de aislamiento (BIL): 325 kV. Corriente nominal: 1250 A. Frecuencia: 60 Hz. Número de fases: 3. Mecanismo de accionamiento: Tripolar. Medio de extinción del arco: SF6. Corriente de cortocircuito: 31,5 kA. Instalación: Exterior. Grado de Galvanizado: $\geq 120 \mu\text{m}$ .
Seccionador de Línea con Cuchilla de Puesta a Tierra	Tensión máxima de operación: 72,5 kV. Nivel básico de aislamiento (BIL): 325 kV. Corriente nominal: 1250 A. Frecuencia: 60 Hz. Número de fases: 3. Corriente de cortocircuito: 31,5 kA. Línea de fuga: 31 mm/kV. Longitud total de fuga: 2248 mm. Forma de apertura: Rotación Central. Grado de Galvanizado: $\geq 120 \mu\text{m}$ .
Seccionador de Barra	Tensión máxima de operación: 72,5 kV. Nivel básico de aislamiento (BIL): 325 kV. Corriente nominal: 1250 A. Frecuencia: 60 Hz. Número de fases: 3. Corriente de cortocircuito: 31,5 kA. Línea de fuga: 31 mm/kV. Longitud total de fuga: 2248 mm. Forma de apertura: Rotación Central. Grado de Galvanizado: $\geq 120 \mu\text{m}$ .

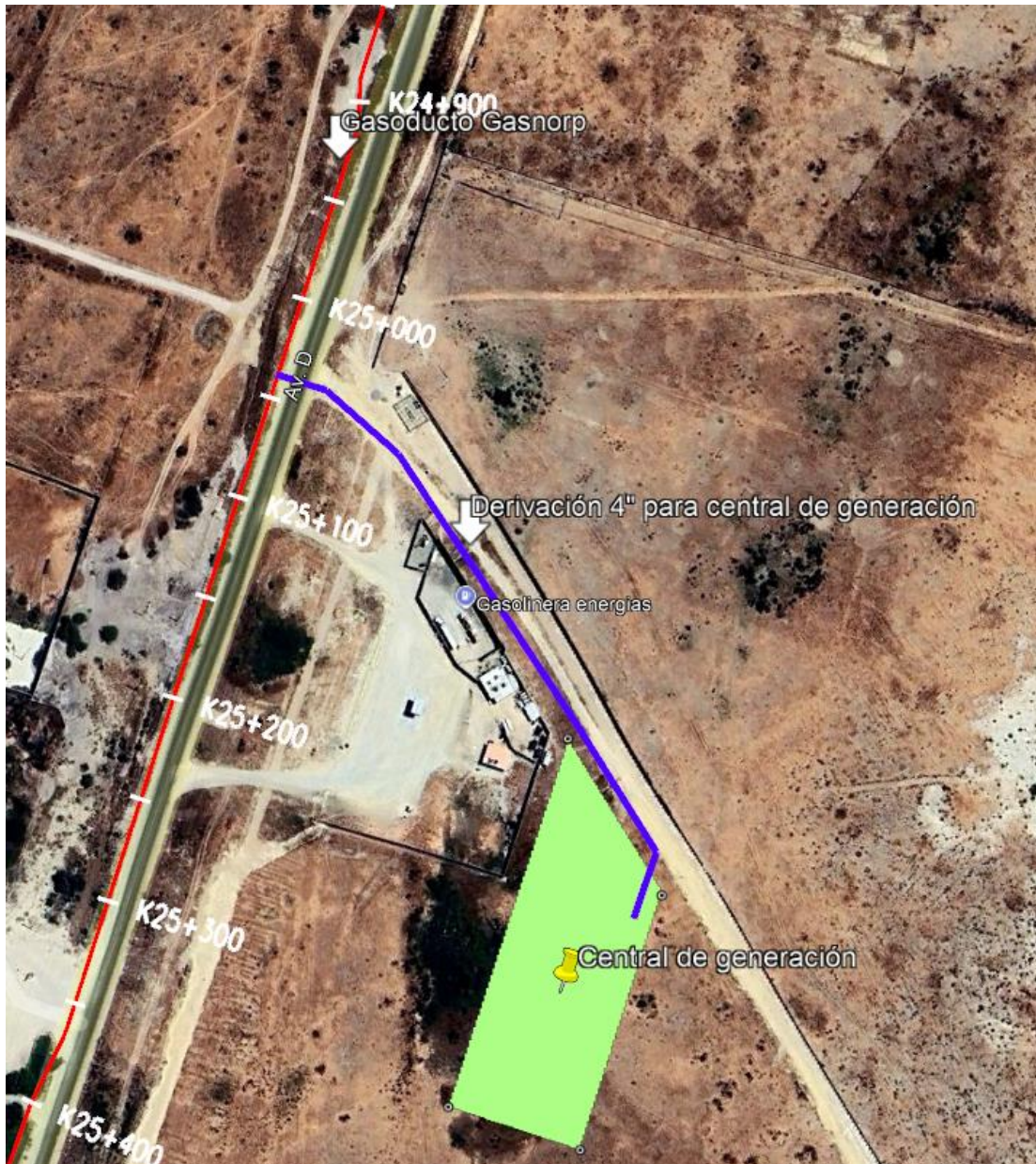
Equipo	Características
Transformadores de Intensidad	Tensión máxima de operación: 72,5 kV. Nivel básico de aislamiento (BIL): 325 kV. Frecuencia: 60 Hz. Número de fases: 3. Número de núcleos secundarios: 4 Corriente de cortocircuito: 31,5 kA. Relación de transformación: 600-300/1/1/1A. Línea de fuga: 31 mm/kV. Longitud total de fuga: 2248 mm. Grado de Galvanizado: $\geq 120 \mu\text{m}$ .
Transformadores de Tensión	Tensión máxima de operación: 72,5 kV. Nivel básico de aislamiento (BIL): 325 kV. Frecuencia: 60 Hz. Número de fases: 3. Número de núcleos secundarios: 3 Corriente de cortocircuito: 31,5 kA. Relación de transformación: 60/ $\sqrt{3}$ : 0,100/ $\sqrt{3}$ : 0,100/ $\sqrt{3}$ : 0,100/ $\sqrt{3}$ . Línea de fuga: 31 mm/kV. Grado de Galvanizado: $\geq 120 \mu\text{m}$ .
Pararrayos	Tipo: Óxido de Zinc. Tensión nominal de Servicio: 60 kV. Tensión nominal del Pararrayo: 60 kV. Tensión máxima de equipo: 72,5 kV. Nivel básico de aislamiento (BIL): 325 kV. Sobretensión temporal (TOV): 61,11 kV. Tensión de operación continua (COV): 43,95 kV. Frecuencia: 60 Hz. Corriente de Descarga (kA): 10 kA Línea de fuga: 31 mm/kV. Grado de Galvanizado: $\geq 120 \mu\text{m}$ Longitud total de fuga: 2248 mm. Clase 2.

#### **4.2.7 Conexión de gas con el sistema de distribución de gas natural**

La central de generación se alimentará a partir del sistema de distribución de gas natural de la región Piura a través de una derivación en 4" a partir de una línea troncal de acero de 10" que interconecta los lotes de gas natural de Paíta con la ciudad de Talara. En la figura 30 se muestra la conexión planteada.

**Figura 30**

Trazado de derivación de 4" para suministro de gas natural a la central de generación



Nota. Adaptado de Google Earth.

## Capítulo 5

### Evaluación económica y financiera

#### 5.1 Evaluación económica del proyecto

La evaluación económica es la parte fundamental del análisis de ciclo de vida del proyecto puesto que es el elemento de entrada necesario para realizar el modelo financiero y evaluar la rentabilidad del proyecto.

##### 5.1.1 Construcción del Capex

La construcción de los costos de inversión o Capex se desarrolló bajo una ingeniería primaria o básica donde se seleccionaron los equipos principales y se determinó la configuración de la central de generación.

Se determinaron los costos de los equipos según la tecnología del fabricante, para ello se construyó un alcance para poder hacer comparables los costos recopilados. Dado que los proveedores son fabricantes internacionales se establecieron costo con incoterm ExWorks según la ciudad de fabricación de los equipos de generación.

En la tabla 11, se muestra el alcance de las obras civiles, mecánicas y eléctricas para la construcción de la central de generación. Se incluye todos los elementos necesarios incluyendo suministro de equipamiento eléctrico.

**Tabla 11**

*Componentes estimados para construcción de la central de generación*

Ítem	Descripción
	<b>Desarrollo de ingeniería de detalle</b>
1	Elaboración de ingeniería de detalle por especialidad. Elaboración de estudio pre-operativo. Elaboración del estudio operativo. Elaboración de estudio complementarios. Elaboración de expedientes para permisos ambientales.
	<b>Obra civil</b>
2	Movimiento de tierras y nivelación de terreno. Construcción de las losas de concreto para la colocación del moto-generador. Construcción de la cabina insonorizada con grado hospital para evitar que el ruido afecta a los vecinos del predio. Construcción de la sala eléctrica. Construcción de la sala de control. Construcción de oficinas administrativas. Garita de control. Cercos perimétricos.

<b>Obra mecánica</b>			
3	Montaje de equipos principales. Montaje de equipos secundarios. Construcción de líneas del sistema de aire comprimido. Construcción de línea de gas natural. Construcción de línea de sistema de refrigeración. Montaje de silenciador. Montaje de estructura metálica. Pruebas y puesta en marcha de los equipos.		
	<b>Obra eléctrica</b>		
	4	Sistema de malla a tierra. Montaje de equipos principales. Montaje de celdas de protección. Montaje de celdas de medición. Cableado de baja tensión. Cableado de media tensión. Sistema de iluminación. Construcción de línea de 60,000 VAC. Ampliación de la subestación Paita Industrial.	
		<b>Obra instrumentación</b>	
		5	Sistema de malla a tierra para instrumentación Montaje de equipos principales. Sistema de control de la central de generación. Sistema de comunicación de la central de generación. Sistema SCADA de la central de generación.

Para el caso de las obras civiles y electromecánicas, los costos se determinaron a partir de data histórica de proyectos similares y se ajustaron a juicio de expertos. Dentro del costo, se incluye la construcción de la línea de transmisión y ampliación de la subestación Paita industrial.

Al ser un presupuesto realizado para una ingeniería básica o primaria, se está considerando un 10% de contingencia sobre el costo directo, asimismo se considera un costo de administración del 12% e imprevisto del 3%. En la tabla 12 se muestra la estimación de capex del proyecto para cada tecnología.

**Tabla 12**

*Capex estimado del proyecto*

Descripción	Bergen	Wärtsilä	Man Turbo
Equipos mayores	14,013,200	18,114,567	17,533,012
Obras mecánicas	1,318,965	519,969	519,969
Estación de regulación de gas natural	226,365	206,374	206,374

Descripción	Bergen	Wärtsilä	Man Turbo
Obras civiles	1,112,363	1,862,684	1,862,684
Obras eléctricas	3,505,522	1,806,201	1,806,201
Obras de instrumentación & Control	257,280	255,951	255,951
Ingeniería de detalle	350,000	212,970	212,970
Certificación y estudios	217,477	200,000	200,000
Dirección del Proyecto	242,092	240,000	240,000
Contingencia	2,124,326	2,340,776	245,000
Gastos Administrativos	2,057,966	810,955	810,955
Pólizas y seguros	300,000	300,000	300,000
<b>Capex total acumulado (USD)</b>	<b>25,725,557</b>	<b>26,870,447</b>	<b>24,193,115</b>

### 5.1.2 Construcción del Opex

Los costos operativos de la central de generación se dividen en dos puntos fundamentales, el costo del combustible y costo de mantenimiento de la central de generación, siendo el costo del combustible el ítem que más influye en el cálculo del Opex.

**5.1.2.1 Cálculo de costo de combustible.** El costo del combustible se determina en función a la energía neta disponible generada y el consumo de gas natural de cada equipo, lo cual fue calculado en el acápite 4.2.5.2.

La tarifa de gas natural al igual que la tarifa de transmisión eléctrica es regulada por OSINERGMIN y se encuentra publicada en la página web de Quavii. Para el caso del análisis se tomará una tarifa de 4.3 USD/MMBTU.

Se debe tener en cuenta las tarifas de gas se indexan anualmente por el índice de precio consumidor (IPC), para el caso del presente trabajo se tomará un 2.5% como factor de indexación. En la tabla 13, se muestra el costo de gas anual por cada tecnología.

**Tabla 13**

*Costo anual de gas natural*

Tecnología	Cantidad (Und)	Eficiencia (%)	Consumo Total (m <sup>3</sup> /hr)	Consumo (MMBTU - año)	Costo anual (USD)
Rolls Royce Bergen B36	2	48.4%	4,703.25	1,402,965	6,183,567
Man Turbo 35/44 GS TS	2	48.3%	4,787.13	1,427,986	6,293,848
Wärtsilä 31SG	2	47.7%	4,443.97	1,325,622	5,842,679

**5.1.2.2 Costo de operación y mantenimiento.** Para determinar el costo del personal necesario para operación y mantenimiento se ha tomado la recomendación del fabricante de los equipos sobre la cantidad de personal, perfil específico y años de experiencia.

Para el cálculo del opex de personal se ha tomado el costo promedio de sueldo y prestaciones de los profesionales necesarios en Perú, como estimación de costo no se está considerando el personal administrativo, logística y dirección de la empresa asociada, puesto que se asume que la empresa ya cuenta con las áreas establecidas y no se requiere ampliar el personal. A continuación, se muestra la tabla 14 con el personal necesario para la operación de la central de generación.

**Tabla 14**

*Personal de mantenimiento necesario para la central de generación*

Intervalo	Intervalo de Mantenimiento	Personal necesario para mantenimiento			Personal necesario para operación		
		Ingeniero senior	Técnico senior	Jefe de mantenimiento	Ingeniero senior	Técnico senior	Jefe de operaciones
3,000	3k, 15k, 33k, 39k, 51k,69k,75k	1	3	1	2	3	1
6,000	6k,30k,42k,66k,78k	1	3	1	2	3	1
9,000	9k, 27k,45k,63k	1	3	1	2	3	1
12,000	12k,24k,60k	1	3	1	2	3	1
18,000	18k, 54k	1	3	1	2	3	1
36,000	36k	1	3	1	2	3	1
48,000	48k	1	3	1	2	3	1
72,000	72k	1	3	1	2	2	1

El costo de mantenimiento puede variar según la tecnología del motores, complejidad del sistema y frecuencia de mantenimiento recomendada por cada fabricante. De igual forma se debe considerar los repuestos de alta rotación y críticos. Para el caso del presente análisis se ha contemplado utilizar motores recíprocos con bajo número de revoluciones por minuto (RPM) lo cual indica que la frecuencia de mantenimiento será menor a un motor con alto número de revoluciones por minuto (RPM).

A continuación, en la tabla 15 se muestra la frecuencia de mantenimiento recomendado por los fabricantes. Los valores mostrados son propuestos en el año 2025, por lo cual para el flujo financiero se deberá considerar la indexación de los valores según el Índice de Precio Consumidor (IPC) o similar.

**Tabla 15***Costo de mantenimiento programado*

Intervalo	N° Mantenimiento programado por periodo	Intervalo de Mantenimiento	Costo de repuestos por intervalo (USD)	Costo mano de obra (USD)	Costo por mantenimiento (USD)
		3k, 15k, 33k, 39k,			
3,000	9	51k,69k,75k	11,409	-	11,409
6,000	5	6k,30k,42k,66k,78k	97,572	-	97,572
9,000	4	9k, 27k,45k,63k	11,496	62,266.00	73,762
12,000	3	12k,24k,60k	387,023	26,197.00	413,220
18,000	2	18k, 54k	854,518	335,206.00	1,189,724
36,000	1	36k	1,094,448	254,238.00	1,348,686
48,000	1	48k	145,197	8,372.00	153,569
72,000	1	72k	1,666,534	275,884.00	1,942,418

Para el caso de los mantenimiento de 3,000 y 6,000 horas, el personal de operación de la planta podrá realizarlo con recursos propios dado que consiste en la reposición de aceite, limpieza de inyectores, filtros y monitoreo de parámetros. La asistencia del fabricante del motor recíprocante es importante dado que se pueden presentar alarmas, mantenimiento no programado u otra eventualidad que restrinja el suministro de energía al cliente final, es por ello por lo que se debe considerar el costo de asistencia técnica del fabricante.

Los costos de mantenimiento también deben incluir el suministro de repuestos críticos de la central de generación a fin de garantizar la disponibilidad de energía al cliente final. Estos repuestos son recomendados por cada fabricante y en general consiste en tener en stock elementos sometidos a desgaste continuo como son los pistones, culatas, bielas y otros repuestos similares.

Otro punto relevante para el mantenimiento de la central de generación es el consumo de aceite de los motores recíprocantes cuya reposición se realiza cada 3,000 horas de operación, para el caso del análisis se está tomando la recomendación del fabricante.

## 5.2 Construcción del modelo financiero

Una vez definido los criterios técnicos para la selección de la tecnología incluyendo el costo de mantenimiento y operación de la central de generación, se realizará el modelo financiero con el objetivo evaluar la rentabilidad del proyecto. Para el presente análisis se toma las siguientes premisas:

- Las fabricantes de motores recíprocantes tienen una amplia experiencia en sector de generación.

- Los fabricantes garantizan la disponibilidad de repuestos y mano de obra para los mantenimientos programados.
- Los costos de operación son similares entre ambas tecnologías.
- Factibilidad del lote para construir la central de generación.
- La demanda de potencia es estable.

Para el análisis financiero se utilizará el Capex y Opex estimado en los acápite 5.1.1 y 5.1.2. Asimismo, se calculará la tasa interna de retorno (TIR) para evaluar la rentabilidad del proyecto. El modelo evalúa los indicadores financieros para tres escenarios:

- Utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA), tasa interna de retorno (TIR) y Flujo de caja libre (FCL) para la venta de potencia y energía eléctrica.
- Utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA), tasa interna de retorno (TIR) y Flujo de caja libre (FCL) para la venta de gas natural.
- Utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA), tasa interna de retorno (TIR) y Flujo de caja libre (FCL) del proyecto como conjunto.

En la tabla 16 se muestra el modelo financiero utilizado para calcular los indicadores para la generación eléctrica, para este caso el cálculo de los ingresos depende de la tarifa de potencia o fija (USD/kW-m) y tarifa de venta de energía o variable (USD/MWh). Dado que el que el predio de la central de generación se ubica en la zona especial de desarrollo Paita (ZED Paita) no se considera los costos asociados a tasas o impuestos.

En la tabla 17 se muestra el modelo financiero para la venta de gas natural para la central de generación, para este caso el cálculo de ingresos depende del consumo de gas de los equipos de generación y la tarifa de gas natural. Se considera el descuento de las tasas e impuestos aplicables.

**Tabla 16***Indicadores financieros para generación de energía*

Evaluación tarifa	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Generación</b>												
Ingreso fijo		1,427,379	1,463,064	1,499,641	1,537,132	1,575,560	1,614,949	1,655,323	1,696,706	1,739,123	1,782,601	1,827,166
Tarifa Fija (USD/kW-m)		6.07	6.22	6.38	6.54	6.70	6.87	7.04	7.21	7.39	7.58	7.77
Tarifa Variable (USD/MWh)		10,172,627	10,426,943	10,687,617	10,954,807	11,228,677	11,509,394	11,797,129	12,092,057	12,394,359	12,704,217	13,021,823
		57.07	58.50	59.96	61.46	63.00	64.57	66.19	67.84	69.54	71.28	73.06
<b>Total Ingreso Generación</b>		<b>11,600,007</b>	<b>11,890,007</b>	<b>12,187,257</b>	<b>12,491,938</b>	<b>12,804,237</b>	<b>13,124,343</b>	<b>13,452,451</b>	<b>13,788,763</b>	<b>14,133,482</b>	<b>14,486,819</b>	<b>14,848,989</b>
Capex	-26,725,557	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,431,389
Opex		1,885,621	2,600,137	1,958,125	3,161,406	2,022,260	3,061,238	2,099,260	3,827,541	2,189,384	2,948,604	2,256,399
Gas natural		6,183,567	6,338,156	6,496,610	6,659,026	6,825,501	6,996,139	7,171,042	7,350,318	7,534,076	7,722,428	7,915,489
<b>Total Opex</b>		<b>8,069,188</b>	<b>8,938,293</b>	<b>8,454,736</b>	<b>9,820,432</b>	<b>8,847,761</b>	<b>10,057,377</b>	<b>9,270,303</b>	<b>11,177,860</b>	<b>9,723,461</b>	<b>10,671,033</b>	<b>10,171,888</b>
<b>Depreciación</b>		1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891
Generador		683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590
Construcción		550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527
Línea de 60 kV + SE Paita		34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774
<b>EBITDA</b>		<b>3,530,818</b>	<b>2,951,714</b>	<b>3,732,521</b>	<b>2,671,507</b>	<b>3,956,476</b>	<b>3,066,966</b>	<b>4,182,149</b>	<b>2,610,903</b>	<b>4,410,021</b>	<b>3,815,786</b>	<b>4,677,101</b>
TX		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FCL Generación</b>	<b>-26,725,557</b>	<b>3,530,818</b>	<b>2,951,714</b>	<b>3,732,521</b>	<b>2,671,507</b>	<b>3,956,476</b>	<b>3,066,966</b>	<b>4,182,149</b>	<b>2,610,903</b>	<b>4,410,021</b>	<b>3,815,786</b>	<b>11,108,490</b>

**Tabla 17***Indicadores financieros para distribución de gas natural*

<b>Distribución Gas Natural</b>												
<b>Total Ingreso</b>		<b>6,183,567</b>	<b>6,338,156</b>	<b>6,496,610</b>	<b>6,659,026</b>	<b>6,825,501</b>	<b>6,996,139</b>	<b>7,171,042</b>	<b>7,350,318</b>	<b>7,534,076</b>	<b>7,722,428</b>	<b>7,915,489</b>
Capex	-250,000											
Opex Fijo		12,813	13,133	13,461	13,798	14,143	14,496	14,859	15,230	15,611	16,001	16,401
Opex Costo												
Gas		4,026,509	4,127,172	4,230,351	4,336,110	4,444,512	4,555,625	4,669,516	4,786,254	4,905,910	5,028,558	5,154,272
<b>Total Opex</b>		<b>4,039,321</b>	<b>4,140,304</b>	<b>4,243,812</b>	<b>4,349,907</b>	<b>4,458,655</b>	<b>4,570,121</b>	<b>4,684,374</b>	<b>4,801,484</b>	<b>4,921,521</b>	<b>5,044,559</b>	<b>5,170,673</b>
Depreciación		12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
<b>EBITDA</b>		<b>2,144,246</b>	<b>2,197,852</b>	<b>2,252,798</b>	<b>2,309,118</b>	<b>2,366,846</b>	<b>2,426,017</b>	<b>2,486,668</b>	<b>2,548,835</b>	<b>2,612,555</b>	<b>2,677,869</b>	<b>2,744,816</b>
Tx		628,865	644,679	660,888	677,502	694,532	711,988	729,880	748,219	767,016	786,284	806,033
<b>FCL GN</b>	<b>-250,000</b>	<b>1,515,381</b>	<b>1,553,173</b>	<b>1,591,910</b>	<b>1,631,616</b>	<b>1,672,314</b>	<b>1,714,030</b>	<b>1,756,788</b>	<b>1,800,616</b>	<b>1,845,539</b>	<b>1,891,585</b>	<b>1,938,783</b>
<b>EBITDA</b>												
<b>Acumulada</b>		<b>5,675,064</b>	<b>5,149,566</b>	<b>5,985,320</b>	<b>4,980,625</b>	<b>6,323,322</b>	<b>5,492,984</b>	<b>6,668,816</b>	<b>5,159,738</b>	<b>7,022,576</b>	<b>6,493,656</b>	<b>7,421,917</b>
<b>FCL</b>	<b>-</b>											
<b>Acumulada</b>	<b>26,975,557</b>	<b>5,046,199</b>	<b>4,504,887</b>	<b>5,324,432</b>	<b>4,303,122</b>	<b>5,628,790</b>	<b>4,780,996</b>	<b>5,938,937</b>	<b>4,411,519</b>	<b>6,255,560</b>	<b>5,707,372</b>	<b>13,047,273</b>



## Capítulo 6

### Análisis y estimación de la tarifa

En los capítulos anteriores se analizó la viabilidad técnica y económica de implementar una central de generación en la ciudad de Paita para atender la demanda del concesionario de distribución de ENOSA. A continuación, en la tabla 19 se muestra el resumen de las prestaciones de la central de generación.

**Tabla 19**  
*Indicadores financieros del proyecto*

Resumen	Unidad	Cantidad
Horas Año	Horas	8,760
Potencia ISO (kW)	kW	11,325
Número de Unidades	und	2
Derrateo	%	97.5%
Potencia Bruta	kW	22,080
Carga		100%
Potencia Bruta @Carga	kW	22,080
Disponibilidad	%	95%
% Autoconsumos	%	3.00%
Energía Bruta	MWh/año	183,750
Autoconsumo	MWh/año	5,512
Energía para vender	MWh/año	178,237
Calor Especifico HHV	BTU/ft3	1,015
Heat Rate @HHV	BTU/kWh	7,635
Consumo GN @heat rate	MMbtu/año	1,402,965
	MMbtu/día	3,844
	MMMPCD	3.99
	m3/año	39,140,432
Rendimiento GN @HHV	m3/kW	0.21
Eficiencia Eléctrica	%	48.4%

Teniendo en cuenta que la tarifa de compra de potencia y energía para los concesionario de distribución tiene dos componentes principales: generación y transmisión, se puede optimizar estas tarifas siempre y cuando se pueda realizar una central de generación focalizada en la zona de influencia del concesionario eléctrico.

El objetivo de la investigación es proponer una tarifa en barra que sea competitiva para el concesionario de distribución y a su vez que el proyecto sea rentable como un negocio de inversión. En la tabla 20, se muestra la tarifa actual y la propuesta de tarifa para el análisis.

**Tabla 20**  
*Indicadores financieros del proyecto*

<b>Concepto</b>	<b>Contractual</b>	<b>Ofrecida</b>
Tarifa potencia	5.92	6.07
Tarifa energía	61.87	57.07
Monómico final	67.8	63.1

Los indicadores financieros evaluar la rentabilidad de proyectos y empresas a los largo del ciclo de vida de estos, para ello se evaluará la EBITDA, TIR y FCL. En la tabla 21, se muestra el resumen de EBITDA, TIR y FCL de la factibilidad del proyecto.

**Tabla 21**  
*Indicadores financieros del proyecto*

<b>Concepto</b>	<b>TIR</b>	<b>EBITDA (USD)</b>	<b>FCL (USD)</b>
Generación	8.8%	39,605,962	19,311,794
Gas natural	608.6%	26,767,621	18,661,735
Total	16.1%	66,373,583	37,973,530

La TIR permite evaluar la rentabilidad del proyecto o inversión, se resume como el porcentaje de ganancia o perdidas que se obtiene como consecuencia de realizar una inversión, una TIR positiva indica que el proyecto es rentable y una negativa, generara perdidas. Para el caso del proyecto en particular la TIR del proyecto en conjunto es 16.1%, por lo cual se puede afirmar que el proyecto es rentable en su conjunto.

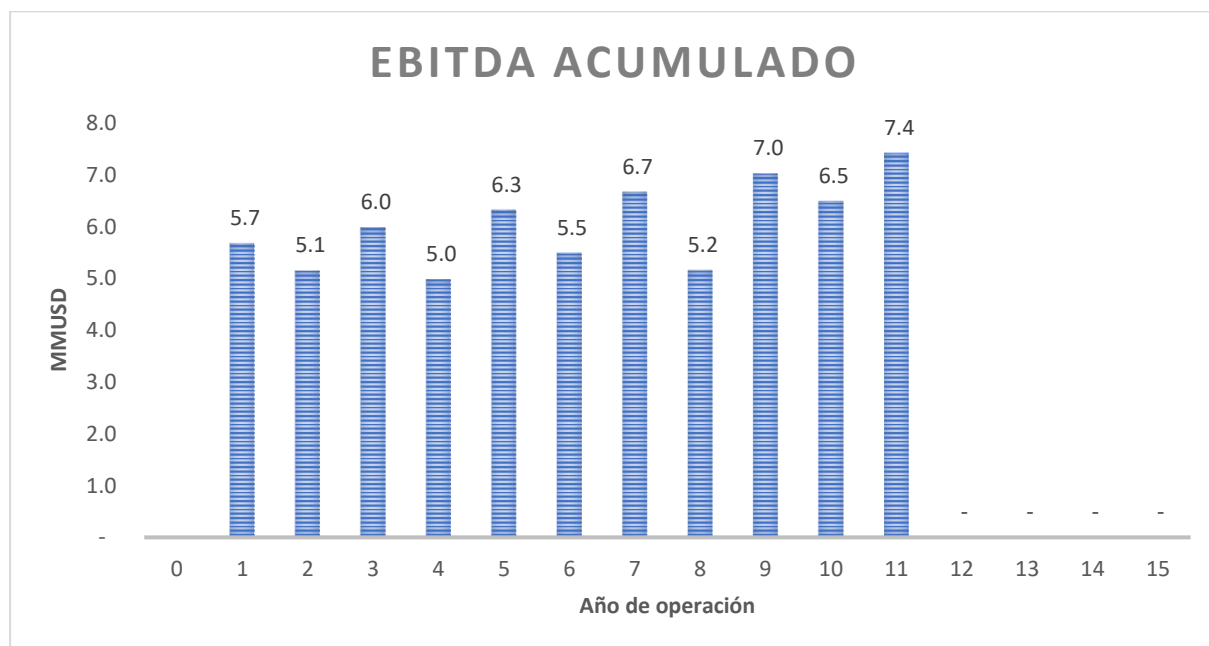
De igual forma podemos utilizar el valor actual neto (VAN), el cual consiste en actualizar los ingresos y egresos de un proyecto aplicando la tasa de descuento y factor de indexación correspondiente. Para el caso de la factibilidad del proyecto, se utilizó una tasa de descuento del 12% y una factor de indexación de 2.5% obteniendo un VAN de 10.92 MMUSD luego de gastos operativos, pago de deuda y otros egresos, en resumen, la utilidad neta del proyecto es 10.92 MMUSD.

Otro indicador financiero que evaluar es la EBITDA, la cual permite evaluar la eficiencia operativa y capacidad de generar efectivo sin tener en cuenta aspectos tributarios y fiscales, lo que permite medir el beneficio bruto de explotación, asimismo permite compararlo con otras empresas del mismo rubro independientemente de la región de procedencia. Un EBITDA sugiere que la empresa opera de manera eficiente, con un equilibrio entre ingresos y egresos, por el contrario, un EBITDA bajo o negativo indica que la empresa o proyecto es ineficiente y con riesgo de generar perdidas.

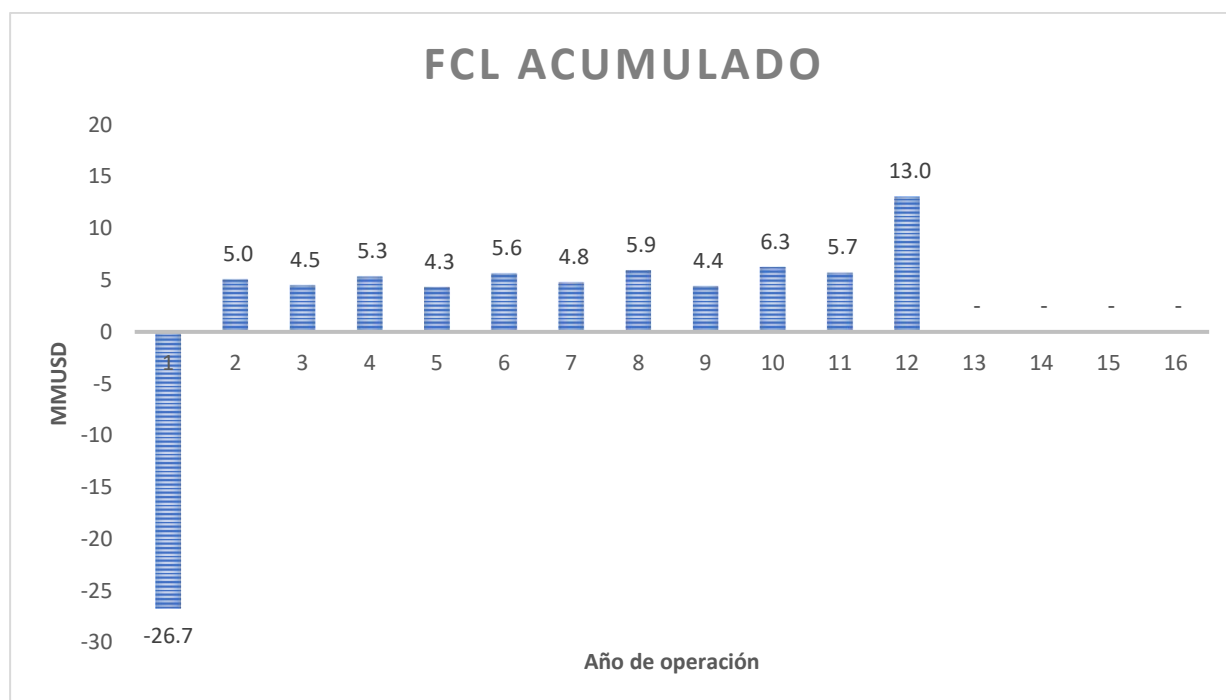
Para el caso de la central de generación en particular, el EBITDA es alto, debido que se operaría a máxima capacidad durante el ciclo de vida del proyecto, por lo cual la energía de venta e ingresos son fijos y no disminuye a lo largo del tiempo. Acorde al modelo financiero el EBITDA promedio es de 6 MMUSD y acumulado de 66.3 MMUSD. En la figura 31, se muestra el EBITDA anualizado.

**Figura 31**

*Distribución anualizada EBITDA*



El flujo de caja libre (FCL) es un indicador financiero que muestra la cantidad de dinero generado por la empresa luego de restar deuda, impuestos y gastos operativos. Este indicador nos muestra la capacidad de una empresa o negocio de generar efectivo y su flujo a lo largo del tiempo. Para el presente análisis, el flujo de caja libre es positivo con un promedio anual de 5 MMUSD y acumulada para el ciclo de vida del proyecto de 37.97 MMUSD. Para el cálculo se de FCL se ha descontado la depreciación de los activos e impuestos correspondientes. En la figura 32, se muestra el FCL anualizado.

**Figura 32***Distribución anualizada FCL*

Con los parámetros ya definidos en modelo financiero, se puede modelar diversos escenarios que estarán sujetos al Capex y Opex del proyecto, asimismo se puede determinar la tarifa en barra que será ofrecida al concesionario eléctrico.

Para el caso de la comparación de la tecnología del moto generador, se puede utilizar el VNA en función al costo de ciclo de vida del proyecto, para el presente análisis vemos que la energía de venta generada de Bergen y Man Turbo es similar y tiene un VNA de 83 MMUSD, en cambio la tecnología por Wärtsilä es menor y por consecuencia su VNA es 82.6 MMUSD inferior a las demás tecnologías.

En general los resultados son similares, por lo que durante la fase de ingeniería de detalle se deberá definir la mejor tecnología aplicando criterio cualitativos como la cantidad de proyectos ejecutados en la región, servicio postventa, disponibilidad de repuestos, entre otros.

**Tabla 22***Comparación de tecnologías en función del VNA*

Tecnología	Energía de venta (MWh/año)	VNA (USD)
Rolls Royce Bergen B36	178,237	83,946,239
Man Turbo 35/44 GS TS	178,027	83,083,424
Wärtsilä 31SG	165,176	82,564,303

## Conclusiones

Mediante el presente trabajo se logra desarrollar una metodología para la evaluación de proyectos de generación eléctrica a partir de motores reciprocantes para atender la demanda de potencia y energía de clientes libres y concesiones de distribución. El presente trabajo busca aprovechar el gas natural de los lotes petroleros de la zona norte del Perú.

Para el diseño preliminar de la central de generación, se desarrolló una ingeniería conceptual, tomando como referencia las características técnicas de los principales fabricantes de motores reciprocantes para una potencia de 10 MW. A partir de la información declarada por el fabricante se logró estimar la energía de venta de la central de generación, es importante resaltar que la energía neta de venta, eficiencia y consumo de combustible varía entre cada fabricantes, siendo Bergen la más eficiente en términos de consumo sobre Wärtsilä y Man turbo.

En base al diseño conceptual de cada fabricantes se construyó el capex asociado considerando las obras civiles, mecánicas y eléctricas, si analizamos solo la inversión inicial del proyecto, vemos que son muy similares y bajo una ingeniería de detalle se podría ajustar el presupuesto planteando.

El punto determinante para el análisis de ciclo de vida del proyecto tomando en cuenta los indicadores financieros asociado al costo de combustible el cual es directamente proporcional a la eficiencia y consumo de combustible, el análisis muestra que Bergen tiene una eficiencia de 48.4% superior a la eficiencia de Man Turbo (48.3%) y Wärtsilä (47.7%), con ello podemos obtener la producción de  $\text{kW}/\text{m}^3$  para determinar que tecnología es más eficiente, para el presente análisis Bergen resulta ser más eficiente puesto que su ratio es  $0.213 \text{ kW}/\text{m}^3$  en comparación al ratio de  $0.217 \text{ kW}/\text{m}^3$  Man Turbo y Wärtsilä.

Los indicadores financieros muestran la rentabilidad del proyecto, para ello se analizó la TIR, la cual resulto en un 16%, por lo cual el proyecto es rentable en su conjunto. Asimismo, se evaluó el EBITDA, el cual permite medir la eficiencia operativa del proyecto, para este caso se obtuvo un EBITDA de 66.3 MMUSD, el cual es alto, mostrando que el proyecto es eficiente operativamente. Otro indicado relevante el FCL, el cual muestra el flujo de caja descontando egresos, para el caso del proyecto es de 37.97 MMUSD, lo cual muestra que el proyecto es rentable en su conjunto. En caso se busque financiamiento externo para ejecutar el proyecto, se ha tomado una tasa de descuento del 12%, obteniendo una utilidad neta de 10.92 MMUSD.

El presente trabajo puede ser empleado como material de estudio y aplicación para el desarrollo de factibilidades previas para la implementación de centrales de generación de ciclo abierto para cubrir la demanda de potencia de las concesiones de distribución de electricidad, asimismo se estable la base y criterios necesarios para realizar trabajos de investigación relacionados a centrales de generación indistintamente del rango de potencia requerida.

Se recomienda extrapolar esta metodología para desarrollar proyectos de generación cambiando la matriz de combustible, la cual podrá ser gas natural comprimido (GNC) para sistemas aislados y/o gas natural licuado (GNL) aplicable a la región puesto que se tiene disponibilidad del GNL proveniente de Camisea. Dentro del costo del proyecto se debería incluir la infraestructura necesaria, plantas de regulación de presión para GNC y estaciones de regasificación para GNL. De igual manera considero que el análisis es extrapolable en caso se requiere utilizar turbinas de ciclo combinado.



## Referencias

Andia, G. A. (2003). El sistema tarifario del sistema público de electricidad, una evaluación desde el punto de vista de los usuarios. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú .

Cálidda. (2019). Sistema de distribución de gas natural. Lima: INDECI. Obtenido de <https://portal.indeci.gob.pe/wp-content/uploads/2019/01/fil20150612171728.pdf>

Cálidda. (2023). Cálidda. Obtenido de Cálidda Web site: <https://www.calidda.com.pe/gas-natural/mas-seguro-para-mi-familia/>

Castro, F. (25 de mayo de 2020). Perú Construye. Obtenido de Perú Construye Web Site: <https://peruconstruye.net/2020/05/25/optimizan-medidas-de-salud-en-construccion-de-instalaciones-de-gas-natural/>

Comercio. (28 de octubre de 2019). El Comercio. Obtenido de El Comercio: <https://elcomercio.pe/economia/dia-1/gas-natural-siete-regiones-a-que-se-debe-el-retraso-del-proyecto-siete-regiones-noticia/?ref=ecr>

El Regional Piura. (14 de diciembre de 2021). El Regional Piura. Obtenido de El Regional Piura Web Site: <https://www.elregionalpiura.com.pe/index.php/region-piura/150-piura/54225-gasnorp-inicia-en-las-siguientes-semanas-con-la-construccion-de-la-estacion-para-distribuir-gas-natural-en-paita>

Engines, B. (2025). Bergen Engines. Obtenido de Bergen Engines: <https://www.bergenengines.com/es-es/engines/bergen-b3645v/>

Hamidreza Gohari Darabkhani, H. V. (2023). Oxyturbine power cycles and gas-CCS technologies. Elsevier: Hamidreza Gohari Darabkhani, Hirbod Varasteh, Bahamin Bazooyar, Carbon Capture Technologies for Gas-Turbine-Based Power Plants,

México, C. (2025). Cogenera México. Obtenido de Cogenera México: <https://cogeneramexico.org.mx/cogeneracion-con-motores-reciprocantes/>

Ministerio de Energía y Minas. (2008). Decreto Supremo N° 040-2008-EM Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos. Lima.

Osinergmin. (2014). La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea. Lima : Osinergmin.

Perú, Promigas. (2022). Informe del sector gas natural Perú Cifras 2021. Lima.

Portafolio. (25 de agosto de 2022). Portafolio. Obtenido de Portafolio Web Site: <https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/promigas-inaugura-gasoducto-en-peru-570055>

Revista Energia.pe. (22 de noviembre de 2019). Revista Energia.pe. Obtenido de Revista Energia.pe Web Site: <https://revistaenergia.pe/quavii-recibe-premio-a-su-labor-por-masificacion-del-gas-natural-en-el-norte-del-peru/>

Ríos, C. A. (2024). Flexibilización de unidades térmicas de generación con tecnología CCGT del parque térmico colombiano. Bogotá.

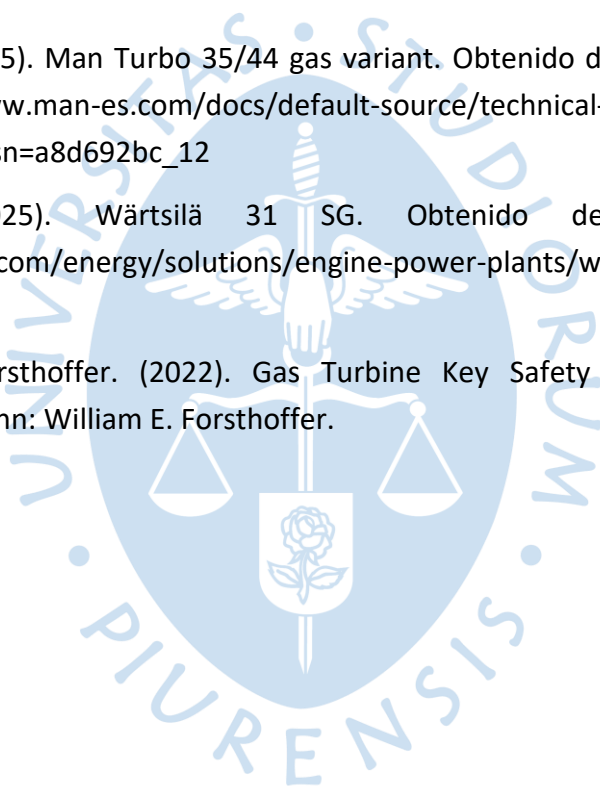
S.A., E. E. (12 de abril de 2025). Generación Eléctrica ENGIE. Obtenido de ENGIE Energía Perú Web Site: <https://engie-energia.pe/generacion-electrica>

Salas, L., & Andía, A. (2016). Competitividad en el suministro de gas licuefactado en zonas aisladas del sur del Perú. Obtenido de Repositorio Universidad del Pacifico: [https://repositorio.up.edu.pe/bitstream/handle/11354/2025/LuisS\\_Tesis\\_maestria\\_2016.pdf?sequence=1](https://repositorio.up.edu.pe/bitstream/handle/11354/2025/LuisS_Tesis_maestria_2016.pdf?sequence=1)

Turbo, M. (2025). Man Turbo 35/44 gas variant. Obtenido de Man Turbo 35/44 gas variante: [https://www.man-es.com/docs/default-source/technical-factsheets/man\\_3544g-ts\\_datasheet.pdf?sfvrsn=a8d692bc\\_12](https://www.man-es.com/docs/default-source/technical-factsheets/man_3544g-ts_datasheet.pdf?sfvrsn=a8d692bc_12)

Wärtsilä. (2025). Wärtsilä 31 SG. Obtenido de Wärtsilä 31 SG: <https://www.wartsila.com/energy/solutions/engine-power-plants/wartsila-31sg-balancer-gas-engine>

William E. Forsthoffer. (2022). Gas Turbine Key Safety and Reliability Issues, Butterworth-Heinemann: William E. Forsthoffer.



## Anexos

### Anexo A. Hoja de datos moto generador Bergen B36:45V20 AG.



#### Weight & Dimensions

	Weight (kg)	Length (mm)	Width (mm)	Height (mm)
B36:45V12 AG	107,000	11,600	3,280	4,570
B36:45V16 AG	144,500	13,165	3,750	4,750
B36:45V20 AG	155,000	14,200	3,750	4,750



#### Technical Data

##### 50 Hz

	B36:45V12 AG	B36:45V16 AG	B36:45V20 AG
Number of Cylinders	12	16	20
Engine Speed (r/min)	750	750	750
Electrical Output (kW)	7,050	9,425	11,785
Charge Air Cooler HT (kW)	1,630	2,205	2,575
Charge Air Cooler LT (kW)	420	500	460
Lube Oil Cooler (kW)	765	855	1,065
Jacket Water Cooler (kW)	990	1,355	1,685
Exhaust Mass (kg/h)	39,400	53,000	66,300
Exhaust Gas Temp. (°C)	375	370	370
Nom. EL. Efficiency (%)	48.5	48.7	49

##### 60 Hz

	B36:45V12 AG	B36:45V16 AG	B36:45V20 AG
Number of Cylinders	12	16	20
Engine Speed (r/min)	720	720	720
Electrical Output (kW)	6,750	9,015	11,280
Charge Air Cooler HT (kW)	1,470	2,095	2,460
Charge Air Cooler LT (kW)	410	475	445
Lube Oil Cooler (kW)	730	820	1,025
Jacket Water Cooler (kW)	950	1,300	1,620
Exhaust Mass (kg/h)	37,700	50,800	63,500
Exhaust Gas Temp. (°C)	365	370	375
Nom. EL. Efficiency (%)	48.4	48.6	48.9

#### Stroke Ratio

	B36:45V
Cylinder Diameter (mm)	360
Piston Stroke (mm)	450
Ratio	0.8

#### Loading & Unloading

	B36:45V
Regular start time (min)	17
Fast start time (min)	3
Stop time (min)	15
Low load (%)	40

#### GENERAL CONDITIONS

- All technical data is valid for 100% load, including two engine driven pumps.
- Engine power definition and fuel consumption are according to ISO 3046 and ISO 8528.
- Generator rating and performance in accordance with IEC 60034, power factor 1.
- NOx Emissions 500 mg/Nm<sup>3</sup> @ 5% O<sub>2</sub>.
- Reference fuel is Natural Gas with lower heating value of 36 MJ/m<sup>3</sup>, methane number 80.
- Data for heat dissipation and exhaust gas are based on a tolerance of ± 5%, turbocharger air suction temp 25°C.
- Fast start time to be evaluated on a project specific basis. Engine must be specified accordingly and maintained in hot standby mode.
- For low load levels specified the engine can be operate continuous. For lower loads, certain recommendations apply.

#### DISCLAIMER

- Due to continuous development, some data may change. This does not carry any contractual value.

Nota. Adaptado de (Engines, 2025).

## Anexo B. Hoja de datos moto generador MAN 35/44G TS Man Turbo.

**MAN Energy Solutions**  
Future in the making



# MAN 35/44G TS



## Performance data

	Cylinder	12V	12V	20V	20V
Cylinder variants	12V 20V				
Frequency [Hz] - Speed [rpm]		60-720	50-750	60-720	50-750
Alternator efficiency @PF1.0		98.10 %		98.50 %	
Output per cylinder [kW]		614	640	614	640
Engine output [kWm]		7368	7680	12280	12800
GenSet output [kWe]		7228	7534	12096	12608
Efficiency mech. <sup>2</sup> (at 100 %)	SC & CC, 500mg/ Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN70-90	51.0 %		51.0 %	
	SC & CC, 500mg/ Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN >-80	51.4 %		51.4 %	
	CHP, 500mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN60-80	49.0 %		49.0 %	
	CHP, 500mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN70-90	49.3 %		49.3 %	
	CHP, 500mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN80-95	49.7 %		49.7 %	
Efficiency electr. <sup>2</sup> (at 100 %)	SC & CC, 500mg/ Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN70-90	50.1 %		50.3 %	
	SC & CC, 500mg/ Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN >-80	50.4 %		50.6 %	
	CHP, 500mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN60-80	48.1 %		48.3 %	
	CHP, 500mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN70-90	48.4 %		48.6 %	
	CHP, 500mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub> @ 5 % O <sub>2</sub> , MN80-95	48.8 %		49.0 %	

Nota: Adaptado de (Turbo, 2025).

## Anexo B. Hoja de datos moto generador 31SG Wärtsilä.

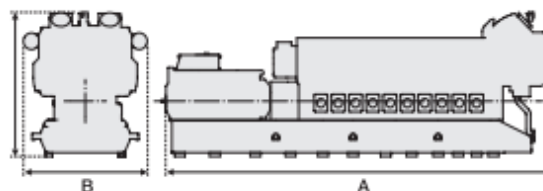
### Main technical data

Engine generating set						
Cylinder configurations	20 V					
Cylinder bore	310 mm					
Piston stroke	430 mm					
Engine speed	750 rpm (50 Hz), 720 rpm (60 Hz)					
Performance <sup>1</sup>						
	WÄRTSILÄ 31SG		WÄRTSILÄ 31SG Efficiency optimised		WÄRTSILÄ 31SG Balancer	
Rated electrical power (kW)	11 779 (50 Hz)	11 377 (60 Hz)	10 790 (50 Hz)	10 389 (60 Hz)	12 762 (50 Hz)	12 372 (60 Hz)
Electrical efficiency (%)	51.5 (50 Hz)	51.6 (60 Hz)	52.0 (50 Hz)	52.1 (60 Hz)	50.2 (50 Hz)	50.4 (60 Hz)
Heat rate (kJ/kWh)	6 986 (50 Hz)	6 971 (60 Hz)	6 922 (50 Hz)	6 907 (60 Hz)	7 165 (50 Hz)	7 142 (60 Hz)
Loading and unloading						
	Connected to grid		Full load			
Regular start time (min:sec)	00:30		< 5:00			
Fast start time (min:sec)	00:30		< 2:30			
Shut-down time (min)	< 2					
Ramp rate (hot, load /min)	> 100%					
Minimum load						
Unit level	10%					
Plant level	Equal to minimum load of one unit					
Minimum up- & down times						
Minimum up-time (time to operate after start, before stopping)	< 1 min					
Minimum down-time (before re-start is possible)	< 1 min					

Maximum transportation dimensions (mm) and weight (tonnes) <sup>2</sup>				
Genset type	Length (A)	Width (B)	Height (C)	Dry weight
20V31SG	14 412	3 893	5 090	182

<sup>1</sup> Rated electrical power and electrical efficiencies are given at generator terminals at 100kPa ambient pressure, 25°C suction air temperature and 30% relative humidity, and without engine driven pumps. Power factor 1.0 (site). NOx emission level 90ppm @15% O2 dry. Electrical efficiency and heat rate with 5% tolerance according to ISO 3046-1. Gas LHV >28MJ/Nm<sup>3</sup>. Gas methane number >80. Ambient conditions, fuel and local emission limits are impacting on generating set's performance. Please contact Wärtsilä for project-specifically calculated performance data.

<sup>2</sup> There are a number of dismantling options available for transportation of the generator set. These include different options for reduced weight and height. Please contact Wärtsilä for further information.



*Nota:* Adaptado de (Wärtsilä, 2025)

## Anexo C. Modelo financiero del proyecto.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Potencia</b>		19,600	19,600	19,600	19,600	19,600	19,600	19,600	19,600	19,600	19,600	19,600
<b>Energía</b>		178,237	178,237	178,237	178,237	178,237	178,237	178,237	178,237	178,237	178,237	178,237
Consumo (MMBTU/año)		1,402,965	1,402,965	1,402,965	1,402,965	1,402,965	1,402,965	1,402,965	1,402,965	1,402,965	1,402,965	1,402,965
Consumo (MMPCA)		3.99	3.99	3.99	3.99	3.99	3.99	3.99	3.99	3.99	3.99	3.99
<b>Capex</b>	26,725,557	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Opex</b>	14.29	1,885,621	2,600,137	1,958,125	3,161,406	2,022,260	3,061,238	2,099,260	3,827,541	2,189,384	2,948,604	2,256,399
Generación												
Mantenimiento Motores			682,690	1,357,948	681,105	1,848,545	672,519	1,673,547	672,519	2,360,615	681,105	1,397,769
Otros		73,683	74,604	75,537	76,481	77,437	78,405	79,385	80,377	81,382	82,399	83,429
BOP Motores		230,370	237,281	244,399	251,731	259,283	267,062	275,073	283,326	291,825	300,580	309,597
Mantenimiento no programado		105,685	108,855	112,121	115,485	118,949	122,518	126,193	129,979	133,878	137,895	142,032
Personal Operativo			358,156	375,535	387,903	400,677	413,872	427,502	441,580	456,122	471,143	486,659
Servidumbre		55,350	56,734	58,152	59,606	61,096	62,623	64,189	65,794	67,439	69,125	70,853
Aportes estado		116,000	118,900	121,873	124,919	128,042	131,243	134,525	137,888	141,335	144,868	148,490
Seguro y Póliza		263,687	270,279	277,036	283,962	291,061	298,338	305,796	313,441	321,277	329,309	337,542
Tarifa Gas		4.41	4.52	4.63	4.75	4.87	4.99	5.11	5.24	5.37	5.50	5.64
<b>Indexación</b>												
Formula		2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%
		1.025	1.051	1.077	1.104	1.131	1.160	1.189	1.218	1.249	1.280	1.312
<b>Evaluación tarifa</b>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Generación</b>												
Ingreso Fijo		1,427,379	1,463,064	1,499,641	1,537,132	1,575,560	1,614,949	1,655,323	1,696,706	1,739,123	1,782,601	1,827,166
Tarifa Fija		6.07	6.22	6.38	6.54	6.70	6.87	7.04	7.21	7.39	7.58	7.77
Ingreso Variable		10,172,627	10,426,943	10,687,617	10,954,807	11,228,677	11,509,394	11,797,129	12,092,057	12,394,359	12,704,217	13,021,823
Tarifa Variable		57.07	58.50	59.96	61.46	63.00	64.57	66.19	67.84	69.54	71.28	73.06
<b>Total Ingreso</b>												
<b>Generación</b>		11,600,007	11,890,007	12,187,257	12,491,938	12,804,237	13,124,343	13,452,451	13,788,763	14,133,482	14,486,819	14,848,989

Capex	26,725,557	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,431,389
Opex GE		1,885,621	2,600,137	1,958,125	3,161,406	2,022,260	3,061,238	2,099,260	3,827,541	2,189,384	2,948,604	2,256,399
Opex Costo Gas		6,183,567	6,338,156	6,496,610	6,659,026	6,825,501	6,996,139	7,171,042	7,350,318	7,534,076	7,722,428	7,915,489
<b>Total Opex</b>		<b>8,069,188</b>	<b>8,938,293</b>	<b>8,454,736</b>	<b>9,820,432</b>	<b>8,847,761</b>	<b>10,057,377</b>	<b>9,270,303</b>	<b>11,177,860</b>	<b>9,723,461</b>	<b>10,671,033</b>	<b>10,171,888</b>
Depreciación		1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891	1,268,891
Generador		683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590	683,590
Obras		550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527	550,527
Línea de transmisión + SE Paita Industrial		34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774	34,774
<b>Ebitda</b>		<b>3,530,818</b>	<b>2,951,714</b>	<b>3,732,521</b>	<b>2,671,507</b>	<b>3,956,476</b>	<b>3,066,966</b>	<b>4,182,149</b>	<b>2,610,903</b>	<b>4,410,021</b>	<b>3,815,786</b>	<b>4,677,101</b>
Tasas e impuestos (Tx)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FCL GE</b>	<b>26,725,557</b>	<b>3,530,818</b>	<b>2,951,714</b>	<b>3,732,521</b>	<b>2,671,507</b>	<b>3,956,476</b>	<b>3,066,966</b>	<b>4,182,149</b>	<b>2,610,903</b>	<b>4,410,021</b>	<b>3,815,786</b>	<b>11,108,490</b>
<b>Distribución de gas natural</b>												
<b>Total Ingreso</b>		<b>6,183,567</b>	<b>6,338,156</b>	<b>6,496,610</b>	<b>6,659,026</b>	<b>6,825,501</b>	<b>6,996,139</b>	<b>7,171,042</b>	<b>7,350,318</b>	<b>7,534,076</b>	<b>7,722,428</b>	<b>7,915,489</b>
Capex	-250,000											
Opex Fijo		12,813	13,133	13,461	13,798	14,143	14,496	14,859	15,230	15,611	16,001	16,401
Opex Costo Gas		4,026,509	4,127,172	4,230,351	4,336,110	4,444,512	4,555,625	4,669,516	4,786,254	4,905,910	5,028,558	5,154,272
<b>Total Opex</b>		<b>4,039,321</b>	<b>4,140,304</b>	<b>4,243,812</b>	<b>4,349,907</b>	<b>4,458,655</b>	<b>4,570,121</b>	<b>4,684,374</b>	<b>4,801,484</b>	<b>4,921,521</b>	<b>5,044,559</b>	<b>5,170,673</b>
Depreciación		12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
<b>Ebitda</b>		<b>2,144,246</b>	<b>2,197,852</b>	<b>2,252,798</b>	<b>2,309,118</b>	<b>2,366,846</b>	<b>2,426,017</b>	<b>2,486,668</b>	<b>2,548,835</b>	<b>2,612,555</b>	<b>2,677,869</b>	<b>2,744,816</b>
Tasas e impuestos (Tx)		628,865	644,679	660,888	677,502	694,532	711,988	729,880	748,219	767,016	786,284	806,033
<b>FCL Gas</b>	<b>-250,000</b>	<b>1,515,381</b>	<b>1,553,173</b>	<b>1,591,910</b>	<b>1,631,616</b>	<b>1,672,314</b>	<b>1,714,030</b>	<b>1,756,788</b>	<b>1,800,616</b>	<b>1,845,539</b>	<b>1,891,585</b>	<b>1,938,783</b>
<b>EBITDA Corporativo</b>		<b>5,675,064</b>	<b>5,149,566</b>	<b>5,985,320</b>	<b>4,980,625</b>	<b>6,323,322</b>	<b>5,492,984</b>	<b>6,668,816</b>	<b>5,159,738</b>	<b>7,022,576</b>	<b>6,493,656</b>	<b>7,421,917</b>
<b>FCL Corporativo</b>	<b>26,975,557</b>	<b>5,046,199</b>	<b>4,504,887</b>	<b>5,324,432</b>	<b>4,303,122</b>	<b>5,628,790</b>	<b>4,780,996</b>	<b>5,938,937</b>	<b>4,411,519</b>	<b>6,255,560</b>	<b>5,707,372</b>	<b>13,047,273</b>

Resultado	
TIR Flujo de Caja Libre Aft Tx VNA @ 12% Aft Tax	16.1% 10,924,744
TIR GENERACION TIR GAS NATURAL	8.8% 608.6%

Tarifa contractual Actual		
Fijo	\$/kW-m	5.92
Variable	\$/MWh	55.68

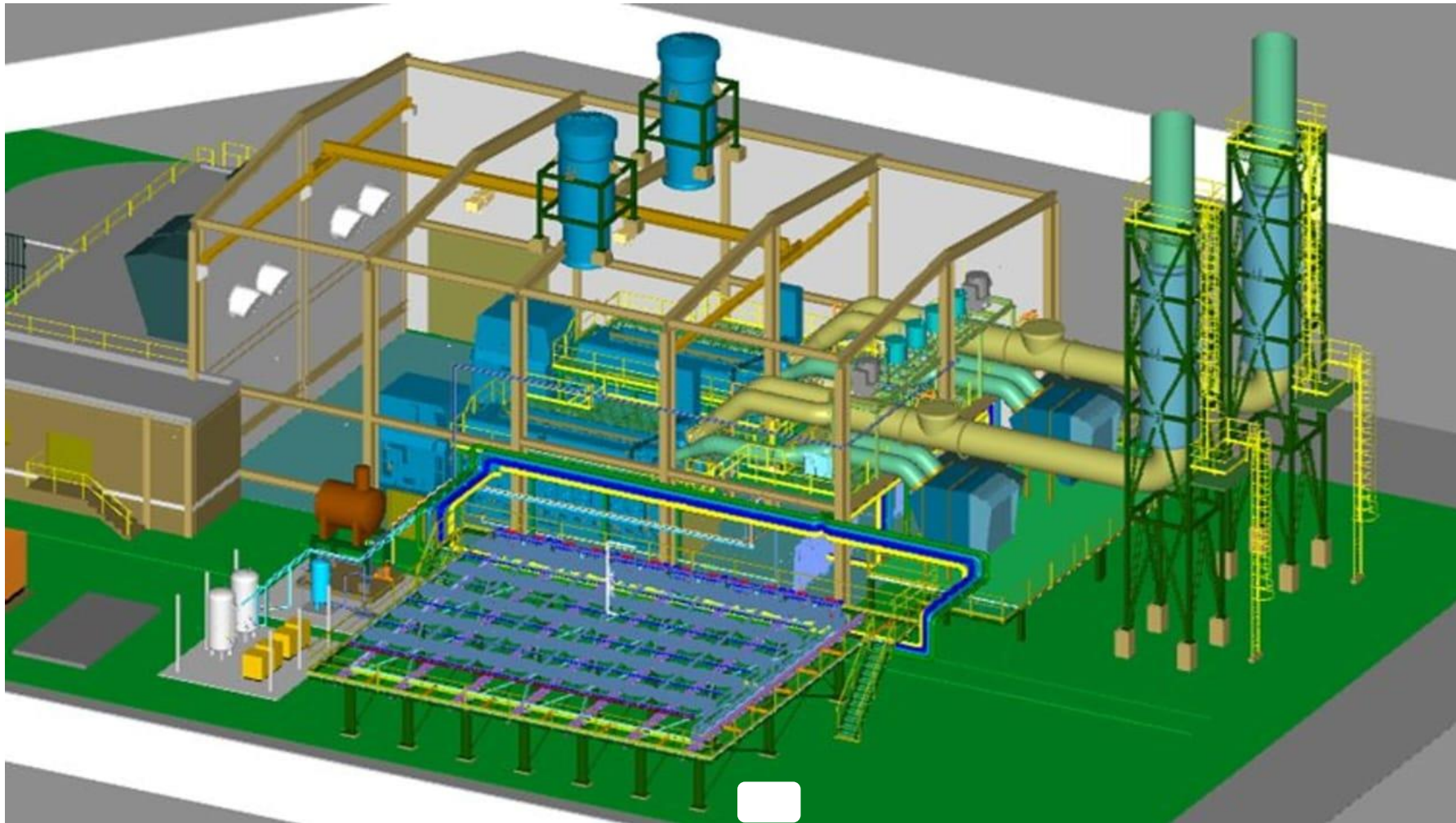
## Planos

### Plano A. Plano de vista isométrica de la central de generación I.



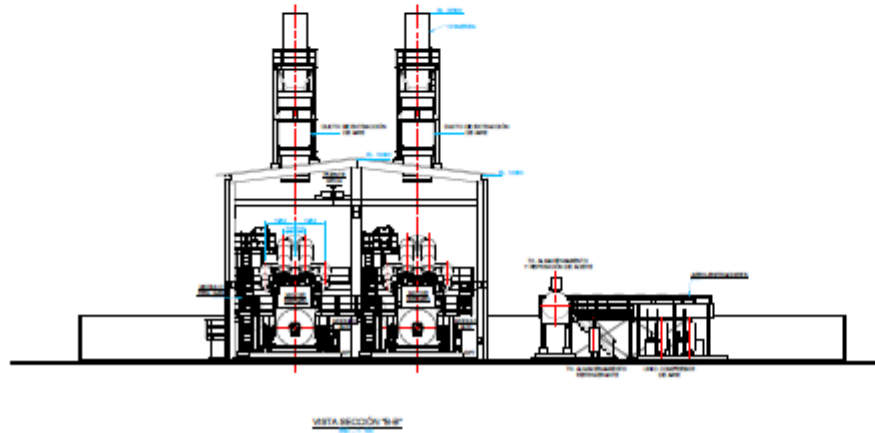
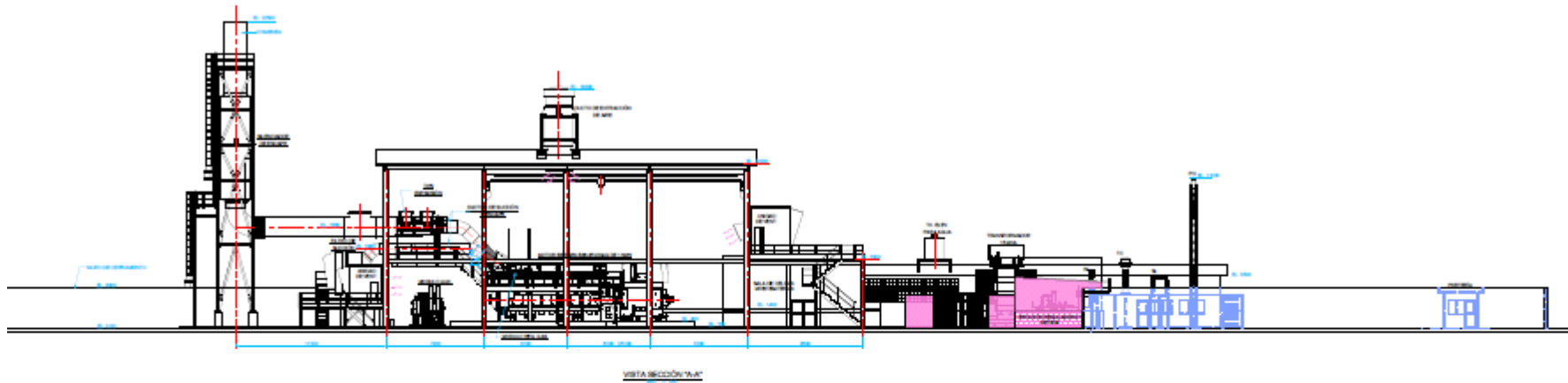
*Nota: Adaptado de Navisworks.*

Plano B. Plano de vista isométrica de la central de generación II.

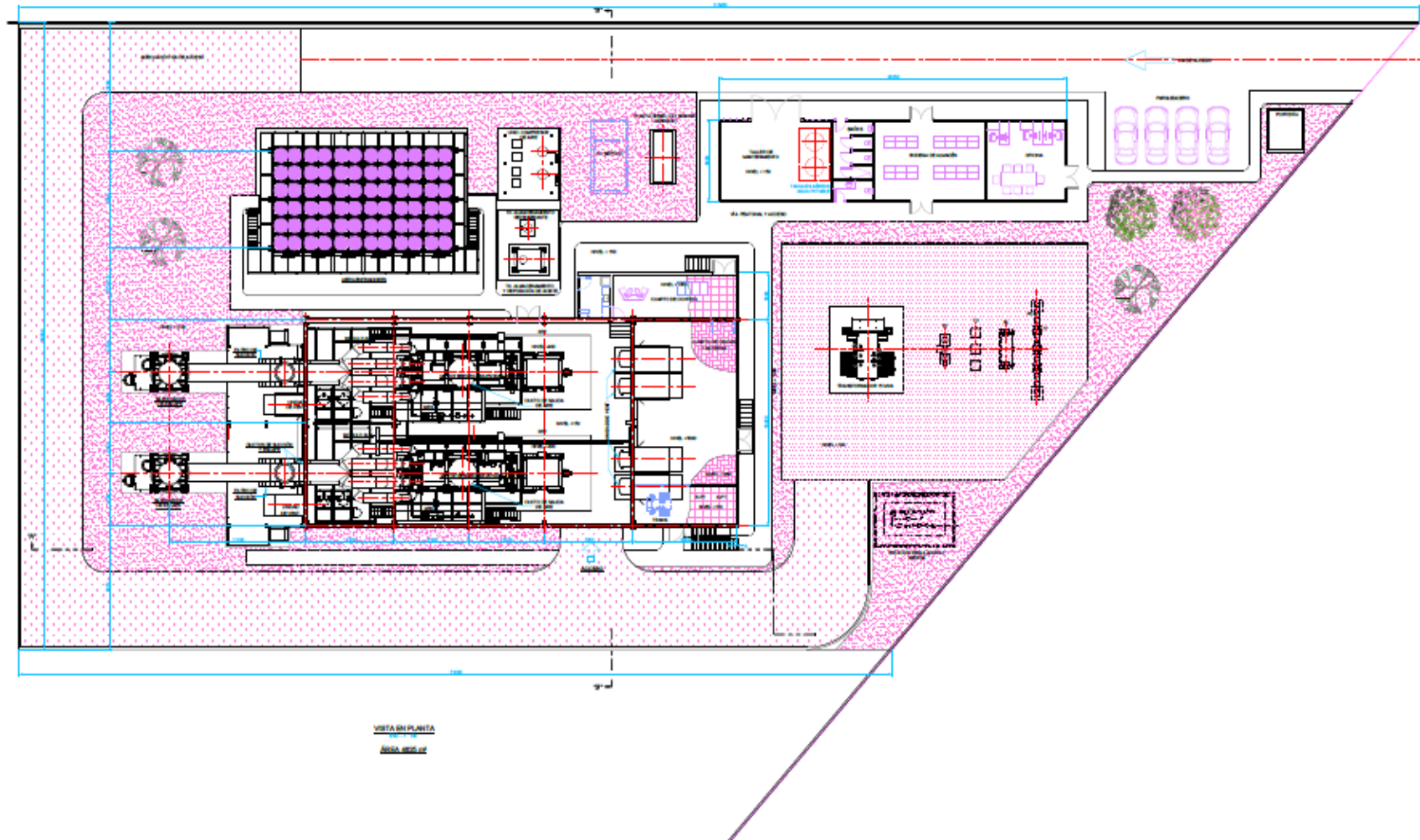


*Nota:* Adaptado de Navisworks.

Plano C. Plano de vista isométrica de la central de generación III.



## Plano D. Plano de distribución de la central de generación



Plano E. Plano de línea de interconexión de 60 kV



— COORDENADAS DE FAJAS DE SERVICIUMBRE —

Sección	Inicio	Inicio (M. Norte UTM)		Fin (M. Norte UTM)	
		Easting	Northing	Easting	Northing
1	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
2	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
3	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
4	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
5	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
6	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
7	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
8	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
9	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
10	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
11	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
12	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
13	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
14	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
15	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
16	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
17	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
18	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
19	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
20	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99

— SELECCIÓN DE FAJA DE SERVICIUMBRE —

Concepto	Unidad	Valor
Máximo desplazamiento horizontal	m	2.00
Distancia de seguridad por viento	m	0.80
Faja de servidumbre calculada	m	5.40
Usada respecto de faja de servidumbre (CNE, DTR, B, S)	m	1.70

\*Respecto la mayor de las fajas de servidumbre

— COORDENADAS DE INICIO Y FIN DE LÍNEA 60 KV —

Sección	Inicio	Inicio (M. Norte UTM)		Fin (M. Norte UTM)	
		Easting	Northing	Easting	Northing
1	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
2	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
3	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
4	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
5	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
6	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
7	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
8	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
9	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
10	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
11	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
12	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
13	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
14	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
15	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
16	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
17	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
18	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
19	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99
20	40000	499999.99	9999999.99	499999.99	9999999.99

— LETRAS —

- Puntos de conexión
- Faja de servidumbre (línea aérea 60 kV)
- Trabajo preliminar de faja 60 kV
- ⚡ Instalación de cables de servicio

— NOTAS —

1. LOS EQUIPOS RESERVADOS SON INDICATIVOS Y ESTARÁN SUJETOS A CAMBIOS PLAZO DE 90 DIAS.
2. LOS EQUIPOS SE INSTALARÁN SEGÚN RESPONDA EL DISEÑO.



Plano F. Plano de ampliación de la subestación Paita Industrial

