

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PROCESOS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA PETROQUÍMICA



TESIS

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE
UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL
LICUADO EN CUSCO**

PRESENTADO POR:

Br. SUSAN WYFALA MAMANI HUAMANI

Br. FABIOLA DEL PILAR COLQUE

CARDENAS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL
DE INGENIERO PETROQUÍMICO**

ASESOR:

Dr. ANTONIO RAMIRO JESUS BUENO LAZO

CUSCO – PERÚ

2026



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el Asesor Antonio Ramiro Jesús Bueno Lazo
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA
INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO
EN CUSCO

Presentado por: Br. Colque Cárdenas, Fabiola del Pilar DNI N° 71410735
presentado por: Br. Mamani Huamaní, Susan Wyfala DNI N°: 72246019
Para optar el título Profesional/Grado Académico de Ingeniero Petroquímico

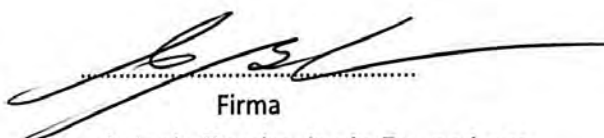
Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 1 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de
Similitud en la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 2 %.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto** las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 25 de junio de 2026


Firma

Post firma..... Antonio Ramiro Jesús Bueno Lazo

Nro. de DNI..... 23878046

ORCID del Asesor..... 0000-0002-6415-3028

Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
- Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: oid: 27259:602631516

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUA...

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:602631516

Fecha de entrega

25 jun 2026, 11:54 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

25 jun 2026, 12:05 p.m. GMT-5

Nombre del archivo

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE G....pdf

Tamaño del archivo

5.5 MB

196 páginas

40.258 palabras

204.079 caracteres

2% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

Exclusiones

- N.º de coincidencias excluidas

Fuentes principales

- 2%  Fuentes de Internet
- 1%  Publicaciones
- 1%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

-  **Texto oculto**
3 caracteres sospechosos en N.º de página
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

DEDICATORIA

La presente tesis está dedicada, en primer lugar, a mis padres, por su apoyo incondicional, su constante exigencia y por haberme proporcionado los recursos necesarios para llevar a cabo mi formación académica. Su compromiso y respaldo han sido fundamentales en la culminación de esta etapa.

Asimismo, dedico este trabajo a nosotras mismas, en reconocimiento al esfuerzo, la disciplina y la dedicación individual que contribuimos para alcanzar, de manera conjunta, este importante logro académico.

Fabiola.

A mi mamá, por tu interés inagotable por la finalización de este trabajo, por ser el impulso constante para dar lo mejor de mí y más, por recordarme constantemente y con firmeza el valor del esfuerzo y la superación; este logro es enteramente para ti.

Susan.

AGRADECIMIENTO

Expreso mi más profundo agradecimiento y aprecio a todas las personas que me acompañaron y aconsejaron a lo largo de este arduo proceso para culminar mi carrera profesional; en especial, a Susan, con quien compartí cada etapa y reto que implicó la elaboración de esta tesis. El esfuerzo, empatía y colaboración fueron fundamentales para alcanzar este logro.

Asimismo, extiendo un sincero agradecimiento a nuestro asesor, el Dr. Antonio Bueno Lazo, por su dedicación constante, por compartir generosamente sus conocimientos y por guiarnos con asertividad durante el desarrollo y culminación exitosa de este trabajo.

Finalmente, agradezco con todo mi corazón a mis padres, hermanos y a toda mi familia, quienes siempre me impulsaron a seguir adelante y se convirtieron en mi principal motivación para demostrar que, con esfuerzo y decisiones acertadas, todo es posible.

Fabiola.

A Fabiola, por compartir conmigo este largo, exigente y enriquecedor camino. Gracias por tu dedicación, compromiso y disposición constante para cada nuevo desafío y aprendizaje que hizo parte de este proceso. Estoy profundamente agradecida por haber trabajado contigo en este trabajo. A nuestro asesor, el Dr. Antonio Bueno, por ser parte del presente trabajo, siempre preciso y directo en su enseñanza y recomendaciones.

A mis hermanos, Mélody y Jair, por el amor incondicional, compañía y aliento que me extendieron durante este proceso; a mi papá, por sus palabras de aliento siempre alegres y amables; a mis hijas Julieth, Canela y Miranda, por ser la razón y motivo para salir adelante.

Susan.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTO.....	iii
ÍNDICE.....	iv
RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO.....	x
INTRODUCCIÓN.....	11
Masificación del Gas Natural en el Norte del País.....	11
Masificación del Gas Natural en el Sur del País	12
CAPÍTULO I: GENERALIDADES.....	16
1.1 Problemática	16
1.2 Objetivos del Proyecto	20
1.2.1 Objetivo General.....	20
1.2.2 Objetivos Específicos.	20
1.3 Justificación del Proyecto.....	21
1.3.1 Justificación Técnica	21
1.3.2 Justificación Económica	24
1.3.3 Justificación Ambiental	24
1.3.4 Justificación Legal.....	24
1.3.5 Justificación Social.....	25
1.4 Alcances y Limitaciones.....	26
CAPÍTULO II: ESTUDIO DE MERCADO	27
2.1 Descripción, características y usos	27
2.1.1 Gas Natural Licuado (GNL).....	27
2.1.2 Plantas de Regasificación	27
2.1.3 Gas Natural Regasificado	30
2.2 Mercado para el proyecto	34
2.3 Estudio de demanda.....	37
2.3.1 Categoría Residencial	38
2.3.2 Proyección de demanda de categoría residencial	41
2.4 Categoría Comercial	47
2.4.1 Proyección de demanda de categoría comercial.....	47
2.5 Categoría Gas Natural Vehicular.....	51
CAPÍTULO III: ESTUDIO TÉCNICO.....	54
3.1. Localización de la planta satélite de regasificación de GNL.....	54
3.1.1. Macro localización de la Planta Satélite de Regasificación	54

3.1.2.	Micro localización de la Planta de Regasificación de GNL	56
3.2.	Tamaño de proyecto	63
3.3.	Descripción del proceso.....	63
3.3.1.	Transporte de Gas Natural Licuado.....	65
3.3.2.	Zona de descarga de GNL	65
3.3.3.	Sistema de Almacenamiento	66
3.3.4.	Línea de Regasificación.....	68
3.3.5.	Sistema de odorización de gas natural.....	70
3.4.	Ingeniería de Proyecto	71
3.4.1.	Periodo operacional de la planta.....	71
3.4.2.	Capacidad de producción – Balance de masa.....	71
3.4.3.	Dimensionamiento y selección de las instalaciones de la planta	73
CAPÍTULO IV: ORGANIZACIÓN DEL PROYECTO.....		105
4.1	Aspectos Generales.....	105
4.2	Estructura organizativa del proyecto	105
4.3	Descripción de puestos de responsabilidades y funciones	106
CAPÍTULO V: ESTUDIO AMBIENTAL		107
5.1.	Identificación de probables Impactos Ambientales.....	107
5.1.1.	Impactos al Aire.....	107
5.1.2.	Impactos al Suelo	108
5.1.3.	Impacto al Agua.....	109
5.1.4.	Ruido	109
5.1.5.	Impacto Social y Sociocultural.....	110
5.2.	Evaluación de Impactos Ambientales.....	111
5.2.1.	Matriz de Leopold	113
5.3.	Leyes y reglamentos técnico-legales	116
5.4.	Plan de Remediación de Impactos Ambientales.....	117
CAPÍTULO VI: ESTUDIO LEGAL Y NORMATIVO		120
6.1	Cumplimiento de regulaciones locales e internacional	120
CAPÍTULO VII: INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO		122
6.1	Inversiones de capital fijo.....	122
6.1.1	Costos Directos.....	122
6.1.2	Costos Indirectos.	122
6.2	Capital de Trabajo	130
6.3	Terreno y Gastos Legales	130

6.4	Estructura de la inversión	131
6.5	Financiamiento del proyecto	132
CAPÍTULO VIII: PRESUPUESTO DE GASTOS E INGRESOS DEL PROYECTO		133
7.1	Pronóstico de ventas e ingresos	133
7.2	Pronóstico de egresos	135
7.2.1	Costo de manufactura.	135
7.2.2	Gastos Generales	149
7.3	Estado de Resultados.	151
7.4	Flujos de Caja	152
7.4.1	Flujo de Operación.	152
CAPÍTULO IX: EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO		153
9.1	Horizonte de evaluación	153
9.2	Flujo de Caja Económico y Financiero.	153
9.2.1	Flujo de Caja Económico.	153
9.2.2	Flujo de Caja Financiero.	154
9.3	Costo de Oportunidad de Capital.	156
9.4	Costo Promedio Ponderado del Capital.....	157
9.5	Valor Actual Neto.....	158
9.5.1	Valor Actual Neto Económico.	159
9.5.2	Valor Actual Neto Financiero.....	159
9.6	Tasa Interna de Retorno.....	159
9.6.1	Tasa Interna de Retorno Económico.	160
9.6.2	Tasa Interna de Retorno Financiero.	160
CAPÍTULO X: ANÁLISIS DE RIESGOS FINANCIEROS.....		162
CONCLUSIONES.....		169
RECOMENDACIONES		171
BIBLIOGRAFÍA.....		172
ANEXOS.....		176

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Composición Cromatográfica del Gas Natural Seco.</i>	31
Tabla 2. <i>Propiedades Físicas y Químicas del Gas Natural.</i>	31
Tabla 3. <i>Densidad y composición del GNS y GNL.</i>	32
Tabla 4. <i>Densidad poblacional y población total de la provincia de Cusco reportada en los Censos Nacionales de Población y Vivienda.</i>	36
Tabla 5. <i>Población de la provincia de Cusco proyectada al 2043.</i>	37
Tabla 6. <i>Número de Hogares en la provincia de Cusco proyectada al 2043.</i>	39
Tabla 7. <i>Hogares potenciales para el uso de gas natural para el periodo 2024 - 2043</i>	43
Tabla 8. <i>Número de hogares potenciales, anillados y conectados proyectados al 2043.</i>	45
Tabla 9. <i>Demanda residencial de gas natural proyectado para la provincia de Cusco en el periodo 2024 – 2043.</i>	46
Tabla 10. <i>Variación PBI nacional durante el periodo 2013 - 2023.</i>	49
Tabla 11. <i>Demanda comercial de gas natural proyectado para la provincia de Cusco en el periodo 2024 – 2043.</i>	50
Tabla 12. <i>Demanda total de gas natural proyectado para la provincia de Cusco en el periodo 2024 – 2043.</i>	52
Tabla 13. <i>Posibles ubicaciones de la Planta de Regasificación de GNL.</i>	57
Tabla 14. <i>Cálculo de Factor Objetivo</i>	59
Tabla 15. <i>Valores de FOi</i>	59
Tabla 16. <i>Cálculo de Factor Subjetivo</i>	60
Tabla 17. <i>Valores del índice de importancia relativa</i>	61
Tabla 18. <i>Valores de Ordenamiento Jerárquico</i>	61
Tabla 19. <i>Valores de FSi</i>	61
Tabla 20. <i>Valores de MPLi.</i>	62
Tabla 21. <i>Balance de masa para la Planta de Regasificación de Gas Natural Licuefactado.</i>	72
Tabla 22. <i>Especificaciones técnicas de los camiones cisterna.</i>	73
Tabla 23. <i>Especificaciones técnicas de la zona de descarga.</i>	75
Tabla 24. <i>Distancias de seguridad de una Planta de Regasificación a elementos cercanos.</i>	76
Tabla 25. <i>Especificaciones técnicas del tanque de almacenamiento.</i>	76
Tabla 26. <i>Cuadro comparativo de las diferentes tecnologías de vaporización.</i>	78
Tabla 27. <i>Valores óptimos para el dimensionamiento de las aletas longitudinales.</i> ..	85
Tabla 28. <i>Datos de entrada para determinación de diámetro tuberías fase líquida.</i> ..	86
Tabla 29. <i>Especificaciones técnicas de tuberías fase gaseosa.</i>	89
Tabla 30. <i>Datos de entrada para cálculo de caudal de gas evaporado.</i>	91
Tabla 31. <i>Especificaciones técnicas de las válvulas de alivio primario.</i>	93
Tabla 32. <i>Especificaciones técnicas de las válvulas de alivio secundarias.</i>	93
Tabla 33. <i>Especificación técnica dispositivo de alivio de presión de vacío.</i>	94
Tabla 34. <i>Datos de entrada para cálculo de área mínima requerida.</i>	97
Tabla 35. <i>Datos de entrada para cálculo de altura dinámica.</i>	99
Tabla 36. <i>Datos de entrada para cálculo de potencia de la bomba.</i>	100

Tabla 37.	<i>Datos de entrada para cálculo de potencia del intercambiador de calor.</i>	102
Tabla 38.	<i>Datos de entrada para cálculo de volumen de odorizante.</i>	103
Tabla 39.	<i>Factores e Impactos Ambientales en la etapa de operación y mantenimiento.</i>	111
Tabla 40.	<i>Valores de magnitud e importancia del impacto ambiental positivo y negativo.</i>	112
Tabla 41.	<i>Rango de colores para evaluación final de impactos ambientales.</i>	113
Tabla 42.	<i>Matriz de Leopold en la etapa de operación y mantenimiento.</i>	115
Tabla 43.	<i>Medidas preventivas, correctivas y compensatorias para el proyecto.</i>	118
Tabla 44.	<i>Presupuesto Detallado Planta Satélite de Gas Natural Licuado en Arequipa Norte y Arequipa Sur.</i>	123
Tabla 45.	<i>Clasificación de partidas de Planta Satélite de Gas Natural Licuado en Arequipa Norte y Arequipa Sur por categorías de costos del presente estudio.</i>	125
Tabla 46.	<i>Tabla resumen de resultados de Costo de Equipamiento Actualizado.</i>	128
Tabla 47.	<i>Inversión de Capital Fijo estimado.</i>	129
Tabla 48.	<i>Capital de Trabajo estimado.</i>	130
Tabla 49.	<i>Inversión Total de Capital estimado.</i>	131
Tabla 50.	<i>Resumen del financiamiento del proyecto.</i>	132
Tabla 51.	<i>Cronograma de pagos del préstamo.</i>	132
Tabla 52.	<i>Ingresos anuales por ventas de Gas Natural Regasificado.</i>	134
Tabla 53.	<i>Costo del GNL proyectado del 2024 al 2043.</i>	137
Tabla 54.	<i>Costo del odorizante proyectado del 2025 al 2044.</i>	138
Tabla 55.	<i>Costo total del personal del Área de Seguridad de Procesos, Operación y Mantenimiento.</i>	139
Tabla 56.	<i>Requerimiento luminoso por sector económico.</i>	140
Tabla 57.	<i>Requerimiento luminoso por sector económico.</i>	141
Tabla 58.	<i>Consumo eléctrico de las áreas de la planta de regasificación.</i>	141
Tabla 59.	<i>Consumo eléctrico de las áreas de la planta de regasificación.</i>	142
Tabla 60.	<i>Consumo y costo de agua.</i>	143
Tabla 61.	<i>Consumo y costo de combustible.</i>	144
Tabla 62.	<i>Costo directo de producción con proyección de 20 años.</i>	146
Tabla 63.	<i>Costo o cargo fijos.</i>	148
Tabla 64.	<i>Costo total del personal del Área Administrativa y de Soporte.</i>	149
Tabla 65.	<i>Costo total de producción.</i>	150
Tabla 66.	<i>Estado de Resultados del Proyecto de Regasificación de GNL – Cusco.</i>	151
Tabla 67.	<i>Flujo de Operación del Proyecto de Regasificación de GNL - Cusco.</i>	152
Tabla 68.	<i>Flujo de Inversión del Proyecto de Regasificación de GNL - Cusco.</i>	153
Tabla 69.	<i>Flujo de Caja Económico del Proyecto de Regasificación de GNL - Cusco.</i>	154
Tabla 70.	<i>Flujo de Financiamiento del Proyecto de Regasificación de GNL - Cusco.</i>	155
Tabla 71.	<i>Flujo de Caja Financiero del Proyecto de Regasificación de GNL – Cusco.</i>	155
Tabla 72.	<i>Análisis de Sensibilidad – Costo de Compra GNL.</i>	163
Tabla 73.	<i>Análisis de Sensibilidad – Precio de Venta GN</i>	164
Tabla 74.	<i>Análisis de Sensibilidad – Producción GN</i>	166

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Distribución de Gas Natural en el Norte del Perú.</i>	12
Figura 2. <i>Acceso del Gas Natural (%)</i>	16
Figura 3. <i>Distribución geográfica del uso del Gas Natural (en %)</i>	17
Figura 4. <i>Importación, Exportación, Producción y Consumo de GLP en el Perú.</i>	19
Figura 5. <i>Consumo Total de GLP durante el periodo 2014 – 2024</i>	19
Figura 6. <i>Volumen de Gas Natural Licuado disponible</i>	21
Figura 7. <i>Volumen de Gas Natural Licuado exportado</i>	22
Figura 8. <i>Volumen de Gas Natural Licuado transportado en cisternas.</i>	23
Figura 9. <i>Comparación de Volumen de Gas Natural Licuado disponible, exportado y transportado en cisternas.</i>	23
Figura 10. <i>Esquema de una Planta de Regasificación (Diagrama de Flujo).</i>	28
Figura 11. <i>Cadena de Valor del Gas Natural Regasificado.</i>	33
Figura 12. <i>Usos del Gas Natural en los diferentes sectores económicos.</i>	33
Figura 13. <i>Mapa político del departamento de Cusco</i>	34
Figura 14. <i>Mapa político de la provincia de Cusco</i>	35
Figura 15. <i>Procedimiento para cálculo de la demanda en usuarios residenciales según Kuntur.</i>	40
Figura 16. <i>Cantidad de hogares según el tipo de fuentes de energía o combustible utilizado para la cocción de alimentos en la provincia de Cusco.</i>	41
Figura 17. <i>Demanda residencial de gas natural proyectado para la región de Cusco en el periodo 2025 - 2044.</i>	47
Figura 18. <i>Demanda comercial de gas natural proyectado para la región de Cusco en el periodo 2024 – 2043.</i>	51
Figura 19. <i>Consumo total de gas natural proyectado para la región de Cusco en el periodo 2024 – 2043.</i>	53
Figura 20. <i>Primera Ruta: Pampa Melchorita – Ciudad del Cusco.</i>	55
Figura 21. <i>Segunda Ruta: Pampa Melchorita – Ciudad del Cusco.</i>	56
Figura 22. <i>Vaporizador Aire Ambiente - AVV.</i>	64
Figura 23. <i>Tipos de tanque según la norma UNE-EN 14620-1:2008</i>	68
Figura 24. <i>Diagrama de entrada y salida de la línea de regasificación.</i>	71
Figura 25. <i>Esquema de Distribución de Calor del Vaporizador AAV.</i>	80
Figura 26. <i>Representación gráfica de las temperaturas a la entrada y salida del vaporizador.</i>	82
Figura 27. <i>Organigrama de la planta de regasificación de Gas Natural.</i>	106
Figura 28. <i>Estructura de la Inversión Total de Capital.</i>	131
Figura 29. <i>Proyección de costo de LGN del 2024 al 2044.</i>	136
Figura 30. <i>Perfil de sensibilidad respecto a variables de riesgo potenciales</i>	168

RESUMEN

La presente tesis consistió en realizar un estudio de prefactibilidad para la instalación de una Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado en Cusco, con la finalidad de evaluar su viabilidad técnica, económica y ambiental. El estudio de mercado abarca la determinación de la demanda de gas natural en la provincia de Cusco proyectada al año 2044 en base al consumo promedio de GLP en los hogares potenciales; asimismo, se estableció la localización de la planta en la Carretera 3S. El estudio técnico comprende la selección de la mejor alternativa tecnológica para el vaporizador de GNL y su diseño; así como las especificaciones técnicas de los equipos que componen el proceso de regasificación. La inversión requerida para la instalación de una planta de regasificación de GNL en Cusco es de S/14 104 022.16. La evaluación económica y financiera obtuvo indicadores favorables, con un VANF de S/ 45 070 324.1, una TIRF de 60.88 %, un VANE de S/ 45 665 926.7, una TIRE de 39.91 %, una relación beneficio/costo de 1.19 y un periodo de recuperación de la inversión de 3.02 años. Asimismo, en el análisis de sensibilidad, se obtuvo como variable más crítica el Precio de Venta de GN. Además, la evaluación ambiental, mediante una matriz de importancia, determinó que el proyecto no genera impactos negativos significativos sobre la salud ni el medio ambiente. Finalmente, se concluye que la instalación de una Planta de Regasificación de GNL en la provincia de Cusco es técnica, económica y ambientalmente viable.

Palabras clave: Gas Natural Licuado (GNL), Planta de regasificación, Estudio de prefactibilidad, Viabilidad técnico-económica, Análisis ambiental.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con Tamayo et al. (2017), entre los años 1984 y 1988 fue descubierto Camisea, el principal yacimiento de gas natural en Perú, ubicado en la región de Cusco, y luego de ciertos cambios políticos, dilataciones de negociaciones entre empresa y Estado, realización de estudios de ingeniería, desarrollo y construcción de infraestructura, entre otros acontecimientos, empezó su operación comercial en agosto del 2004.

Con la explotación y producción del Lote 88 (el principal del yacimiento Camisea) se iniciaron actividades de transporte y distribución de gas natural mediante redes físicas y transporte virtual, sustituyendo así al petróleo y a la energía hidráulica en la matriz energética del sector eléctrico peruano, también se puso a disposición gas natural para la producción industrial y actividades comerciales, abaratando costos de productos en el mercado interno y posteriormente se impulsó la exportación de gas natural mediante la licuefacción de éste.

Sin embargo, las actividades relacionadas al gas natural no han beneficiado a todos los peruanos, por el contrario, en los primeros años de operación del Proyecto Camisea, el gas natural solo se distribuyó a nivel de la capital del Perú, Lima y la Provincia Constitucional del Callao, por lo que el Congreso de la República, en la búsqueda de masificar el gas natural al interior del país, emitió diversas leyes y propuso proyectos, logrando así la llegada del gas natural a algunas regiones del norte de Perú, no obstante, muchas iniciativas legislativas, no se llegaron a concretar, dejando pendiente el desarrollo de la industria del gas natural en el sur del país.

Masificación del Gas Natural en el Norte del País.

Según lo informado por Quavii (2025), en el año 2013, PROINVERSIÓN y el Ministerio de Energía y Minas, concedieron la buena pro a Quavii para la distribución de Gas Natural a través de tuberías a 150 137 hogares en el norte del Perú y con esto, generar

mejor calidad de vida a través de un combustible económico y amigable con el medio ambiente.

El gas natural llega a las ciudades de Huaraz, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo, Lambayeque y Cajamarca, desde la planta de Pampa Melchorita, en donde el gas es licuefactado y cargado en camiones cisterna para, posteriormente, ser regasificado en cada una de las 7 Plantas de Distrito ubicadas en las anteriores ciudades.

Figura 1.

Distribución de Gas Natural en el Norte del Perú.



Nota. Adaptada de (Quavii, 2016).

Masificación del Gas Natural en el Sur del País

De acuerdo con lo reportado por Osinermgin (2014), el año 2008, se otorgó a la empresa Kuntur Transportadora de Gas S.A.C. la concesión para desarrollar un gaseoducto troncal hacia el sur del país partiendo de Camisea, o proyecto conocido también como “Gaseoducto Andino del Sur” que tenía como objetivo llevar gas natural hasta las ciudades de Quillabamba, Cusco, Juliaca, Arequipa, Moquegua y Tacna. Según el análisis realizado por S. Marusia (2019), cuando debía comenzar la implementación

del proyecto, se evidenciaron problemas que pusieron en duda su viabilidad, por lo cual se fue retrasando, poniendo la concesionaria diversas condiciones para su ejecución y elevando los costos de inversión de 1 350 a 5 000 millones de dólares para el 2012, año en el cual no se tenía avance del mismo. Es así como, en 2014, Kuntur, renunció a la concesión y solicitó la terminación de su contrato. De manera paralela, la empresa Odebrecht, principal accionista de Kuntur, había ganado la licitación para el “Gasoducto Sur Peruano” proyecto que reemplazaba al “Gaseoducto Adino del Sur”, por lo cual planteó transferir los estudios realizados, incluido el de impacto ambiental.

No obstante, durante los años 2011 y 2016, investigaciones de la Fiscalía, develaron casos de corrupción, lo que imposibilitó la realización de este último proyecto y por consiguiente la masificación del gas natural en el sur del país, a pesar de ya haberse iniciado la compra y tendido de tuberías (Observatorio Anticorrupción del IDEHPUCP, 2020).

Por otra parte, en el año 2013, la compañía Naturgy Perú ganó la concesión para distribuir gas natural a Arequipa, Moquegua, Tacna e Ilo. A finales del año 2017 iniciaron sus operaciones, en una primera etapa, mediante camiones cisterna (ductos virtuales) desde la planta de licuefacción en Melchorita y se tenía la expectativa que, al pasar a una siguiente fase, el transporte del gas natural se dé a través del Gaseoducto Sur Peruano, proyecto que hasta la fecha no se ha logrado formalizar, razón por la cual, el año 2020 decide retirarse del país y resolver su contrato de concesión, argumentando la falta de ayuda del Estado para atender problemas estructurales que hacen el proyecto de masificación inviable.

El año 2017, la Dirección General de Hidrocarburos solicitó la modificación del Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas – 2017 con el fin de incluir el proyecto “Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú” o

también conocido como SIT Gas, la realización de este proyecto comprendería un sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural, para asegurar el suministro de gas natural y gas natural licuado para los usuarios de las principales ciudades de la zona sur del Perú: Cusco, Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna, y el “Nodo Energético del Sur del Perú” en Mollendo e Ilo (Centrales Termoeléctricas de Puerto Bravo e Ilo, respectivamente). Según Promigas Perú S.A. (2023), se entiende que el proyecto SIT Gas es el reemplazo del proyecto Gaseoducto Sur Peruano. Según reportó Perú 21 (2019), la licitación de éste se programó, inicialmente, para el primer trimestre del año 2018, posteriormente, Pro inversión indicó que se llevaría a cabo a fines del mismo año, tiempo después, se señaló al 2019 como nuevo año para la licitación, sin embargo, este mismo año, se anunció que el 2020 se realizaría el licitamiento, no obstante, en setiembre de ese año, el MINEM aseguró que la concesión del SIT Gas se otorgaría en 2021 o 2022, según transmitió Silva (2020), lo que significa un aplazamiento más en la llegada del Gas Natural a la zona sur.

Por otra parte, con fecha 26 de febrero de 2019 se firma el Convenio de Cooperación interinstitucional entre el Gobierno Regional del Cusco, en adelante GORE y el Consorcio Camisea, el cual tiene como objetivo establecer lazos de cooperación entre el GORE y el Consorcio Camisea que permitan la coordinación, cooperación y asistencia a fin de impulsar y promover el desarrollo del Proyecto “Gas Natural Vehicular en la Región de Cusco”, de tal manera que se viabilice el suministro de GNV en la ciudad de Cusco y Quillabamba y así iniciar la masificación de gas natural en la región. Para este fin, el Consorcio Camisea se comprometió a invertir hasta 1 900 000 dólares para la instalación de estaciones de gas natural vehicular y conversión de vehículos a la tecnología del GNV.

Es así que, de acuerdo con la disertación en el Foro de Masificación del Gas Natural Cusco organizado por el Gobierno Regional Cusco (2022), se reportó que en el mes de marzo de 2021, la primera Estación de Gas Natural Vehicular de Cusco comenzó a operar en el distrito de San Jerónimo y en diciembre de 2021, se realizó la inauguración de la Segunda Estación de Servicio de Gas Natural Vehicular en el distrito de San Sebastián; asimismo, se ha proyectado la instalación de una cuarta Estación de Gas Natural Vehicular en la ciudad de Quillabamba. Adicional a ello, se ha instalado una Estación de Regasificación en la empresa Backus, ubicada en el distrito de Cusco, la cual se encuentra en operación desde el 2021. En la actualidad, según la nota de prensa del Gobierno Regional Cusco (2025), se ha construido una Planta Satélite de Regasificación de Gas Natural Licuefactado en el sector de Huayllapampa, distrito de San Jerónimo, provincia Cusco, departamento Cusco, con una capacidad inicial de almacenamiento de 30 metros cúbicos (m^3), el mismo que tiene proyectado beneficiar a 1 000 familias de la zona en una primera fase y 8 000 familias en una segunda fase de distribución, mediante la instalación de 25 kilómetros de redes domiciliarias.

A través de la explicación breve del panorama de masificación del gas natural en el país, la única conclusión certera a la que se puede llegar es que el Estado Peruano, a través de los años, no ha podido concretar proyectos de gran envergadura para el desarrollo del gas natural en el sur del país, sin embargo, de manera tangencial se ha ido impulsando los Gasoductos Virtuales como una nueva alternativa para intensificar el uso de este recurso.

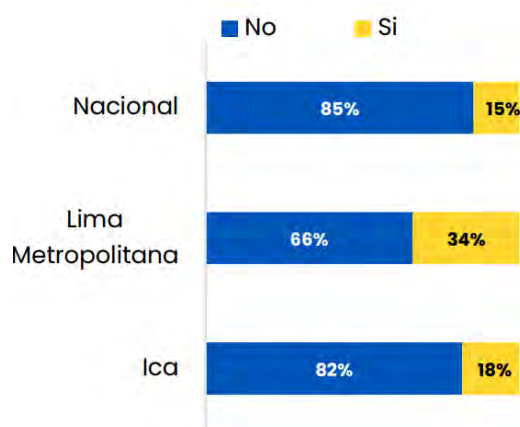
CAPÍTULO I: GENERALIDADES

1.1 Problemática

Según la Encuesta Regional de Uso y Consumo de Energía – ERCUE 2023 De la Cruz, R.; Salazar, C.; Coello (2023), se ha expandido el uso del Gas Natural en Lima Metropolitana e Ica; sin embargo, a nivel nacional, solo 1 de cada 10 hogares disponen de este servicio en su vivienda. En la Figura 2 se muestra el porcentaje de acceso de Gas Natural, según los resultados obtenidos se tiene que, al cierre del 2023, sólo el 15% de la población nacional tiene acceso al Gas Natural para uso doméstico.

Figura 2.

Acceso del Gas Natural (%)



Nota. Obtenido de Informe de Resultados. Consumo y Usos de los Hidrocarburos Líquidos y GLP. ERCUE 2023. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergrmin – Perú, De la Cruz, R.; Salazar, C.; Coello (2023).

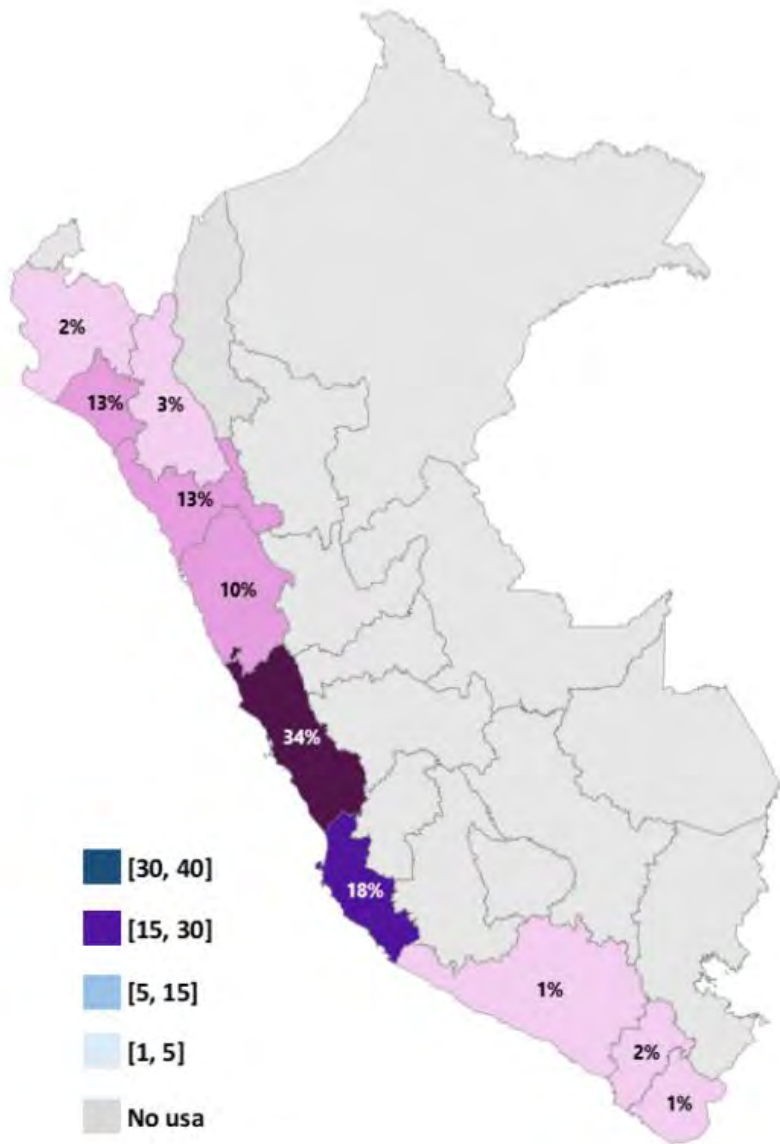
El desarrollo de los gasoductos virtuales¹ y nuevas concesiones han permitido la expansión del servicio de Gas Natural a otras regiones del país. La Figura 3 muestra que las regiones de Lambayeque (13%) y la Libertad (13%) tuvieron avances significativos

¹ Sistema que hace posible el transporte terrestre, marítimo y fluvial de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL).

en la expansión de este servicio, mientras que regiones como Arequipa, Moquegua y Tacna (1-2%) registraron un avance menor.

Figura 3.

Distribución geográfica del uso del Gas Natural (en %)



Nota. Obtenido de Informe de Resultados. Consumo y Usos de los Hidrocarburos Líquidos y GLP. ERCUE 2023. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin. De la Cruz, R.; Salazar, C.; Coello (2023).

Asimismo, en la Figura 3 se muestra que cuatro de las ocho regiones del sur del país² tienen disponible como único combustible derivado de hidrocarburos, al Gas Licuado de Petróleo (GLP). Esta situación se da a pesar de que el principal yacimiento de Gas Natural en el Perú, Camisea, se encuentra en la selva de Cusco.

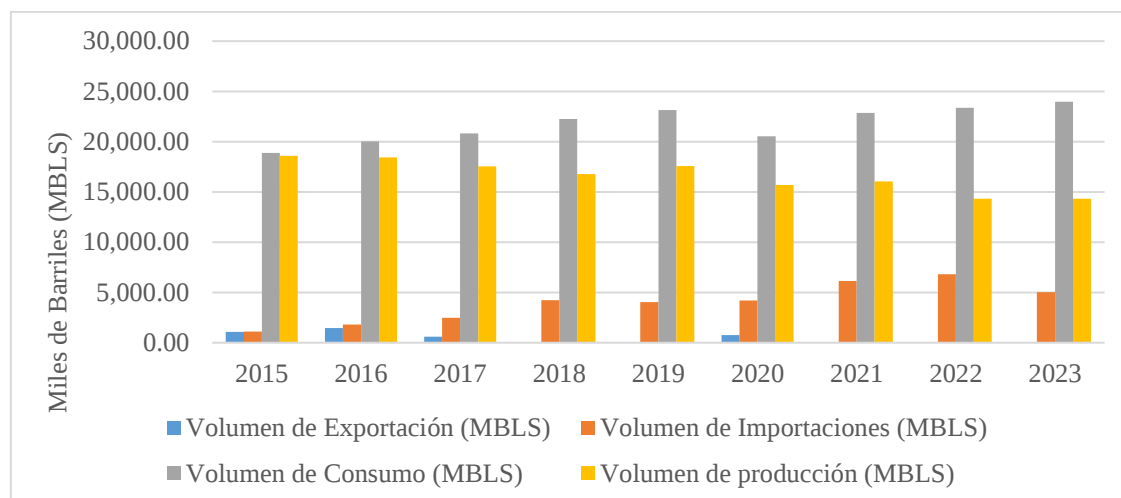
El GLP es objeto de diferentes actividades comerciales, entre ellas la importación, exportación, producción y venta para el consumo del mercado interno. La evolución de estas actividades durante el periodo 2015 – 2023 se muestran en la figura 4, en la que se visualiza:

- La producción de GLP ha disminuido gradualmente en el periodo 2015-2023.
- Respecto a la importación de GLP, se observa un crecimiento significativo durante el período 2015–2018. Posteriormente, en los años 2019 y 2020, el volumen importado disminuyó; sin embargo, en 2021 y 2022 se registró nuevamente un incremento. Finalmente, en el año 2023 se evidenció un nuevo descenso en las importaciones.
- Por otra parte, la exportación de GLP ha sido variable entre los años 2015 y 2022; en los años 2019, 2021, 2022 y 2023 no se ha registrado volumen exportado.
- Por último, el consumo de GLP no ha presentado variaciones significativas hasta el cierre del 2023, evidenciando una caída en el año 2020.

² En la actualidad Ica, Arequipa, Moquegua y Tacna ya cuentan con un sistema de transporte y distribución de Gas Natural.

Figura 4.

Importación, Exportación, Producción y Consumo de GLP en el Perú.

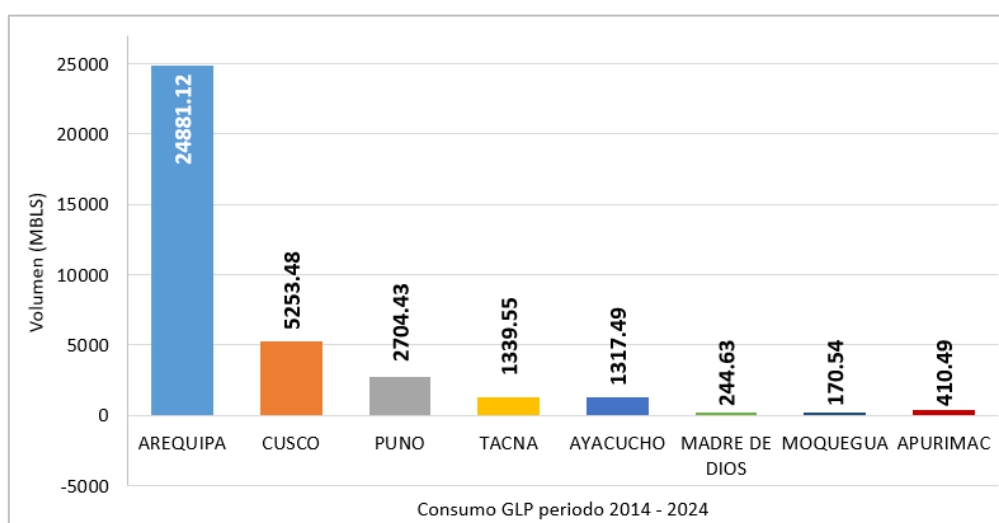


Nota. Adaptado de Anuario Estadístico – Dirección General de Hidrocarburos MINEM (Ministerio de Energía y Minas, 2023).

A continuación, en la Figura 5, se muestra el consumo de GLP en el periodo 2014 – 2024 en las regiones del sur del país que no cuentan con Gas Natural, donde se evidencia que la región del Cusco presenta un consumo promedio aproximado a 5253 Miles de Barriles al Año (MBA).

Figura 5.

Consumo Total de GLP durante el periodo 2014 – 2024



Nota. Adaptado de OSINERGMIN SCOP – DOCS División de Supervisión Regional. Supervisión de Comercialización de Hidrocarburos Líquidos (Osinergrmin, 2021).

Conforme a lo analizado en los anuarios estadísticos de los años 2015 al 2023 de la Dirección General de Hidrocarburos (Figura 4), la actividad que presentó un mayor incremento porcentual desde el año 2017 es la importación, lo cual evidencia que Perú es dependiente de la importación de GLP. Por otra parte, según lo indicado en la Figura 5, después de Arequipa³, Cusco es la región con mayor demanda de GLP, razón por la cual esta región es la seleccionada para el Estudio de Prefactibilidad de la Instalación de una Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado.

1.2 Objetivos del Proyecto

1.2.1 *Objetivo General.*

Realizar un estudio de prefactibilidad para la instalación de una Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado en Cusco.

1.2.2 *Objetivos Específicos.*

- Realizar el estudio de mercado de Gas Natural en Cusco
- Determinar la localización adecuada para la instalación de una planta de Regasificación de GNL en Cusco.
- Plantear la ingeniería de proyecto para una planta de Regasificación de GNL en Cusco.
- Evaluar la viabilidad económica y financiera de la instalación de una planta de Regasificación de GNL en Cusco.
- Evaluar la viabilidad ambiental y social de una planta de Regasificación de GNL en Cusco.

³ Región que ya cuenta con suministro de gas natural a través de gasoducto virtual operado por Petroperú S.A.

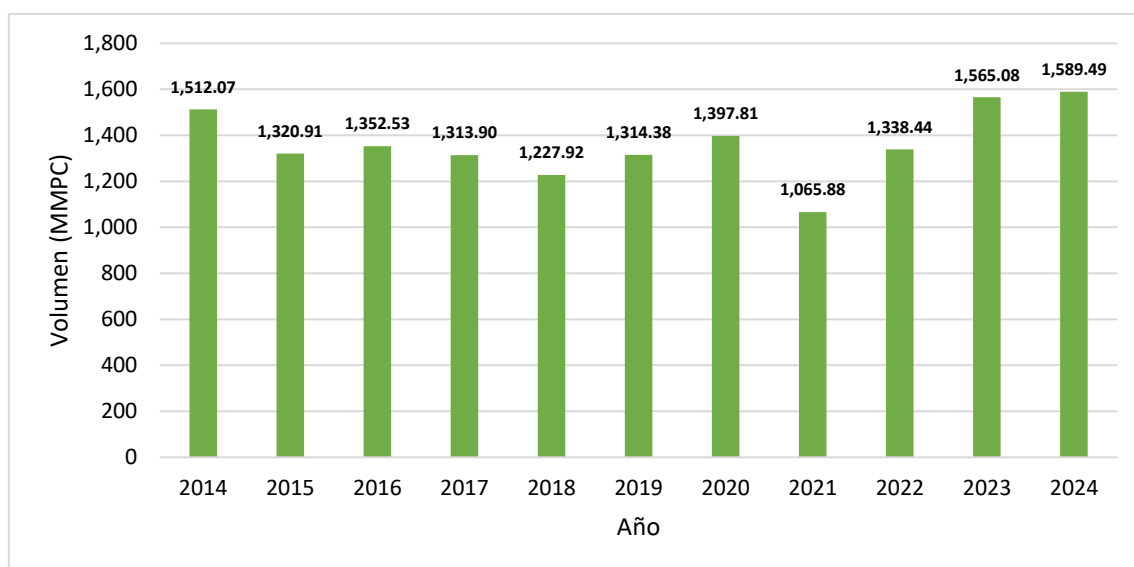
1.3 Justificación del Proyecto.

1.3.1 Justificación Técnica

El Gas Natural Licuado (GNL) es producido por la empresa PERÚ LNG en su planta de procesamiento de gas natural licuado ubicada en Pampa Melchorita la cual inició sus operaciones en 2010. En la Figura 6 se muestra el volumen de GNL disponible⁴ en el periodo del 2014 – 2024, al respecto, se tiene que al cierre del año 2024 se tuvo un volumen igual a 1 589.49 MMPC.

Figura 6.

Volumen de Gas Natural Licuado disponible



Nota. Adaptado de información remitida por Osinergmin mediante SAIP 202200077385 y 202500293429 (Ver Anexo 1).

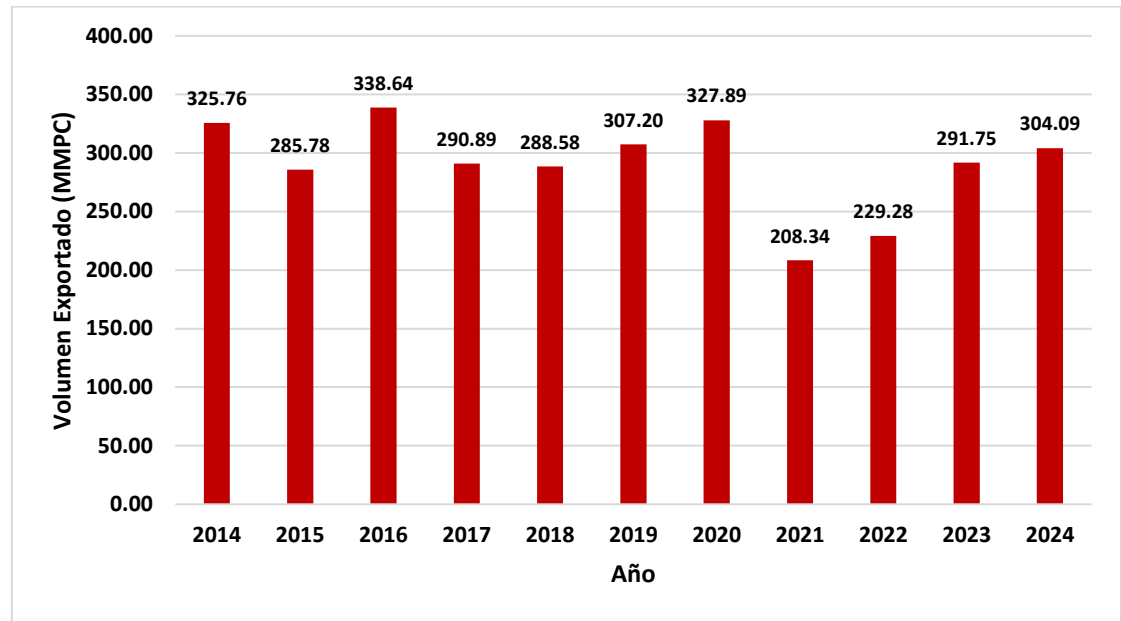
Así mismo, Perupetro reportó los volúmenes de GNL exportados a diferentes países, entre los cuales figuran México, España, Francia, Japón, China, entre otros. En la Figura 7, se muestran los datos reportados por la Dirección General de Hidrocarburos respecto a la exportación de GNL durante el periodo 2014 – 2024, en los cuales se tiene

⁴ Volumen de GNL disponible hace referencia al volumen almacenado en los tanques de almacenamientos de la Planta Melchorita dispuesto para transacciones comerciales.

que en al cierre del año 2024 se tuvo un volumen exportado igual a 304.09 millones de pies cúbicos.

Figura 7.

Volumen de Gas Natural Licuado exportado

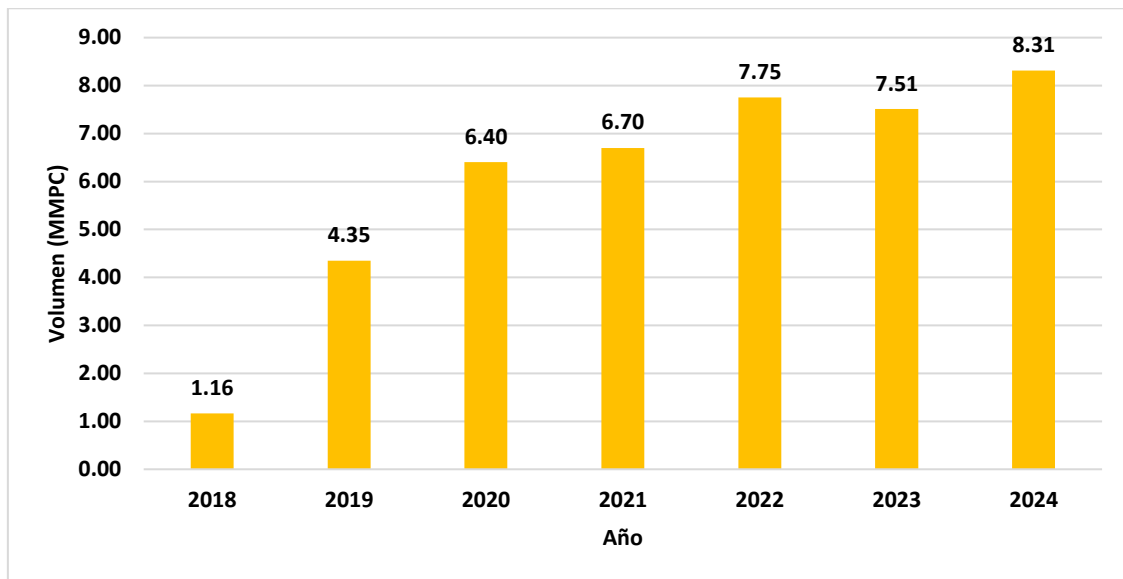


Nota. Adaptado de Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2024, Dirección General de Hidrocarburos (2024).

Por otra parte, como resultado a los diferentes proyectos de masificación de Gas Natural, se tiene que desde el año 2018 se ha transportado GNL en cisternas con destino a las diferentes Plantas de Regasificación de GNL situadas en el norte y suroeste del país. En la Figura 8 se muestra el volumen de GNL transportado al año 2021.

Figura 8.

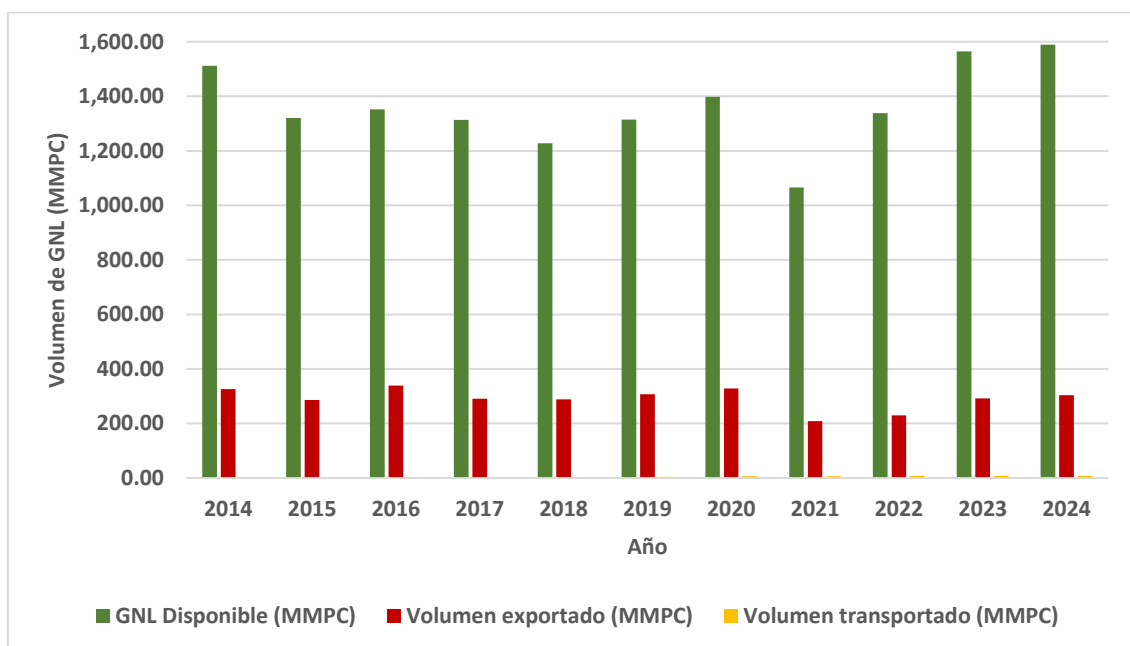
Volumen de Gas Natural Licuado transportado en cisternas.



Nota. Boletín Estadístico de producción, procesamiento, transporte y consumo de Gas Natural - DSGN (OSINERGMIN, 2024).

Figura 9.

Comparación de Volumen de Gas Natural Licuado disponible, exportado y transportado en cisternas.



Según los datos mostrados en la Figura 9, se verifica que existe disponibilidad de materia prima para la ejecución del presente proyecto.

Así mismo, la realización de este estudio de prefactibilidad en la región del Cusco dará lugar a la evaluación y futura implementación de nueva tecnología dentro de la industria del Gas Natural.

1.3.2 Justificación Económica

Teniendo en cuenta que, para producir 1 MMBTU de energía, se requieren 2 balones de GLP de 10 kg. equivalente a 25 m³ de Gas Natural y que el precio de 1 balón de GLP (Facilito – OSINERGMIN) se encuentra en un rango de S/84 a S/33.5, y el precio del Gas Natural (Pliego tarifario de Calidda) es de S/.1.62 l/m³, entonces se percibe claramente una diferencia de precios que demuestra la accesibilidad económica y comercial del Gas Natural con respecto al GLP.

1.3.3 Justificación Ambiental

El uso del Gas Natural, a diferencia de otros combustibles, produce menos dióxido de carbono (CO₂) durante la combustión debido a su alto contenido de metano, así mismo no emite partículas sólidas por lo que es el combustible gaseoso más limpio y amigable con el medio ambiente, según Calidda (2023).

1.3.4 Justificación Legal

En el aspecto legislativo el presente proyecto se sustenta en las siguientes leyes:

- **Ley N° 28849** - Ley de descentralización del acceso al consumo de gas natural, la cual incentiva el consumo de gas natural en las diversas circunscripciones territoriales del país.
- **Ley N°29969** - Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético. Esta ley promueve la masificación del gas natural a través del desarrollo de sistemas de transporte

por ductos y de transporte de gas natural comprimido y gas natural licuado, a fin de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores; así como el transporte vehicular en las regiones del país.

- **Ley N° 29970** - Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país, de tal manera que promueva la desconcentración de la producción de energía en un solo punto del país, aumente el margen de reserva y afiance la seguridad energética.
- **Decreto Supremo N° 081-2007-EM** - Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos.
- **Decreto Supremo N° 043-2007-EM** - Reglamento de seguridad para las actividades de hidrocarburos.

1.3.5 Justificación Social

La instalación de una planta de regasificación de GNL brinda diferentes beneficios a la población, entre los cuales está el abastecimiento de Gas Natural para los diferentes sectores económicos (residencial, comercial, industrial, vehicular y eléctrico), lo cual permite que más peruanos gocen del beneficio del ahorro que genera este recurso y que las industrias del sur reduzcan sus costos de energía y potencien su crecimiento dinamizando la actividad económica del país mediante la generación de nuevos puestos de trabajo, desde la construcción e instalación, hasta la puesta en marcha de la planta de regasificación.

Adicionalmente, permitirá garantizar y afianzar la seguridad energética en el sur del país, a través de la inclusión del gas natural al mercado de combustibles de uso doméstico, residencial e industrial; así como, también promoverá la desconcentración de la producción de fuentes de energía en un solo punto del país, mediante la cual se logrará

obtener disponibilidad de materia prima para impulsar el desarrollo de la petroquímica del Gas Natural en el país.

Por las razones antes mencionadas, en la presente tesis se sostiene que la instalación de una planta de regasificación de GNL generaría un impacto social positivo en la provincia del Cusco.

1.4 Alcances y Limitaciones

Es importante precisar que el presente trabajo de tesis tiene como alcance exclusivamente el diseño conceptual de una Planta de Regasificación de GNL, la cual se plantea como una alternativa frente a la situación energética actual del Perú. En ese sentido, el alcance del estudio se limita al análisis y diseño de la planta de regasificación, sin considerar otras infraestructuras complementarias ni los proyectos energéticos que se encuentran actualmente en etapa de adjudicación.

CAPÍTULO II: ESTUDIO DE MERCADO

2.1 Descripción, características y usos

2.1.1 *Gas Natural Licuado (GNL)*

El GNL es gas natural que ha pasado por un proceso de licuefacción en el cual es enfriado a presión atmosférica hasta -161°C , temperatura a la cual condensa. Este proceso permite reducir el volumen del gas aproximadamente 600 veces, de tal manera que facilita y economiza su almacenamiento y el transporte.

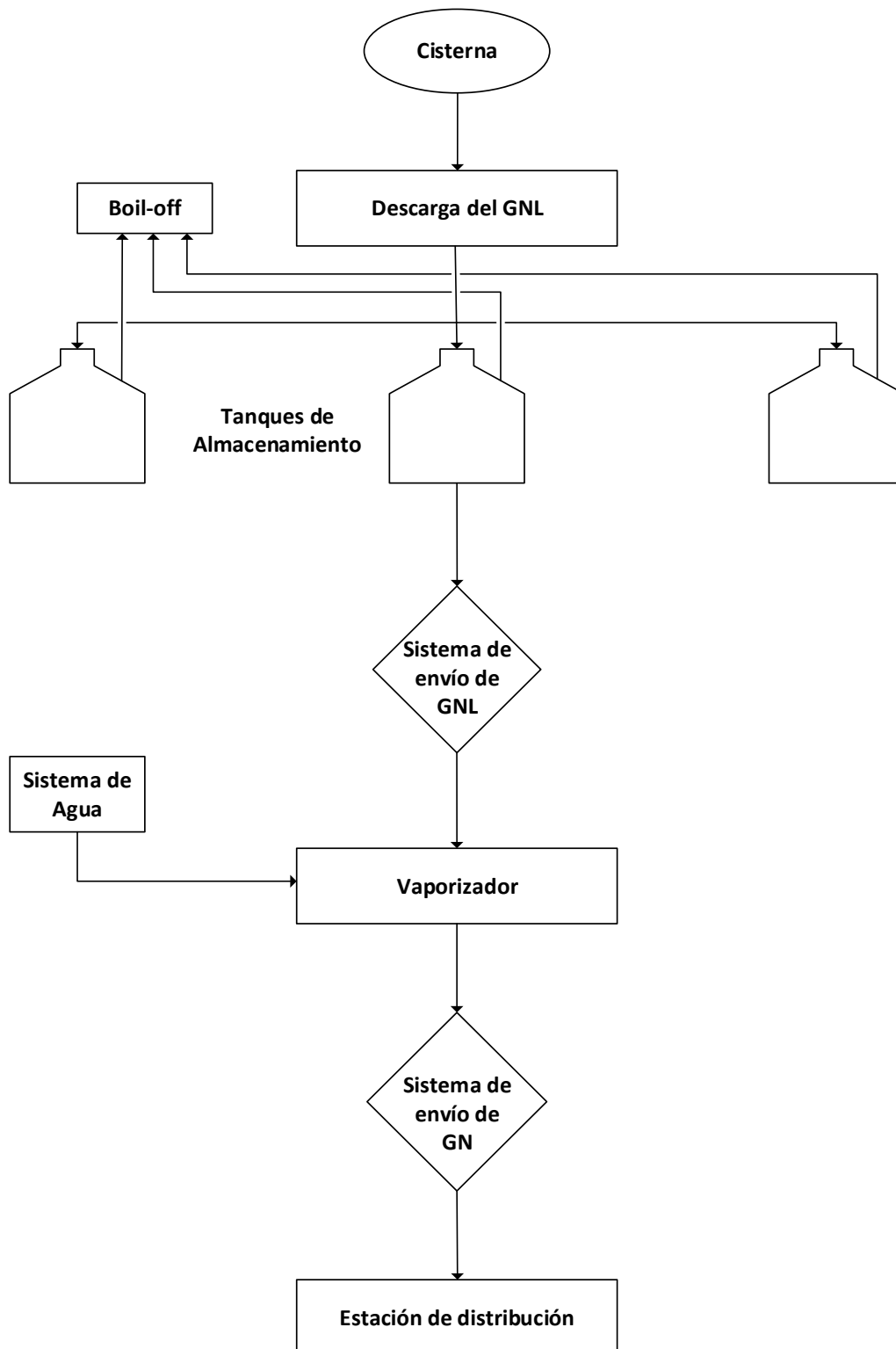
2.1.2 *Plantas de Regasificación*

Una planta de Regasificación constituye una parte fundamental de los denominados “gaseoductos virtuales”, los cuales son un sistema de transporte o distribución de GNL, ya sea por tierra, mar o río, a lugares donde no llegan los ductos convencionales por razones geográficas y/o económicas, ya sea mediante camiones cisterna o barcos metaneros. Un gasoducto de transporte de GNL comprende tres etapas desde el recojo del gas natural hasta el mercado consumidor:

1. Licuefacción, donde se filtra, seca y enfría el gas natural
2. Sistema de Transporte, conformado por camiones provistos de tanques criogénicos.
3. Regasificación, donde se vuelve a convertir el líquido en gas.

Figura 10.

Esquema de una Planta de Regasificación (Diagrama de Flujo).



Nota. Adaptado de “Informe de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía – 2018”, por (González et al., 2018b).

La finalidad de una planta de regasificación de GNL es devolver el gas natural al estado gaseoso por medio de un aumento de temperatura. Las operaciones principales que se llevan a cabo en esta planta son: (Saenz, 2013)

1. Depósito y almacenamiento de GNL: Se recepciona el GNL de los camiones cisterna en un patio de descarga para posteriormente llevarlo a tanques de almacenamiento diseñados especialmente para soportar las condiciones de presión y temperatura a las cuales está sometido el GNL.
2. Vaporización / Gasificación de GNL: Se suministra energía térmica al GNL para provocar un cambio de estado (líquido a gaseoso) y elevar su temperatura hasta la del medio ambiente. Esto se puede realizar a través de un intercambiador de calor con el aire atmosférico (vaporización atmosférica) o utilizando un medio calefactor (vaporización forzada), en su elección se debe considerar el análisis económico y condiciones atmosféricas de la localización de la planta.
3. Odorización del Gas Natural: Previa distribución del Gas Natural, éste debe ser odorizado para detectar cualquier fuga con facilidad, el odorizador más usado en las compañías de distribución para el uso domiciliario, comercial e industrial es el sistema de odorizadores por dosificación.
4. Distribución del gas natural al usuario final: Consiste en el transporte del Gas Natural a través de un sistema de tuberías hasta domicilios, comercios e industrias.

Ventajas de la regasificación del GNL. Según el Informe de resultados ERCUE – 2018 de González et al. (2018), la tendencia del uso de esta modalidad de transporte de gas natural es creciente y trae consigo las siguientes ventajas:

A. Modular y Escalable: Los gasoductos virtuales permiten empezar por sistemas pequeños y escalar de manera progresiva para obtener un modesto compromiso en coste por unidad de producción. La escalabilidad puede conducir a la reducción

drástica de los riesgos de inversión y transacción con plazos de desarrollo más cortos.

B. *Flexible*: Los gasoductos convencionales necesariamente atraviesan una geografía para llegar de un punto A al punto B. Los gasoductos virtuales, por el contrario, son flexibles para atender la demanda cambiante siempre y cuando lo permita la infraestructura ferroviaria, de carretera o portuaria. Estas redes pueden proveer múltiples opciones de transporte y puntos finales de entrega de combustible dentro de un radio económicamente competitivo desde la fuente de gas.

C. *Resistente*: La ruptura o fallo de un ducto convencional puede interrumpir el flujo de gas durante semanas hasta que se completen las reparaciones. Los gasoductos virtuales no presentan la misma vulnerabilidad a los fallos de punto único y pueden ser contruidos con redundancias a un coste relativamente bajo.

2.1.3 Gas Natural Regasificado

Se denomina gas natural regasificado al producto en estado gaseoso que se obtiene después de someter al gas natural licuado al proceso regasificación. El gas natural es un combustible fósil, su composición química varía en función de la fuente de gas y el procesamiento por el que pasa. Está conformado mayoritariamente por metano (CH_4), cantidades pequeñas de etano (C_2H_6) e hidrocarburos más pesados y algunas impurezas, entre las cuales destacan el nitrógeno (N_2), compuestos sulfurados, agua (H_2O), dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S).

Según Pluspetrol, la composición del Gas Natural de Camisea es como se muestra a continuación:

Tabla 1.

Composición Cromatográfica del Gas Natural Seco.

Componente	%Molar
Metano (C ₁)	89.49
Etano (C ₂)	8.92
Propano (C ₃)	0.07
Dióxido de Carbono (CO ₂)	0.22
Nitrógeno (N ₂)	1.30
Total	100.00

Nota. Información obtenida de “Descripción del proceso de gas natural y optimización del tratamiento en el complejo de Gas Malvinas - Camisea”, por Dominguez, (2020)

Propiedades Químicas y Físicas. Las propiedades físicas, químicas y fisicoquímicas del Gas Natural Regasificado no difieren de las del Gas Natural Seco, debido a que al ser sometido a un cambio físico no sufre cambios en su estructura interna.

Tabla 2.

Propiedades Físicas y Químicas del Gas Natural.

Propiedad	Valor
Punto de Fusión	-183 °C
Punto de Ebullición	-161°C
Punto de Inflamabilidad	-188°C
Límite Inferior de Explosión (LEL)	4.14% vol.
Límite Superior de Explosión (UEL)	17% vol.
Presión de Vapor	147 kPa
Densidad relativa fase líquida	0.46 g/cm ³
Temperatura de auto inflamación	600°C

Nota. Los valores reportados en la Tabla 2 corresponden a las propiedades de Metano, el cual es el componente que está en mayor proporción en la mezcla de GN. Información obtenida de “Fichas de Datos de Seguridad - Gas Natural Licuado” de (Naturgy, 2020)

Origen y Cadena de Valor. En el país, la empresa Pluspetrol es encargada de extraer el Gas Natural proveniente del yacimiento Camisea en Cusco, posteriormente pasa por un proceso de separación criogénica en la Planta de Separación Malvinas, donde se obtienen Líquidos de Gas Natural (LGN) y Gas Natural Seco (GNS).

El LNG es transportado, mediante un poliducto, hasta la planta de Fraccionamiento de LGN en Pisco, operada también por Pluspetrol. Por otra parte, el GNS es transportado, mediante un gasoducto operado por la Transportadora de Gas del Perú, hasta el City Gate de Lurín. En Chiquintirca, Ayacucho, el gasoducto de TGP se divide con la finalidad de llevar cierto volumen de GNS hacia la Planta de Licuefacción de Gas Natural operada por Perú LNG, en esta última se obtiene Gas Natural Licuado, el cual se transporta mediante camiones cisterna hacia el norte y sur de país, y también es exportado en buques metaneros al extranjero.

En la Tabla 3, se presentan parámetros fisicoquímicos del GNS y GNL que procesa y produce, respectivamente, Perú LNG, los cuales son necesarios para el cálculo y dimensionamiento de los equipos de la planta:

Tabla 3.

Densidad y composición del GNS y GNL.

Propiedad	Valor
Densidad de GNS	0.7457 kg/m ³
Densidad de GNL	453.275 kg/m ³
Composición de GNS	%C1=88.89; %C2=9.80; %N=0.93
Composición de GNL	%C1=89.107; %C2=10.08; %N=0.54

Nota. Adaptado de “Informe Mensual – Cumplimiento del Art. 96 del D.S. 051-93-EM”

(Perú LNG, 2023).

En la Figura 11 mostrada a continuación se presenta la cadena de valor del gas natural regasificado:

Figura 11.

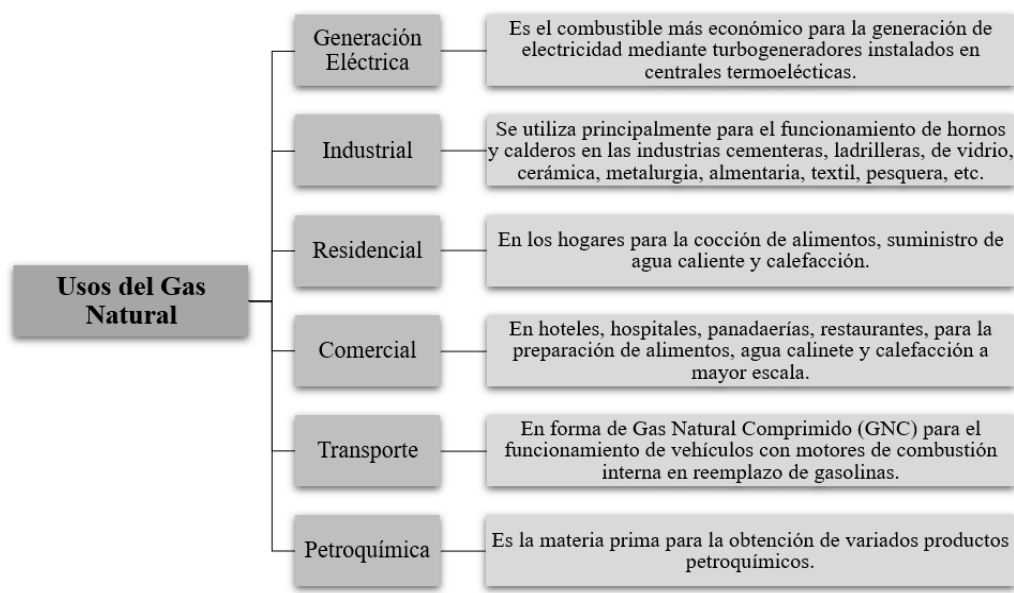
Cadena de Valor del Gas Natural Regasificado.



Usos y Aplicaciones. Una vez regasificado, el Gas Natural puede ser utilizado en diferentes sectores económicos, como se muestra en la Figura 12, a continuación:

Figura 12.

Usos del Gas Natural en los diferentes sectores económicos.



Nota. Información obtenida de “Conceptos básicos sobre el Gas Natural”, por (Perupetro S.A., 2010).

2.2 Mercado para el proyecto

La región del Cusco se encuentra ubicada en la sierra suroriental del Perú, abarca una superficie de 71 987 km², la cual representa el 5.6% del territorio nacional. Limita con las regiones de Junín y Ucayali por el norte, Madre de Dios y Puno por el este, Arequipa por el suroeste y Apurímac y Ayacucho por el oeste (Oficina de Gestión de la Información y Estadística Dirección General Parlamentaria, 2019).

Figura 13.

Mapa político del departamento de Cusco

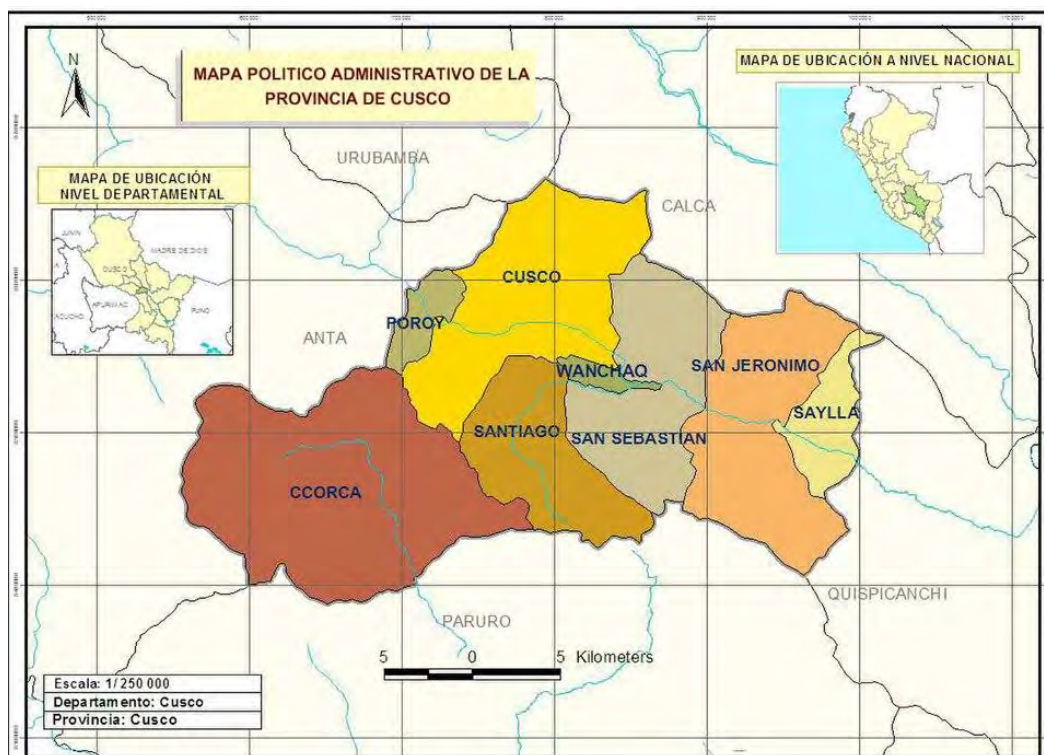


Nota. De “Perú: Principales Indicadores Departamentales 2008-2014”, (Instituto Nacional de Estadística e Informática, 2014)

Cusco está constituido por 13 provincias y 114⁵ distritos, siendo su capital la provincia del Cusco (Banco Central de Reserva del Perú, 2022), la misma que cuenta con una superficie de 617 km² y está dividida por 8 distritos: Ccorca, Poroy, Cusco, Wanchaq, Santiago, San Sebastián, San Jerónimo y Saylla.

Figura 14.

Mapa político de la provincia de Cusco



Nota. Obtenido de SIAR - Sistema de Información Ambiental Regional, 2022.

De acuerdo con los datos reportados por el Instituto Nacional de Estadística en los Censos Nacionales de Población y Vivienda de los años 1981, 1993, 2007 y 2017, la provincia de Cusco concentra la mayor cantidad de habitantes por superficie respecto a las otras provincias de la región. Es por ello que, el presente proyecto considera como mercado objetivo la demanda asociada a la provincia del Cusco.

⁵ En 2014, mediante la Ley N° 30265 se creó el distrito de Inkawasi, y mediante la Ley N° 30279, el distrito de Villa Virgen. En 2015, mediante la Ley N° 5103-2015PE se creó el distrito de Megantoni y mediante la Ley N° 30349, el distrito de Villa Kintiarina. En 2021, mediante Ley N° 31142 se creó el distrito de Kumpirushiato, y mediante Ley N° 31163 se creó el distrito de Manitea.

A continuación, se presentan los valores de densidad poblacional y población total de la provincia de Cusco:

Tabla 4.

Densidad poblacional y población total de la provincia de Cusco reportada en los Censos Nacionales de Población y Vivienda.

Año	Densidad Poblacional (%)	Población Total (Número de habitantes)
1981	24.96%	218 047.8
1993	26.14%	278 822.3
2007	31.40%	367 791.0
2017	37.13%	447 588.0

Nota. Adaptado de Censos Nacionales 1981 – VII de Población y III de Vivienda, Censos Nacionales 1993 – IX de Población y IV de Vivienda, Censos Nacionales 2007 – XI de Población y VI de Vivienda y Censos Nacionales 2017 – XII de Población, VII de Vivienda y III de Comunidades Indígenas por Instituto Nacional de Estadística e Informática, INEI (2018)

A partir de los datos conocidos de población total en la provincia de Cusco se realizó la proyección de la población provincial:

Tabla 5.

Población de la provincia de Cusco proyectada al 2043.

Año	Población	Año	Población
2024	483,688	2034	547,209
2025	490,040	2035	553,561
2026	496,392	2036	559,913
2027	502,744	2037	566,265
2028	509,096	2038	572,617
2029	515,448	2039	578,969
2030	521,800	2040	585,321
2031	528,152	2041	591,673
2032	534,504	2042	598,025
2033	540,856	2043	604,377

2.3 Estudio de demanda

Con la finalidad de estimar la demanda de Gas Natural se toma como referencia el documento “Demanda y Diagnóstico de Mercado” elaborado por Kuntur Transportadora de Gas, (2009), en adelante, Kuntur⁶, el cual establece los diferentes criterios de segmentación de mercado tales como la segmentación en base al giro o rubro, al volumen de compra o demanda, ubicación, entre otros.

Dentro de la industria del transporte de gas natural el criterio más usado es la segmentación por giro o rubro que consiste en la representación a los sectores de consumo identificados según la categoría de consumidor, entre las cuales se incluyen las siguientes:

⁶ Documento recibido de OSINERGMIN, mediante SAIP-202200107832, para mayor detalle ver Anexo 16.

- Categoría Residencial.
- Categoría Comercial.
- Categoría Industrial.
- Usuarios de Gas Natural Vehicular.

2.3.1 Categoría Residencial

Previo a la estimación de la demanda en la categoría residencial, es necesario introducir la definición de la palabra **viviendas**, la cual es usada por Kuntur para hacer referencia al conjunto de personas que comparten una misma olla y/o otras necesidades básicas, este mismo concepto, para el Instituto Nacional de Estadística e Informática, es el denominado **hogar**.

Se ha tomado como referencia que un hogar peruano está conformado, en promedio, por cuatro (04) miembros, esto sustentando en la investigación de Datum Internacional (2020), donde se ha analizado la tendencia de crecimiento del número de hogares; evidenciando que, en Perú, entre los años 2007 al 2017, el tamaño promedio del hogar se redujo de 4.42 a 3.94 personas por hogar.

En ese contexto, la unidad de medida para la proyección de la categoría residencial no será la población, sino el número de hogares. Esto se debe a que, según la revisión de fuentes bibliográficas, el consumo de combustibles en el ámbito doméstico o residencial se asocia al hogar como unidad de consumo, y no a los individuos de manera aislada.

Para ello es importante estimar la cantidad de viviendas en la provincia de Cusco, lo cual se realiza a partir de la proyección presentada en la Tabla 6 y considerando el número promedio de miembros que constituyen un hogar.

Tabla 6.

Número de Hogares en la provincia de Cusco proyectada al 2043.

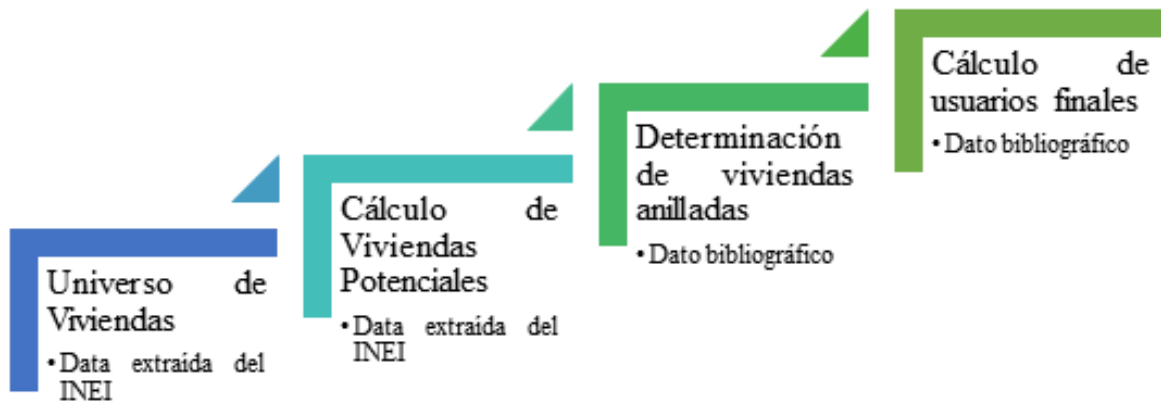
Año	Número de Hogares	Año	Número de Hogares
2024	111 897	2034	125 686
2025	111 394	2035	127 274
2026	112 982	2036	128 862
2027	114 570	2037	130 450
2028	116 158	2038	132 038
2029	117 746	2039	133 626
2030	119 334	2040	135 214
2031	120 922	2041	136 802
2032	122 510	2042	138 390
2033	124 098	2043	139 978

La estimación de la demanda residencial de gas natural según Kuntur, se determina a partir del cálculo del número de **viviendas (hogares) potenciales** consumidores de gas natural, es decir, aquellas viviendas que tendrían la capacidad de conectarse a una red de distribución de gas natural, esta cantidad de viviendas potenciales se obtiene a partir de las viviendas totales o también llamado universo de viviendas de la provincia de Cusco.

A continuación, se presenta un diagrama de flujo que muestra el procedimiento para el cálculo de la demanda de usuarios residenciales:

Figura 15.

Procedimiento para cálculo de la demanda en usuarios residenciales según Kuntur.

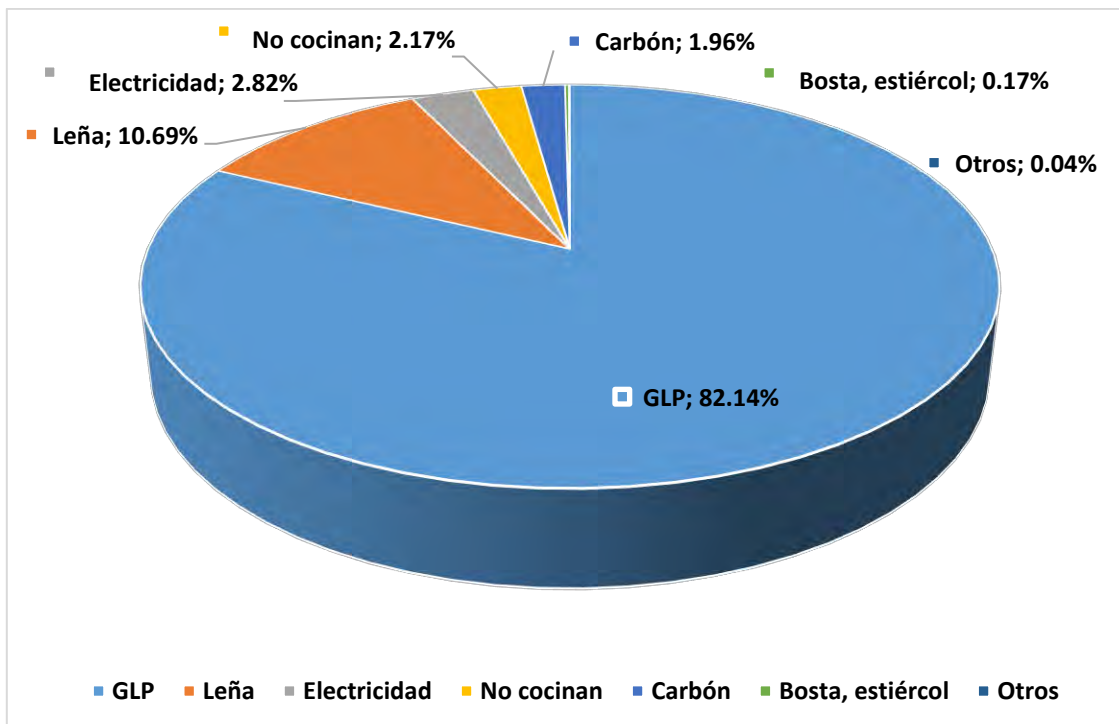


Nota. Adaptado de “Estructura urbana de la Urbanización Aranjuez y su efecto en el diseño de una red de distribución de gas natural”, por (Cabrera, 2018).

2.3.1.1 Hogares Potenciales. En la provincia de Cusco se utilizan diferentes fuentes de energía tales como el GLP, carbón, electricidad, leña, entre otros, para la cocción de alimentos en el hogar, en la Figura 16 se muestra el porcentaje de uso de dichas fuentes, siendo el GLP y la leña los combustibles más usados en la provincia Cusco.

Figura 16.

Cantidad de hogares según el tipo de fuentes de energía o combustible utilizado para la cocción de alimentos en la provincia de Cusco



Nota. Información al 2017. Adaptado de “Censos Nacionales XI de Población y VI de Vivienda, 22 de octubre del 2017, Perú: Resultados Definitivos”, por (Instituto Nacional de Estadística e Informática, 2018)

Los hogares potenciales consumidores de gas natural corresponden al número de hogares que actualmente utilizan el GLP como fuente de energía para la cocción de alimentos, no se consideran las viviendas que utilizan otras fuentes de energía, como son leña, kerosene, carbón, etc. debido a que, al ser su precio más bajo al gas natural, no sería competitivo en términos de costo.

2.3.2 Proyección de demanda de categoría residencial

El volumen de demanda de gas natural de cada hogar conectado se determina realizando la equivalencia del consumo de GLP. De acuerdo con el Informe de Resultados Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía - 2019-2020 de De La Cruz et al.,

(2023), se ha registrado que durante los años 2019 – 2020, el consumo promedio de GLP de un hogar fue aproximadamente de 1.1 balones de 10 kg al mes, el cual es equivalente a 13.75 Sm³/mes de gas natural⁷.

Para realizar la proyección de la demanda de gas natural se ha tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Si bien en la metodología desarrollada por la empresa Kuntur y en diversos estudios de investigación elaborados en base a la misma, se relaciona el crecimiento del PBI directamente con el incremento del consumo de gas natural por vivienda, de acuerdo a los Informes de Resultados - Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía – 2014 al 2020 publicados por Osinergmin correspondientes a los años 2014 al 2020, (Vásquez et al., 2014), (González et al., 2018) y (De la Cruz, et al., 2021) se tiene que durante dicho periodo de tiempo, el consumo de GLP se ha mantenido constante, es decir, se ha reportado que las viviendas usan 1.1 balones de 10 kg al mes, por lo que en el presente trabajo de investigación, se utiliza este valor de consumo de GLP el cual es equivalente a 13.75 Sm³/mes de gas natural como constante para el cálculo de la proyección de la demanda residencial.
2. El número de hogares que utilizan GLP varía proporcionalmente con el crecimiento de la población, y por lo tanto varía también el número de hogares potenciales consumidores de gas natural (Ver Tabla 7).

De acuerdo con los resultados del Censo nacional del 2017 (Instituto Nacional de Estadística e Informática, 2018), se tiene que en la provincia de Cusco existen 140 680 hogares, de los cuales 115 560 consumen GLP (Ver Figura 16), es decir, el 82% de los

⁷ Valor calculado a partir de la equivalencia 1 balón GLP de 10 kg es igual a 12.5 m³ de gas natural, según lo indicado por (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2018)

hogares de la provincia de Cusco utiliza GLP para la cocción de sus alimentos por lo que estos son los hogares potenciales consumidores de gas natural.

Tomando como base el porcentaje de hogares que usan GLP y a partir del número total de hogares presentado en la Tabla 6, se calcula el número de hogares potenciales para el uso de gas natural en la Tabla 7.

Tabla 7.

Hogares potenciales para el uso de gas natural para el periodo 2024 - 2043

Año	Hogares potenciales	Año	Hogares potenciales
2024	99,156	2034	112,178
2025	100,458	2035	113,480
2026	101,760	2036	114,782
2027	103,063	2037	116,084
2028	104,365	2038	117,386
2029	105,667	2039	118,689
2030	106,969	2040	119,991
2031	108,271	2041	121,293
2032	109,573	2042	122,595
2033	110,876	2043	123,897

Nota. Elaborado a partir de información obtenida de “Censos Nacionales XI de Población y VI de Vivienda, 22 de octubre del 2017, Perú: Resultados Definitivos”, por el Instituto Nacional de Estadística e Informática, (2018).

De acuerdo con el procedimiento de cálculo mostrado en la Figura 15 correspondiente al documento “Demanda y diagnóstico de mercado” (Anexo 16) de Kuntur (2009), una vez determinado el número de hogares potenciales, se calcula el

número de hogares anillados, las mismas que representan el número de viviendas frente a las cuales se instalarán redes de gas natural; para ello, se tienen las siguientes consideraciones:

1. La instalación de redes de distribución alcanzará gradualmente un máximo del 60% de los hogares potenciales y el 40% restante se mantiene como hogares consumidores de GLP, debido a factores topográficos, de acceso, económicos etc.
2. Se consideraron 4 zonas de trabajo, cada zona anillada en 2 años, con un porcentaje de avance anual del 30% hasta alcanzar el 60%; este proceso de anillado culmina a los 5 años, a partir del cual, el porcentaje de la cantidad de hogares anillados viene a ser constante, es decir, el 60% de los hogares potenciales cada año.

Posteriormente se determina el número de usuarios conectados a las redes de gas natural con las siguientes consideraciones:

1. El número de hogares conectados alcanzará el 70% de los clientes anillados y el restante 30% serán viviendas que por preferencia optarán por otra fuente de energía.
2. Al igual que los hogares anillados, los hogares conectados en cada zona de trabajo se desarrollarán en 2 años, en el primer año el 30 % y en el segundo año se alcanzará el 70%, logrando el desarrollo completo de las 4 zonas en un periodo de 5 años, a partir del cual, el porcentaje de la cantidad de hogares conectados viene a ser constante, es decir, el 70% de los hogares anillados cada año.

El resultado del número de hogares potenciales, anillados y conectados proyectados a los veinte (20) primeros años, se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8.*Número de hogares potenciales, anillados y conectados proyectados al 2043.*

AÑO	Viviendas potenciales de GLP	Anilladas 5 primeros años	Anilladas acumuladas	Conectadas 5 primeros años	Conectadas acumuladas (hogares)
2024	99,156	7,437	7,437	2,231	2,231
2025	100,458	15,069	22,505	10,548	12,779
2026	101,760	15,264	37,769	10,685	23,464
2027	103,063	15,459	53,229	10,822	34,286
2028	104,365	7,827	61,056	8,610	42,896
2029	105,667	63,400	124,456	44,380	87,276
2030	106,969	64,181	188,638	44,927	132,203
2031	108,271	64,963	253,601	45,474	177,677
2032	109,573	65,744	319,345	46,021	223,697
2033	110,876	66,525	385,870	46,568	270,265
2034	112,178	67,307	453,177	47,115	317,380
2035	113,480	68,088	521,265	47,662	365,041
2036	114,782	68,869	590,134	48,208	413,250
2037	116,084	69,651	659,784	48,755	462,005
2038	117,386	70,432	730,216	49,302	511,308
2039	118,689	71,213	801,429	49,849	561,157
2040	119,991	71,994	873,424	50,396	611,553
2041	121,293	72,776	946,200	50,943	662,496
2042	122,595	73,557	1,019,757	51,490	713,986
2043	123,897	74,338	1,094,095	52,037	766,023

Para determinar el consumo de gas natural por año, se multiplica el número de hogares conectados acumulados por el consumo promedio de gas natural de un hogar, que es 13.75 Sm³/mes. En la Tabla 9 y figura 17 se muestran los resultados de dicho cálculo en MMPCD en el periodo 2024 - 2043.

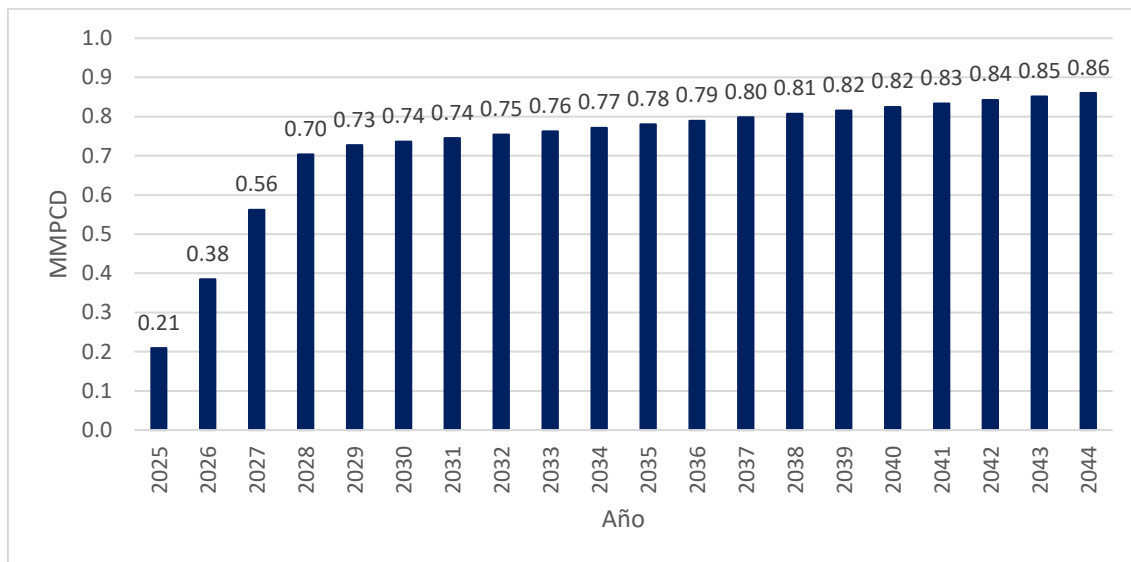
Tabla 9.

Demanda residencial de gas natural proyectado para la provincia de Cusco en el periodo 2024 – 2043.

Año	Consumo de Gas Natural (MMPCD)	Año	Consumo de Gas Natural (MMPCD)
2025	0.210	2035	0.780
2026	0.385	2036	0.789
2027	0.562	2037	0.798
2028	0.703	2038	0.807
2029	0.727	2039	0.816
2030	0.736	2040	0.825
2031	0.745	2041	0.833
2032	0.754	2042	0.842
2033	0.763	2043	0.851
2034	0.771	2044	0.860

Figura 17.

Demanda residencial de gas natural proyectado para la región de Cusco en el periodo 2025 - 2044.



2.4 Categoría Comercial

La proyección de la demanda de gas natural para la categoría comercial se realiza en base al consumo de GLP de los locales comerciales como son los hoteles, restaurantes, hospitales, entre otros, que están considerados como medianos y pequeños comercios.

2.4.1 Proyección de demanda de categoría comercial

El consumo total de GLP en la región de Cusco durante el año 2024, según datos reportados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2025), asciende a 741 387 miles de barriles anuales (MBA). A partir de este valor, se estima el consumo en la provincia de Cusco, asumiendo una relación directamente proporcional a su participación poblacional (40,09 %), lo que equivale a 297 222 MBA de GLP.

Este volumen incluye el consumo residencial y comercial. En consecuencia, para estimar la demanda comercial, se descuenta el volumen correspondiente al uso residencial, expresado en términos equivalentes de gas natural (GN). Mediante las

conversiones respectivas, se determina que la demanda equivalente de GN en la provincia de Cusco es de 2,89 millones de pies cúbicos por día (MMPCD).

El cálculo de la demanda residencial (en volumen de GLP) se realiza a partir del procedimiento mencionado en el numeral 2.3.2; es decir, conociendo que en la provincia de Cusco se tienen 99,156 hogares que usan GLP y que cada uno de ellos utiliza 1.1 balones de 10 kg de GLP al mes. Es así como el consumo residencial de GLP asciende a 1 090 716 kg GLP/mes o su equivalente igual a 1.583 MMPCD de GN.

Con los valores previamente calculados se calcula el consumo comercial en términos equivalentes a GN, siendo el volumen consumido igual a 1.31 MMPCD de GN.

El valor obtenido de demanda en la categoría comercial de GN para el año 2024 sirve de base para la proyección del consumo hasta el año 2043 relacionándolo directamente proporcional con la variación del PBI y el porcentaje de incremento de hogares año a año en el periodo 2024 -2043.

Consideraciones:

- El ratio de incremento de hogares se calcula a partir de los datos proyectados de hogares potenciales presentados en la Tabla 7, en el periodo 2024-2043.
- Según el BCRP (2024) el crecimiento poblacional es uno de los factores que influye en el incremento de PBI, y este a su vez es un indicador que refleja la marcha de la economía del país, por ello es que, para el presente cálculo de demanda comercial, la variación del PBI se relaciona directamente con esta.
- Por otra parte, a nivel nacional se ha registrado en los últimos 10 años la siguiente evolución del Producto Bruto Interno (PBI), cuyo valor promedio igual a 2.96 será utilizado para el cálculo de la demanda comercial.

Tabla 10.

Variación PBI nacional durante el periodo 2013 - 2023

Año	PBI
2023	-0.5
2022	2.7
2021	13.6
2020	-11.0
2019	2.2
2018	4.0
2017	2.5
2016	4.0
2015	3.3
2014	2.4
2013	5.9

Nota. Información a abril 2024. Adaptado de “Cuadro 75. Producto bruto interno y demanda interna (Variaciones porcentuales anualizadas con respecto a similar periodo en el año anterior)”, (Banco Central de Reserva del Perú, 2024)

A continuación, se muestran la Tabla 11 y la Figura 18 de proyección de demanda comercial en MMPCD para un periodo de 20 años de operación comercial.

Tabla 11.

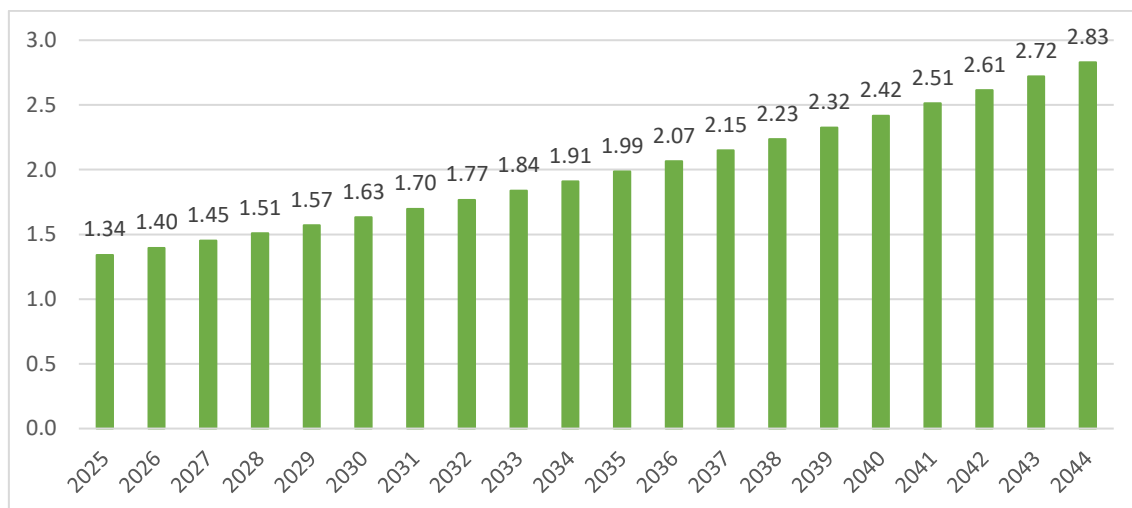
Demanda comercial de gas natural proyectado para la provincia de Cusco en el periodo 2024 – 2043.

Año	Consumo de Gas Natural (MMPCD)	Año	Consumo de Gas Natural (MMPCD)
2025	1.342	2035	1.987
2026	1.395	2036	2.066
2027	1.451	2037	2.149
2028	1.509	2038	2.235
2029	1.570	2039	2.324
2030	1.633	2040	2.417
2031	1.698	2041	2.514
2032	1.766	2042	2.615
2033	1.837	2043	2.719
2034	1.910	2044	2.828

Nota. Elaborado a partir de información obtenida de los reportes de demanda nacional de combustibles líquidos por departamento de sistema SCOP (Sistema de Control de Órdenes de Pedido) de OSINERGMIN (2023).

Figura 18.

Demanda comercial de gas natural proyectado para la región de Cusco en el periodo 2024 – 2043.



2.5 Categoría Gas Natural Vehicular

Para la presente investigación no se considera la demanda de gas natural vehicular debido a que en la región de Cusco ya existen dos plantas satélites de regasificación, las cuales han sido construidas por el Gobierno Regional del Cusco para impulsar y promover el desarrollo del Proyecto “Gas Natural Vehicular a la Región Cusco”, el cual se ha detallado en la introducción del estudio, dentro de lo que corresponde a masificación del Gas Natural en el Sur del País.

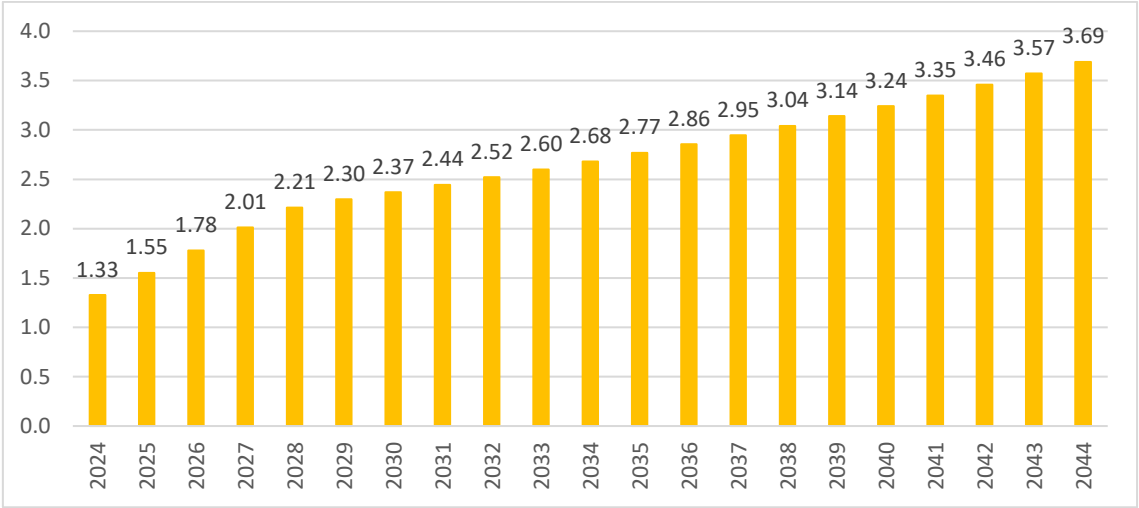
Tabla 12.

Demanda total de gas natural proyectado para la provincia de Cusco en el periodo 2024 – 2043.

Año	Consumo de Gas Natural (MMPCD)	Año	Consumo de Gas Natural (MMPCD)
2025	1.551	2035	2.767
2026	1.780	2036	2.855
2027	2.013	2037	2.947
2028	2.212	2038	3.042
2029	2.297	2039	3.140
2030	2.369	2040	3.242
2031	2.443	2041	3.348
2032	2.520	2042	3.457
2033	2.599	2043	3.571
2034	2.682	2044	3.688

Figura 19.

Consumo total de gas natural proyectado para la región de Cusco en el periodo 2024 – 2043.



CAPÍTULO III: ESTUDIO TÉCNICO

3.1. Localización de la planta satélite de regasificación de GNL

3.1.1. *Macro localización de la Planta Satélite de Regasificación*

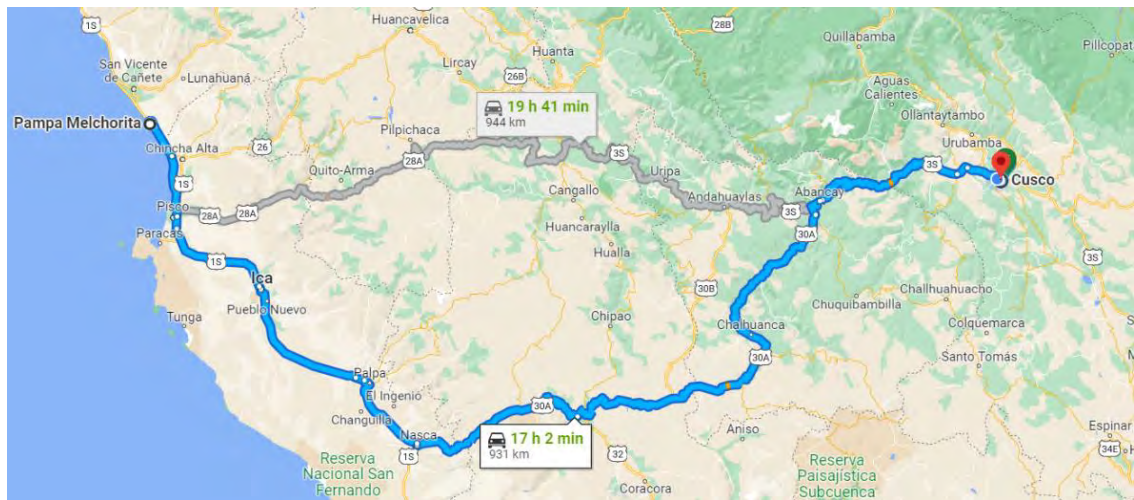
Mediante la instalación de la planta de regasificación de GNL se hará posible el suministro de gas natural para los hogares y comercios de la provincia de Cusco, por lo que la localización de la misma será en la provincia del Cusco, que se encuentra en la región de Cusco ubicado al sureste del territorio nacional del Perú, limita con las regiones de Junín y Ucayali por el norte, Madre de Dios y Puno por el Este, Arequipa por el suroeste y, Apurímac y Ayacucho por el oeste (BCRP Cusco, 2021).

Vías de acceso a la ciudad del Cusco: Desde la Planta de Licuefacción de Perú LNG ubicada en Pampa Melchorita en el kilómetro 163 de la carretera Panamericana Sur se pueden diferenciar 2 rutas principales hacia la ciudad del Cusco, las cuales se describen a continuación:

Primera ruta: Comprende las regiones de Ica-Ayacucho-Apurímac-Cusco. El recorrido inicia partiendo desde la Carretera Panamericana Sur (Carretera 1S) y aproximadamente en el km 449 de la misma, se toma la Carretera Interoceánica (Carretera 30ª), antes de llegar al Puente Sahuinto (Región de Apurímac) se gira a la Carretera 3S, la cual llega a la ciudad del Cusco por el distrito de Limatambo. Cabe precisar que esta ruta tiene aproximadamente 931 km y un tiempo de viaje de 17 horas. A continuación, se muestra la Figura 20, la cual indica el recorrido descrito anteriormente.

Figura 20.

Primera Ruta: Pampa Melchorita – Ciudad del Cusco.

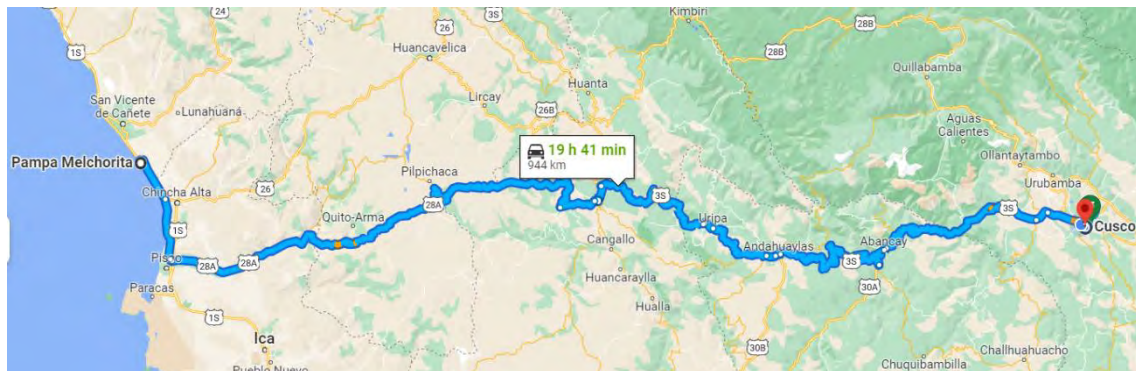


Nota. Obtenido de google maps.

Segunda ruta: Comprende las regiones de Ica-Huancavelica-Ayacucho-Apurimac-Cusco. El recorrido comienza partiendo desde de la Carretera Panamericana Sur (Carretera 1S) y al llegar a la Comisaría San Clemente (Distrito de San Clemente, ciudad de Pisco) se gira a la Carretera 28ª, aproximadamente en el kilómetro 285 de la misma, se toma el Acceso Rosaspata - Cusibamba y girar en la intersección con la Carretera 32ª, posterior a ello dirigirse a la intersección con la carretera 3S, la cual llega a la ciudad del Cusco por el distrito de Limatambo. Cabe precisar que esta ruta tiene aproximadamente 944 km y un tiempo de viaje de 19 horas. A continuación, se muestra la Figura 21, la cual indica el recorrido descrito anteriormente.

Figura 21.

Segunda Ruta: Pampa Melchorita – Ciudad del Cusco.



Nota. Obtenido de google maps.

Características de la provincia del Cusco. Tiene una extensión territorial de 530.18 km² lo que representa el 0.74% de la superficie del territorio nacional, cuenta con 8 distritos: Cusco, Ccorca, Poroy, San Jerónimo, San Sebastián, Santiago, Saylla y Wanchaq; y está ubicada en un valle interandino a 3 300 m.s.n.m, la cual concentra el mayor número de habitantes, agrupando más de la tercera parte de la población del departamento con un 37.2%. Gobierno Regional del Cusco (2023).

3.1.2. Micro localización de la Planta de Regasificación de GNL

Para la elección de la micro localización de la planta de regasificación de GNL se considera los siguientes factores de localización, de acuerdo con lo establecido en “Localización de las Instalación” (Carro Paz & Gonzales Gómez, 2013):

- Agua.
- Servicios y energía.
- Condiciones Climáticas.
- Mano de Obra.
- Transporte.
- Factores de la Comunidad.
- Control Ambiental.
- Disponibilidad del Terreno.

Tabla 13.

Posibles ubicaciones de la Planta de Regasificación de GNL.

N°	Imagen Referencial	Ubicación (Coordenadas Geográficas)
1		Vía Expresa (Altura Paradero Tingo – Av. La Cultura – distrito de San Sebastian) 185805.70E, 8501205.10N
2		Prolongación Avenida la Cultura (Altura Paradero Forestal – distrito de San Sebastian) 189058.10E, 8499997.80N

N°	Imagen Referencial	Ubicación (Coordenadas Geográficas)
3		Carretera 3S (Entre el Grifo Pecsa y el Grifo Primax – distrito de Poroy) 822713.00E, 8505186.00N
4		Avenida Agustín Gamarra – Huancaro – distrito de Santiago 177538.70E, 8501920.80N

Nota. Imágenes obtenidas de Google Earth.

En el presente estudio de prefactibilidad, se realizó la elección de la localización a partir del método de ponderación de factores – variación de Brown y Gibson, el cual consiste en establecer los principales factores determinantes y asignarles valores ponderados de peso relativo de acuerdo con la importancia que se les atribuye. Según Carro Paz & Gonzales Gómez (2013), el método consta de cuatro etapas:

i. Asignar un valor relativo a cada Factor Objetivo (FOi) para cada localización optativa viable, este valor se determina a través de la cuantificación de costos

asumidos por localización para cada factor indicado previamente, y se le asigna un valor entre el rango de 0 a 100 que indican el costo mínimo y costo máximo, respectivamente. Dicho valor es finalmente multiplicado por la suma de recíprocos de los resultados de cada localización tentativa. La medida de localización del factor objetivo se muestra en la Tabla 14 y se calcula a partir de la ecuación 1:

$$FOi = \left[COFi * \sum 1/COFin \right]^{-1} \quad (1)$$

Donde:

CO: Costo total de cada localización

Tabla 14.

Cálculo de Factor Objetivo

Localización	Factor Objetivo			
	Disponibilidad de Terreno	Mano de Obra	Transporte	Costo total
Vía Expresa – Wánchaq (1)	70	60	70	200
Prolongación Avenida La Cultura – Wanchaq (2)	85	70	75	230
Carretera 3S – Poroy (3)	60	80	50	190
Avenida Agustín Gamarra – Huancaro (4)	80	60	80	220

Tabla 15.

Valores de FOi

FOi	Valor
FO (1)	0.26
FO (2)	0.23
FO (3)	0.27
FO (4)	0.24

ii. Estimación de un valor relativo de cada Factor Subjetivo (Fsi) para cada localización optativa viable, este valor se determina a partir de la asignación de valores en el rango de 0 a 1 (Tabla 15) que representan el menos y más importante, respectivamente, que se toma debido a la no disponibilidad o falta de adecuación del factor en la zona tentativa, se calcula el valor subjetivo para cada localización a partir de la ecuación 2 y se muestran los valores en la Tabla 16.

$$FSi = \sum (Rij * Wj) \quad (2)$$

Donde:

Rij: Ordenamiento jerárquico de cada factor (Tabla 18)

Wj: Índice de importancia relativa (Tabla 17)

Tabla 16.

Cálculo de Factor Subjetivo

Factor Subjetivo	Localización				Total
	1	2	3	4	
Agua	0.8	0.8	0.7	0.8	3.1
Servicios y Energía	0.8	0.8	0.7	0.8	3.1
Clima	0.7	0.7	0.7	0.7	2.8
Factor Comunidad	0.5	0.5	0.7	0.5	2.2
Control Ambiental	0.6	0.7	0.8	0.5	2.6
Total	3.4	3.5	3.6	3.3	

Tabla 17.*Valores del índice de importancia relativa*

Factor Subjetivo	Wi			
	1	2	3	4
Agua	0.26	0.26	0.23	0.26
Servicios y Energía	0.26	0.26	0.23	0.26
Clima	0.25	0.25	0.25	0.25
Factor Comunidad	0.23	0.23	0.32	0.23
Control Ambiental	0.23	0.27	0.31	0.19
Total	1.22	1.26	1.33	1.19

Tabla 18.*Valores de Ordenamiento Jerárquico*

Factor Subjetivo	Ri			
	1	2	3	4
Agua	0.21	0.20	0.17	0.22
Servicios y Energía	0.21	0.20	0.17	0.22
Clima	0.20	0.20	0.19	0.21
Factor Comunidad	0.19	0.18	0.24	0.19
Control Ambiental	0.19	0.21	0.23	0.16

Tabla 19.*Valores de FSi*

FSi	Valor
FS (1)	0.202
FS (2)	0.202
FS (3)	0.200
FS (4)	0.203

iii. Obtener una medida de preferencia de localización (MPL), una vez valorados los factores objetivos y subjetivos de localización, se le asigna un peso a cada uno de ellos, en este caso del 70% y 30% respectivamente y se determina mediante la siguiente fórmula:

$$MPLi = 0.7FOi + 0.3FSi \quad (3)$$

Tabla 20.

Valores de MPLi

MPLi	Valor
MPL (1)	0.24
MPL (2)	0.22
MPL (3)	0.25
MPL (4)	0.23

iv. Seleccionar la ubicación que tenga la mayor medida de preferencia de localización.

De acuerdo con los valores de la medida de preferencia de localización obtenidos en la Tabla 20, el terreno ubicado en el distrito de Poroy presenta la mayor medida de preferencia de localización (0.25), por lo que es la alternativa más adecuada para la implementación de la Planta de Regasificación de GNL destinada a la provincia de Cusco, la misma que presenta las siguientes características:

- La zona cuenta con un sistema de abastecimiento de agua y alcantarillado, asimismo con fluido eléctrico.
- La ubicación seleccionada tiene acceso directo a la Ruta Nacional PE-3S o conocida también como la Longitudinal de la Sierra Sur, por lo cual el ingreso de camiones cisterna provenientes de Planta Melchorita de Perú LNG no se vería obstaculizado.

- El costo por metro cuadrado de terreno en la ubicación seleccionada es menor ya que se ubica a las afueras de la zona metropolitana de la provincia de Cusco.
- En la ubicación seleccionada se tiene una distancia mínima de 100 metros a cualquier centro de afluencia masiva de público, por lo cual se cumpliría con la distancia mínima de seguridad requerida por la normativa aplicable (Ver Capítulo VII: Diseño de Planta – Sistemas de Almacenamiento).
- Por otra parte, es necesario precisar que en la ubicación seleccionada no existe ninguna zona arqueológica intangible que restrinja la construcción de esta Planta de Regasificación.
- Por último, la ubicación seleccionada se considera estratégica para el futuro tendido de la red principal de distribución de gas domiciliaria y comercial, ya que se encuentra aledaña a la carretera 3S que recorre los distritos de Cusco, Santiago, Wanchaq, San Sebastián y San Jerónimo, donde se encuentra concentrada la población y comercios demandantes de este recurso.

3.2. Tamaño de proyecto

La demanda requerida de gas natural regasificado en la provincia de Cusco ha sido determinada en el Capítulo II: Estudio de Mercado, de donde se obtuvo que al año 2043 el consumo de gas natural ascenderá a 3.606 MMPCD (Ver Tabla 12), por ello es por lo que la planta de regasificación de gas natural se dimensionará para dicha capacidad de producción.

3.3. Descripción del proceso

El proceso de regasificación inicia con el transporte del GNL desde la Planta Melchorita a la planta de regasificación, dicha actividad se realiza a través de camiones cisterna. La planta de regasificación de gas natural licuado está conformada por las siguientes instalaciones:

- Zona de descarga de GNL.
- Sistema de Almacenamiento.
- Línea(s) de Regasificación.
- Sistema de Tuberías.
- Dispositivos de seguridad.
- Bomba criogénica.
- Intercambiador de calor y caldera.
- Sistema de odorización.

Figura 22.

Vaporizador Aire Ambiente - AVV.



Nota. Obtenido de Instalaciones de plantas satélite de GNL de Gaspromin (<https://www.gaspromin-instalaciones.es/servicios/plantas-satelite-de-gnl/>)

A continuación, se describe de manera detallada las instalaciones antes mencionadas:

3.3.1. Transporte de Gas Natural Licuado

El tipo de cisternas utilizadas para el transporte y suministro de GNL son las cisternas Criogénicas⁸ llamadas Recipiente Criogénico de Transporte de Gas Natural Licuado o Licuefactado (RCTGNL), las cuales se rigen bajo la normativa peruana NTP 111.035:2020 *GAS NATURAL LICUADO. Transporte de GNL en vehículos. Requisitos de seguridad*, la misma que hace referencia a la Normativa/directiva española UNE-EN 13530-2:2003 *Recipientes criogénicos Grandes recipientes transportables aislados en vacío Parte 2: Diseño, fabricación, inspección y ensayo*.

Según la norma NTP 111.035 (2020) los recipientes criogénicos se deben construir de acero o aleación de aluminio, adecuados a las temperaturas mínimas de servicio (ítem 4.2.1.1; además, serán de sección circular y deberán poseer aislamiento térmico al vacío (envoltura continua), con material aislante de perlita criogénica, multicapa u otro material equivalente (ítem 4.4.1).

Un recipiente criogénico de GNL consta del vehículo que lo transporta, un recipiente criogénico, su equipamiento de servicio, estructura soporte y elementos de unión al vehículo, cumpliendo con requisitos relativos mencionados y enumerados en la NTP 111.035:2020.

3.3.2. Zona de descarga de GNL

La descarga de GNL desde los camiones cisterna al sistema de almacenamiento en la Planta de Regasificación se realiza a través de una manguera flexible criogénica, la cual está permanentemente conectada a una isla de descarga (INACAL, 2020).

⁸ Recipientes con aislamiento térmico al vacío diseñados especialmente para contener GNL.

3.3.3. Sistema de Almacenamiento

El gas natural licuado requiere ser almacenado en la planta de regasificación, para este fin se utilizan tanques criogénicos, los cuales son parte del sistema de almacenamiento. Estos deben ser diseñados de acuerdo a la normativa nacional aplicable, Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos aprobado mediante Decreto Supremo N° 052-93-EM, la misma que hace referencia a normativa internacional tales como el código NFPA 59ª: Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) y el estándar API 620: Design and Construction of Large Welded Low Pressure Storage Tanks.

La norma UNE-EN 14620-1:2008 detalla los principales tipos de tanque de almacenamiento para gases licuados que operan en temperaturas entre 0 °C a -165 °C:

- a) Pared simple (Contención simple), se compone de un único contenedor de almacenamiento para el líquido (contenedor primario de líquido), este debe ser un depósito auto soportado de acero de forma cilíndrica. Los productos en forma de vapor pueden ser contenidos mediante a) el techo en forma de domo del contenedor o b) un depósito metálico exterior que estanca el gas entre el contenedor primario y dicho depósito, en el caso que tenga un contenedor primario de líquido del tipo abierto. Por otra parte, un tanque de pared simple debe estar rodeado por un muro de contención para contener posible fuga de producto.
- b) Doble pared (Doble Contención), se compone de un contenedor primario que estanca líquidos y vapor, y un contenedor secundario que contiene líquidos del primer contenedor en caso de fugas. El espacio anular entre ambos contenedores no es mayor a 6 m. El segundo contenedor es de tipo abierto, por lo que no prevé el escape vapores de líquido.

c) Pared integrada (Contención Total): Consiste en un contenedor primario y secundario que juntos forman un tanque de almacenamiento integrado. El espacio anular entre el primer y segundo contenedor no es mayor a 2 m.

El contenedor primario es auto soportado de acero y siempre contiene el líquido, puede ser del tipo cubierta abierta (no retiene vapores del líquido), o bien puede estar provisto de un techo en forma de domo (si retiene vapores de líquido).

El contenedor secundario es auto soportado de acero o un tanque de concreto equipado con un techo en forma de domo y diseñado para cumplir las siguientes funciones:

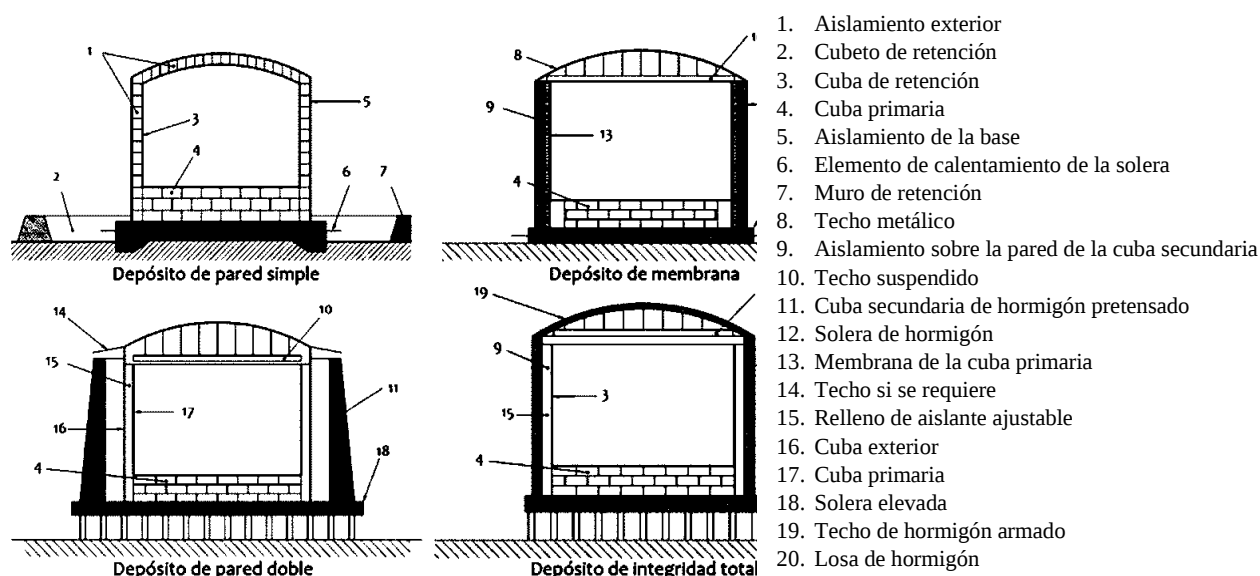
- En servicio normal del tanque: Ser el principal contenedor de vapor del tanque y mantener el aislamiento térmico del primer contenedor.
- En caso de derrame del primer contenedor: Para contener todo el producto líquido y mantener la estanqueidad estructural del vapor. Se acepta el venteo controlado mediante un sistema de alivio de presión.

d) Membrana: Consiste en un contenedor primario de acero laminado, la cual está dispuesta con un aislamiento térmico y un tanque de concreto que juntos forman una estructura integrada compuesta.

A continuación, se presenta gráficamente los tipos de tanques descritos anteriormente:

Figura 23.

Tipos de tanque según la norma UNE-EN 14620-1:2008



Nota. De norma UNE-EN 1473:2011. Instalaciones y equipos para gas natural licuado.

Diseño de las instalaciones terrestres.

De manera resumida, la diferencia entre los tanques de contención simple y doble es que en el segundo caso hay un muro de hormigón pretensado alrededor del tanque, el cual garantiza la contención del GNL en caso de fuga, pero no es capaz de contener el vapor debido a la evaporación del GNL.

Asimismo, se tiene que, de acuerdo con la posición respecto al nivel del suelo, los tanques de almacenamiento pueden clasificarse en tanques de superficie, semienterrados y enterrados.

3.3.4. Línea de Regasificación

El GNL es transportado a los vaporizadores de la línea de regasificación para ser llevado a estado gaseoso. Las tecnologías de regasificación consisten en intercambiadores de calor especiales, donde el trabajo principal es la circulación de un fluido especial, agua o aire en tuberías y el calor gaseoso según Semaskaite & Bogdevicius (2022). El

intercambiador de calor típico es también denominado *vaporizador* en el proceso de regasificación de LGN.

Se tienen diferentes tipos de vaporizador en la industria de regasificación de LGN, los mismos que se describen brevemente a continuación:

Open Rack Vaporizer (ORV), es el vaporizador más usado entre las plantas de regasificación de gas natural en el mundo. El agua de mar es usada como la principal fuente de calor en este tipo de vaporizador, y para que el intercambio de calor sea efectivo se requiere que la temperatura del agua esté por encima de los 5°C (Agarwal et al., 2017)

El mecanismo del vaporizador son los tubos de transferencia de calor en los cuales el GNL fluye desde el fondo hasta el tope dentro del tubo y en otra dirección se tiene un flujo de agua de mar, el cual empieza a caer desde el tope hasta el fondo por fuera del tubo. El GNL circula en los tubos y el agua de mar extrae el calor transferido, logrando así obtener gas natural regasificado por el tope del vaporizador, según Semaskaite & Bogdevicius (2022).

Ambient Air Vaporizer (AAV), es un tipo de vaporizador que puede ser instalado en lugares con temperaturas ambientes cálidas. La principal fuente de calor en el AAV es la energía extraída del aire ambiente (Agarwal et al., 2017).

La configuración del diseño típica de este vaporizador consiste en tubos largos de aletas, paralelos o en serie, que permiten que el aire intercambie calor en un área más grande. El proceso de vaporización comienza cuando el GNL se vaporiza directamente con el aire a medida que pasa por una serie de tubos interconectados. El calor es absorbido directamente del aire ambiente y transferido al GNL mediante un proceso de convección natural, según Semaskaite & Bogdevicius (2022).

Intermediate Fluid Vaporizer (IFV), consiste en un intercambiador de tubo y coraza, el cual usa un fluido intermediario tales como el propano, refrigerante o una mezcla de agua/glicol (Agarwal et al., 2017).

Antes de empezar la vaporización del GNL, el fluido intermediario se calienta mediante una fuente de calor en un evaporador, luego es enviado para transferir calor al GNL. Luego del calentamiento de este, el fluido intermediario se enfría y condensa. Un IFV típico está compuesto de un condensador, un evaporador y un regulador de temperatura, similar a una combinación de tres intercambiadores de calor de coraza y tubos. El proceso de transferencia de calor del fluido intermediario ocurre en el lado de la coraza en el cual se transfiere calor al GNL dentro del tubo, según Semaskaite & Bogdevicius (2022).

Submerged Combustion Vaporizer (SCV), consiste en un tanque de agua en el cual está sumergido un quemador, un distribuidor de gas de combustión, una chimenea, entre otros elementos. Este vaporizador utiliza una cantidad de gas natural o también denominado *boil-off gas (BOG)* para obtener el calor requerido (Qi et al., 2016).

Parte del gas natural es quemado en el quemador para calentar el agua de tal manera que se tenga una fuente de calor estable (entre 10 a 35°C) para la regasificación del GNL. El GNL es conducido a unos tubos en forma de serpentín, los cuales se encuentran sumergidos en el tanque de agua y a medida que recorre dichos tubos se convierte al estado gaseoso (Qi et al., 2016).

3.3.5. Sistema de odorización de gas natural

Finalmente, el gas regasificado pasa por un sistema de odorización el cual tiene como objetivo aplicar una sustancia odorante, comúnmente tetrahidrotioefeno o THT, al gas natural seco para detectar cualquier fuga con facilidad, considerando que el gas natural es inodoro.

3.4. Ingeniería de Proyecto

3.4.1. Periodo operacional de la planta

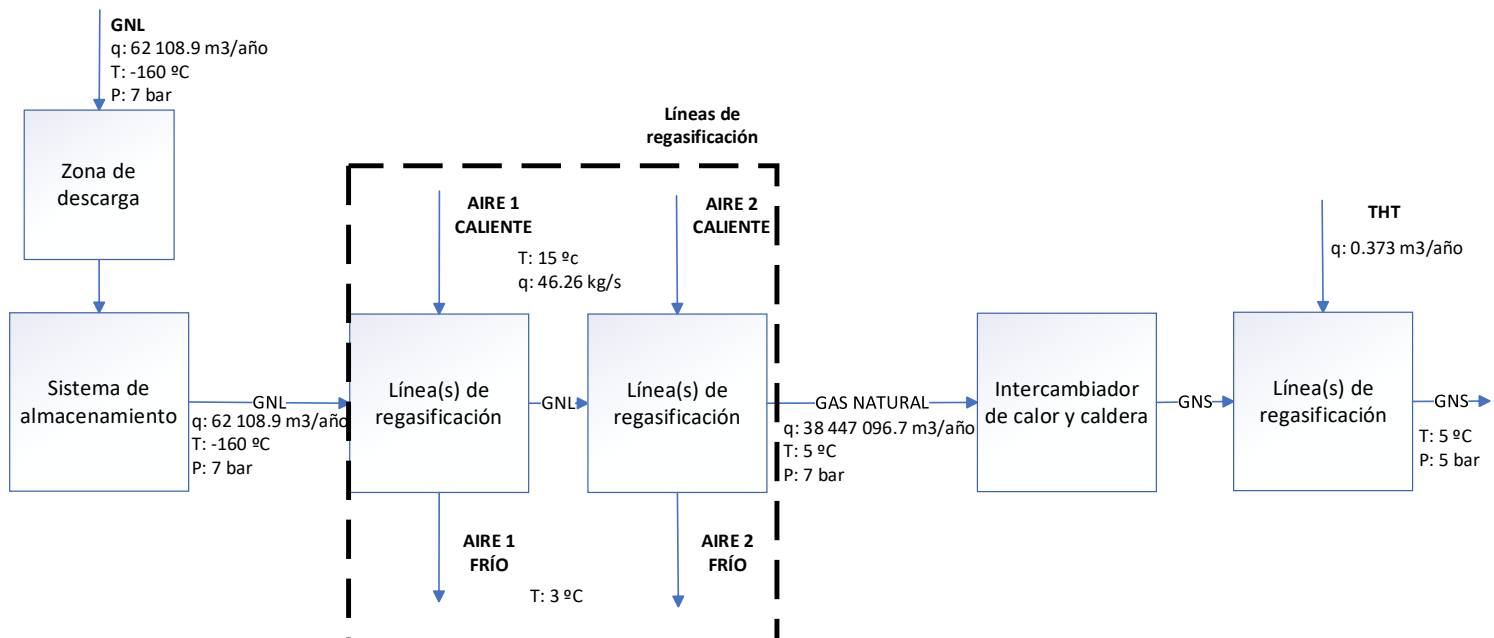
El estudio de mercado realizado en el Capítulo II considera un tiempo de operación de 20 años de la planta de regasificación, este tiempo proyectado es un estándar de diseño utilizado comúnmente para proyectos industriales.

3.4.2. Capacidad de producción – Balance de masa

De acuerdo con la proyección de demanda de gas natural en la región de Cusco presentada en la Tabla 12 y Figura 19, en el año 20 del funcionamiento de la planta, la demanda de gas natural ascenderá a 3.606 MMPCD, esto equivale a un requerimiento de 7.09 m³/h de GNL para producir 4 254.04 m³/h de GNS o su equivalente anual de 62 108.9 m³/año de GNL para producir 38 447 375.4 m³/año de GNS. A continuación, en la Figura 24 se presenta el diagrama de bloques del proceso de producción de GNS.

Figura 24.

Diagrama de entrada y salida de la línea de regasificación.



Nota. Se ha considerado una temperatura promedio en la provincia de Poroy igual a 15°C.

En la Tabla 21 se muestra el balance de masa para la planta de regasificación de gas natural, realizado a partir del ingreso del GNL de los tanques de almacenamiento a los vaporizadores con un flujo volumétrico de **62 108.96 m³/año**, una presión de 7 bar y una temperatura de -160°C, en los vaporizadores se requiere un flujo de aire para regasificar el GNL y convertirlo a GN seco, el mismo que debe pasar por un intercambiador de calor para aumentar y/o mantener la temperatura a 5°C, obteniendo un flujo volumétrico de salida de 38,447,096.7 m³/año de GN seco a una temperatura de 5°C y una presión de 5 bar.

Tabla 21.

Balance de masa para la Planta de Regasificación de Gas Natural Licuefactado.

CONDICIONES	FLUJO DE ENTRADA					FLUJO DE SALIDA			
	LNG	AIRE 1	AIRE 2	AGUA CALIENTE	ODORIZANTE	GN	AIRE 1	AIRE 2	AGUA
Temperature [C]	-160	20 - 22	20 - 22	60	5	5	3	3	50
Fracción Fase Vapor	0	1	1	0	0	1	1	1	0
Pressure [bar]	7	0.697	0.697	0.1983	5	5	0.6049	0.6049	0.1883
Molar Flow [kmol/h]	188.2	6961.1	6961.1	47.9	0.0669005	191.6	6961.1	6961.1	47.9
Mass Flow [ton/año]	28 152.4	1,458. 5	1,458. 5	863.7	0.7589	28,670.0	1458.5	1458.5	863.7
Volume Flow [m ³ /año]	62 108.9	1,772,988. 1	1,772,988. 1	880.97	0.73829	38,447,096.7	1140666972.8	1140666972.8	880.97
COMPOSICIÓN									
Metano	0.86910	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.86910	0.00000	0.00000	0.00000
Etano	0.11675	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.11675	0.00000	0.00000	0.00000
Nitrógeno	0.01411	0.78000	0.78000	0.00000	0.00000	0.01411	0.78000	0.78000	0.00000
Oxígeno	0.00000	0.22000	0.22000	0.00000	0.00000	0.00000	0.22000	0.22000	0.00000
Agua	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000
Tetrahidrotiofeno	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000	0.00001	0.00000	0.00000	0.00000

3.4.3. Dimensionamiento y selección de las instalaciones de la planta

3.4.3.1 Transporte de GNL. Se realiza a través de camiones cisterna. El trasvase de GNL se realizará por presión diferencial, para esto se requiere que las cisternas de almacenamiento tengan capacidad de presurización de tal manera que la presión de la cisterna sea mayor a la presión en los tanques de almacenamiento.

Tabla 22.

Especificaciones técnicas de los camiones cisterna.

Parámetros	Valor
Capacidad útil	60 m ³
Presión máxima de trabajo admisible	5 bar
Temperatura de trabajo	-160 °C

Para el cálculo de la cantidad de cisternas requeridas se considera la demanda máxima de GNL, es decir, el volumen requerido de GNL en el año 20 de operación de la Planta de Regasificación de acuerdo a la proyección estimada en la Figura 19, en ese sentido, se requiere descargar un caudal total “ $Q_{descarga}^9$ ” igual a 170.16 m³/día, considerando el volumen “ V_c ” de 60 m³ transportado en cada cisterna.

$$\text{Número de cisternas} = \frac{Q_{descarga}}{V_{cisterna}} \quad (4)$$

$$\text{Número de cisternas} = \frac{170.16 \text{ m}^3/d}{60 \text{ m}^3}$$

$$\text{Número de cisternas} = 2.84 \text{ camiones/día} \cong 3 \text{ camiones/día}$$

⁹ El caudal total de 170.16 m³/d de GNL es el flujo volumétrico que se requiere para producir 3.606 MMPCD o 4 254.04 m³/h de GNS, valor que corresponde a la demanda de GNS en el año 20 de operación de la planta según la proyección realizada en la Tabla 10.

3.4.3.2 Zona de descarga. Para determinar la cantidad de islas necesarias en la Planta de Regasificación se establece que la descarga de GNL se puede realizar desde las 8:00 hrs hasta las 15:00 hrs, es decir, en un periodo de tiempo de siete horas, en ese sentido y considerando que una cisterna puede descargar un caudal de $60 \text{ m}^3/\text{h}$, es suficiente con la instalación de una sola isla de descarga para satisfacer el requerimiento de GNL diario, que, según lo indicado por TEMA S.A.C. (2012), es consistente con la velocidad de descarga y número de islas adoptadas en otros proyectos tales como la Estación de Recepción y Despacho de Gas Natural Licuefactado de Pampa Melchorita – Perú LNG.

El diámetro de la manguera criogénica a través de la cual se realizará el trasvase del GNL se realiza a través de la ecuación (5), considerando una velocidad de gas natural licuado de 1 m/s , por consiguiente:

$$A = \frac{Q}{v} \quad (5)$$

$$D^2 = \frac{4}{\pi} \times \frac{Q}{v}$$

$$D^2 = \frac{4}{\pi} \times \frac{0.0167 \text{ m}^3/\text{s}}{1 \text{ m/s}}$$

$$D = 145.67 \text{ mm} = 5.74 \text{ pulgadas}$$

$$\text{DN}=150$$

De acuerdo con los diámetros de mangueras criogénicas comerciales, se selecciona un diámetro de 6 pulgadas, equivalente a un diámetro nominal de 150. En la Tabla 23 se muestra las especificaciones técnicas de la zona de carga de acuerdo con los cálculos realizados:

Tabla 23.*Especificaciones técnicas de la zona de descarga.*

Parámetros	Valor	Unidad
Número de islas	2*	N.A.
Diámetro nominal de manguera criogénica	DN 150	
Temperatura de trabajo	-160	°C
Presión de trabajo	5	bar

Nota. Según lo mencionado previamente, solo se requiere una isla para la descarga de GNL requerido, sin embargo, se instalan dos de tal manera que una de ellas funcione de manera continua y otra de back up.

3.4.3.3 Sistema de Almacenamiento. De acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica Peruana N° NTP 111.032-2 de (INACAL, 2020), el sistema de almacenamiento conformado por los tanques de almacenamiento debe ser diseñado considerando setenta y dos (72) horas de autonomía, es decir, para que tengan la capacidad de alimentar al sistema de regasificación por tres (03) días completos en caso no se tenga suministro de GNL. En ese sentido, la capacidad del sistema de almacenamiento se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$V_T = q_{GNL} \times d_{autonomía} \quad (6)$$

$$V_T = 170.16 \frac{m^3}{d} \times 3d$$

$$V_T \cong 400m^3$$

En base a la capacidad de almacenamiento se tiene que la Planta de Regasificación es del tipo I¹⁰, por lo cual debe mantener las siguientes distancias de los diferentes elementos a proteger:

¹⁰ Capacidad superior a 400 m³ hasta 1500 m³.

Tabla 24.

Distancias de seguridad de una Planta de Regasificación a elementos cercanos.

Elementos a proteger	Distancia en metros (m)
Aberturas de inmuebles, sótanos, alcantarillas o desagües.	25
Motores, interruptores (no antideflagrantes), recipientes de material inflamable ajenos a la instalación, puntos de ignición controlados.	15
Proyecciones de líneas eléctricas aéreas.	15
Límites de propiedad, vías públicas, carreteras, líneas férreas.	35
Aberturas de centros de afluencia masiva de público.	55

Nota. Información obtenida de la norma NTP 111-032-2: GAS NATURAL LICUADO. Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Parte 2: Estaciones de regasificación de gas natural licuado (GNL), por (INACAL, 2020)

Para el presente proyecto se selecciona un tanque horizontal superficial, esto debido a que es un tipo de tanque idóneo para capacidades pequeñas – medianas como es el caso del presente estudio, adicional a ello, es el tipo de tanque usado en diversas plantas de regasificación en el país tales como las ubicadas en el norte y sur del país (Arequipa, Cajamarca, La Libertad, entre otros). En la Tabla 25 se muestra las especificaciones técnicas del tanque criogénico que conforma el sistema de almacenamiento:

Tabla 25.

Especificaciones técnicas del tanque de almacenamiento.

Parámetros	Valor	Unidad
Cantidad de tanques	1	N.A.
Capacidad útil	400	m ³
Capacidad total	500	m ³

Parámetros	Valor	Unidad
Densidad del producto almacenado	453.3	kg/ m ³
Temperatura de diseño	-160	°C
Temperatura ambiente	5 – 21	°C
Presión ambiental	0.71	bar
Presión de diseño	7	bar
Presión de operación	3	bar
Presión de prueba	9.1	bar
Largo	20	m
Diámetro	5.2	m

Nota: La capacidad total del tanque se calcula considerando que el tanque de almacenamiento tiene una capacidad útil del 80%

3.4.3.4 Línea de Regasificación. La línea de regasificación está conformada por uno o más vaporizadores, los cuales pueden ser del tipo ORV, AAV, IFV, SCV o una combinación de estos. De acuerdo con Patel, Mak John, et al. (2013), entre los factores más importantes a considerar en la selección de la tecnología del vaporizador se tienen los siguientes:

- Condiciones del lugar y localización de la planta.
- Disponibilidad y confiabilidad en la fuente de calor
- Capacidad de vaporización y parámetros operativos
- Seguridad en el diseño
- Capital y costo de operación

Para la selección del tipo de vaporizador, a continuación, se presenta un cuadro comparativo entre las tecnologías de vaporización disponibles con la finalidad de evaluar y seleccionar una acorde a los requerimientos del presente proyecto:

Tabla 26.

Cuadro comparativo de las diferentes tecnologías de vaporización.

Criterios de Selección	ORV (Open Rack Vaporizer)	SCV (Submerged Combustion Vaporizer)	AVV (Ambient Air Vaporizer)	IFV (Intermediate Fluid Vaporizer)
Fuente de calor requerida	Agua de mar	Gas combustible	Aire ambiente (En caso de convección forzada, energía eléctrica)	Fluido Intermedio: Glicol - Agua, hidrocarburo (propano, butano o refrigerante mixto) o agua caliente. Agua de mar Aire
Operación y mantenimiento	Requiere de mantenimiento regular para mantener la superficie de los tubos limpia y evitar corrosión.	Complejidad en el mantenimiento por poseer más piezas de equipos.	Descongelamiento necesario en cada ciclo de operación	Mayor complejidad de control de operación de acuerdo a la fuente de calor de trabajo.
Otros requerimientos	De acuerdo con las características del agua de mar, puede ser necesario la instalación de una planta de tratamiento de agua.	Químicos cáusticos para controlar el PH y proteger las tuberías de la corrosión.	En caso de requerir convección forzada, se necesita de instalar un ventilador.	De acuerdo con el diseño y elección de fluido intermedio.
Emisiones y efluentes	El agua de mar captada, al ser devuelta, puede impactar negativamente en la vida de la fauna marina.	NOx y otros gases de combustión.	No hay impactos significativos en el ambiente	Impacto marino por agua helada o agua ácida de acuerdo a la fuente de calor de trabajo.
Seguridad	Fuga de hidrocarburo a la atmosfera a nivel del suelo	Fuga de hidrocarburo, lo que provoca parada de planta de no ser detectado a tiempo.	Fuga de hidrocarburo a la atmosfera a nivel del suelo	Fuga de hidrocarburo a la atmosfera.
Tamaño de planta	Medio	Medio	Grande	Grande
CAPEX	Alto		Bajo	Alto

Nota. Adaptado de “LNG Vaporizer Selection Based on Site Ambient Conditions” por

(Patel, John, et al., 2013)

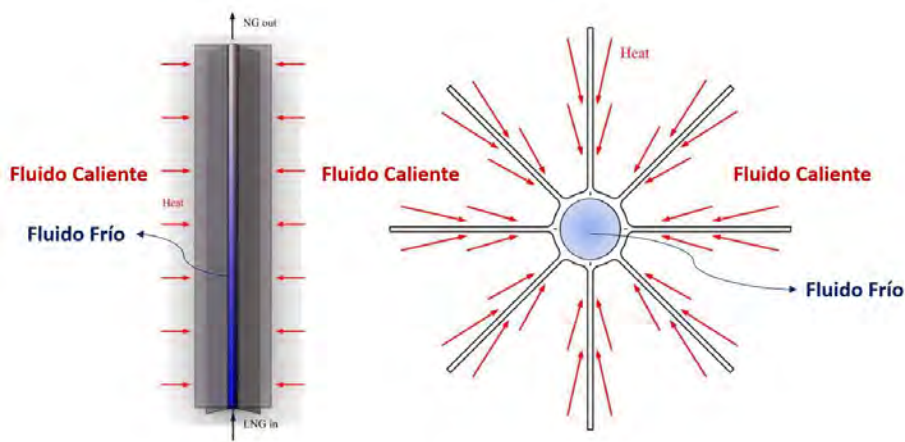
De acuerdo a la Tabla 26, para el presente proyecto se selecciona la tecnología del vaporizador AAV, esto debido a que la fuente de calor es el aire ambiente el cual no necesita ningún tipo de tratamiento adicional para el proceso de regasificación; no presenta complejidad en el mantenimiento ya que, si bien se debe realizar una limpieza del vaporizador entre ciclos de operación, esta solo consiste en el descongelamiento que se haya producido en los tubos del mismo; adicional a ello, esta tecnología es amigable con el medio ambiente, ya que no produce emisiones ni efluentes contaminantes. Las características antes mencionadas conllevan un menor costo de capital y operación de la instalación.

Por otra parte, cabe precisar que en la provincia de Cusco no se tiene agua de mar ni tampoco se considera la extracción de agua de otras fuentes debido al impacto ambiental que podría causar en la zona aledaña a la descarga del efluente luego del proceso de regasificación.

El Ambient Air Vaporizer (en adelante, Vaporizador AAV) está compuesto por un sistema de tubos los cuales cuentan con aletas dispuestas de manera longitudinal. Este vaporizador opera con el aire del medio ambiente como fluido caliente o también puede ser adaptado con un ventilador en la parte superior (convección forzada) que suministre el aire necesario para calentar el fluido frío que pasa a través de los tubos aleteados. En la Figura 25 se visualiza la distribución de calor en un tubo aleteado que conforma un vaporizador.

Figura 25.

Esquema de Distribución de Calor del Vaporizador AAV.



Nota. Adaptado de “Numerical simulation of frosting behavior and its effect on a direct-contact ambient air vaporizer” por (Kuang et al., 2015).

Cálculo de flujo de calor necesario. El calor necesario para la regasificación del GNL es calculado a partir de los parámetros de flujo másico¹¹, temperatura de entrada y temperatura de salida¹², mediante la siguiente ecuación:

$$Q = \dot{m}_c(i_{c,o} - i_{c,i}) \quad (7)$$

Donde:

$$\dot{m}_c = \text{flujo másico del GNL (kg/s)} = 0.9280 \frac{kg}{s}$$

$$i_{c,o} = \text{entalpía a la salida del flujo frío - GN (kJ/kg)} = -25 \frac{kJ}{kg} \text{ (Ver Anexo 3)}$$

$$i_{c,i} = \text{entalpía a la entrada del flujo frío - GNL (kJ/kg)} = 905 \frac{kJ}{kg} \text{ (Ver Anexo 3)}$$

Reemplazando los datos en la ecuación (7), se tiene:

$$Q = 0.9280 \frac{kg}{s} \times (-25 + 905) \frac{kJ}{kg}$$

¹¹ Los 7.22 m³/h de GNL está compuesto por 0.9251 mol de metano, 0.0663 mol de etano y 0.0086 mol de nitrógeno; para efectos de los cálculos en el presente trabajo de tesis se considerará que el flujo está conformado por 1 mol de metano.

¹² A partir de las temperaturas y presiones de entrada y salida de la línea de GNL se determinan los valores de entalpía mediante los diagramas de Mollier, los cuales se pueden ver en el Anexo 3.

$$Q = 816.64 \frac{kJ}{s}$$

De acuerdo con la investigación “LNG Vaporizer Selection Based on Site Ambient Conditions” de Patel, John, et al. (2013), para una capacidad de producción de 0.3 MTA (Miles de Toneladas Año) de GN, el número de vaporizadores AVV recomendado es de hasta 4 trenes con 5 unidades cada tren, con 2 trenes de vaporizadores operando y el resto en descongelamiento. En este caso, se tiene una capacidad de 0.04 MTA de GNL, por lo cual se determinó que la configuración de la línea de regasificación contará con 2 trenes de 2 unidades cada uno, esto debido a lo siguiente:

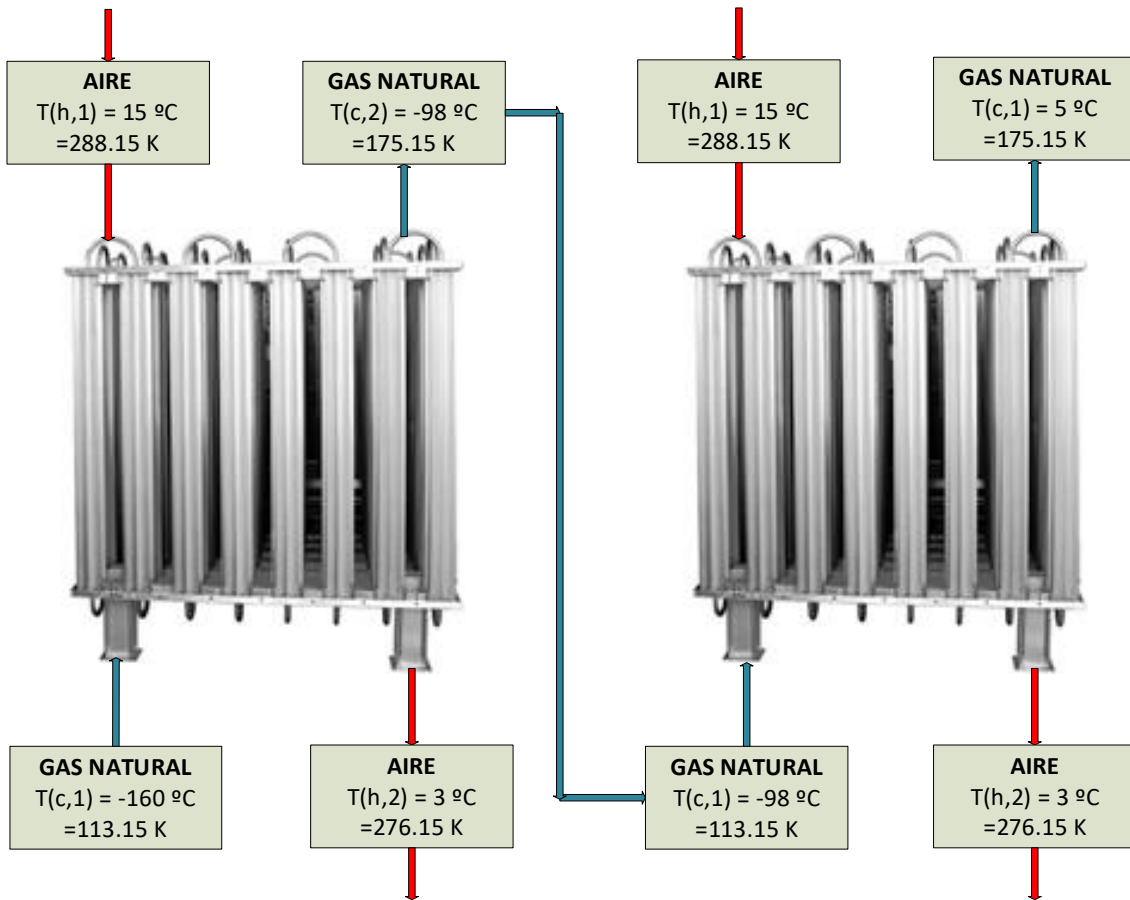
- En el primer intercambiador o unidad se produce la regasificación del GNL hasta aproximadamente -98 °C, siendo esta temperatura, la máxima a la que puede recalentarse en la primera unidad, por lo que se requiere de una segunda unidad para conseguir un recalentamiento eficiente.
- En el segundo intercambiador o unidad se recalienta el GN que sale del primer intercambiador de -98 °C a 5 °C, logrando alcanzar la temperatura final deseada.

Asimismo, considerando que el ciclo de operación de los vaporizadores es de 8 horas, se requiere de dos trenes de vaporizadores, uno permanecerá en operación mientras que el otro se encontrará en mantenimiento (descongelamiento).

En la siguiente figura se representa gráficamente las temperaturas a la entrada y salida de los dos vaporizadores que conforman un tren, tanto para el fluido frío (GNL) como para el fluido caliente (Aire).

Figura 26.

Representación gráfica de las temperaturas a la entrada y salida del vaporizador.



Por lo anteriormente expuesto, a continuación, se desarrolla el diseño del primer vaporizador, el mismo que se realiza considerándolo como un intercambiador de tubo y coraza.

Cálculo de calor para el primer vaporizador. El calor necesario para la regasificación del GNL en el primer vaporizador se calcula de la ecuación 7 y se obtiene lo siguiente:

$$Q = \dot{m}_c (i_{c,o} - i_{c,i})$$

$$Q = 0.9280 \frac{kg}{s} \times (-280 + 905) \frac{kJ}{kg}$$

$$Q = 579.97 \frac{kJ}{s}$$

Cabe precisar que los valores de las entalpías de entrada y salida han sido determinadas mediante los diagramas de Mollier, los cuales se pueden ver en el Anexo 3

Cálculo de flujo másico de aire necesario en el primer vaporizador.

$$Q = \dot{m}_h \times C_{p_h} \times (\Delta T) \quad (8)$$

$$-579.97 \frac{kJ}{s} = \dot{m}_h \times 1.005 \frac{kJ}{kgK} \times [3^\circ C - 15^\circ C]$$

$$\dot{m}_h = 46.26 \text{ kg/s}$$

Determinación del coeficiente global de transferencia de calor (U).

De acuerdo con la Tabla 11.2 del libro “Fundamentos de la transferencia de calor y masa” de Incropera et al. (2015), se tiene que, para una combinación de fluidos de agua en los tubos y aire en la coraza en un intercambiador de calor de tubo y coraza con tubos aleteados, el coeficiente de calor global (U) se encuentra en un rango de 25 a 50 W/m².K (Ver Anexo 7). Por consiguiente, siendo el presente sistema similar (LNG en tubos aleteados y aire en la coraza) se elige el valor de U= 50 W/m².K.

Cálculo de la diferencia de temperatura logarítmica (ΔT_{ln}).

$$\Delta T_{ln} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)} \quad (9)$$

$$\Delta T_{ln} = \frac{(22 + 98) - (-160 - 3)}{\ln\left(\frac{22 + 98}{-160 - 3}\right)}$$

$$\Delta T_{ln} = \frac{120 - 163}{\ln\left(\frac{120}{163}\right)}$$

$$\Delta T_{ln} = 140.40^\circ C = 140.40 \text{ K}$$

Donde:

$T_{h,o}$ = Temperatura de salida del flujo caliente - Aire

$T_{h,i}$ = Temperatura de entrada del flujo caliente - Aire

$T_{c,o}$ = Temperatura de salida del flujo frio – GN

$T_{c,i}$ = Temperatura de entrada del flujo frio – GN

$$\Delta T_1 = T_{h,o} - T_{c,i}$$

$$\Delta T_2 = T_{h,i} - T_{c,o}$$

Se debe considerar un factor de corrección (F) al valor de ΔTln para el diseño de un intercambiador de tubo y coraza, por lo que $\Delta Tln_{correctado}$ es calculado de la siguiente manera:

$$\Delta Tln_{correctado} = \Delta Tln \times F^{13} \quad (10)$$

$$\Delta Tln_{correctado} = 140.68 \times 0.99$$

$$\Delta Tln_{correctado} = 139 \text{ } ^\circ\text{C} = 139\text{K}$$

Cálculo del área de transferencia de calor (A_{HT}).

$$Q = U \times A_{HT} \times \Delta Tln_{correctado} \quad (11)$$

$$A_{HT} = \frac{Q}{U \times \Delta Tln_{correctado}}$$

$$A_{HT} = \frac{579.97 \text{ kJ/s}}{\frac{0.05 \text{ kJ}}{\text{s m}^2\text{K}} \times 139 \text{ K}}$$

$$A_{HT} = \frac{579.97}{0.05 \times 139} \times \frac{\cancel{\text{kJ}}/\cancel{\text{s}}}{\cancel{\text{kJ}}/\cancel{\text{s}} \times \cancel{\text{K}}/\cancel{\text{m}^2\cancel{\text{K}}}}$$

$$A_{HT} = 116 \text{ m}^2$$

¹³ De acuerdo con la figura 11S.1. Factor de corrección para un intercambiador de calor de carcasa y tubo con una carcasa y cualquier múltiplo de dos pasos de tubos del libro Fundamentals of Heat and Mass Transfer de Incropera, y teniendo que P=0.34 y R=0.31; el valor de F es 0.99. Ver anexo 4.

Cálculo del número de tubos del vaporizador. Para la determinación del número de tubos del vaporizador es necesario establecer el espesor y diámetro de los mismos; así como también, el número de aletas, su espesor y ancho, para ello, se ha considerado la investigación realizada en el paper Modeling of Cryogenic Liquefied Natural Gas Ambient Air Vaporizers de Sun et al, (2018), donde se obtuvieron un rango de valores óptimos para las aletas de un AAV de tal manera que se obtenga una transferencia de calor eficiente en este vaporizador.

Tabla 27.

Valores óptimos para el dimensionamiento de las aletas longitudinales.

Parámetro	Valor mínimo	Valor máximo	Unidades	Selección
Número de Aletas	8	12		8
Espesor (t) thickness	0.2	0.3	pulgadas	0.2
Ancho (w) height, lenght	7	9	pulgadas	7
Longitud (L)	98	240	pulgadas	98
Diámetro externo (Do)	0.625	1.25	pulgadas	1

Nota. Los valores seleccionados corresponden a un valor conservador para la construcción de este equipo, los mismos que se encuentran comúnmente en el mercado. Adaptado de “Modeling of Cryogenic Liquefied Natural Gas Ambient Air Vaporizers” por (Sun et al., 2018).

A partir de los datos seleccionados, calculamos el número de tubos:

$$A_{HT} = (A_{1\text{ aleta}} \times N_{aletas} \times N_{tubos}) + A_{tubos} \quad (12)$$

$$A_{HT} = ((2L_{tubo} \times (w + 0.5t)) \times N_{aletas} \times N_{tubos}) + ((\pi \times D_o \times L_{tubo}) - (t \times L_{tubo} \times N_{aletas}) \times N_{tubos})$$

$$A_{HT} = ((2L_{tubo} \times (w + 0.5t)) \times N_{aletas} \times N_{tubos}) + ((\pi \times D_o \times L_{tubo}) - (t \times L_{tubo} \times N_{aletas}) \times N_{tubos})$$

$$N_{tubos} = 15.95 \sim 16 \text{ tubos}$$

Por lo tanto, cada vaporizador que forma parte de las líneas de regasificación estará conformado por 16 tubos de 98 pulgadas de largo; esto también puede interpretarse como una configuración de 4 tubos de 392 pulgadas de largo distribuido en 4 pasos.

3.4.3.5 Sistema de tuberías

Cálculo de tuberías de interconexión fase líquida. Este tramo de tuberías considera la conexión entre el tramo de la manguera criogénica de la zona de descarga de GNL hasta la entrada a los tanques de almacenamiento y el tramo desde la salida de los tanques de almacenamiento hacia la entrada a los vaporizadores, siendo el GNL el fluido transportado, por lo que es necesario una tubería de acero.

Tabla 28.

Datos de entrada para determinación de diámetro tuberías fase líquida.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Caudal de GN	Q_{GN}	4 331	Sm ³ /h
		4 107	Nm ³ /h
Densidad de Gas Natural	ρ_{GN}	0.7457	Kg/Nm ³
Densidad de GNL a -160 °C	ρ_{GNL}	453.3	Kg/m ³

Nota. El caudal de GNS de 4 331.84 Sm³/h corresponde al equivalente de 3.671 MMPCD (demanda de GNS al año 20 de operación de la planta calculada en la Tabla 12)

A partir de la siguiente ecuación se obtiene el caudal másico para el gas natural:

$$\dot{m}_{GN} = Q_{GN} \times \rho_{GN} \quad (13)$$

$$\dot{m}_{GN} = 3\,229.63 \text{ kg/h}$$

A partir de la siguiente ecuación se obtiene el caudal volumétrico para el gas natural licuado:

$$\dot{Q}_{GNL} = \dot{m}_{GNL} \times \rho_{GNL} \quad (14)$$

$$\dot{Q}_{GNL} = 7.22 \text{ m}^3/\text{h}$$

El parámetro principal a considerar para el cálculo del diámetro de la tubería es el de la velocidad del fluido líquidos, para lo cual se considera un valor de máximo de 1m/s de acuerdo con lo recomendado por Gas Natural Fenosa Perú S.A. (2015).

Utilizando la siguiente expresión, se calcula el área de la sección de la tubería, a partir de la cual se determina el diámetro interior de la tubería:

$$A = \frac{Q_{GNL}}{v} \quad (15)$$

$$A = 20\,056 \text{ mm}^2$$

$$D = \sqrt{4A/\pi} \quad (16)$$

$$D = 5 \text{ mm} = 0.2 \text{ pulg} \approx 1/2 \text{ pulgada} = \text{DN 15}$$

Cálculo de tuberías de interconexión fase gaseosa. Este cálculo se realiza para determinar la dimensión de la tubería del gas natural regasificado, es decir, aguas debajo de los vaporizadores.

Según el numeral 14.2.3 normativa peruana Gas Natural Seco. Sistema de Tuberías Para Instalaciones Internas Industriales. (2014), la velocidad de circulación de gas deberá ser en todos los casos inferior a 30 m/s, es por ello que se toma dicho valor como velocidad máxima de circulación de gas natural para las presiones de trabajo:

$$v = \frac{365.35 \times Q}{D^2 P} \quad (17)$$

Donde:

v : velocidad en [m/s]

Q : Caudal de GN en [Sm³/h]

P : presión en [kg/cm²] absoluta

D : diámetro interior de tubería en [mm]

Despejando la anterior ecuación se tiene que:

$$D = 86.89 \text{ mm} = 3.42 \text{ pulg} \approx 3 \text{ NPS}^{14}$$

El espesor de la tubería se calcula despejando de la siguiente expresión obtenida de la norma ASME B31.8:

$$P = \frac{2St}{D} \times FET \quad (18)$$

Donde:

D : diámetro nominal exterior obtenido de la Tabla 1 de la norma ASME B36.10M, en [pulgadas] (ver anexo 13).

¹⁴ La sigla NPS significa Nominal Pipe Size O Tamaño Nominal de Tubería.

E: Factor de junta longitudinal obtenida de la Tabla 841.1.7-1 de la norma ASME B31.8 (ver anexo 14).

F: Factor de diseño obtenido de la Tabla 841.114A de la misma norma.

P: Presión de diseño en [psig].

S: Tensión mínima de fluencia especificada, en [psi].

T: Factor de disminución de temperatura obtenida de la Tabla 841.116A de la misma norma.

t: espesor de la pared, en [pulgadas].

Tabla 29.

Especificaciones técnicas de tuberías fase gaseosa.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Díámetro Nominal Exterior	D_{out}	3.5	pulg
Factor de Junta Longitudinal	E	1	
Factor de diseño	F	0.4	
Presión de diseño	P	101.53	psi
Tensión mínima de fluencia especificada	S	24000	psi
Factor de disminución de temperatura	T	1	

Con los datos de la Tabla 29 y Ecuación 18, se obtiene un valor de espesor de pared igual a 0.0185 pulgadas o 0.47 mm. como mínimo.

3.4.3.6 Dispositivos de seguridad. Las especificaciones y requerimientos mínimos de seguridad a continuación descritos están basados en lo establecido por las normas técnicas peruanas NTP-111-032-1, “Gas Natural Licuado. Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Parte 1: Estaciones de servicio para venta de GNV-C y GNV-L a vehículos y consumidores directos.” y NTP-111-032-2, “Gas Natural Licuado. Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Parte 2: Estaciones de regasificación de gas natural licuado (GNL)”.

En el tanque de almacenamiento

A. Sobrepresión

▪ Válvulas de alivio de presión primaria:

Dos válvulas conectadas en la parte superior del recipiente externo del tanque, esta válvula debe operar a una presión de apertura menor o igual a la presión máxima del trabajo del tanque.

Considerando las especificaciones del tanque de almacenamiento, se realiza el diseño de estas válvulas considerando el escenario más crítico para un tanque criogénico, el cual corresponde a un incendio externo, para esto, se tiene que el caudal másico de gas a evacuar se determina según la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{q \times F \times A}{L} \quad (19)$$

Donde:

Q: es caudal másico de gas evaporado en [kg/s].

q: es el flujo de calor por unidad de área en [W/m²].

F: es el factor de corrección, 1 si no se tiene barreras.

A: es el área expuesta al fuego en [m²].

L: es el calor latente de vaporización en [J/kg].

Tabla 30.

Datos de entrada para cálculo de caudal de gas evaporado.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Flujo de calor	q	10000 ¹⁵	W/m ²
Factor de corrección	F	1 ¹⁶	
Calor latente de vaporización	L	510000 ¹⁷	J/kg

El área expuesta al fuego para un tanque horizontal con cabezales esféricos instalado en la superficie viene dado por la siguiente fórmula:

$$A = \frac{\pi \times D \times L}{2} + \pi \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \quad (20)$$

Donde:

D es el diámetro del tanque en m.

L es la longitud del tanque en m.

$$A = \frac{\pi \times 5.7 \times 16}{2} + \pi \times \left(\frac{5.7}{2}\right)^2$$

$$A = 168.8 \text{ m}^2$$

Reemplazando en la ecuación 19:

¹⁵ Valor recomendando en el Anexo A de la Norma API 521 “Sistemas de Alivio de Presión y Despresurización”

¹⁶ Valor que corresponde a una condición normal.

¹⁷ Calor latente de vaporización del gas natural licuado.

$$Q = \frac{10000 \text{ W/m}^2 \times 1 \times 168.8 \text{ m}^2}{510000 \text{ J/kg}}$$

$$Q = 3.31 \text{ kg/s}$$

Dicho valor se convierte a condiciones normales mediante la siguiente ecuación:

$$Q_v = \frac{Q \times R \times T}{P \times M} \quad (21)$$

Donde:

R es la constante universal de gases en J/kmol.

T es la temperatura a condiciones normales en K.

P es la presión a condiciones normales en Pa.

M es la concentración del GNL (metano) en kg/kmol.

$$Q_v = \frac{3.31 \text{ kg/s} \times 8314 \text{ J/kmol} \times 273.15 \text{ K}}{101325 \text{ Pa} \times 16.04 \text{ kg/kmol}}$$

$$Q_v = 4.68 \text{ Nm}^3/\text{s} = 281 \text{ Nm}^3/\text{min}$$

Según lo indicado en las normativas anteriormente mencionadas, se requieren instalar como mínimo dos válvulas, por lo cual este caudal se divide entre dos.

$$Q_v = 140.5 \text{ Nm}^3/\text{min}$$

Tabla 31.*Especificaciones técnicas de las válvulas de alivio primario.*

Parámetros	Valor	Unidad
Presión de apertura	3.5 ¹⁸	bar
Caudal requerido	140.5 ¹⁹	Nm ³ /min
Temperatura de operación	-196 a 50 ²⁰	°C
Material	Acero inoxidable ²¹	
Tipo de descarga	A la atmósfera ²²	

- Válvulas de alivio de presión secundaria:

Una válvula instalada en paralelo en cada válvula de alivio de presión primaria, estas son instaladas en caso de falla de alguna válvula primaria. Su apertura debe ocurrir a una presión menor que la presión de prueba del tanque de almacenamiento.

Tabla 32.*Especificaciones técnicas de las válvulas de alivio secundarias.*

Parámetros	Valor	Unidad
Presión de apertura	7 ²³	bar
Caudal requerido	140.5 ²⁴	Nm ³ /min
Temperatura de operación	-196 a 50 ²⁵	°C
Material	Acero inoxidable ²⁶	
Tipo de descarga	A la atmósfera ²⁷	

¹⁸ Se considera $P_{operación} \leq 90\% \times P_{apertura}$, la $P_{operación}$ del tanque es de 3 bar (Ver Tabla 22), se redondea el valor obtenido a 3.5 bar.

¹⁹ Valor calculado con la ecuación 21.

²⁰ Corresponde a rango de temperatura de operación común de válvulas de alivio.

²¹ De acuerdo a lo recomendado por la Norma Técnica Peruana NTP 111.032-1.

²² De acuerdo a lo recomendado por la Norma Técnica Peruana NTP 111.032-1.

²³ Se considera $P_{diseño} = P_{apertura}$, la $P_{diseño}$ del tanque es de 7 bar (Ver Tabla 22).

²⁴ Valor calculado con la ecuación 21.

²⁵ Corresponde a rango de temperatura de operación común de válvulas de alivio.

²⁶ De acuerdo a lo recomendado por la Norma Técnica Peruana NTP 111.032-1.

²⁷ De acuerdo a lo recomendado por la Norma Técnica Peruana NTP 111.032-1.

- Dispositivo de alivio de presión de vacío:

Una válvula de venteo instalada en el recipiente exterior del tanque de almacenamiento, esta válvula se requiere para evitar el colapso por vacío en el espacio anular entre el recipiente interior y exterior.

Tabla 33.

Especificación técnica dispositivo de alivio de presión de vacío.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de apertura	0.5 ²⁸	bar
Área de descarga	5000 ²⁹	mm ²
Diámetro mínimo	80	mm
Material	Acero inoxidable ³⁰	
Temperatura de operación	-60 a 60 ³¹	°C

- Despresurización:

Para el presente caso, se utilizará como medio de venteo las válvulas de alivio secundarias, las cuales serán dirigidas directamente a la atmósfera.

B. Fugas y derrames

- En caso de fuga y/o derrame es obligatorio contar con un medio para contener el GNL, para lo cual es necesaria la construcción de un cubeto de recogida, considerando que el volumen útil del cubeto deberá ser igual o superior a la capacidad geométrica del depósito que contiene. Adicional a las normas técnicas peruanas antes mencionadas, se considera la recomendación de las

²⁸ Valor máximo establecido en el numeral 8.1.2.1.6 de la Norma Técnica Peruana NTP 111.032-1.

²⁹ Valor máximo establecido en el numeral 8.1.2.1.6 de la Norma Técnica Peruana NTP 111.032-1.

³⁰ De acuerdo a lo recomendado por la Norma Técnica Peruana NTP 111.032-1.

³¹ Corresponde a rango de temperatura de operación común de válvulas de alivio de presión de vacío.

prácticas de ingeniería que establecen que el volumen del cubeto debe ser al menos del 110% del volumen del tanque principal, esto considerando un escenario de fuga y derrame total que ocurre al mismo tiempo que un evento de lluvia:

$$Q_{cubeto} = Q \times 110\% \quad (22)$$

$$Q_{cubeto} = 400m^3 \times 110\%$$

$$Q_{cubeto} = 440m^3$$

El volumen del cubeto se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_{cubeto} = L \times A \times H \quad (23)$$

Donde:

L: es el largo del cubeto en m.

A: es el ancho del cubeto en m.

H: es el alto del cubeto en m.

Considerando las dimensiones del tanque de almacenamiento indicadas en la Tabla 25, y adicional a ello, tomando en cuenta la recomendación de la normativa UNE 62350-2, “Tanques de acero para almacenamiento de carburantes y combustibles líquidos. Tanques de capacidad mayor de 3 000 litros. Parte 2: Tanques horizontales de doble pared (acero-acero)”, respecto a la distancia mínima de 1.50 m. de cualquier superficie lateral o frontal de los tanques, se determina la altura útil del cubeto despejando la ecuación 23:

$$Altura\ útil = \frac{V_{cubeto}}{L \times A}$$

$$Altura\ útil = \frac{440m^3}{25m \times 12m}$$

$$Altura\ útil \cong 1.5m$$

En la línea de regasificación. Cada vaporizador contará con una válvula de alivio diseñada para proveer una capacidad de descarga de la válvula de alivio del 150% la capacidad nominal del flujo de gas natural del vaporizador basada en las condiciones operativas normalizadas, sin que permita que la presión ascienda más del 10% por encima de la presión de trabajo máxima permitida del vaporizador.

Para determinar el diámetro de las válvulas de alivio se calculará el área requerida a través de la ecuación de flujo crítico de gas para válvulas de alivio:

$$\dot{m} = A \times P_0 \times \sqrt{\frac{\gamma}{R \times T_0}} \times \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma+1}{s(\gamma+1)}} \quad (24)$$

Donde:

$\dot{m}$: es flujo másico descargado w en kg/s.

A : es área de orificio en m².

P_0 : es presión absoluta upstream en alivio en Pa.

T_0 : es temperatura absoluta upstream en K.

$\gamma = c_p/c_v$: es la relación de calores específicos

R : es la constante del gas específico en J/kg·K.

El fujo másico de gas natural es igual a la multiplicación de la densidad y el caudal de GNL, esto es igual a 0.9280 kg/s (Ver resultado de ecuación 7), de acuerdo a la normativa peruana anteriormente mencionada, la válvula debe ser diseñada para descargar un mínimo de 150% del flujo nominal, es decir 1.392 kg/s

Tabla 34.*Datos de entrada para cálculo de área mínima requerida.*

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Flujo másico descargado	$\dot{m}$	1.392 ³²	kg/s
Presión en alivio	P_0	9.9 ³³	bar
Temperatura	T_0	5	°C
Relación de calores específicos	γ	1.3	
Constante del gas específico	R	518.36	J/kg.K

Reemplazando y despejando el área en la ecuación 24:

$$1.392 \frac{kg}{s} = A \times 9.9 \text{ bar} \times 10^5 Pa \times \sqrt{\frac{1.3}{518.36 \frac{J}{kg \cdot K} \times 278.15 K}} \times \left(\frac{2}{1.3 + 1} \right)^{\frac{1.3+1}{2(1.3+1)}}$$

$$A = 8.0013 \times 10^{-4} m^2 = 800.1 mm^2$$

A partir del área requerida, se calcula un diámetro de 31.92 mm, por lo tanto, se selecciona una válvula de 1.5 pulgadas de diámetro nominal.

Se instalará una válvula de alivio a la salida de cada vaporizador, es decir, que se requiere 4 válvulas, 2 por cada tren de regasificación.

Por otra parte, cada vaporizador necesita adicionalmente dos válvulas de bloqueo, una ubicada al ingreso del vaporizador y otra ubicada a la salida, en el caso de la válvula al ingreso del primer vaporizador y a la salida del segundo vaporizador, se requerirá un diámetro nominal igual al calculado para la tubería de la fase líquida.

³² Flujo másico descargado debe ser igual al 150% del flujo nominal.

³³ Presión de alivio debe ser tal que la presión no ascienda más del 10% por encima de la presión de trabajo máxima permitida del vaporizador (9 bar)

3.4.3.7 Bomba Criogénica. Se requiere una bomba criogénica para transportar el GNL desde los tanques de almacenamiento hasta los vaporizadores. El cálculo de la potencia de la bomba se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Pot = \frac{H_B \times Q \times \rho \times g}{\eta_{bomba}} \quad (25)$$

Donde:

Pot es potencia de la bomba [W]

Q es caudal de GNL [m³/s]

ρ es densidad del GNL [kg/m³]

g es gravedad [m/s²]

H_B es altura dinámica (carga de trabajo de la bomba) [m]

Para determinar la altura dinámica de la bomba se utiliza la siguiente ecuación:

$$H_B = h_{f_{total}} + \left[\frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 \right] - \left[\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 \right] \quad (26)$$

Donde:

$h_{f_{total}}$: es pérdida de carga en m.

P_2 : es presión a la entrada del vaporizador en bar.

V_2 : es velocidad de flujo del GNL a la entrada del vaporizador en m/s.

Z_2 : es altura del ingreso del GNL al vaporizador en m.

P_1 : es presión a la salida del tanque de almacenamiento en bar.

V_1 : es velocidad de flujo del GNL a la salida del tanque de almacenamiento en m/s.

Z_1 : es altura de la salida del tanque de almacenamiento en m.

Se considera Z_1 como la altura inicial de salida del GNL de la cisterna, es decir 0 metros; se simplifican las velocidades ya que el caudal de entrada y de salida de la bomba permanece constante y adicional a ello, considerando despreciables las perdidas por fricción, se simplifica la anterior ecuación:

$$H_B = \frac{\Delta P}{\rho} + Z_2 \quad (27)$$

Para determinar la altura dinámica se utilizan los siguientes datos de entrada:

Tabla 35.

Datos de entrada para cálculo de altura dinámica.

Parámetros	Valor	Unidad
Presión de salida del tanque de almacenamiento	1	bar
Presión a la entrada de los vaporizadores	9	bar
Densidad del GNL	453 ³⁴	kg/m ³
Altura de entrada del GNL a los vaporizadores con respecto a la salida del tanque de almacenamiento	0.5 ³⁵	m

Reemplazando los datos en la ecuación 27, se tiene el siguiente valor de altura dinámica:

$$H_B = \frac{81\,577 \text{ kg/m}^2}{453 \text{ kg/m}^3} + 0.5m$$

$$H_B = 180.58 \text{ m}$$

³⁴ De acuerdo con lo reportado por Perú LNG. (2023)

³⁵ Distancia mínima recomendada entre suelo y sistema de tuberías.

Los parámetros que se requieren para el cálculo de la potencia de la bomba se muestran a continuación:

Tabla 36.

Datos de entrada para cálculo de potencia de la bomba.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Altura dinámica	H_B	180.58 ³⁶	m.
Caudal	Q	1.23	m^3/s
Densidad del GNL	ρ	453.3	kg/m^3
Gravedad	g	9.89	m/s^2
Eficiencia	η	0.85 ³⁷	

Se tiene un caudal total de 1.23 m³/s, para el cual se utilizarán dos bombas criogénicas sumergibles, en ese sentido, para el cálculo de la potencia de cada bomba, se considerará un caudal de 0.615 m³/s. Reemplazando en la ecuación 25 para calcular la potencia se tiene lo siguiente:

$$Pot = \frac{180 \text{ m} \times 0.615 \text{ m}^3/\text{s} \times 453.3 \text{ kg}/\text{m}^3 \times 9.89 \text{ m}/\text{s}^2}{0.85}$$

$$Pot = 585.7 \text{ KW}$$

Por consiguiente, se requieren tres (3) bombas criogénicas para el transporte de GNL desde los tanques de almacenamiento a la línea de vaporización, dos bombas funcionando en paralelo y una de ellas instalada en stand by.

³⁶ Calculado con ecuación 27.

³⁷ Eficiencia típica de bombas criogénicas.

3.4.3.8 Intercambiador de calor y caldera. El intercambiador de calor y la caldera permiten una regasificación eficiente del GNL que facilita llegar a las condiciones requeridas del Gas Natural para su posterior distribución.

La caldera utiliza agua como fluido portador de calor que se calienta con un combustible, es este caso GLP, para luego ingresarla al intercambiador de calor mediante tubería y transferir la energía térmica necesaria al gas natural para llegar a las condiciones óptimas de salida de la planta, esto proporciona una fuente estable y flexible de vapor de agua para calentar al gas a los niveles adecuados permitiendo la operación de la planta en condiciones óptimas y seguridad en el proceso.

Para determinar la potencia útil del intercambiador de calor se requiere usar la siguiente ecuación:

$$P_{\text{útil}} = Q \times \rho \times C_e \times \Delta T \quad (28)$$

Donde:

$P_{\text{útil}}$: Potencia útil del intercambiador en kW.

Q : Caudal de agua que el intercambiador debe calentar en L/S.

ρ : Densidad del agua en Kg/L.

C_e : Capacidad calorífica específica del agua en kJ/(kg°C).

ΔT : Disminución de temperatura del agua al pasar por el intercambiador en °C.

Tabla 37.

Datos de entrada para cálculo de potencia del intercambiador de calor.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Caudal	Q	0.357	L/s
Densidad del agua	ρ	1	kg/L
Capacidad calorífica específica del agua	C_e	4.18	$\frac{kJ}{kg^{\circ}C}$
Diferencia de temperatura	ΔT	10	$^{\circ}C$

De la ecuación 28 se tiene;

$$P_{\dot{u}til} = 0.357 \frac{L}{s} \times 1 \frac{kg}{L} \times 4.18 \frac{kJ}{kg^{\circ}C} \times 10^{\circ}C$$

$$P_{\dot{u}til} = 14.92 \frac{kJ}{s} \cong 14.92 kW$$

Posteriormente, se calcula la potencia de consumo de gas teniendo en cuenta que el rendimiento del intercambiador de calor es del 90% (Incropera et al., 2015):

$$P_{consumo} = \frac{P_{\dot{u}til}}{R} \quad (29)$$

Donde:

$P_{consumo}$: Potencia de consumo de gas (kW)

$P_{\dot{u}til}$: Potencia útil del intercambiador (kW)

R : Rendimiento (%)

$$P_{consumo} = \frac{14.92 kW}{90\%} \cong 16.58 kW$$

La potencia de la caldera debe ser como mínimo igual a la potencia útil calculada del intercambiador de calor.

3.4.3.9 Sistema de Odorización. El sistema de odorización está conformado por un equipo de inyección de odorizante y dispositivos de medición y control que garantizan la precisión de la adición del odorizante brindándole un olor característico antes de su distribución, lo que permite la detección rápida del Gas Natural en casos de fuga.

Según Norma Técnica Peruana N° NTP 111.004 de (INACAL, 2003) la concentración volumétrica del odorizador en la mezcla con Gas Natural debe ser 1/5 de la correspondiente al límite inferior de inflamabilidad (LII) del gas natural seco. El LII es considerado el 5% en volumen de gas en aire, por lo tanto, la concentración de odorizador corresponde al 1% del volumen de gas en aire que puede ser detectado por una persona, es decir, en un rango de concentración de 3 mg/ m³ a 12 mg/ m³. En este caso se consideró el valor de 10 mg/ml en base al Informe N° 121-2025-GRT de fiscalización de Gerencia de Regulación de Tarifas, División de Gas Natural de OSINERGMIN (2025), en el que indica que se debe considerar una concentración de odorante en gas natural de 10 mg/m³, basado en buenas prácticas de concesionarios de distribución que operan en el mercado peruano.

De acuerdo con lo anterior, para determinar el volumen del odorizante se requieren los siguientes datos:

Tabla 38.

Datos de entrada para cálculo de volumen de odorizante.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Caudal de Gas Natural	Q	4.3	m^3/h
Concentración de odorizante	C	10	mg/m^3
Densidad del producto comercial	ρ	0.999	g/mol

La masa del odorizante Tetrahidrotiofeno (THT) requerida se determina multiplicando el caudal del gas por la concentración del odorante objetivo:

$$Masa_{THT} = Q_{GN} \times Concentración \quad (30)$$

$$Masa_{THT} = 4\,331.84 \frac{m^3}{h} \times 10 \frac{mg}{m^3}$$

$$Masa_{THT} = 43\,318.4 \frac{mg}{h} \cong 43.3184 \frac{mg}{h}$$

Finalmente, el volumen de producto requerido para dosificar el gas natural es:

$$V = \frac{Masa_{THT}}{\rho} \quad (31)$$

$$V = 43.3617 \frac{mL}{h} = 1\,040.6823 \frac{mL}{día}$$

En conclusión, se requiere de una dosificación de 1 040.6823 ml/día o 0.3795 Tn/año de odorizador THT en la línea de gas natural seco, cumpliendo con la concentración volumétrica indicada en la NTP 111.004 2003. Gas Natural Seco – Odorización.

Por otro lado, el almacenamiento y uso del odorizante se requiere tener en cuenta que los recipientes que lo contienen deben ser almacenados en lugares cubiertos, secos y bien ventilados, es decir no deben exponerse a rayos solares. Así mismo, estos deberán ser enfriados antes de ser abiertos para evitar fugas de vapor.

3.4.3.10 Plano de ubicación y distribución de la planta

Los planos de ubicación y distribución de la planta de regasificación de gas natural licuado se encuentran en el Anexo 6.

CAPÍTULO IV: ORGANIZACIÓN DEL PROYECTO

4.1 Aspectos Generales

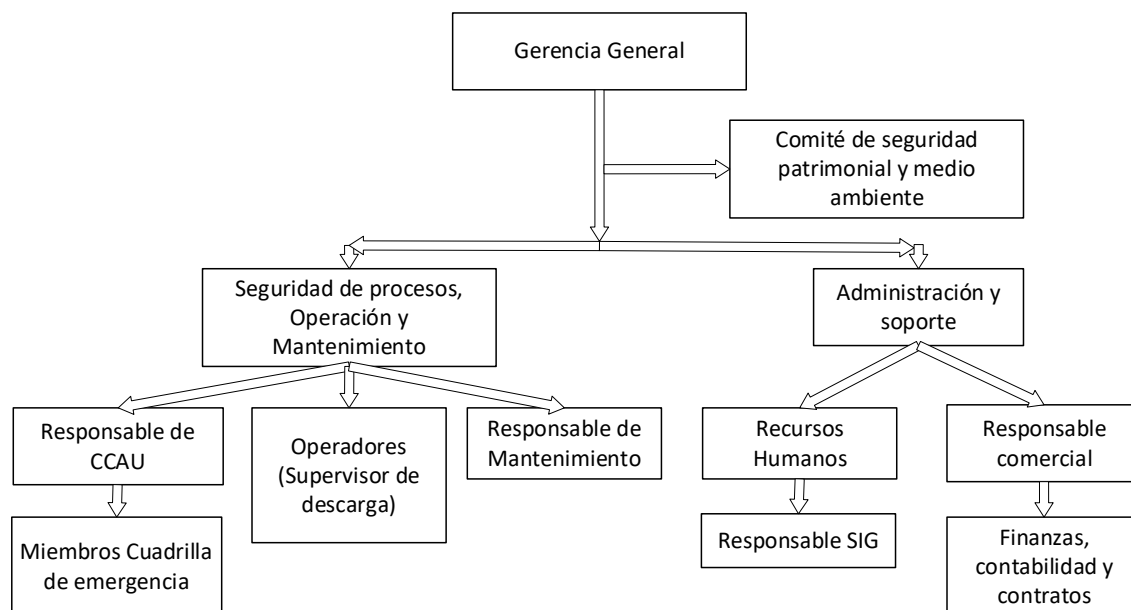
La organización en la Planta Satélite de Regasificación de GNL será de estructura vertical de acuerdo a la estructura orgánica de la Gerencia, donde cada área se compone de un personal o varios, con ciertas funciones asignadas como poder de decisión y jerarquía dentro del organigrama de la empresa como se muestra en la Figura 26, dicho personal deberá tener conocimientos a nivel de detalle de las operaciones y destrezas para hacer frente a cualquier emergencia que pueda surgir.

4.2 Estructura organizativa del proyecto

La Planta de Regasificación de Gas Natural contará con el siguiente personal: Para el área de seguridad de procesos, operación y mantenimiento; se requieren tres (03) personas de Seguridad Patrimonial, un (02) Responsable de CCAU o centro de control y atención a urgencias, tres (03) miembros de Cuadrillas de Emergencias, un (01) Responsable de mantenimiento y un (01) Supervisor de descarga. Por otro lado, para el área administrativa se requiere de un (01) Gerente General, un (01) Responsable comercial, un (01) Responsable SIG, un (01) Recursos humanos y un (01) Contador. A continuación, en la Figura 26 se muestra el organigrama de la planta:

Figura 27.

Organigrama de la planta de regasificación de Gas Natural.



4.3 Descripción de puestos de responsabilidades y funciones

La dirección estratégica de la planta y quien la representa es el Gerente General, el mismo que cumple la función de desarrollar objetivos y políticas basadas en normas regulatorias que permitan la correcta operación de la planta, así como una buena gestión administrativa. El área de Seguridad de Procesos, Operaciones y Mantenimiento garantiza la operación segura de la planta, cuyas funciones son de supervisar de manera conjunta el cumplimiento de protocolos desde la descarga del GNL hasta la conversión a GN verificando la estabilidad de los equipos basados en manuales de operación, para la adecuada operación de dichos equipos se gestionan programas de mantenimiento preventivo y correctivo; y en casos de emergencias o incidentes, el equipo está capacitado para dar respuesta inmediata las 24 horas del día mediante planes de respuesta a emergencias. Por otro lado, el área administrativa y de soporte se encarga de la gestión administrativa, financiera y comercial de la planta, brindando soporte de recursos humanos, contratos, relaciones con clientes y proveedores; y un sistema integrado de gestión manteniendo certificaciones ISO y coordinando auditorías internas y externas.

CAPÍTULO V: ESTUDIO AMBIENTAL

5.1. Identificación de probables Impactos Ambientales

5.1.1. *Impactos al Aire*

Se identifica como impacto principal la alteración de la calidad del aire debido a una fuga de gas natural y/o fuga de GLP.

Una pérdida de gas natural puede ocurrir en cualquiera de las etapas del proceso, por ejemplo, en la descarga de GNL, almacenamiento en los tanques criogénicos, vaporización del GNL, entre otros. Una fuga de GLP puede ocurrir en la etapa de calentamiento de agua, esto debido a que el calentador funciona a base de este combustible. En ambos casos, una posible fuga tendría como origen una mala maniobra del operador encargado y/o falta de mantenimiento preventivo en los equipos del proceso.

El gas natural, ya sea licuado o regasificado, está compuesto casi en su totalidad por metano, el mismo que no se considera un gas tóxico para las personas, no permanece a nivel del suelo y tiende a disiparse en el medio ambiente, por lo que una fuga, debidamente controlada, no tendría un impacto significativo a la salud de las personas. Sin embargo, si en las zonas próximas a la fuga de gas natural se tiene una fuente de ignición, podría desencadenar un incendio o explosión. Por otra parte, el metano es considerado un gas de efecto invernadero, por lo que una emisión al medio ambiente podría contribuir al cambio climático al tener un potencial de calentamiento global muy alto.

El GLP, compuesto principalmente por propano y butano, no se considera un gas tóxico ya que no causa daño directo al organismo a ciertas condiciones de exposición, sin embargo, presenta riesgos para la salud tales como asfixia, irritación en ojos y vías respiratorias, exposiciones más prolongadas puede causar dolores de cabeza, fatiga mental y física, entre otros. Por otra parte, al ser un gas altamente inflamable, en contacto

con una fuente de ignición, podría desencadenar un incendio o explosión. Adicional a ello, es necesario precisar que el GLP también está asociado al efecto invernadero, por lo que una emisión podría contribuir negativamente al cambio climático, sin embargo, no en la misma proporción que una emisión de gas metano.

5.1.2. Impactos al Suelo

En la planta de regasificación de gas natural se producen residuos sólidos domésticos, tales como envases de papel, cartón, plástico, material de limpieza sanitaria, vidrios, restos orgánicos, etc, los cuales son destinados a su tratamiento o gestión de estos por medio de la Municipalidad Distrital de Poroy.

Por otro lado, se producen residuos peligrosos derivados de los materiales usados en el servicio de mantenimiento de los equipos como arenas, toallas o trapos impregnados de gas natural en caso de mantenimiento a los vaporizadores; arenas, toallas o trapos impregnados de GLP en caso de mantenimiento de la caldera; o arenas, toallas o trapos impregnados en caso de cualquier otro combustible o lubricantes usados para el mantenimiento de equipos en general dentro de la planta de regasificación de GNL en especial en situaciones donde ocurre alguna fuga o derrame y se requiere prevenir la propagación del combustible de manera controlada evitando mayor riesgo. Estos residuos peligrosos pueden ser una fuente combustible que puede generar un incendio si no recibe la gestión o tratamiento adecuado, ya que los vapores son inflamables y por oxidación pueden generar fuego.

Estos residuos deben ser guardados en recipientes adecuados, con tapa debidamente rotulados para posteriormente ser transportados por una Estación de servicios de residuos sólidos (EPS) autorizada por DIGESA hasta llegar a una planta de tratamiento o en su defecto a un relleno de seguridad.

5.1.3. Impacto al Agua

En la zona aledaña a la planta de regasificación de GNL no se tienen fuentes de agua superficiales naturales que puedan ser afectadas durante la etapa de operación y mantenimiento.

Por otra parte, es necesario precisar que, los efluentes líquidos que se generen a partir de las actividades realizadas en la planta de regasificación son los siguientes:

- Del tipo doméstico, los cuales provienen del uso de inodoros y actividades de limpieza en las instalaciones de la planta.
- Del tipo industrial, los cuales provienen del intercambiador de calor. Cabe mencionar que el agua usada en este equipo al no estar en contacto directo con el combustible gas natural u otro producto químico no presenta características nocivas para la salud o medio ambiente.

Ambos tipos de efluentes tienen las características fisicoquímicas para ser dispuestas en la red sanitaria de desagüe para su disposición final. En ese sentido, no se evidencia impacto negativo significativo en este componente.

5.1.4. Ruido

En la etapa de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de GNL la contaminación acústica es prácticamente nula, sin embargo, la bomba criogénica que transporta el GNL de los tanques de almacenamiento a los vaporizadores es un equipo que se caracteriza por generar ruido en un nivel medio a alto.

El control de los niveles de ruido se realizará tomando como referencia los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido aprobado por Decreto Supremo N° 085-2003-PCM, considerando que la ubicación de la planta es en una zona residencial (nivel de ruido máximo 60 dB y 50 dB en horario diurno y nocturno respectivamente).

5.1.5. *Impacto Social y Sociocultural*

Estos impactos pueden ser positivos como negativos dependiendo de diversos factores como la ubicación, políticas de empresa, regulación local y la interacción con las comunidades cercanas. Para evitar impactos negativos se busca implementar medidas que mitiguen estos efectos negativos y de esta manera maximizar los beneficios sociales.

A continuación, se describen los principales aspectos en los que influye:

- **Creación de empleo:** Presenta un impacto positivo en la comunidad local por generarse puestos de trabajo durante la instalación y operación continua de la planta tanto directos (trabajadores de la planta) como indirectos (proveedores, transporte, etc).
- **Comunidades locales:** Con las medidas adecuadas, la instalación de la planta de regasificación de GNL lleva consigo mejoras en infraestructuras, carreteras y servicios básicos que benefician a los pobladores cercanos, sin embargo, puede ocasionar también conflictos sociales por alteraciones de vida tradicional debido a que, al estar ubicado en una zona con vías principales, el transporte de cisternas puede ocasionar tráfico vehicular o posibles accidentes no deseables.
- **Cultura local:** La instalación de la planta de regasificación de GNL puede cambiar o mejorar algunos aspectos culturales mediante la modernización y acceso a nuevas tecnologías y servicios como el Gas Natural en la vida de los residentes, así como mayor consciencia sobre energía limpia, es decir mayor conciencia ambiental.
- **Salud y bienestar de la población:** Debido a que se implementan prácticas de seguridad adecuadas y el combustible Gas Natural es amigable con el medio ambiente contribuye una fuente más limpia de energía y económica, lo que

mejora su calidad de vida en comparación con otras fuentes de energía más contaminantes y costosas como el GLP.

A continuación, en la Tabla 39 se identifican los factores ambientales e impactos que estos causan a los componentes ambientales para cada acción del proyecto:

Tabla 39.

Factores e Impactos Ambientales en la etapa de operación y mantenimiento.

Acciones del proyecto	Factores Ambientales	Impactos ambientales	Componentes
Transporte de GNL en camiones cisterna	Congestiones vehiculares Generación de empleo	Afectación al entorno socio cultural	Socio cultural
Descarga de GNL	Fuga de GN a la atmósfera, en la descarga del GNL del camión cisterna a los tanques de almacenamiento mediante las mangueras criogénicas	Alteración de la calidad de aire	Aire
Almacenamiento de GNL	Fuga de GN	Alteración de la calidad de aire	Aire
Vaporización de GNL	Fuga de GN	Alteración de la calidad de aire	Aire
Calentamiento de GN	Fuga de GN	Alteración de la calidad de aire	Aire
Odorización de GN	Fuga de odorizador	Alteración de la calidad de aire	Aire
Mantenimiento de los equipos	Generación de ruido por el uso de herramientas durante la actividad de mantenimiento	Alteración de niveles de ruido	Ruido
	Generación de residuos sólidos	Alteración de la calidad de suelo	Suelo

5.2. Evaluación de Impactos Ambientales

La evaluación de los aspectos e impactos ambientales se realiza en base a la Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental (Conesa & Conesa, 2010), en la que se describen criterios de evaluación a partir de una Matriz de Leopold, la misma que se emplea para realizar una evaluación de impacto ambiental para todas las etapas o

acciones del proyecto en función de los factores y componentes ambientales posiblemente afectados.

Para determinar el impacto ambiental se requiere evaluar el grado de alteración potencial de la calidad ambiental del factor considerado, que viene a ser la Magnitud; y la significancia y relevancia del efecto potencial en el entorno afectado, que viene a ser la Importancia. Ambos se miden en un rango de valores, los cuales se presentan en la siguiente Tabla:

Tabla 40.

Valores de magnitud e importancia del impacto ambiental positivo y negativo.

Magnitud			Importancia		
Intensidad	Afectación	Calificación	Duración	Influencia	Calificación
Baja	Baja	±1	Temporal	Puntual	+1
Baja	Media	±2	Media	Puntual	+2
Baja	Alta	±3	Permanente	Puntual	+3
Media	Baja	±4	Temporal	Local	+4
Media	Media	±5	Media	Local	+5
Media	Alta	±6	Permanente	Local	+6
Alta	Baja	±7	Temporal	Regional	+7
Alta	Media	±8	Media	Regional	+8
Alta	Alta	±9	Permanente	Regional	+9
Muy alta	Alta	±10	Permanente	Nacional	+10

Nota. Adaptado de la Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental de Conesa et al. (2010).

A partir de la Tabla 39 y Tabla 40 se lleva a cabo la elaboración de la matriz de Leopold, colocando las acciones del proyecto en las columnas de la matriz, y los componentes y factores ambientales en las filas de tal forma que se produzcan las casillas de cruce en las que se califica el impacto de acuerdo a los valores de magnitud e importancia, si la magnitud es beneficiosa se colocaran valores positivos y si la magnitud es perjudicial se colocarán valores negativos; finalmente se procede a la suma de los

valores positivos y negativos por filas y columnas logrando determinar el total de afectaciones y el impacto total del agregado.

Por otro lado, se asignan rangos de interpretación de impactos, representados por colores para una mayor visualización, lo que permite identificar adecuadamente casos desde un impacto crítico negativo hasta un impacto bajo positivo, tal como se muestra en la Tabla 41.

Tabla 41.

Rango de colores para evaluación final de impactos ambientales.

Interpretación	Rango	Color
Bajo impacto positivo	1 al 30	
Impacto medio positivo	31 al 61	
Impacto alto positivo	62 al 92	
Impacto muy alto positivo	>93	
Bajo impacto negativo	-1 al -30	
Impacto medio negativo	-31 al -61	
Impacto severo negativo	-62 al -92	
Impacto crítico negativo	<-93	

Nota. Adaptado de la Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental de Conesa et al. (2010).

5.2.1. Matriz de Leopold

Se ha realizado la evaluación de los impactos para cada aspecto ambiental identificado en la operación y mantenimiento de la instalación de la planta de regasificación de GNL en Cusco mediante una matriz de Leopold (ver Tabla 42), a partir del cual se concluye que, para los factores ambientales propuestos para cada componente ambiental (Aire, Suelo, Ruido y Aspecto Cultural) y acciones del proyecto (Transporte, Operación y Mantenimiento), se han obtenido valores negativos que representan impactos bajos y medios (en el intervalo de -1 a -61) correspondiente a la emisión fugitiva de producto y generación de ruido; así como valores positivos que representan impactos muy

altos (>93), por lo que se considera que el impacto ambiental negativo del presente proyecto no es significativo; sin embargo, trae consigo un impacto muy alto positivo que corresponde al factor de generación de empleo en los aspectos socio culturales.

Tabla 42.

Matriz de Leopold en la etapa de operación y mantenimiento.

Magnitud de posible impacto: 1 al 10 10: Mayor magnitud 1: Menor magnitud Impacto beneficio: + Impacto perjudicial: -	Importancia de posible impacto: 1 al 10	Acciones del proyecto "Procesamiento - Instalación de una planta de regasificación de Gas Natural Licuefactado"							Afectación		Total de afecciones	Impacto del agregado
		Transporte	Operación				Mantenimiento de equipos y componentes					
Componente ambiental	Factor Ambiental	Transporte de GNL mediante cisternas	Descarga de GNL	Almacenamiento de GNL	Vaporización de GNL	Calentamiento de GN	Odorización de GN	Mantenimiento de los equipos	+	-		
Aire	Emisión fugitiva de GNL	-1 1	-4 5	-1 2	-1 1			-1 1	0	5	5	-25
	Emisión fugitiva de GN				-4 4	-1 1	-1 2	-2 2	0	4	4	-23
	Emisión fugitiva de Odorizante						-2 4	-2 2	0	2	2	-12
	Emisión fugitiva de GLP					-5 4		-3 2	0	2	2	-26
Suelo	Generacion de residuo sólido							-3 4	0	1	1	-12
Ruido	Generacion de ruido en bombas		-4 1	-4 1	-2 3	-2 3	-2 2	-1 1	0	6	6	-25
	Generación de ruido por equipos		-4 1	-4 1	-2 3	-2 3	-2 2		0	5	5	-24
	Generación de ruido por mantenimiento							-2 1	0	1	1	-2
Aspecto socio cultural	Congestión vehicular por cisterna	-2 1							0	1	1	-2
	Congestión vehicular por movilización de equipos y personal especializado para mantenimiento							-2 2	0	1	1	-4
	Generación de empleo	8 8	2 3	2 3	2 3	2 3	2 3	6 5	7	0	7	124
Afectación	+	1	1	1	1	1	1	1	7	28	35	-31
	-	2	3	3	4	4	4	8	28			
Total de afecciones		3	4	4	5	5	5	9	35			
Impacto del agregado		61	-22	-4	-23	-27	-12	-4	-31			

5.3. Leyes y reglamentos técnico-legales

- Ley N° 28611 2005. Ley General del Ambiente: Norma que rige la gestión ambiental en Perú, asegurando el derecho a un ambiente saludable y promoviendo el desarrollo sostenible mediante principios, normas y mecanismos para la protección ambiental, incluyendo la responsabilidad por daños, la participación ciudadana, planificación e instrumentos de gestión ambiental.
- Decreto Supremo N° 004-2017-MINAM. Aprueban Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para agua y establecen disposiciones complementarias: Esta norma aprueba estándares ECA para el agua.
- Decreto Supremo N°. 003-2017-MINAM. Aprueban Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para aire y establecen disposiciones complementarias. Esta norma aprueba estándares ECA para el aire.
- Decreto Supremo N° 002-2013-MINAM. Aprueban Estándares de Calidad Ambiental para Suelo: Norma peruana que aprueba los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo, los cuales establecen los niveles máximos de elementos y sustancias en el suelo que no representan un riesgo para la salud humana ni el ambiente.
- Ley N° 29783. Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo. Norma que busca fomentar una cultura de prevención de riesgos laborales para proteger la vida y salud de trabajadores implementando políticas y medidas de seguridad y un Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo.

- Ley N° 29338 Ley De Recursos Hidricos: Norma que regula el uso y gestión de recursos hídricos ya sea superficial, subterránea y continental incluyendo agua marítima y atmosférica.
- Ley N° 28305, Ley de Control de Insumos Químicos y Productos Fiscalizados.

5.4. Plan de Remediación de Impactos Ambientales

A partir de los resultados obtenidos en la evaluación de los impactos ambientales mediante la Matriz de Leopold, se pueden establecer acciones o medidas necesarias para prevenir, corregir y compensar los daños ocasionados al ambiente como consecuencia de los factores ambientales, los mismos que pueden ser ocasionados por una mala maniobra del operador encargado y/o falta de mantenimiento preventivo en los equipos del proceso; de tal manera que los componentes del medio ambiente probablemente afectado sean restauradas lo más cercano posible a su estado original o a un estado aceptable, garantizando la sostenibilidad del área intervenida. En la Tabla 43 se mencionan las medidas preventivas, correctivas y compensatorias a desarrollar en el proyecto:

Tabla 43.

Medidas preventivas, correctivas y compensatorias para el proyecto.

		Medidas		
Componente ambiental	Factores ambientales	Preventivas	Correctivas	Compensatorias
Aire	Emisión fugitiva de GNL	. Realizar mantenimiento preventivo de equipos y accesorios con personal capacitado.		
	Emisión fugitiva de GN	. Realizar capacitaciones al personal que opera la planta con relación al manejo seguro.	. En caso de ocurrir una fuga, se debe dar respuesta inmediata de acuerdo con un Plan de Respuesta a Emergencias, confinando el área afectada con purga y ventilación controlada.	. Reforestación en áreas aledañas a la planta.
	Emisión fugitiva de Odorizante	. Desarrollar manuales o protocolos de operación estandarizados.	. Realizar monitoreos post-evento.	. Crear iniciativas comunitarias de energías limpias.
	Emisión fugitiva de GLP	. Planificar inspecciones frecuentes a toda la instalación de la planta realizando las pruebas requeridas para verificar la no presencia de fugas, ya sea de GNL, GN, GLP, Odorizante.	. Limpieza del área afectada y disposición adecuada de residuos.	. Desarrollar programas de educación ambiental y de seguridad a la comunidad aledaña.

		Medidas		
Componente ambiental	Factores ambientales	Preventivas	Correctivas	Compensatorias
Suelo	Generación de residuo sólido	. Implementar programas de reciclaje. - Gestionar dichos residuos con empresas autorizadas.	. En caso de no disponer de los residuos correctamente, realizar la limpieza y disposición inmediata en rellenos sanitarios autorizados.	. Desarrollar programas de educación ambiental a la comunidad aledaña en el manejo de residuos, así como campañas de limpieza en la localidad.
	Generación de ruido en bombas	. Programar los trabajos de mantenimiento en horarios de menor impacto e impulsar el empleo de herramientas silenciosas. . Seleccionar maquinaria con certificación de bajo ruido. . Uso de equipos de protección personal EPP (protectores auditivos).	. En caso de contar con equipos defectuosos, repararlos y/o sustituirlos.	. Desarrollar campañas de salud auditiva para trabajadores incluyendo a la comunidad aledaña.
	Generación de ruido por equipos			
Ruido	Generación de ruido por mantenimiento			
	Congestión vehicular por cisterna	. Evaluar, planificar y optimizar la logística en relación con los horarios de ingreso y salida, de tal manera que se establezcan los horarios de menor impacto o menor tránsito.	. Coordinación con autoridades locales.	. Apoyo en mejoramiento de infraestructura vial.
	Congestión vehicular por movilización de equipos y personal especializado para mantenimiento			
Aspecto socio cultural	Generación de empleo	. Priorizar mano de obra local. . Desarrollo de capacitaciones previas a inicios de labores.	. Mejorar y/o ajustar perfiles laborales de tal manera que se incluya la mayor cantidad de mano de obra local.	. Desarrollo de programas de formación técnica con el fin de contar con mano de obra local.

CAPÍTULO VI: ESTUDIO LEGAL Y NORMATIVO

6.1 Cumplimiento de regulaciones locales e internacional

- Ley de Hidrocarburos – Ley N.º 26221 Ley Orgánica de Hidrocarburos de Perú: Norma que vela por las actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el país, estableciendo principios como la libre competencia y el acceso a la actividad económica. Se rige bajo modalidades de contratación como la de Licencia o la de Servicios, y el Estado mantiene la propiedad directa de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo nacional.
- Norma Técnica Peruana NTP 111.032-2 2020. Gas Natural Licuado. Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Parte 2: Estaciones de regasificación de gas natural licuado (GNL): Esta norma establece los requisitos técnicos y medidas de seguridad en relación al diseño, construcción, instalación, pruebas, utilización, mantenimiento y revisiones periódicas de las estaciones de regasificación de GNL con tanques criogénicos y capacidad menos o igual a 1500 m³, con presión de servicio superior a 1 bar.
- Norma Técnica Peruana NTP 111.004 2003. Gas Natural Seco. Odorización: Esta norma establece los lineamientos técnicos mínimos que debe cumplir la odorización de GN, indicando la cantidad de odorizante, los requisitos, procedimientos de ensayo y recomendaciones de seguridad para el odorizante.
- Norma Técnica Peruana NTP 111.035 2020. Gas Natural Licuado. Transporte de GNL en vehículos. Requisitos de seguridad: Esta norma establece requisitos para el transporte de GNL vía terrestre o vía acuática.

- Decreto Supremo N° 043-2007-EM es el Decreto Supremo peruano que aprueba el "Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos".
- Decreto Supremo N.º 052-93-EM que aprueban el “Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos”

CAPÍTULO VII: INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

De acuerdo con el libro “Plant Design and Economics for Chemical Engineers” de Max Peters et al., (2003), para la puesta en operación de una planta, es necesaria una cantidad de dinero y recursos para la compra e instalación de equipos y maquinaria, así como para el terreno, servicios auxiliares, tuberías, instrumentación y otros, a esta cantidad de dinero se le conoce como Inversión Total de Capital, la cual está conformada por la Inversión de Capital Fijo y el Capital de Trabajo.

6.1 Inversiones de capital fijo

Está conformada por los Costos Directos y Costos Indirectos asociados al proyecto:

6.1.1 Costos Directos.

Representa el capital necesario para la instalación de los equipos de proceso con todos aquellos componentes que fueran necesarios para completar la operación; así mismo, los gastos para la preparación del sitio, tuberías, servicios auxiliares, entre otros. Los Costos Directos está conformado por: Equipos (Compra, Entrega e Instalación), Instrumentación, Piping, Sistema Eléctrico, Edificios de Procesos y Servicios Auxiliares y Facilidades de Servicios y Mejoras en el Terreno.

6.1.2 Costos Indirectos.

Representa el capital necesario para el funcionamiento general de una planta, pero que no está asociado directamente al producto.

Para el cálculo de la Inversión Total de Capital se ha utilizado como referencia al libro “Plant Design and Economics for Chemical Engineers” de Max Peters et al., (2003), en el que se explica los diversos métodos que se pueden emplear para la estimación de la inversión de capital de acuerdo a la información con la que se cuente para dicha estimación, en este caso, se ha usado el Método de Factores Lang para la aproximación

de la Inversión de Capital, el cual estima los costos de cada componente de la inversión a partir del *Equipment Cost* o Costo de Equipo y la multiplicación de este por un factor o porcentaje, los cuales varían dependiendo del tipo de proceso de la planta, esto en combinación con el Método Porcentaje de Costo del Equipo Entregado, el cual estima los costos de cada componente de la inversión a partir del *Delivered Equipment Cost* o Costo de Equipo Entregado³⁸; considerando que dichos componentes se relacionan con el Costo de Equipo Entregado a través de unos factores o porcentajes los cuales son seleccionados en función al tipo de proceso, la complejidad del diseño, los materiales de construcción necesarios, la ubicación de la planta, y otras características propias de la planta. El cálculo del costo de equipo entregado se detalla más adelante.

El Costo del Equipo es el parámetro clave para la estimación de los componentes de la Inversión de Capital Fijo, para su determinación se consideró como base el presupuesto del Proyecto “Planta Satélite de Gas Natural Licuado en Arequipa Norte y Arequipa Sur (Perú)”, el cual contiene los costos del suministro, entrega e instalación de los equipos asociados a una Planta de Regasificación, pero de capacidad de 12,000 Sm³/h en el año 2015.

Tabla 44.

Presupuesto Detallado Planta Satélite de Gas Natural Licuado en Arequipa Norte y Arequipa Sur

Partidas	Importe 2015	
	Soles	
Suministro e instalación depósito criogénico	S/	2 822 000.00
Suministro e instalación de descarga de los camiones cisterna que alimenten la planta	S/	132 800.00
Suministro e instalación del sistema de regasificación atmosférica	S/	581 000.00

³⁸ Costo del equipo más el transporte desde el país de fabricación hasta la ubicación de la planta.

Sistema de cambio automático de líneas	S/	46 480.00
Suministro e instalación del sistema de recalentamiento	S/	43 160.00
Suministro e instalación sistema de producción de agua caliente	S/	126 160.00
Suministro e instalación sistema de seguridad por baja temperatura (VSBT)	S/	31 540.00
Suministro e instalación sistema de odorización (THT)	S/	112 880.00
Suministro e instalación protección contra incendios y seguridad	S/	16 600.00
Suministro e instalación de equipo de tele gestión	S/	56 440.00
Suministro y montaje sistema anti-intrusión	S/	8 300.00
Transporte de equipos	S/	1 427 600.00
Suministro y montaje mecánico y pintura	S/	255 640.00
Suministro y montaje eléctrico conexión de equipos e iluminación cubeto. Sistema control.	S/	265 600.00
Pruebas reglamentarias, controles, certificados y formación de personal usuario	S/	49 800.00
Dirección obra personal	S/	61 420.00
Ingeniería y servicios	S/	89 640.00
Obra civil	S/	479 740.00
Total proyecto	S/	6 739 600.00

Nota. Extraído de “Dossier Final de Calidad - Planta Satélite de Gas Natural Licuado en Arequipa Norte y Arequipa Sur” por (Gas Natural Fenosa Perú S.A., 2015), remitido por OSINERGMIN en respuesta al SAIP 202400182397 (Ver Anexo 2)

Como se puede visualizar en la Tabla 44, las partidas o componentes asociados al costo del equipamiento de la planta de Gas Natural Fenosa Perú S.A., son iguales a los componentes requeridos a la planta del presente proyecto, esto se debe a que son plantas que procesan la misma materia prima, mediante el mismo proceso y producen el mismo producto, en condiciones similares de presión y temperatura, y bajo la misma normativa aplicable de seguridad.

A partir de dicha información, se realizó la agrupación de las partidas en categorías de costos relacionados con la estimación del capital fijo de la instalación de la planta, lo que incluye el equipamiento, instrumentación y control, facilidades de servicio; edificios, procesos y servicios auxiliares, entregas (delivery) y sistema eléctrico, tal como se muestra en la Tabla 45, del cual sólo se considerará el costo de equipamiento (costo de equipo + costo de instalación) para la estimación del resto de costos que conforman la inversión de capital fijo.

Tabla 45.

Clasificación de partidas de Planta Satélite de Gas Natural Licuado en Arequipa Norte y Arequipa Sur por categorías de costos del presente estudio.

Partidas	Costo
Suministro e instalación depósito criogénico	Equipamiento
Suministro e instalación de descarga de los camiones cisterna que alimenten la planta	Equipamiento
Suministro e instalación del sistema de regasificación atmosférica	Equipamiento
Sistema de cambio automático de líneas	Instrumentación y control
Suministro e instalación del sistema de recalentamiento	Facilidades de servicio o Service facilities
Suministro e instalación sistema de producción de agua caliente	Facilidades de servicio o Service facilities
Suministro e instalación sistema de seguridad por baja temperatura (VSBT)	Instrumentación y control
Suministro e instalación sistema de odorización (THT)	Equipamiento

Partidas	Costo
Suministro e instalación protección contra incendios y seguridad	Facilidades de servicio o Service facilities
Suministro e instalación de equipo de telegestión	Instrumentación y control
Suministro y montaje sistema anti-intrusión	Edificios, procesos y servicios auxiliares
Transporte de equipos	Entrega (Delivery)
Suministro y montaje mecánico y pintura	Equipamiento
Suministro y montaje eléctrico conexión de equipos e iluminación cubeto. Sistema control.	Sistema Eléctrico
Pruebas reglamentarias, controles, certificados y formación de personal usuario	Equipamiento
Dirección obra personal	No se ha considerado el costo asociado a los tres últimos ítems de la Tabla 44 (Dirección y Obra Personal; Ingeniería y Servicios; Obra Civil), esto debido a que ya están considerados dentro de otros componentes de los Costos Directos, los cuales están mostradas en la Tabla 45.
Ingeniería y servicios	
Obra civil	

De acuerdo con la Tabla 44 y 45, el costo de equipamiento que asciende a S/. 4 096 880.00³⁹, es un costo que debe ser actualizado al año presente y de acuerdo con la capacidad o demanda calculada en el estudio de mercado realizado.

³⁹ Equivalente a \$1,234,000.00. Sumatoria de costo de suministro e instalación de depósito criogénico, camiones cisterna, sistema de regasificación, sistema de odorización, suministro y montaje mecánico y pintura y por último, pruebas reglamentarias, controles, certificados y formación de personal usuario.

En ese sentido, mediante los Índices de Costo y la Relación Costo-Capacidad, se realizará la actualización del costo de equipamiento para una planta de regasificación de gas natural de capacidad de 4 332 Sm³/h en el año 2024:

- Relación costo pasado – costo actual:

$$C_i = C_0(I_i/I_0) \quad (32)$$

Donde:

C_i y C_0 son los costos de planta en el año 2024 y 2015 en S/., respectivamente

I_i e I_0 son los valores del Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) del 2024 y 2015 respectivamente (Ver Anexo 15).

$$C_i = S/ 4\,096\,880.00 \times \left(\frac{799.1}{556.8}\right)$$

$$C_i = S/ 5\,879\,699.73$$

- Relación costo-capacidad

$$C_2 = C_1(Q_2/Q_1)^x \quad (33)$$

Donde:

C_2 y C_1 son los costos de planta a la capacidad Q_2 de 4 332 Sm³/h y Q_1 de 12 000 Sm³/h, respectivamente.

x es el exponente de correlación igual a 0.55.

$$C_2 = S/ 5\,879\,699.73 \times \left(\frac{4\,254}{12\,000}\right)^{0.55}$$

$$C_2 = S/ 3\,357\,185.09$$

Tabla 46.

Tabla resumen de resultados de Costo de Equipamiento Actualizado.

Año	Capacidad (Sm³/h)	Costo (Soles)
2015	12 000	4 096 880.00
2024	12 000	5 879 699.73
2024	4 213	3 306 115.27

Cabe precisar que, según la Tabla 46, el monto de S/. 3 306 115.27 corresponde al suministro e instalación del equipamiento, es decir, a la sumatoria de los costos de compra del equipo, entrega e instalación del mismo.

Por otra parte, para aplicar los métodos de estimación de costos antes mencionados se requiere el Costo de Equipo Entregado, costo que comprende la compra del equipo más el transporte o entrega del mismo. Por lo tanto, corresponde realizar el desglose de costos, considerando que, según Max Peters et al., (2003), el Factor de Lang para la Instalación de equipos en una planta de procesamiento de fluido, es del 0.47 del Costo de Equipo Entregado y a su vez, el Factor para el Costo de Entrega es del 0.10 el Costo de Suministro o Compra.

$$3\,306\,115.27 = \text{Costo Equipo} + \text{Costo Entrega} + \text{Instalación}$$

$$S/.3\,306\,115.27 = \text{Costo Equipo Entregado} + \text{Costo Instalación}$$

$$S/.3\,306\,115.27 = \text{Costo Equipo Entregado} + 0.47 \text{ Costo Equipo Entregado}$$

$$\text{Costo Equipo Entregado} = \frac{S/.3\,306\,115.27}{1.47}$$

$$\text{Costo Equipo Entregado} = S/.2\,249\,058.01$$

$$\text{Costo Equipo} + \text{Costo Entrega} = S/.2\,249\,058.01$$

$$\text{Costo Equipo} + 0.1 \text{ Costo Entrega} = S/.2\,249\,058.01$$

$$\text{Costo Equipo} = \frac{S/. 2\,249\,058.01}{1.1}$$

$$\text{Costo Equipo} = S/. 2\,044\,598.19$$

$$\text{Costo Entrega} = S/. 204\,459.82$$

$$\text{Instalación} = S/. 1\,057\,057.26$$

A continuación, en la Tabla 47 se calcula el costo estimado del resto de componentes de la Inversión de Capital Fijo `mediante factores de Lang seleccionados.

Tabla 47.

Inversión de Capital Fijo estimado.

Ítem	Detalle	Clasificación de costo	Factor Bibliografía ⁴⁰	Costo Estimado (Soles)
1.	Costos Directos			S/ 7,987,979.32
1.1.	Equipamiento			S/ 3,306,115.27
1.1.1.	Compra	Tangible		S/ 2,044,598.19
1.1.2.	Entrega	Tangible		S/ 204,459.82
1.1.3.	Instalación	Tangible	0.47	S/ 1,057,057.26
1.1.4.	Instrumentación	Tangible	0.36	S/ 809,660.88
1.1.5.	Piping	Tangible	0.68	S/ 1,529,359.44
1.1.6.	Sistema Eléctrico	Tangible	0.11	S/ 138,766.88
1.2.	Edificios, Procesos y Servicios Auxiliares	Tangible	0.18	S/ 404,830.44
1.3.	Facilidades de Servicios y Mejoras en el Terreno	Tangible	0.80	S/ 1,799,246.41
2.	Costos Indirectos			S/ 3,238,643.53
2.1.	Ingeniería y Supervisión	Intangible	0.33	S/ 742,189.14
2.2.	Costos Legales	Intangible	0.04	S/ 89,962.32
2.3.	Gastos de Construcción y Tarifa de Contratista	Intangible	0.63	S/ 1,416,906.54
2.4.	Contingencias	Intangible	0.44	S/ 989,585.52
A.	INVERSIÓN DE CAPITAL FIJO			S/ 11,226,622.85

Nota. Elaborado a partir de “Plant Design and Economics for Chemical Engineers” por (Peters et al., 2003)

⁴⁰ Porcentaje respecto al *Delivered Equipment Cost* o Costo de Equipo Entregado.

6.2 Capital de Trabajo

La estimación del Capital de Trabajo se realizó de forma similar a los componentes de la Inversión de Capital Fijo, en ese sentido, a continuación, se presenta el factor seleccionado y costo estimado para el Capital de Trabajo:

Tabla 48.

Capital de Trabajo estimado.

Ítem	Detalle	Factor	Costo Estimado
		Bibliografía ⁴¹	(Soles)
B.	Capital de Trabajo	0.85	S/ 1 911 699.31

Nota. Elaborado a partir de “Plant Design and Economics for Chemical Engineers” por (Peters et al., 2003)

6.3 Terreno y Gastos Legales

De acuerdo a (Peters et al., 2003), no se incluye el gasto asociado a la adquisición de terreno debido a que este costo no está afecto a depreciación, en ese sentido, no se incluye en los componentes de la Inversión de Capital Fijo, por esta razón, se incluye como un componente aparte de la Inversión Total de Capital.

La estimación de este costo se basó en el precio promedio de venta de metro cuadrado de terreno en la localidad de Poroy, el mismo que asciende a 150 \$/m² y agregando un 20% correspondiente a gastos legales propios de la compra de terreno. En ese sentido, se tiene un costo de adquisición de terreno que asciende a 965 700.0 soles al año, considerando que se requiere un terreno de 1450 m².

De acuerdo con los cálculos realizados en las Tablas 47 y 48, se tiene el siguiente costo estimado de Inversión de inversión total de capital:

⁴¹ Porcentaje respecto al *Delivered Equipment Cost* o Costo de Equipo Entregado.

Tabla 49.

Inversión Total de Capital estimado.

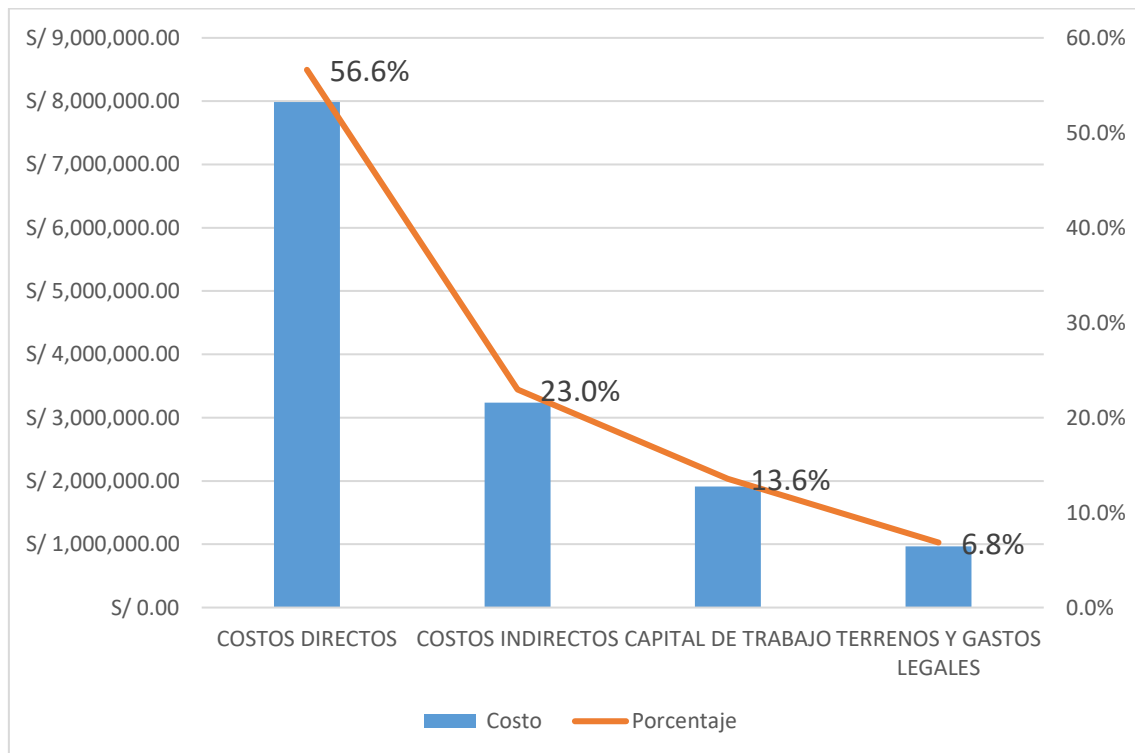
Ítem	Detalle	Costo Estimado (Soles)
A.	Inversión de Capital Fijo	S/ 11 226 622.85
B.	Capital de Trabajo	S/ 1 911 699.31
C	Terreno y Gastos legales	S/ 965 700.00
Inversión Total de Capital		S/ 14 104 022.16

6.4 Estructura de la inversión

En la Figura 28 se muestra la distribución porcentual asociada a los componentes principales de la Inversión Total de Capital: Costos Directos, Costos Indirectos y Capital de Trabajo:

Figura 28.

Estructura de la Inversión Total de Capital.



6.5 Financiamiento del proyecto

El financiamiento del presente proyecto se realizará mediante un 50% de capital propio y un 50% a partir de un préstamo a 5 años con una entidad bancaria considerando una tasa efectiva anual del 12% ofrecida por el Banco de Crédito del Perú, en la Tabla 50 se muestra la estructura del financiamiento y en la Tabla 51 el cronograma de pago del préstamo.

Tabla 50.

Resumen del financiamiento del proyecto.

Ítem	Detalle	Porcentaje	Aporte (S/.)
1	Propio	50%	7 052 011
2	Entidad Bancaria	50%	7 052 011
Total		100%	14 104 022

Tabla 51.

Cronograma de pagos del préstamo.

Años	Saldo Inicial (Soles)	Intereses (Soles)	Amortización (Soles)	Cuota Anual (Soles)	Saldo Final (Soles)
1	7 052 011	846 241	1 110 055	1 956 297	5 941 956
2	5 941 956	713 035	1 243 262	1 956 297	4 698 694
3	4 698 694	563 843	1 392 453	1 956 297	3 306 241
4	3 306 241	396 749	1 559 548	1 956 297	1 746 693
5	1 746 693	209 603	1 746 693	1 956 297	0

CAPÍTULO VIII: PRESUPUESTO DE GASTOS E INGRESOS DEL PROYECTO

7.1 Pronóstico de ventas e ingresos

El flujo volumétrico de gas natural que se requiere producir en la planta de regasificación es igual a la demanda proyectada en la Tabla 12, la misma que ha sido determinada a partir del consumo de GLP en la categoría residencial y comercial en la provincia de Cusco (ver numeral 2.3.2). En ese sentido, en la Tabla 52 se refleja la producción de Gas Natural Regasificado en los próximos 20 años, donde se evidencia un incremento significativo de la demanda en los primeros 5 años, esto de acuerdo al diagnóstico de mercado de Kuntur (2009), donde se proyecta que el porcentaje de los hogares conectados llega a su porcentaje máximo en ese periodo de tiempo.

A su vez, la producción de gas natural regasificado corresponde a la venta esperada. El precio de venta de gas natural regasificado se ha calculado mediante el promedio variante cada año, considerando el costo de venta del GNL entre 2020 y 2024, y proyectado mediante regresión lineal. En la siguiente Tabla se muestran las ventas anuales de GN entre el año 1 y el año 20.

Tabla 52.*Ingresos anuales por ventas de Gas Natural Regasificado.*

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Precio Venta GN (S/. /m ³)	1.41	1.45	1.48	1.52	1.55	1.59	1.63	1.66	1.70	1.73
Producción GN (m ³ /año)	16,031,692	18,397,175	20,807,756	22,866,589	23,739,434	24,480,434	25,247,438	26,041,485	26,863,659	27,715,086
Ventas Anuales (S./año)	22,593,514.0	26,589,541.1	30,822,698.6	34,695,717.8	36,874,774.1	38,907,136.7	41,035,118.0	43,263,256.1	45,596,309.5	48,039,267.9

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Precio Venta GN (S/. /m ³)	1.77	1.81	1.84	1.88	1.91	1.95	1.99	2.02	2.06	2.09
Producción GN (m ³ /año)	28,596,936	29,510,428	30,456,829	31,437,456	32,453,679	33,506,924	34,598,672	35,730,465	36,903,907	38,120,664
Ventas Anuales (S./año)	50,597,363.0	53,276,079.7	56,081,168.0	59,018,655.8	62,094,861.4	65,316,407.4	68,690,235.2	72,223,619.1	75,924,182.7	79,799,914.7

7.2 Pronóstico de egresos

7.2.1 Costo de manufactura.

De acuerdo con “Plant Design and Economics for Chemical Engineers” de (Peters et al., 2003), para determinar el costo de producción, se debe tener en cuenta los costos directos, costos o cargos fijos y gastos generales de la planta; los cuales se determinan dependiendo de varios factores como la ubicación de la planta, tipo de proceso y políticas de la empresa; que intervienen en la operación completa de la planta de regasificación.

Costos directos. Se resume en la suma del costo de materia prima, mano de obra, supervisión directa y labores administrativas, servicios, mantenimiento y reparaciones, consumibles, cargos de laboratorio y patentes, los cuales se muestran en la Tabla 62, sumando en el año 1 un total de S/. 15 615 921 y en el año 20 con un total de S/. 70,601,146

A continuación, se detalla los componentes que hacen parten de los costos directos para el presente estudio de prefactibilidad:

Materia prima:

- Gas Natural Licuado:

El costo de esta materia prima se ha calculado a partir de los Pliegos Tarifarios⁴² publicados por los operadores de plantas de regasificación en el Perú: *Quavii*, *Gases del Pacífico* y *Petroperú S.A.*, en los mismos que se puede ubicar el ítem “**Precio del GNL**”, que corresponde el precio al que Perú LNG vende el GNL a los operadores antes mencionados.

Se ha considerado un precio promedio del GNL en las categorías A, B1, B2, C y D reportado entre enero del 2020 y septiembre 2024, cuyo costo a lo largo de los 20 años de operación de la planta de regasificación ha sido proyectado mediante regresión lineal

⁴² Ver Anexo 8.

simple a través de la función Hoja de Previsión de la hoja de cálculo Excel obteniéndose un ajuste $R=0.99$, valor que implica una fuerte correlación por lo cual se considera una proyección confiable. A partir de estos valores, se ha calculado el costo total de GNL que corresponde a la producción de cada año.

Figura 29.

Proyección de costo de LGN del 2024 al 2044.

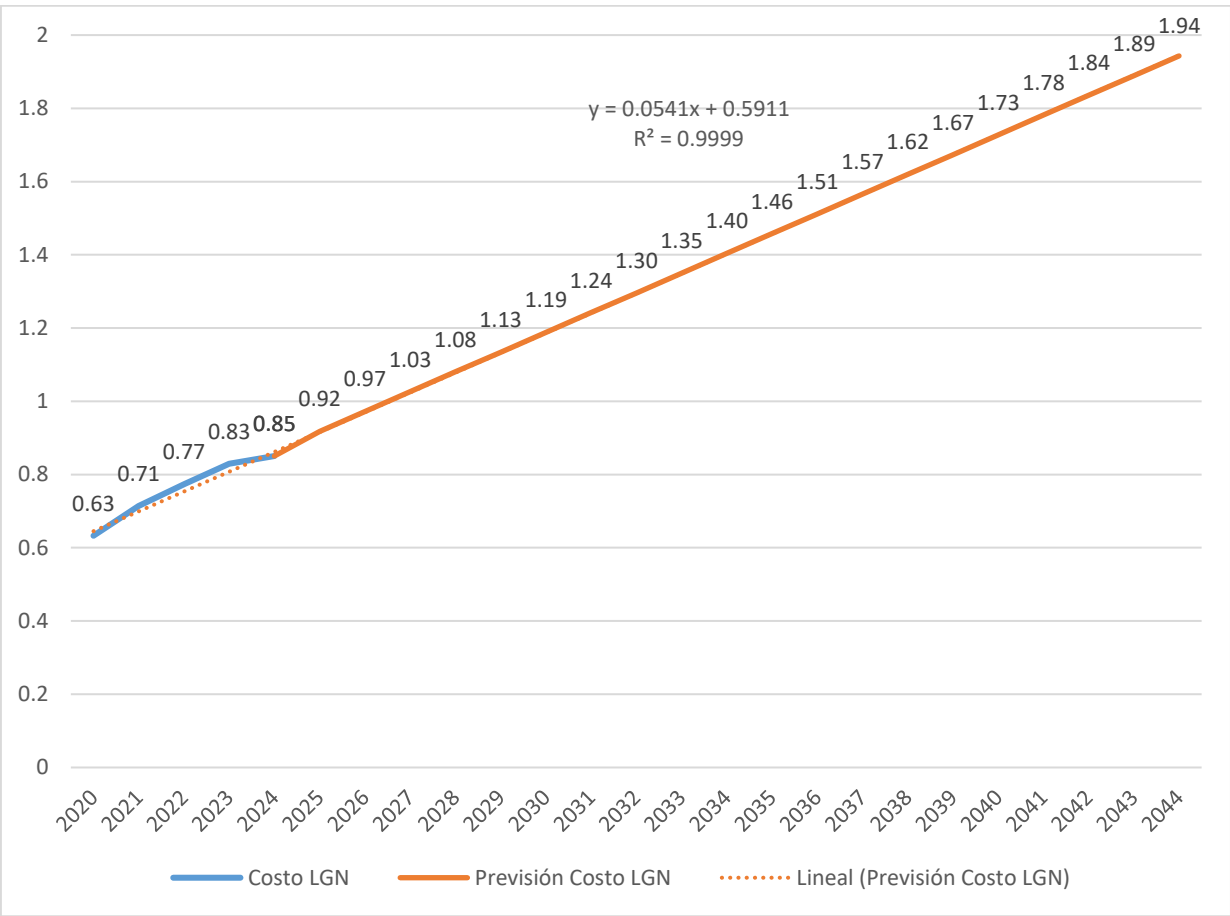


Tabla 53.

Costo del GNL proyectado del 2024 al 2043.

Año	Costo GNL (Soles/año)
2025	14 844 159.49
2026	17 034 421.65
2027	19 266 441.11
2028	21 172 767.21
2029	21 980 957.22
2030	22 667 068.78
2031	23 377 257.1
2032	24 112 486.09
2033	24 873 758.26
2034	25 662 116.23
2035	26 478 644.4
2036	27 324 470.53
2037	28 200 767.58
2038	29 108 755.45
2039	30 049 702.86
2040	31 024 929.36
2041	32 035 807.29
2042	33 083 763.97
2043	34 170 283.83
2044	35 296 910.74

- Tetrahidrotiofeno:

En el caso de esta materia prima se ha considerado el costo equivalente a 65.50 Soles/m³, este precio se ha considerado constante, desde un enfoque conservador, durante los 20 años de operación de la planta de regasificación.

El requerimiento en m³/año de THT se ha calculado para la producción máxima de GNS (año 20) en el ítem 3.4.3.9 y se ha utilizado el mismo procedimiento de cálculo para los años 1 a 19, es decir, variando el flujo volumétrico de THT requerido de acuerdo con la proyección de producción de GN. Los resultados y costos asociado se muestran a continuación:

Tabla 54.

Costo del odorizante proyectado del 2025 al 2044.

Año	Requerimiento THT (m³/año)	Costo THT (Soles/año)
2025	0.160	10.512
2026	0.184	12.063
2027	0.208	13.644
2028	0.229	14.994
2029	0.238	15.566
2030	0.245	16.052
2031	0.253	16.555
2032	0.261	17.075
2033	0.269	17.614
2034	0.277	18.173
2035	0.286	18.751
2036	0.295	19.350
2037	0.305	19.971
2038	0.315	20.614
2039	0.325	21.280
2040	0.335	21.970
2041	0.346	22.686
2042	0.358	23.428
2043	0.369	24.198
2044	0.382	24.996

Mano de obra: En el ítem 3.5 se detalla el personal mínimo del Área de Seguridad de Procesos, Operación y Mantenimiento que se requiere para la operación de la planta de regasificación. El día operativo para esta área tiene una duración de 24 horas, dividido en 3 turnos de ocho (8) horas cada uno, exceptuando al personal de emergencia, quienes cumplen 2 turnos de doce (12) horas.

A continuación, se presenta el salario mensual promedio de dicho personal, el cual se considera constante a lo largo de los 20 años de operación de la planta:

Tabla 55.

Costo total del personal del Área de Seguridad de Procesos, Operación y Mantenimiento.

Horas de trabajo	Cantidad personal	Puesto de trabajo	Salario por persona (S./mes)	Beneficios Planilla (CTS + Gratificaciones) (S./año)	Costo Total (S./año)
8	3	Seguridad Patrimonial	2 000	7 027	93 080.01
12	6	Miembros Cuadrilla de Emergencia	5 000	11 567	429 400.02
8	1	Supervisor Descarga	5 000	11 567	71 566.67
8	1	Responsable Mantenimiento	5 000	11 567	71 566.67

Servicios

- Electricidad:

El requerimiento eléctrico de la planta de regasificación está conformado por la luminaria y los equipos requeridos para realizar los trabajos tanto en el Área de Seguridad de Procesos, Operación y Mantenimiento como en el Área Administrativa y de Soporte.

A continuación, se detalla el cálculo realizado para la determinación del requerimiento total de energía de la planta de regasificación:

O Luminaria requerida: La Resolución Ministerial N° 083-2019-Vivienda que aprueba la (Norma Técnica EM.010 “Instalaciones Eléctricas Interiores Del Reglamento Nacional de Edificaciones,” 2019), establece requisitos mínimos de iluminación en diferentes sectores tales como industrial y oficina, los mismos que se muestran a continuación:

Tabla 56.

Requerimiento luminoso por sector económico.

Item	Sector	Tipo de interior, tarea o actividad	Requerimiento luminoso (lux)
		Puestos de trabajo	
4.4	Industria	atendidos constantemente en instalaciones de procesamiento	300
6	Oficinas	Escritura, lectura, procesamiento de datos	500

Nota. Adaptado de (Norma Técnica EM.010 “Instalaciones Eléctricas Interiores Del Reglamento Nacional de Edificaciones,” 2019)

La potencia eléctrica requerida para la luminaria se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$P_e = \frac{E \times A}{UF \times MF} \times \frac{1}{\eta} \quad (34)$$

Donde:

P_e es la potencia requerida [KW]

E es el requerimiento luminoso [lux]

A es el área o superficie a iluminar [m²]

UF es la eficiencia de la distribución luminaria

MF es el factor de pérdida por envejecimiento y suciedad

η es la eficiencia de la luminaria [lm/W]

La potencia eléctrica requerida las superficies ocupadas por el área de procesos y área operativa (ver Anexo 6.b – Plano de ubicación) se calculan considerando para el

factor de utilización un valor de 0.6, factor de mantenimiento un valor de 0.8 y la eficiencia igual a 130 lm/W (lúmenes por watts), los cuales representan valores típicos dentro de los cálculos preliminares de instalaciones eléctricas en la industria.

Tabla 57.

Requerimiento luminario por sector económico.

Item	Área	Superficie aproximada (m ³)	Potencia eléctrica (W)
1	Operativa	1250	6 009.62
2	Administrativa	200	1 602.56

Nota. Adaptado de (Norma Técnica EM.010 “Instalaciones Eléctricas Interiores Del Reglamento Nacional de Edificaciones,” 2019)

d.1.2) Equipos: En el área administrativa se cuenta principalmente con computadoras y en el área operativa se tiene las bombas criogénicas. A continuación, se presenta la potencia eléctrica requerida para alimentar los equipos antes mencionados:

Tabla 58.

Consumo eléctrico de las áreas de la planta de regasificación.

Cantidad	Equipo	Potencia eléctrica típica (W)	Potencia eléctrica total (W)
8	Computadoras	200	1 600
2	Bombas Criogénicas	600	1 200

A partir de los valores de potencia eléctrico requerido por equipo para los equipos del área administrativa y área de procesos, se calcula el consumo eléctrico total de la planta de regasificación

Tabla 59.

Consumo eléctrico de las áreas de la planta de regasificación.

Item	Área	Equipamiento	Consumo eléctrico (KWh/año)
1	Administrativa	Computadoras	13 824.00
2		Luminaria	13 846.15.
3	Procesos	Bombas Criogénicas	10 368.00
4		Luminaria	51 923.08
Total			89 961.23

En la región de Cusco, de acuerdo con el pliego tarifario por el servicio de electricidad establecido por Electro Sur Este (Ver Anexo 9), se tiene que el costo de electricidad es de 0.7306 Soles/kW-h más un cargo fijo mensual de 14.83 S/. al mes. Por otra parte, el consumo de electricidad se considera constante durante los 20 años de operación de la planta de regasificación. En ese sentido, se tiene el costo de electricidad asciende a 65,906 S/. al año.

- Agua:

Utilizado para el calentamiento del gas natural como parte del sistema de respaldo (intercambiador de calor).

En la localidad de Poroy, de acuerdo con el pliego tarifario por el servicio de agua y alcantarillado establecido por Sedapal (Ver Anexo 8), se tiene que el costo de agua es de 2.1108 S/. al m³ más un cargo fijo mensual de 2.11 S/. al mes.

Por otra parte, el requerimiento en m³/año de agua se ha calculado para la producción máxima de GNS (año 20) en el ítem 3.4.3.6 y se ha utilizado el mismo procedimiento de cálculo para los años 1 a 19, cuyos resultados y costo asociado se muestra a continuación:

Tabla 60.

Consumo y costo de agua.

Año	Requerimiento de agua (m³/año)	Costo agua (Soles/año)
2025	1,013.74	2201.13
2026	1,163.32	2516.86
2027	1,315.75	2838.61
2028	1,445.94	3113.41
2029	1,501.13	3229.91
2030	1,547.99	3328.81
2031	1,596.49	3431.19
2032	1,646.70	3537.17
2033	1,698.69	3646.91
2034	1,752.53	3760.55
2035	1,808.29	3878.26
2036	1,866.05	4000.18
2037	1,925.90	4126.50
2038	1,987.91	4257.39
2039	2,052.16	4393.03
2040	2,118.77	4533.61
2041	2,187.80	4679.33
2042	2,259.37	4830.39
2043	2,333.57	4987.02
2044	2,410.51	5149.42

- Combustible: Utilizado para el calentamiento del agua como parte del sistema de respaldo (caldera).

De acuerdo con lo indicado en el ítem 1.3.2., el precio del balón de gas de GLP de 10 kg varía entre S/. 33.5 y S/. 84.0, para el cálculo del costo asociado se elige un valor promedio de S/.6.00/kg.

El requerimiento en kg/año de GLP se ha calculado para la producción máxima de GNS (año 20) en el ítem 3.4.3.6 y se ha utilizado el mismo procedimiento de cálculo para los años 1 a 19.

Tabla 61.*Consumo y costo de combustible.*

Año	Requerimiento de GLP (kg/año)	Costo GLP (Soles/año)
2025	3,075.02	18450.1
2026	3,528.74	21172.4
2027	3,991.11	23946.7
2028	4,386.01	26316.1
2029	4,553.43	27320.6
2030	4,695.56	28173.4
2031	4,842.68	29056.1
2032	4,994.98	29969.9
2033	5,152.68	30916.1
2034	5,316.00	31896.0
2035	5,485.14	32910.9
2036	5,660.36	33962.1
2037	5,841.89	35051.3
2038	6,029.98	36179.9
2039	6,224.90	37349.4
2040	6,426.92	38561.5
2041	6,636.33	39818.0
2042	6,853.42	41120.5
2043	7,078.49	42470.9
2044	7,311.88	43871.3

Mantenimiento y reparaciones: este ítem se calcula mediante el Método de Factores Lang a partir de la Inversión de Capital Fijo (FCI), considerando que el valor del mantenimiento y reparaciones en la planta de regasificación representa entre un 2% y 10% del FCI. Para el presente caso, se selecciona el valor superior (10%), esto considerando que, aunque una planta de regasificación no tiene componentes de alta dificultad de mantenimiento, sí se requiere personal especializado y protocolos estrictos de seguridad, debido a que es una instalación que procesa gas natural, el cual tiene asociado un riesgo de incendio, explosión o fuga y adicional a ello, opera a condiciones extremas de temperatura. En ese sentido, el costo asociado a mantenimiento y

reparaciones asciende a 1 122 662 S/. al año, el mismo que se considera constante a lo largo de los 20 años de operación.

Consumibles: este ítem se calcula mediante el Método de Factores Lang a partir de la Inversión de Capital Fijo (FCI), considerando que el valor de los consumibles en la planta de regasificación representa entre un 0.5% y 1% del FCI. Para el presente caso, se selecciona el valor superior (1%). En ese sentido, el costo asociado a mantenimiento y reparaciones asciende a 112 266 S/. al año, el mismo que se considera constante a lo largo de los 20 años de operación.

Cargos de laboratorio: no se considera costos asociados a laboratorio debido a que no se requerirá ninguno en la planta de regasificación,

Patentes: no se considera costos asociados a patentes ya que no se requerirá de ninguna para el proceso productivo en la planta de regasificación.

Tabla 62.

Costo directo de producción con proyección de 20 años.

Ítem	Costo por Año (Soles/Año)																			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Materia Prima	13,628,821	16,558,704	19,767,744	22,865,865	24,924,474	26,925,270	29,029,990	31,243,781	33,572,048	36,020,470	38,595,010	41,301,933	44,147,816	47,139,565	50,284,434	53,590,035	57,064,361	60,715,800	64,553,159	68,585,677
Mano de Obra	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613	665,613
Servicios	86,558	89,596	92,692	95,336	96,457	97,409	98,394	99,413	100,469	101,563	102,695	103,869	105,084	106,344	107,649	109,002	110,404	111,857	113,364	114,927
Mantenimiento y Reparaciones	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662	1,122,662
Consumibles	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266	112,266
Costo Directo de Producción Total	15,615,921	18,548,842	21,760,977	24,861,742	26,921,473	28,923,220	31,028,925	33,243,736	35,573,059	38,022,575	40,598,248	43,306,343	46,153,442	49,146,451	52,292,625	55,599,579	59,075,306	62,728,199	66,567,065	70,601,146

Cargos Fijos. Los costos o cargos fijos están dados por la depreciación, impuestos, seguros, alquiler y financiamiento, los cuales se muestran en la Tabla 63, sumando en el año 1 un total de S/. 2 467 961 y en el año 20 con un total de S/. 511 665.

A continuación, se detalla los componentes que hacen parten de los costos fijos para el presente estudio de prefactibilidad:

Depreciación: Distribución del costo de los activos fijos a lo largo de su vida útil, a través del cual se refleja el desgaste de estos bienes, ya sea por el uso, paso de los años u obsolescencia.

Para el presente estudio de prefactibilidad se ha calculado la depreciación a partir del método de línea recta a partir de la siguiente ecuación:

$$D = \frac{CD - V_r}{n} \quad (34)$$

Donde:

D es la depreciación anual en [S./año]

CD es el costo de adquisición del activo o valor de compra en [S/.]

V_r es valor de rescate (valor esperado al final de su vida útil) en [S/.]

n es la vida útil del activo en [años]

Para la determinación del valor de la depreciación se considerará que al final de los 20 años de operación de la planta sus equipos tienen un valor de rescate igual a 0, que corresponde a un supuesto conservador a nivel de estudio de prefactibilidad, por otra parte, el costo de adquisición corresponde a los costos directos calculados en la Tabla 62:

$$D = \frac{7\,987\,979 - 0}{20} = 399\,399 \text{ Soles/año}$$

Impuestos: La determinación de los impuestos aplicables, tanto el IGV como el impuesto a la renta, no se realizará en este capítulo, ya que se incluirá dentro del Estado de Resultados (Tabla 66).

Seguros: Este ítem se calcula mediante el Método de Factores Lang a partir de la Inversión de Capital Fijo (FCI), considerando que el valor del mantenimiento y reparaciones en la planta de regasificación representa entre un 0.4% y 1% del FCI. Para el presente caso, se selecciona el valor superior (1%). En ese sentido, el costo asociado a los seguros asciende a S/.112 266 al año, el mismo que se considera constante a lo largo de los 20 años de operación.

Financiamiento: El cálculo de este ítem ha sido desarrollado en el Capítulo VII: Inversiones y Financiamiento del presente estudio de prefactibilidad.

Tabla 63.

Costo o cargo fijos.

ÍTEM	COSTO POR AÑO (S/.)																			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Depreciación	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0	399,399.0
Seguros	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2	112,266.2
Financiamiento	1,956,296.5	1,956,296.5	1,956,296.5	1,956,296.5	1,746,693.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cargos Fijos Totales	2,467,961.7	2,467,961.7	2,467,961.7	2,467,961.7	2,258,358.5	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2

Costos Generales de la Planta. También conocido como Plant Overhead Cost, son aquellos gastos de operación que son necesarios para mantener en funcionamiento la planta de regasificación, pero que no se pueden asignar directamente a la producción del producto.

Este ítem se calcula mediante el Método de Factores Lang a partir de la Inversión de Capital Fijo (FCI), considerando que su valor representa del 50% al 70% de la Mano de Obra. Para el presente caso, se selecciona el valor inferior (50%). En ese sentido, el costo asociado a los costos generales de la planta asciende a 894 137.8 S/. /año, el mismo que se considera constante a lo largo de los 20 años de operación.

7.2.2 Gastos Generales

De acuerdo con “Plant Design and Economics for Chemical Engineers” de (Peters et al., 2003), dentro del proceso productivo de una planta, no solo están considerados los costos de manufactura, los cuales no pueden ser asociados directamente a la manufactura del producto; sin embargo, hacen parte de los gastos de la planta.

Costos Administrativos: En el ítem 4.2 se detalla el personal mínimo del, se detalla el personal mínimo que se requiere para el Área Administrativa y de Soporte. El día operativo para esta área tiene una duración de 8 horas, por lo cual solo requiere un (1) turno.

A continuación, se presenta el salario mensual promedio de dicho personal, el cual se considera constante a lo largo de los 20 años de operación de la planta:

Tabla 64.

Costo total del personal del Área Administrativa y de Soporte.

Horas de trabajo	Cantidad personal	Puesto de trabajo	Salario (S./mes)	Beneficios Planilla (CTS + Gratificaciones) (S./año)	Costo Total (S./año)
8	1	Contador	3 500	1 2402	5 4401.67
8	1	Responsable SIG	3 000	1 0630	4 6630.00
8	1	Recursos Humanos	3 500	1 4173	6 2173.33
8	1	Representante Comercial	3 000	2 1260	9 3260.00
8	1	Gerente General	6 000	1 0630	9 3260.00

Tabla 65.
Costo total de producción.

ÍTEM	COSTO POR AÑO (\$.)																			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Costo Directo de Producción (Ver Tabla 62)	15,615,921	18,548,842	21,760,977	24,861,742	26,921,473	28,923,220	31,028,925	33,243,736	35,573,059	38,022,575	40,598,248	43,306,343	46,153,442	49,146,451	52,292,625	55,599,579	59,075,306	62,728,199	66,567,065	70,601,146
Cargos Fijos (Ver Tabla 63)	2,467,961.7	2,467,961.7	2,467,961.7	2,467,961.7	2,258,358.5	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2	511,665.2
Costo General de Planta	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8	894,137.8
Gastos Generales (Ver Tabla 64)	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0	256,465.0
Costo Total de Producción	19,234,485.1	22,167,406.1	25,379,542.0	28,480,307.0	30,330,434.3	30,585,488.0	32,691,193.5	34,906,004.3	37,235,327.5	39,684,842.7	42,260,515.6	44,968,611.5	47,815,709.7	50,808,719.0	53,954,892.9	57,261,846.7	60,737,574.5	64,390,467.5	68,229,332.8	72,263,413.6

7.3 Estado de Resultados.

También conocido como Estado de Pérdidas y Ganancias, es un reporte que muestra la rentabilidad de un proyecto durante un periodo específico, en el cual se incluye principalmente los siguientes: Ingresos o Ventas, Costo de Producción, Utilidad Bruta, Gastos Generales, Utilidad Operativo, Gastos Financieros, Utilidad Neta. Para el presente caso se determina el Estado de Resultados para un periodo de 20 años, que es el tiempo de vida de la planta.

Tabla 66.
Estado de Resultados del Proyecto de Regasificación de GNL – Cusco.

	AÑOS																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ventas (Tabla 52)	22,593,514	26,589,541	30,822,699	34,695,718	36,874,774	38,907,137	41,035,118	43,263,256	45,596,309	48,039,268	50,597,363	53,276,080	56,081,168	59,018,656	62,094,861	65,316,407	68,690,235	72,223,619	75,924,183	79,799,915
Costos Producción (Tabla 62)	17,021,724	19,954,645	23,166,780	26,267,545	28,327,276	30,329,023	32,434,729	34,649,539	36,978,862	39,428,378	42,004,051	44,712,146	47,559,245	50,552,254	53,698,428	57,005,382	60,481,110	64,134,002	67,972,868	72,006,949
Utilidad Bruta	5,571,790	6,634,897	7,655,918	8,428,172	8,547,498	8,578,114	8,600,390	8,613,717	8,617,447	8,610,890	8,593,312	8,563,933	8,521,923	8,466,402	8,396,433	8,311,026	8,209,126	8,089,617	7,951,315	7,792,966
Gastos Generales (Tabla 64)	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465
Utilidad Operativa	5,315,325	6,378,432	7,399,453	8,171,707	8,291,033	8,321,649	8,343,925	8,357,252	8,360,982	8,354,425	8,336,847	8,307,468	8,265,458	8,209,937	8,139,968	8,054,561	7,952,661	7,833,152	7,694,850	7,536,501
Gastos Financieros (Tabla 51)	1,956,297	1,956,297	1,956,297	1,956,297	1,956,297	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Antes de Impuestos	3,359,029	4,422,135	5,443,157	6,215,411	6,334,737	8,321,649	8,343,925	8,357,252	8,360,982	8,354,425	8,336,847	8,307,468	8,265,458	8,209,937	8,139,968	8,054,561	7,952,661	7,833,152	7,694,850	7,536,501
Impuesto a la Renta (29.5%)	990,914	1,304,530	1,605,731	1,833,546	1,868,747	2,454,886	2,461,458	2,465,389	2,466,490	2,464,555	2,459,370	2,450,703	2,438,310	2,421,931	2,401,291	2,376,095	2,346,035	2,310,780	2,269,981	2,223,268
Utilidad Neta	2,368,115	3,117,605	3,837,425	4,381,865	4,465,989	5,866,762	5,882,467	5,891,862	5,894,492	5,889,870	5,877,477	5,856,765	5,827,148	5,788,005	5,738,678	5,678,465	5,606,626	5,522,372	5,424,869	5,313,233

Nota. En los Costos de Producción de la segunda fila no se incluye el Financiamiento ya que se considera en un ítem diferente como Gasto Financiero en la sexta fila.

7.4 Flujos de Caja

7.4.1 Flujo de Operación.

Reporte financiero que refleja la cantidad de efectivo generado o utilizado por las actividades operativas del proyecto sin considerar si existe deuda o financiamiento externo, para este caso se determina para un tiempo de 20 años. Cabe precisar que dentro de los costos de producción se ha incluido la depreciación de los activos (ver Tabla 62).

Tabla 67.

Flujo de Operación del Proyecto de Regasificación de GNL - Cusco.

RUBRO	AÑOS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ventas (con IGV)	0	26,660,347	31,375,658	36,370,784	40,940,947	43,512,233	45,910,421	48,421,439	51,050,642	53,803,645	56,686,336	59,704,888	62,865,774	66,175,778	69,642,014	73,271,936	77,073,361	81,054,478	85,223,871	89,590,536	94,163,899
Costos Producción	0	19,494,533	22,955,379	26,745,700	30,404,602	32,835,084	35,197,146	37,681,878	40,295,355	43,043,957	45,934,384	48,973,678	52,169,232	55,528,808	59,060,559	62,773,044	66,675,249	70,776,608	75,087,022	79,616,883	84,377,098
Utilidad Bruta	0	7,165,814	8,420,279	9,625,085	10,536,345	10,677,149	10,713,275	10,739,561	10,755,287	10,759,689	10,751,952	10,731,210	10,696,542	10,646,971	10,581,455	10,498,893	10,398,112	10,277,869	10,136,849	9,973,653	9,786,801
Gastos Generales	0	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465	256,465
Utilidad Operativa	0	6,909,349	8,163,814	9,368,620	10,279,880	10,420,684	10,456,810	10,483,096	10,498,822	10,503,224	10,495,487	10,474,745	10,440,077	10,390,506	10,324,990	10,242,428	10,141,647	10,021,404	9,880,384	9,717,188	9,530,336
Impuesto a la Renta (Sin deuda)	0	1,568,021	1,881,637	2,182,839	2,410,654	2,445,855	2,454,886	2,461,458	2,465,389	2,466,490	2,464,555	2,459,370	2,450,703	2,438,310	2,421,931	2,401,291	2,376,095	2,346,035	2,310,780	2,269,981	2,223,268
IGV por pagar	0	0	881,706	1,730,712	1,869,718	1,891,197	1,896,707	1,900,717	1,903,116	1,903,787	1,902,607	1,899,443	1,894,155	1,886,593	1,876,599	1,864,005	1,848,632	1,830,290	1,808,778	1,783,884	1,755,381
Flujo de Operación	0	5,341,328	5,400,471	5,455,069	5,999,508	6,083,632	6,105,216	6,120,921	6,130,317	6,132,946	6,128,324	6,115,932	6,095,219	6,065,602	6,026,460	5,977,132	5,916,919	5,845,080	5,760,826	5,663,323	5,551,687

CAPÍTULO IX: EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO

9.1 Horizonte de evaluación

La evaluación de indicadores financieros a través de los Flujos de Caja Económico y Financiero se calculan para un horizonte de 20 años que es el tiempo para cual se ha diseñado la planta de regasificación.

9.2 Flujo de Caja Económico y Financiero.

9.2.1 Flujo de Caja Económico.

A partir de la Inversión Total de Capital (Tabla 49), el Flujo de Operación (Tabla 67) y el Flujo de Inversión (Tabla 68), se realiza el cálculo del Flujo de Caja Económico del presente proyecto. Cabe precisar que en el flujo de inversión solo se considera la inversión que ingresa al proyecto, para el presente caso se tiene una sola inversión realizada al inicio del proyecto, es decir, en el año 0, como se muestra a continuación:

Tabla 68.

Flujo de Inversión del Proyecto de Regasificación de GNL - Cusco.

RUBRO	AÑOS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión de Capital Fijo	11,226,623	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital de Trabajo	1,911,699	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terreno y Costos Legales	965,700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Total de Capital	14,104,022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 69.

Flujo de Caja Económico del Proyecto de Regasificación de GNL - Cusco.

RUBRO	AÑOS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujo de Caja Económico Neto	-14,104,022	5,341,328	5,400,471	5,455,069	5,999,508	6,083,632	6,105,216	6,120,921	6,130,317	6,132,946	6,128,324	6,115,932	6,095,219	6,065,602	6,026,460	5,977,132	5,916,919	5,845,080	5,760,826	5,663,323	5,551,687
Flujo de Caja Económico Neto - VA	-14,104,022	4,968,446	4,672,769	4,390,502	4,491,599	4,236,621	3,954,842	3,688,214	3,436,004	3,197,505	2,972,043	2,758,972	2,557,675	2,367,562	2,188,069	2,018,659	1,858,819	1,708,060	1,565,917	1,431,946	1,305,725
Flujo de Caja Económico Acumulado	-14,104,022	-9,135,576	-4,462,807	-72,304	4,419,294	8,655,916	12,610,757	16,298,972	19,734,975	22,932,480	25,904,523	28,663,495	31,221,170	33,588,732	35,776,800	37,795,459	39,654,278	41,362,338	42,928,255	44,360,202	45,665,927

9.2.2 Flujo de Caja Financiero.

A partir del Cronograma de pagos del préstamo (Tabla 51) y Flujo de Financiamiento (Tabla 70), se realiza el cálculo del Flujo de Caja Financiero del presente proyecto:

El flujo de financiamiento se refiere exclusivamente a los movimientos de dinero relacionados a cómo se obtiene y devuelve el capital, en otras palabras, solo se consideran los montos asociados al préstamo bancario, es decir, el desembolso de S/. 7,087,290 en el año 0 y los pagos durante los 5 primeros años del proyecto.

Tabla 70.

Flujo de Financiamiento del Proyecto de Regasificación de GNL - Cusco.

RUBRO	AÑOS					
	Año 0	Año	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingresos por préstamos de financiamiento	7,052,011					
Servicio de deuda		1,956,297	1,956,297	1,956,297	1,956,297	1,956,297
Escudo Tributario		577,107	577,107	577,107	577,107	577,107
Flujo de Financiamiento	7,052,011	-1,379,189	-1,379,189	-1,379,189	-1,379,189	-1,379,189

El flujo de caja financiero incluye los montos de dinero que ingresan y salen, considerando la operación, la inversión y el financiamiento, esto desde el punto de vista del inversionista.

Tabla 71.

Flujo de Caja Financiero del Proyecto de Regasificación de GNL – Cusco.

RUBRO	AÑOS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujo de Caja Financiero Neto	-7,052,011	3,962,139	4,021,282	4,075,880	4,620,319	4,704,443	6,105,216	6,120,921	6,130,317	6,132,946	6,128,324	6,115,932	6,095,219	6,065,602	6,026,460	5,977,132	5,916,919	5,845,080	5,760,826	5,663,323	5,551,687
Flujo de Caja Financiero Neto - VA	-7,052,011	3,669,242	3,448,719	3,237,138	3,398,274	3,204,360	3,851,065	3,575,552	3,316,316	3,072,478	2,843,203	2,627,698	2,425,207	2,235,013	2,056,435	1,888,827	1,731,576	1,584,102	1,445,852	1,316,307	1,194,971
Flujo de Caja Financiero Acumulado	-7,052,011	-3,382,769	65,949	3,303,087	6,701,362	9,905,722	13,756,787	17,332,339	20,648,655	23,721,133	26,564,336	29,192,034	31,617,241	33,852,254	35,908,689	37,797,516	39,529,092	41,113,194	42,559,046	43,875,353	45,070,324

De acuerdo con los cálculos realizados en las Tablas 69 a la 71, se realizan los cálculos de los siguientes indicadores económicos:

9.3 Costo de Oportunidad de Capital.

El COK (en inglés, Cost of Equity) es la rentabilidad mínima que el inversionista exige a la inversión por renunciar a un uso alternativo de esos recursos en proyectos con niveles de riesgo similares. Este parámetro se evalúa sin considerar si existe deuda, por lo tanto, se relaciona con el Flujo de Caja Económico, el VAN Económico y el TIR Económico, a través de la siguiente ecuación:

$$COK = k_e = R_f + \beta(MRP) + R_p \quad (35)$$

Donde:

R_f es la tasa libre de riesgo

β es el riesgo sistémico del patrimonio

MRP es la prima de riesgo de mercado

R_p es el riesgo país

Para el cálculo del COK, se toma en cuenta lo indicado por Arturo Vásquez & Carlos Aguirre (2017, por lo que se tiene lo siguiente:

La tasa libre de riesgo R_f es un concepto teórico que asume que en la economía existe una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista. Se considera para esta variable la tasa del Bono del Tesoro de EE.UU. a 10 años publicada por Banco Central de Reserva del Perú (2025a), que tiene un valor de 4.1%.

Prima de riesgo de mercado MRP , valor que permite determinar qué rentabilidad añadida se obtiene de una inversión diversificada en renta variable más allá que las que ofrece una renta fija. Se considera para esta variable la prima de riesgo de mercado

generada por la diferencia entre el rendimiento del S&P500 y el rendimiento de los bonos de EE. UU publicada por el Federal Reserve Bank of St. Louis, 2025, que tiene un valor de 2.5% (Ver Anexo 11).

Beta β , es la medida de sensibilidad de la rentabilidad de un activo financiero ante cambios en la rentabilidad de una cartera de referencia o mercado bursátil. Se considera para esta variable un valor de 0.75, correspondiente al beta promedio de 24 compañías de la industria del Oil/Gas (Distribución), según el cálculo realizado por Aswath Damodaran (2025).

La prima por riesgo país R_p es el ajuste del costo de capital de la empresa con una prima por riesgo país. Para calcular el riesgo país se utiliza el valor promedio del Emerging Market Bond Index (EMBI) para el año 2025 reportado por Banco Central de Reserva del Perú (2025b) el cual asciende a 1.53%.

A partir de los datos mencionados y reemplazando en la ecuación 35, se obtiene:

$$k_e = 4.1 + 0.75(2.5) + 1.53$$

$$COK = k_e = 7.51\%$$

En ese sentido, la rentabilidad mínima exigida para el proyecto es de 7.5%, este valor contrastado con el Flujo de Caja Económico, es decir, sin deuda.

9.4 Costo Promedio Ponderado del Capital.

También conocida como WAAC (en inglés, Weighted Average Cost of Capital), es un promedio ponderado del coste de la deuda, y de la rentabilidad exigida a las acciones (K_e). Este parámetro se calcula considerando que el proyecto se financia a través de un préstamo bancario, por lo cual se usa el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) mediante la siguiente ecuación:

$$WACC = \frac{E}{(D+E)} k_e + \frac{D}{(D+E)} k_d \quad (36)$$

Donde:

k_e : es el costo del capital propio.

k_d : es el costo de la deuda después de impuestos.

E: es el valor del capital propio (Ver Tabla 47).

D: es el valor de la deuda (Ver Tabla 50).

El valor de k_d se calcula considerando la tasa del impuesto a la renta T igual a 29.5% y la tasa de préstamo bancaria i igual a 12%, mediante la siguiente ecuación:

$$k_d = i(1 - T) \quad (37)$$

$$k_d = 0.12 \times (1 - 0.295)$$

$$k_d = 8.46\%$$

A partir de los datos hallados se reemplaza en la ecuación 36 y se obtiene el siguiente valor de WACC:

$$WACC = \frac{7\,987\,979.32}{(14\,104\,022)} \times 7.51\% + \frac{7\,987\,979.32}{(14\,104\,022)} \times 8.46\%$$

$$WACC = 3.75\% + 4.23\% = 7.98\%$$

9.5 Valor Actual Neto.

De acuerdo con BBVA (2025), el VAN es el valor que tendrían en el momento actual todos los cobros y pagos que se prevé que genere en el futuro un determinado activo financiero, para el cual se emplea un interés i y el horizonte temporal del dicho activo, bajo el supuesto que se mantendrá sin cambios durante toda la vida de la inversión. Se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^n} - I_0 \quad (38)$$

Donde:

F_t es el flujo neto de caja en el periodo t

i es la tasa de descuento

t es el número de periodos

n es el horizonte del proyecto

I_0 es la inversión inicial en $t=0$

9.5.1 Valor Actual Neto Económico.

Calculado a partir del Flujo de Caja Económico (ver Tabla 69) y la ecuación 38. Se consideró una $i = COK = k_e$, ya que el VANE mide la rentabilidad del accionista. Es así como se obtuvo un valor actual neto de S/.**45,665,926.7**, valor que significa que el proyecto es rentable (VANE>0).

9.5.2 Valor Actual Neto Financiero.

Calculado a partir del Flujo de Caja Financiero (ver Tabla 68) y la ecuación 38, Se consideró una $i = WACC$, ya que el VANF considera también los costos de financiamiento. Es así que se obtuvo un valor actual neto de S/. **45,070,324.1**, valor que significa que el proyecto es rentable (VANF>0)

9.6 Tasa Interna de Retorno.

De acuerdo con BBVA (2025), el TIR es el interés al que se descuentan los flujos futuros de cobros y pagos previstos en una inversión, para igualarlos con el valor inicial de la misma, es decir, igualando el VAN a 0. Indica la rentabilidad de la inversión, en otras palabras, el tipo al que resulta indiferente disponer del capital en el momento actual o diferir su disponibilidad hasta las fechas de cobro previstas. Se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} - I_0 = 0 \quad (39)$$

9.6.1 Tasa Interna de Retorno Económico.

Calculado a partir del Flujo de Caja Económico (ver Tabla 68), se obtuvo una tasa interna de retorno de 39.91%, este valor indica que el proyecto es rentable al ser mayor al costo de oportunidad de capital de 7.51% calculado en el ítem 9.3 ($TIRE \geq COK$).

9.6.2 Tasa Interna de Retorno Financiero.

Calculado a partir del Flujo de Caja Financiero (ver Tabla 71), se obtuvo una tasa interna de retorno de 60.88%, este valor indica que el proyecto es rentable al ser mayor al costo promedio ponderado del capital de 7.98% calculado en el ítem 9.4 ($TIRF \geq WACC$).

9.7 Periodo de Recuperación de la Inversión.

Tiempo que tarda un proyecto en recuperar la inversión inicial con los flujos netos de caja generados. Se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$PRI = t + \frac{I_0 - \sum_{t=1}^t VP(F_t)}{VP(F_{t+1})} \quad (40)$$

Donde:

t es el último año en que la inversión acumulada aún no se recupera totalmente

I_0 es la inversión inicial total

F_t es el flujo neto de caja en el año t

VP es el valor presente del F_t

$$PRI = 3 + \frac{72\,304}{4\,491\,599}$$

$$PRI = 3.02$$

Calculado a partir del Flujo de Caja Económico (ver Tabla 69) y el Valor de la Inversión Total de Capital, se obtuvo un valor de 3.02 años, lo que significa que la inversión realizada se recuperaría en aproximadamente en tres años y 7 días.

9.8 Relación Beneficio Costo.

Es la relación entre los beneficios y costos del proyecto actualizados al valor presente, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$B/C = \frac{\text{Valor presente de los beneficios}}{\text{Valor presente de los costos}} \quad (41)$$

Teniendo en cuenta que las ventas de gas natural regasificado se llevarán a cabo de acuerdo con lo proyectado en la Tabla 52, y considerando una tasa de descuento igual al COK calculado en el numeral 9.3, se tiene lo siguiente:

$$B/C = \frac{S/.449\,393\,321.76}{S/.378\,432\,980.95}$$

$$\frac{B}{C} = 1.19$$

Por lo tanto, se tiene una relación B/C de 1.19, valor que indica que por cada sol invertido se percibe una ganancia de S/. 1.19 y además a ello, que el proyecto es rentable debido a que $B/C > 1$.

CAPÍTULO X: ANÁLISIS DE RIESGOS FINANCIEROS

10.1 Identificación de Riesgos Financieros Potenciales

De acuerdo con el Presupuesto de Gastos e Ingresos del Proyecto realizado en el Capítulo VIII, se considera que los parámetros que más impactan en el Flujo de Caja Económico y sus indicadores son los siguientes:

- Costo de compra de GNL (Materia Prima)
- Costo de venta de GN (Producto)
- Cantidad de producción/venta de GN (Producto)

10.2 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad consiste en la evaluación de las variables seleccionadas y su variación a fin de verificar el efecto en el resultado frente a distintos grados de error en su estimación.

A continuación, se presenta la Tabla 72 donde se varía porcentualmente el costo de compra de GNL en cinco escenarios: muy favorable (-10%) y favorable (-5%) que corresponden a escenarios donde el costo al que se adquiere el GNL proyectado en la Tabla 53 disminuye, por lo cual se reduce el costo de materia prima y por consiguiente, el costo de producción e impuestos por su compra; los escenarios desfavorable (+5%) y muy desfavorable (+10%) que, al contrario, representan un incremento en el costo del GNL, por lo cual aumenta el costo de materia prima, producción e impuestos. Por otra parte, también se tiene el escenario actual (0%) que corresponde a los indicadores VANE, TIRE, PRI y B/C calculados en la Evaluación Económica y Financiera del Capítulo IX.

Tabla 72.*Análisis de Sensibilidad – Costo de Compra GNL*

Escenario	%Variación	VANE (S/.)	TIR (%)	B/C	PRI
Muy Favorable	-10	70,001,622.84	52%	1.3065385	2.3128212
Favorable	-5	57,856,516.89	46%	1.2442937	2.6202013
Actual	0	45,665,926.68	40%	1.19	3.0039034
Desfavorable	+5	33,429,852.22	34%	1.1355027	3.5325401
Muy Desfavorable	+10	21,148,293.5	27%	1.0876919	4.2753662

De la Tabla anterior, se observa que cuando el costo del GNL disminuye (escenarios favorables), los indicadores mejoran significativamente:

- El **VANE** se incrementa desde S/ 45.666 millones (escenario actual) hasta S/ 70.001 millones en el escenario muy favorable (-10%).
- La **TIRE** aumenta de 39.91% a 52%, reflejando una mayor rentabilidad relativa.
- La relación **B/C** sube de 1.19 a 1.31, mostrando que por cada sol invertido se generan mayores beneficios.
- El **PRI** se reduce de 3.00 a 2.31 años, es decir, la inversión se recupera más rápido.

Por el contrario, cuando el costo del GNL aumenta (escenarios desfavorables), los indicadores se deterioran:

- El **VANE** disminuye desde S/ 45.665 millones (escenario actual) hasta S/ 21.148 millones en el escenario muy desfavorable.

- La **TIRE** se reduce de **39.91%** a **27%**, es decir, permanece por encima del costo de oportunidad del capital, manteniendo la viabilidad financiera del proyecto.
- La relación **B/C** se disminuye de **1.19** a **1.09**, acercándose al valor mínimo aceptable de 1, sin embargo, este valor aún indica que los beneficios superan a los costos.
- El **PRI** aumenta de 3.00 años a 4.28 años, reflejando un periodo más prolongado para recuperar la inversión inicial.

La siguiente variable a analizar es el precio de venta del GN producido en la planta de regasificación, a continuación se presenta la Tabla 73 donde se varía el costo de compra de GNL en cinco escenarios: muy favorable (-10%) y favorable (-5%) que corresponden a escenarios donde el costo al que se vende el GN proyectado en la Tabla 49 disminuye, por lo cual se aumenta el ingreso por ventas; los escenarios desfavorable (+5%) y muy desfavorable (+10%) que, al contrario, representan una disminución en el precio de venta del GN, por lo cual disminuye el ingreso por ventas. Por otra parte, también se tiene el escenario actual (0%) que corresponde a los indicadores VANE, TIRE, PRI y B/C calculados en la Evaluación Económica y Financiera del Capítulo IX.

Tabla 73.

Análisis de Sensibilidad – Precio de Venta GN

Escenario	%Variación	VANE (S/.)	TIRE (%)	B/C	PRI
Muy Favorable	+10	77,374,564.72	54%	1.3062621	2.2397975
Favorable	+5	61,520,245.70	47%	1.2468865	2.5622204
Actual	0	45,665,926.68	40%	1.19	3.00
Desfavorable	-5	29 811 607.66	32%	1.1281354	3.7024067

Muy Desfavorable	-10	13 960 177.55	23%	1.0687599	4.8600551
------------------	-----	---------------	-----	-----------	-----------

De la anterior Tabla, se observa que, a mayores precios de venta, los indicadores mejoran:

- El **VANE** aumenta desde S/ 45.666 millones (escenario actual) hasta S/ 70.001 millones en el escenario muy favorable (+10%).
- La **TIRE** se eleva de 39.91% a 54%, reforzando la rentabilidad del proyecto.
- La **relación B/C** sube de 1.19 a 1.31, mostrando un mayor beneficio por cada sol invertido.
- El **PRI** se reduce de 3.00 años a 2.23 años, lo que implica una recuperación más rápida de la inversión.

Por el contrario, cuando el precio de venta disminuye, los resultados financieros se deterioran:

- El **VANE** disminuye desde S/ 45.666 millones (escenario actual) hasta S/ 13.960 millones en el escenario muy desfavorable (-10%).
- La **TIRE** se reduce de 39.91% a 23%, mostrando una disminución importante en la rentabilidad del proyecto.
- La **relación B/C** disminuye de 1.19 a 1.07, valor que se aproxima al límite mínimo aceptable de 1, aunque continúa indicando beneficios netos positivos.
- El **PRI** aumenta de 3.00 años a 4.86 años, lo que implica un periodo más largo para recuperar la inversión realizada.

Por último, se analiza el volumen de venta de GN, para ello, es necesario precisar que la planta de regasificación fue diseñada para producir un volumen exacto al volumen

que de GN que se proyecta vender (demanda GN) de acuerdo con el estudio de mercado. A continuación, se presenta la Tabla 74 donde se varía el volumen de venta del GN en cinco escenarios: muy favorable (10%) y favorable (5%) que corresponden a escenarios donde se produce y por lo tanto se vende mayor volumen de GN al año del proyectado en la Tabla 52, por lo cual se aumenta el ingreso por ventas; los escenarios desfavorables (-5%) y muy desfavorable (-10%) que, al contrario, representan una disminución en el volumen de venta de GN, por lo cual disminuye el ingreso por ventas. Por otra parte, también se tiene el escenario actual (0%) que corresponde a los indicadores VANE, TIRE, PRI y B/C calculados en la Evaluación Económica y Financiera del Capítulo IX.

Tabla 74.

Análisis de Sensibilidad – Producción GN

Escenario	%Variación	VANE (S/.)	TIR (%)	B/C	PRI
Muy Favorable	+10	57,424,422.52	45%	1.2422225	2.7074706
Favorable	+5	57,424,422.52	45%	1.2422225	2.7074706
Actual	0	45,665,926.68	40%	1.19	3.00
Desfavorable	-5	33907430.84	35%	1.1374155	3.4159672
Muy Desfavorable	-10	22,148,935.00	29%	1.0913755	3.9525484

De la anterior Tabla se tiene que cuando la producción aumenta (escenarios favorables), los indicadores mejoran de manera progresiva:

- El **VANE** se incrementa desde S/ 45.666 millones (escenario actual) hasta S/ 57.424 millones en el escenario muy favorable (+10%).
- La **TIRE** se incrementa de 39.91% a 45%, reflejando una mejora en la rentabilidad del proyecto como consecuencia de mayores volúmenes de producción y venta.

- La **relación B/C** pasa de 1.19 a 1.24, indicando una mayor generación de beneficios por cada sol invertido.
- El **PRI** se reduce 3.00 años a 2.71 años, evidenciando una recuperación más rápida de la inversión inicial.

Por otra parte, cuando la producción disminuye (escenarios desfavorables), los resultados financieros se deterioran:

- El **VANE** disminuye desde S/ 45.666 millones (escenario actual) hasta S/ 22.149 millones en el escenario muy desfavorable (-10%).
- La **TIRE** se reduce de 39.91% a 29%, mostrando una menor rentabilidad debido a la reducción de los ingresos generados por el proyecto.
- La relación **B/C** disminuye de 1.19 a 1.09, acercándose al valor mínimo aceptable de 1, aunque manteniéndose en un rango favorable.
- El **PRI** aumenta de 3.00 años a 3.95 años, lo que implica un mayor tiempo para recuperar la inversión inicial.

De acuerdo con el análisis de las tres variables: Costo de GNL, Precio de Venta de GN y Producción/Venta de GN, se tiene que el Costo de GNL es una variable crítica, ya que un aumento del 10% reduce el VANE de S/ 45.666 millones a un valor de S/ 21.148 millones; sin embargo, incluso en el escenario más desfavorable, el VANE se mantiene positivo conservando su viabilidad económica y financiera frente a variaciones en el costo de GNL.

Por otra parte, el Precio de Venta de GN es la variable más influyente en la rentabilidad del proyecto, pues afecta directamente los ingresos por ventas, ya que Incrementos en el precio de venta generan mejoras sustanciales en todos los indicadores económicos, mientras que reducciones en dicho precio afectan negativamente la

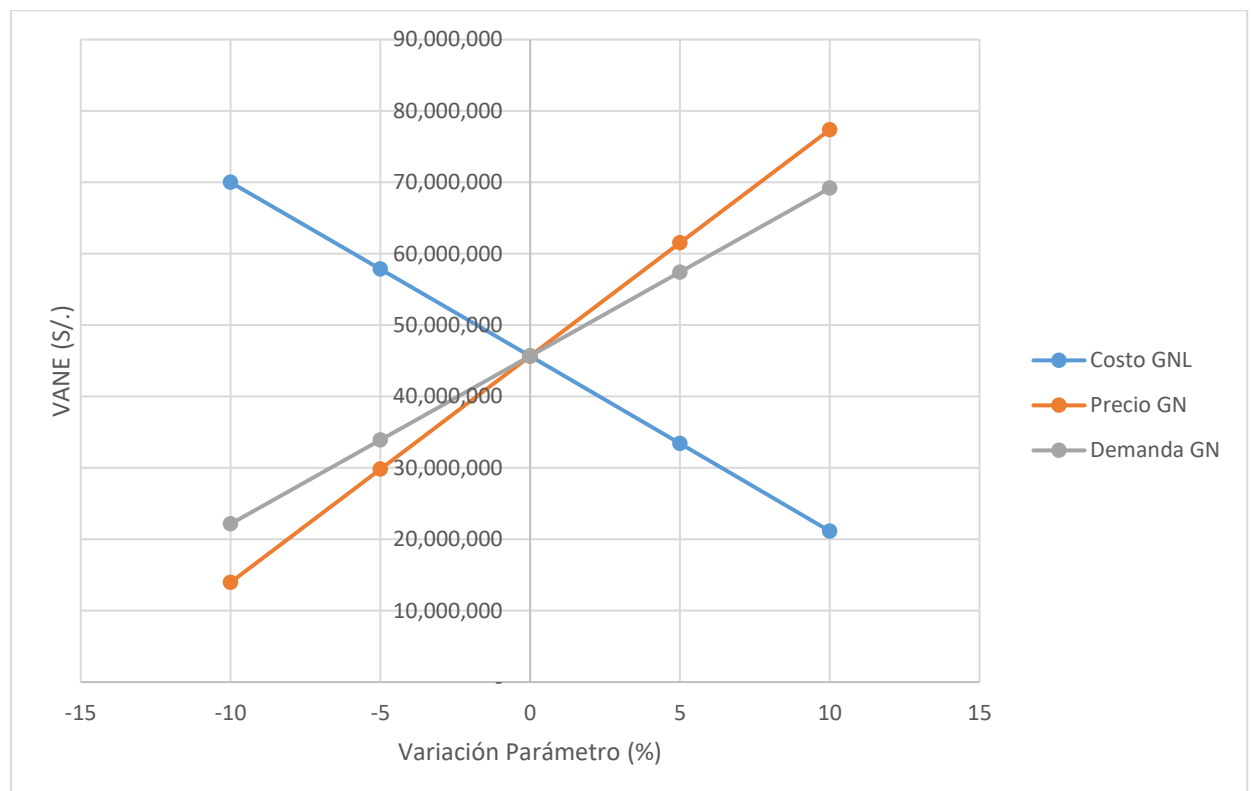
generación de beneficios y prolongan el periodo de recuperación de la inversión. Sin embargo, aún en el escenario más desfavorable (-10%), el proyecto mantiene un VANE positivo, lo que demuestra que el proyecto continúa siendo económicamente viable frente a variaciones en el precio de gas natural.

Por último, la Producción de GN, es decir, el volumen vendido es una variable con un impacto moderado en comparación a las dos primeras, por lo que, aunque es importante mantener la producción, los efectos en la rentabilidad no son tan drásticos como al variar los precios de Compra de GNL y/o Venta del GN.

A continuación, se muestra la Figura 30 que muestra el perfil de sensibilidad del indicador VANE respecto a la variación del Costo de GNL, Precio de GN y Producción de GN:

Figura 30.

Perfil de sensibilidad respecto a variables de riesgo potenciales



CONCLUSIONES

- Se ha realizado el estudio de prefactibilidad de la instalación de una Planta de Regasificación de Gas Natural Licuefactado en Cusco, a partir del cual se concluye que dicho proyecto es viable en los aspectos económicos, financieros, ambientales y sociales.
- Se ha realizado el estudio de mercado del Gas Natural en Cusco para el presente proyecto, en las categorías residencial y comercial, obteniéndose un consumo total que va desde 1.5 MMPCD en 2025 a 3.7 MMPCD en 2044, por lo cual se concluye que existe demanda potencial para el uso del Gas Natural en las diferentes categorías, lo que impulsa al proyecto a ser de gran importancia para la satisfacción de dicha demanda.
- Se ha determinado la localización para la instalación de una Planta de Regasificación de Gas Natural Licuefactado en Cusco, mediante el método de ponderación; del mismo que se obtuvo como selección óptima la ubicación de la Carretera 3S en el distrito de Poroy.
- Se ha planteado la ingeniería del proyecto para la instalación de una Planta de Regasificación de Gas Natural Licuefactado en Cusco. La planta contará con un área de descarga del GNL de la cisterna, un tanque de almacenamiento de 400 m³, dos trenes de vaporizadores con 2 unidades cada uno, un intercambiador de calor, una caldera y finalmente un odorizador para brindarle el olor característico al gas según normativa vigente aplicable.
- El proyecto es económica y financieramente viable debido a que, se ha determinado una inversión de S/ 14 104 022.16, adicional a ello, en el estudio económico se obtuvieron los siguientes indicadores financieros: VANF= S/. **45 070 324.1**, TIRF= **60.88%** y los siguientes indicadores económicos: VANE = S/.

45 665 926.7, TIRE = 39.91%, B/C=1.19 y PRI = 3.02 años, los mismos que fueron calculados para escenarios favorables y desfavorables mediante un análisis de sensibilidad, obteniéndose como variable más crítica el Precio de Venta de GN.

Por consiguiente, se considera que el proyecto es rentable.

- El proyecto es ambiental y socialmente viable, debido a que durante el funcionamiento de la planta de regasificación de GNL no se generan impactos significativos al medio ambiente, salud de personas o animales; así mismo, se ha contemplado la correcta disposición de residuos sólidos o líquidos y monitoreo de condiciones ambientales de acuerdo con la normativa ambiental vigente. Además, el proyecto genera empleo a mano de obra local.

RECOMENDACIONES

En base a los resultados obtenidos del presente estudio de prefactibilidad con viabilidad técnica, económica, financiera, ambiental y social; se recomienda continuar con la siguiente etapa del proyecto desarrollando un Estudio de Factibilidad que permita confirmar los resultados favorables, así como, detallar el análisis de ingeniería, costos e impactos, para su futura ejecución.

BIBLIOGRAFÍA

- Instituto Nacional de Estadística e Informática, I. (2018). *Censos Nacionales XI de Población y VI de Vivienda*. Perú: Resultados Definitivos.
- OSINERGMIN. (s.f.). Recuperado el 20 de Noviembre de 2020, de https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/Paginas/SCOP-DOCS/scop_docs.htm
- OSINERGMIN. (17 de Noviembre de 2022). *FACILITO*. Obtenido de FACILITO: <http://www.facilito.gob.pe/facilito/pages/facilito/buscadorAGranelGLP.jsp>
- Arturo Vásquez, & Carlos Aguirre. (2017). *El Costo Promedio Ponderado del Capital (WAACC): Una estimación para los sectores de Minería, Electricidad, Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural en el Perú*. <http://www.osinergmin.gob.pe/>
- Aswath Damodaran. (2025, January). *Betas by Sector (US)*. Betas by Sector. https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html?utm_source=chatgpt.com
- Banco Central de Reserva del Perú. (2022). *Caracterización del Departamento de Cusco*. www.bcrp.gob.pe/docs/Sucursales/Cusco/cusco-caracterizacion.pdf
- Banco Central de Reserva del Perú. (2024). *Producto bruto interno y demanda interna (Variaciones porcentuales anualizadas con respecto a similar periodo en el año anterior)*. <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Estadisticas/Cuadros-Estadisticos/cuadro-075.xlsx>
- Banco Central de Reserva del Perú. (2025a, September 22). *Bonos del Tesoro EE.UU. - 10 Años (%)*. Bonos Del Tesoro EE.UU. - 10 Años (%).
- Banco Central de Reserva del Perú. (2025b, September 22). *Spread-EMBIG Perú (PBS)*. Spread-EMBIG Perú (PBS). <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/diarias/resultados/PD04709XD/html/2025-01-01/2025-09-19/>
- BBVA. (2025). *Valor Actual Neto (VAN)*. <https://Www.Bbva.Es/Diccionario-Economico/v/Valor-Actual-Neto-van.Html>. <https://www.bbva.es/diccionario-economico/v/valor-actual-neto-van.html>
- BCRP. (2024, August). *Producto Bruto Interno (PBI) y Crecimiento*.
- Calidda. (2023, March 30). *Gas Natural Vehicular: ahorros y ventajas para los consumidores*. <https://labuenaenergia.calidda.com.pe/noticias/ventajas-del-gnv-para-consumidores/>
- Carro Paz, R., & Gonzales Gómez, D. (2013). Localización de las Instalaciones. In *Administración de las Operaciones* (pp. 1–25).
- Conesa, V., Conesa, L., & Conesa, V. (2010). *GUIA METODOLÓGICA PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL*.
- De la Cruz, R.; Salazar, C.; Coello, F. . (2023). *Informe de Resultados: Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2023*.

- Dirección General de Hidrocarburos, D. (2024). *Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2024*. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/9548849/7815860-anuario-2024-dgh.PDF?v=1772641525>
- Dominguez, W. (2020). *Descripción del proceso de gas natural y optimización del tratamiento en el complejo de Gas Malvinas - Camisea*.
- Federal Reserve Bank of St. Louis. (2025, September 22). *Market Yield on U.S. Treasury Securities at 10-Year Constant Maturity, Quoted on an Investment Basis*. Board of Governors of the Federal Reserve System (US).
- Gas Natural Seco. Sistema de Tuberías Para Instalaciones Internas Industriales. (2014). www.indecopi.gob.pe
- Gobierno Regional Cusco. (2022). *Masificación del Gas Natural en Cusco utilizando PSRs -LNG*.
- Gobierno Regional del Cusco. (2023). *Diagnostico de Brechas Región Cusco - Programación Multianual de Inversiones 2025 - 2027*. https://transparencia.regioncusco.gob.pe/attach/docs_normativo/resoluciones/2024/RER.0048.2024.pdf
- González, A., Salazar, C., & Balazero, A. (2018). *Informe de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía - 2018*.
- GORE. (2025, September 22). *Planta Satelital De Regasificación En San Jerónimo Registra Avance Del 90% Para Beneficiar A 1 000 Hogares En Una Primera Etapa*. <https://www.gob.pe/institucion/regioncusco/noticias/1250622-planta-satelital-de-regasificacion-en-san-jeronimo-registra-avance-del-90-para-beneficiar-a-1-000-hogares-en-una-primera-etapa>
- INACAL. (2020). *NTP 111.032-2 GAS NATURAL LICUADO. Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Parte 2: Estaciones de regasificación de gas natural licuado (GNL)*.
- Incropera, F. P., DeWitt, D. P., Bergman, T. L., & Lavine, A. S. (2015). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer* (Sexta, Vol. 112). https://doi.org/10.1007/978-3-319-15793-1_19
- Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2014). Capítulo 9. Departamento de Cusco. In *Perú: Principales Indicadores Departamentales 2008-2014* (p. 167). www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1205/mapas/mapa08.pdf
- Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2018). *Censos Nacionales XI de Población y VI de Vivienda, 22 de octubre del 2017, Perú: Resultados Definitivos* (Vol. 5).
- Kuntur Transportadora de Gas. (2009). *Anexo 1 - Demanda y Diagnóstico de Mercado* (pp. 9–17).

- Luis, J., Paisig, S., Carrillo, R. E., Antonio, C. E., Morales, T., Antonio, M., Cuestas, M., José, R., Argote, P., Francisco, J., Alvarez, A., & Cacha, A. S. (2025). *Resolución N° 207-2024-OS/CD del Expediente N° 151-2024-GRT de fiscalización*.
- Marusia, C. (2019). *EL GAS DE CAMISEA, su historia, su realidad y las perspectivas para el Sur Andino*. <https://propuestaciudadana.org.pe/wp-content/uploads/2019/11/El-gas-de-camisea.-Su-historia-su-realidad-y-las-perspectivas-para-el-Sur-Andino>
- Ministerio de Energía y Minas, M. (2023). *Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2023*. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/8258435/6893182-anuario-dgh-2023-rv-oiic_29may.PDF?v=1750774591
- Norma Técnica EM.010 “Instalaciones Eléctricas Interiores Del Reglamento Nacional de Edificaciones,” 11/03/2019 (2019). www.vivienda.gob.pe
- Observatorio Anticorrupción del IDEHPUCP. (2020, March 31). *Reporte del Caso Gasoducto Sur Peruano*. Boletín.
- Oficina de Gestión de la Información y Estadística Dirección General Parlamentaria. (2019). *Carpeta Georreferencial Región Cusco*. www.congreso.gob.pe/Docs/DGP/GestionInformacionEstadistica/files/i-08-cusco.pdf
- Osinerghmin. (2014). Masificación Del Gas Natural En El Perú. In B. N. del Perú - Depósito Legal (Ed.), *Osinerghmin*.
- Osinerghmin. (2021). *División de Supervisión Regional Supervisión de Comercialización de Hidrocarburos Líquidos*. <https://www.osinerghmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/scop/documentos-scop>
- OSINERGHMIN. (2023). *Datos Abiertos y Seguimiento del Sector Energético Minero . Ventas de GLP 2014 - 2023*. <https://dassem.osinerghmin.gob.pe/pages/hidrocarburos-liquidos.html?ubigeo=00#>
- OSINERGHMIN. (2024). *Boletín estadístico de producción, procesamiento, transporte y consumo de Gas Natural - DSGN*. <https://www.gob.pe/institucion/osinerghmin/colecciones/1480-boletin-estadistico-de-gas-natural-dsgn>
- Patel, D., John, M., Rivera, D., & Angtuaco, J. (2013). *LNG Vaporizer Selection Based on Site Ambient Conditions*. <https://pdfcoffee.com/2diseno-vaporizador-gnl-pdf-free.html>
- Perú 21. (2019). Gobierno aplaza la licitación del gasoducto del sur hasta el 2020. *Perú 21*. <https://peru21.pe/economia/gobierno-aplaza-licitacion-gasoducto-sur-2020-nndc-455434-noticia/>
- Perú LNG. (2023). *Informe Mensual - Cumplimiento del Art. 96 del D.S. N° 051-93-EM*.
- Peters, M., Timmerhaus, K., & West, R. (2003). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*.

- Promigas Perú S.A. (2023). *Informe del Sector Gas Natural en Perú - Cifras 2022*.
<https://www.promigas.com/Paginas/Eventos/ESP/Documentos/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20en%20Peruu%202023%20-%20Cifras%202022>
- Semaskaite, V., & Bogdevicius, M. (2022). Liquefied Natural Gas Regasification Technologies. *XII: Transportation Science and Technology*, (January).
<https://doi.org/10.1007/978-3-030-94774-3>
- Silva, C. (2020). *Minem se rectifica: SIT Gas se adjudicaría en 2021-2022*. Economía.
<https://larepublica.pe/economia/2020/09/21/minem-se-rectifica-sit-gas-se-adjudicaria-en-2021-2022/>
- Sun, B., Wadnerkar, D., Utikar, R. P., Tade, M., Kavanagh, N., Faka, S., Evans, G. M., & Pareek, V. K. (2018). Modeling of Cryogenic Liquefied Natural Gas Ambient Air Vaporizers. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 57(28), 9281–9291.
<https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b01226>
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & García, R. (2017). *La industria del gas natural en el Perú a diez años del Proyecto Camisea* (Vol. 51, Number 1). Osinergmin.
- Vásquez, A., Ruiz, E., & Aurazo, J. (2014). *Reporte de Resultados Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2013*.
<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/1308606-ercue-2016>

ANEXOS

Anexo 1: Respuesta a la Solicitud de Acceso a la Información Pública por parte de OSINERGMIN (SAIP 202200077385)



INFORME

Otros Destinatarios
C/c:

Magdalena del Mar, 26 de abril del 2022 Expediente 202200077385

864-2022-OS/DSR

A : Jefe de Supervisión de Comercialización de Hidrocarburos
De : Especialista Senior en Hidrocarburos - DSR
Asunto : Solicitud de Acceso a la Información Pública - Expediente SIGED N° 202200077385

I. ANTECEDENTE

Mediante solicitud de fecha 25 de abril de 2021, la señora Fabiola Del Pilar Colque Cárdenas, identificado con DNI N° 71410735 solicitó el acceso a la siguiente información, entre otros:

- b) Estadística de volumen de gas natural licuefactado transportado en cisternas por año durante el periodo 2014 - 2021.

II. BASE LEGAL

- Texto Único Ordenado de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2003-PCM.
- Reglamento de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, aprobado por Decreto Supremo N° 072-2003-PCM

III. ANÁLISIS

- El derecho al acceso a la Información Pública, es un derecho constitucional que le asiste a toda persona, y como tal no es un derecho absoluto, toda vez que está determinado a ciertos límites que la ley establece para casos concretos.
- El artículo 13° del Texto Único Ordenado de la Ley de Transparencia y Acceso de Información Pública, Ley N° 27806, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2019-JUS, establece que la Solicitud de Información no implica la obligación de las entidades de la Administración Pública de crear o producir información con la que no cuente o no tenga la obligación de contar al momento de efectuarse el pedido, ni tampoco permite que los solicitantes exijan efectuar evaluaciones o análisis de la información que posean¹.

¹ T.U.O. de la Ley N° 27806, Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública aprobado por Decreto Supremo N° 021-2019-JUS.

"Artículo 13.-Denegatoria de acceso

- En relación a lo solicitado, señalamos que la Unidad Técnica de Hidrocarburos de la División de Supervisión Regional no cuenta con estadística sobre volumen de gas natural licuefactado transportado en cisternas por año durante el periodo 2014 – 2021; en consecuencia, no es posible atender dicha información.
- Finalmente, se debe tener en cuenta lo establecido en el tercer párrafo del artículo 13 del Texto Único Ordenado de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2019-JUS, el cual se establece que la Solicitud de Información, no implica la obligación de las entidades de la Administración Pública de crear o producir información con la que no cuente o no tenga la obligación de contar al momento de efectuarse el pedido.

IV. CONCLUSIONES

La Unidad Técnica de Hidrocarburos de la División de Supervisión Regional no cuenta con estadística del volumen de gas natural licuefactado transportado en cisternas; en consecuencia, no es posible atender dicha información

Atentamente,


Firmado Digitalmente
por: URETÁ MARTEL
Bernardo Jesus FAU
20376082114 soft
Fecha: 26/04/2022
11:10:00

Especialista Senior en Hidrocarburos
División de Supervisión Regional

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **9hwPweCkR**

La entidad de la Administración Pública a la cual se solicite información no podrá negar la misma basando su decisión en la identidad del solicitante. La denegatoria al acceso a la información solicitada debe ser debidamente fundamentada en las excepciones del Artículo 15 de esta Ley, señalándose expresamente y por escrito las razones por las que se aplican esas excepciones y el plazo por el que se prolongará dicho impedimento. La solicitud de información no implica la obligación de las entidades de la Administración Pública de crear o producir información con la que no cuente o no tenga obligación de contar al momento de efectuarse el pedido. En este caso, la entidad de la Administración Pública deberá comunicar por escrito que la denegatoria de la solicitud se debe a la inexistencia de datos en su poder respecto de la información solicitada. Esta Ley tampoco permite que los solicitantes exijan a las entidades que efectúen evaluaciones o análisis de la información que posean. (...)"

Dia Operativo	Volumen Inyectado en Chiquintirca (MMPCD)	Volumen Transferido a Planta Melchorita	Volumen Trasferido a TGP (MMPCD)	Gas Procesado (MMPCD)	Producción de GNL (m3)	GNL Disponible (m3)	Cisterna m³	Cisterna TON	Quavii	Petroperú	Lima
01Dic2021	969.6361875	703.1	267.6	704.8	29927.1	192753.4	821.48	369.8	298.3	47.6	
02Dic2021	966.8909375	673.6	286.6	675.2	28366.7	55128.9	863.69	388.8	293.9	94.9	
03Dic2021	964.730375	685.0	300.6	686.6	29051.3	81800.3	682.87	307.4	236.2	71.2	
04Dic2021	707.4566875	141.9	470.0	142.2	2436.2	83316.5	924.33	416.1	297.4	95.1	
05Dic2021	736.9835625	540.7	249.5	542.0	22292.4	104731.3	881.68	396.9	301.7	95.2	
06Dic2021	1001.956875	702.7	295.7	704.4	29899.9	133334.3	803.04	361.5	313.8	47.7	
07Dic2021	1026.421563	709.5	316.4	711.2	29859.3	153762.1	819.26	368.8	298.1	47	
08Dic2021	949.11	704.9	240.1	706.5	29889.6	182829.5	825.48	371.6	276.6	95	
09Dic2021	983.857375	702.6	306.2	704.2	29794.0	211851.1	775.72	349.2	278.1	71.1	
10Dic2021	979.4893125	702.7	312.5	704.4	29518.3	78249.1	677.53	305	234.3	47.1	
11Dic2021	1110.9625	710.1	374.9	711.8	30135.4	107710.4	676.87	304.7	233.3	71.4	
12Dic2021	932.838125	706.0	241.6	707.7	29682.8	18432.5	732.63	329.8	234.4	95.4	
13Dic2021	1031.454375	718.3	296.7	720.0	30492.4	48344.9	582.01	262	191.5	70.5	
14Dic2021	985.4659375	715.2	283.2	716.9	30309.1	78133.5	522.03	235	187.7	23.5	
15Dic2021	1016.088938	720.5	278.3	722.2	30500.0	108004.1	631.33	284.2	213	71.2	
16Dic2021	977.044	720.2	263.9	721.9	30537.0	137855.1	688.20	309.8	191.7	94.5	
17Dic2021	937.9718125	707.3	241.7	709.0	29722.7	142928.2	676.65	304.6	210.8	93.8	
18Dic2021	947.4059375	716.8	225.8	718.5	30337.1	30368.8	635.10	285.9	214.6	71.3	
19Dic2021	909.290375	720.5	191.1	722.2	30469.7	60260.4	580.24	261.2	189.9	47.6	
20Dic2021	962.355	715.7	252.7	717.4	30244.0	89831.0	676.20	304.4	233.6	70.8	
21Dic2021	976.750125	715.5	266.3	717.2	30246.3	119341.9	738.40	332.4	214.8	117.6	
22Dic2021	1003.39125	715.2	289.2	716.9	30003.9	90354.5	923.67	415.8	296.4	95.7	
23Dic2021	920.656625	641.6	313.0	643.1	26853.7	42526.9	626.66	282.1	235	47.1	
24Dic2021	859.056125	653.8	243.7	655.3	27430.3	69370.8	588.90	265.1	193.8	71.3	
25Dic2021	788.39575	604.6	142.9	606.0	25280.5	94020.6	633.77	285.3	191.1	70.3	
26Dic2021	876.925	720.1	188.6	721.8	30418.3	123608.7	834.37	375.6	280.4	95.2	
27Dic2021	1041.501313	720.9	293.0	722.6	30448.4	153427.4	632.66	284.8	190.2	94.6	
28Dic2021	1049.071375	713.2	349.9	714.9	30023.0	26150.3	767.95	345.7	298.7	47	
29Dic2021	1071.29925	717.1	345.0	718.8	30321.1	55901.6	572.46	257.7	234	23.7	
30Dic2021	1066.057875	715.8	347.3	717.5	30060.0	85237.0	727.52	327.5	256.8	70.7	
31Dic2021	929.2943125	710.9	224.3	712.6	29992.3	114559.7	671.98	302.5	255.9	46.6	

Anexo 2: Respuesta a la Solicitud de Acceso a la Información Pública por parte de OSINERGMIN (SAIP 202400182397)

		SOLICITUD DE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA (Texto Único Ordenado de la Ley N° 27806, Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2003-PCM y sus modificatorias efectuadas por el Decreto Legislativo N°		DATOS DEL FORMATO Código : F1 - P1 - 06 Revisión : 3	
I. DATOS DEL SOLICITANTE (COMPLETAR CON LETRA IMPRENTA):					
Apellidos y Nombres / Razón Social SUSAN WYFALA MAMANI HUAMANI		Documento de Identidad: D.N.I. / L.M. / C.E. / Otro 72246019		Correo electrónico wyfala@outlook.com	
DOMICILIO					
Av. / Calle / Jr. / Pj. AVENIDA EJÉRCITO		N° 285	Dpto / Int. -	Mz / Lote / Block -	Urbanización / AAHH / Comunidad o CP URBANIZACIÓN CENTRO HISTÓRICO
Distrito: CUSCO		Provincia: CUSCO		Departamento: CUSCO	
Referencias del Domicilio AVENIDA EJÉRCITO 285					
II. INFORMACIÓN					
TEMA : Gas Natural		SUBTEMA : Explotación, Producción de gas natural, Transporte, almacenamiento de gas natural y Procesamiento de gas natural			
DESCRIPCIÓN DE LA SOLICITUD: Buenos días, Solicito los siguientes documentos: 1. Expediente técnico de la planta de regasificación de gas natural licuado de Arequipa. 2. Expediente técnico de la planta de regasificación de gas natural licuado de Cusco. Agradezco anticipadamente su gentil atención. Saludos Cordiales					
III. MODALIDAD DE ENTREGA DE LA INFORMACIÓN (MARCA UNA DE LAS ALTERNATIVAS "X"):					
Copias Físicas ☐		Acceso Directo Datos de la persona que realizará la lectura del expediente solicitado:			
Copias Digitales Mediante Medio Magnético ☐		Apellidos y Nombres		Tipo y N° Documento de Identidad (D.N.I. / C.E. / Otro)	
Copias Digitales (Envío a correo electrónico gratuito) ☒					
IV. FORMA DE NOTIFICACIÓN (MARCAR CON "X"):					
SOLICITO QUE TODO ACTO ADMINISTRATIVO DERIVADO DEL PRESENTE PROCEDIMIENTO SE ME NOTIFIQUE A MI DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO (NUMERAL 4 DEL ARTÍCULO 20° DEL T.U.O. DE LA LEY N° 27444)					
SI ☒		NO ☐			
SI LA RESPUESTA ES POSITIVA, INDICAR LA DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO DE NOTIFICACIÓN: wyfala@outlook.com					
V. COMPROMISO DE PAGO					
ME COMPROMETO A REALIZAR EL PAGO CORRESPONDIENTE POR LAS REPRODUCCIONES SOLICITADAS (TUPA OSINERGMIN)					
APELLIDOS Y NOMBRES DEL SOLICITANTE SUSAN WYFALA MAMANI HUAMANI			FECHA Y HORA DE RECEPCIÓN (OSINERGMIN) 03/08/2024 - 10:50		
Firma			N° EXPEDIENTE: 202400182397		
OBSERVACIONES: SOLICITUD RECIBIDA A TRAVÉS DEL CANAL VIRTUAL APLICATIVO SAIP: https://saip.osinergmin.gob.pe/					
Notas:					
1. LA ENTREGA DE LOS DOCUMENTOS SOLICITADOS SE HARÁ A LA PERSONA O REPRESENTANTE DE LA EMPRESA QUE SOLICITÓ LA INFORMACIÓN, DE NO PODER CONCURRIR ÉSTE LA MISMA PODRÁ SER ENTREGADA A UN TERCERO QUE DEBERÁ CONTAR CON CARTA PODER SIMPLE. 2. DE NO SER REQUERIDA LA INFORMACIÓN SOLICITADA DENTRO DE LOS 30 DÍAS CALENDARIOS SIGUIENTES DE HABERSELE NOTIFICADO AL SOLICITANTE, SE DECLARARÁ EN ABANDONO LA SOLICITUD. 3. TOMAR EN CONSIDERACIÓN QUE LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN NO IMPLICA LA OBLIGACIÓN DE LAS ENTIDADES DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA DE CREAR O PRODUCIR INFORMACIÓN CON LA QUE NO CUENTE O NO TENGA OBLIGACIÓN DE CONTAR AL MOMENTO DE EFECTUARSE EL PEDIDO; TAMPOCO PERMITE QUE LOS SOLICITANTES EXJAN A LAS ENTIDADES QUE EFECTÚEN EVALUACIONES O ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN QUE POSEAN, EN CONFORMIDAD CON LO SEÑALADO EN EL ARTÍCULO 13° DEL T.U.O. DE LA LEY N° 27806, APROBADO MEDIANTE EL DECRETO SUPLENTO N° 043-2003-PCM Y MODIFICADO POR EL DECRETO LEGISLATIVO N° 1363					



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - Osienergmin

Otros Destinatarios
C/c

INFORME- GSE/DSR-1838-2024

Miraflores, 09 de agosto del 2024

Expediente 202400182397

A : Funcionario Responsable de atender el SAIP (FRAI)
De : División de Supervisión Regional
Especialista Senior en Supervisión Regional
Asunto : Atención de solicitud de Acceso a la Información Pública
Referencia : Escrito de registro N° 202400182397 de fecha 03 de agosto de 2024

Nos dirigimos a usted en atención a la Solicitud de Acceso a la Información Pública presentada por Susan Wyfala Mamani Huamani, mediante el cual nos solicita:

Que le entreguemos la información pública de: 1. Expediente técnico de la planta de regasificación de gas natural licuado de Arequipa. 2. Expediente técnico de la planta de regasificación de gas natural licuado de Cusco

En relación con lo solicitado, se envía el enlace de OneDrive donde se encuentra la información de la planta de regasificación de gas natural licuado de Arequipa:

[02 Expediente técnico de la Planta de regasificación de GNL Arequipa Norte](#)

Atentamente,

Firmado Digitalmente
por: UCANAY CUMPA
Jorge Luis FAU
20376082114 soft
Fecha: 09/08/2024
17:13:08

Jorge Ucañay Cumpa
Especialista Senior de Masificación de Gas Natural
División de Supervisión Regional
Poseedor de la Información Pública (PIP)



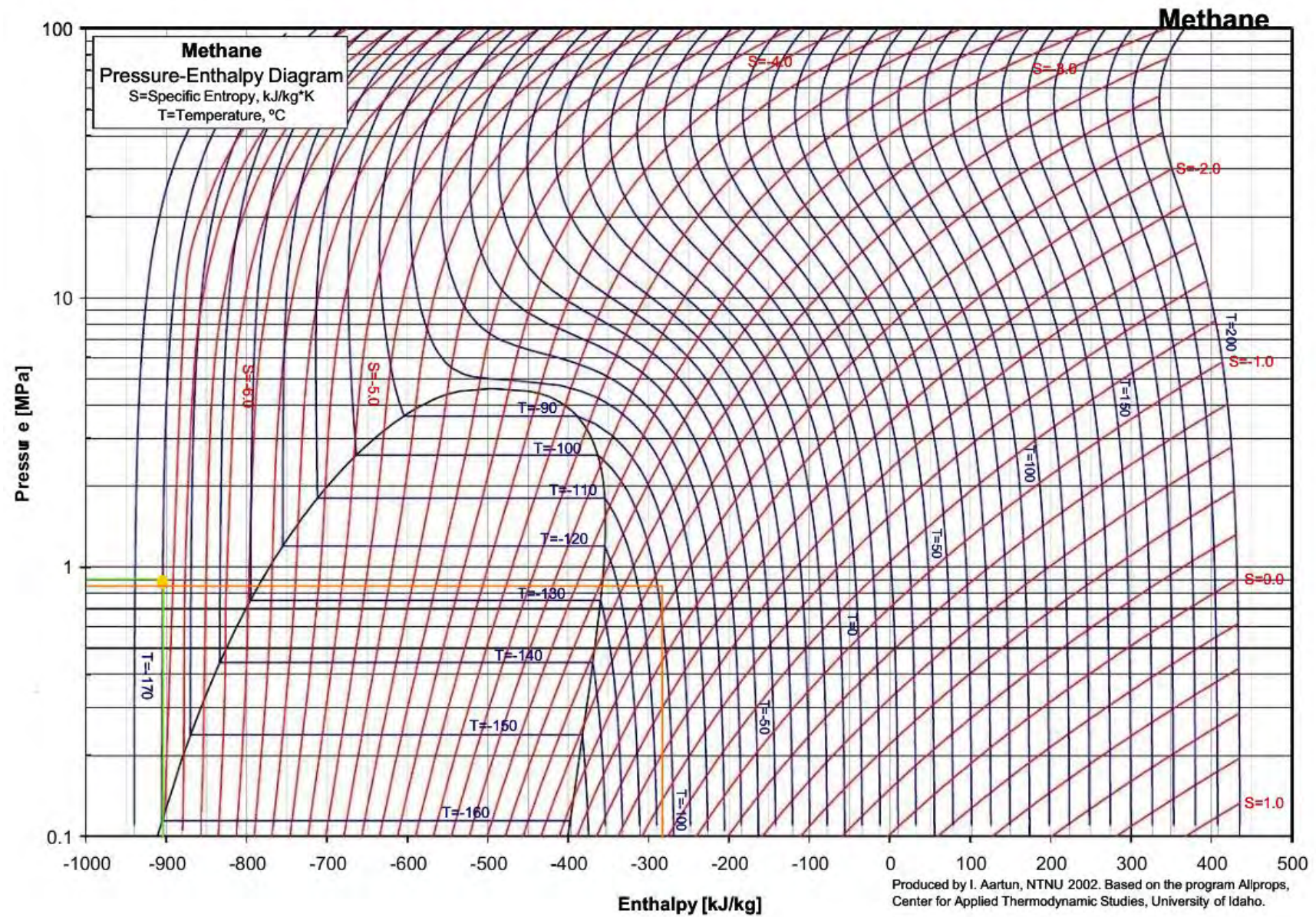
Osienergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA



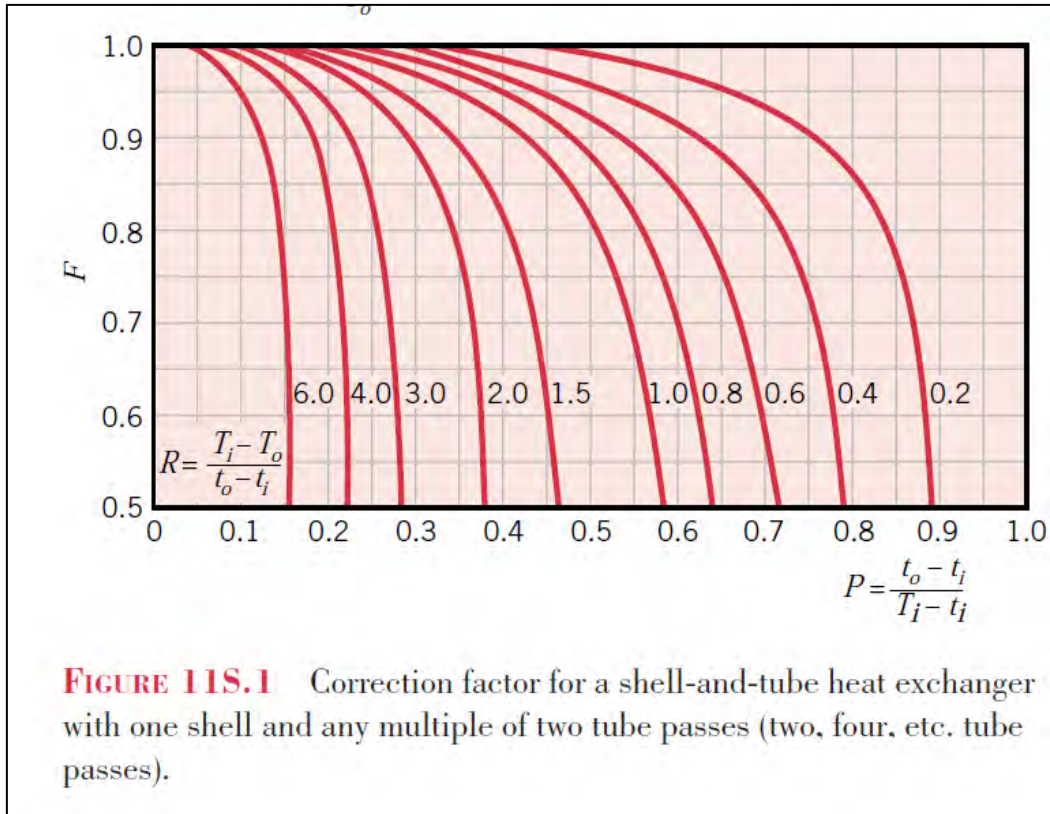
Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osienergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 008-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web: <https://verifica.osienergmin.gob.pe/verifica-docs/> ingresando el código **412GmUe00**

Anexo 3: Diagrama de Mollier para metano

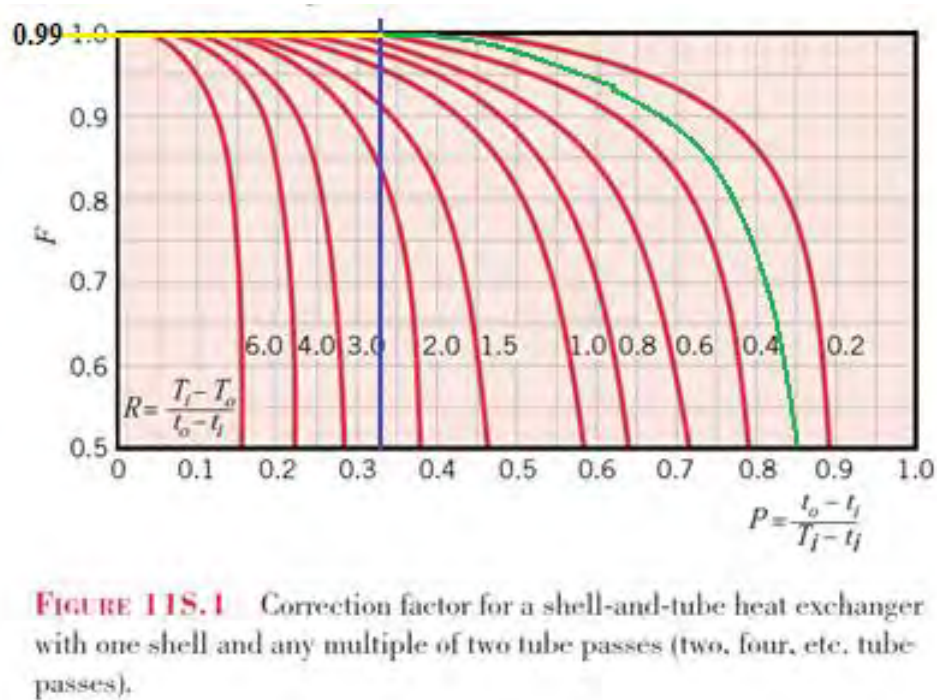


Anexo 4.

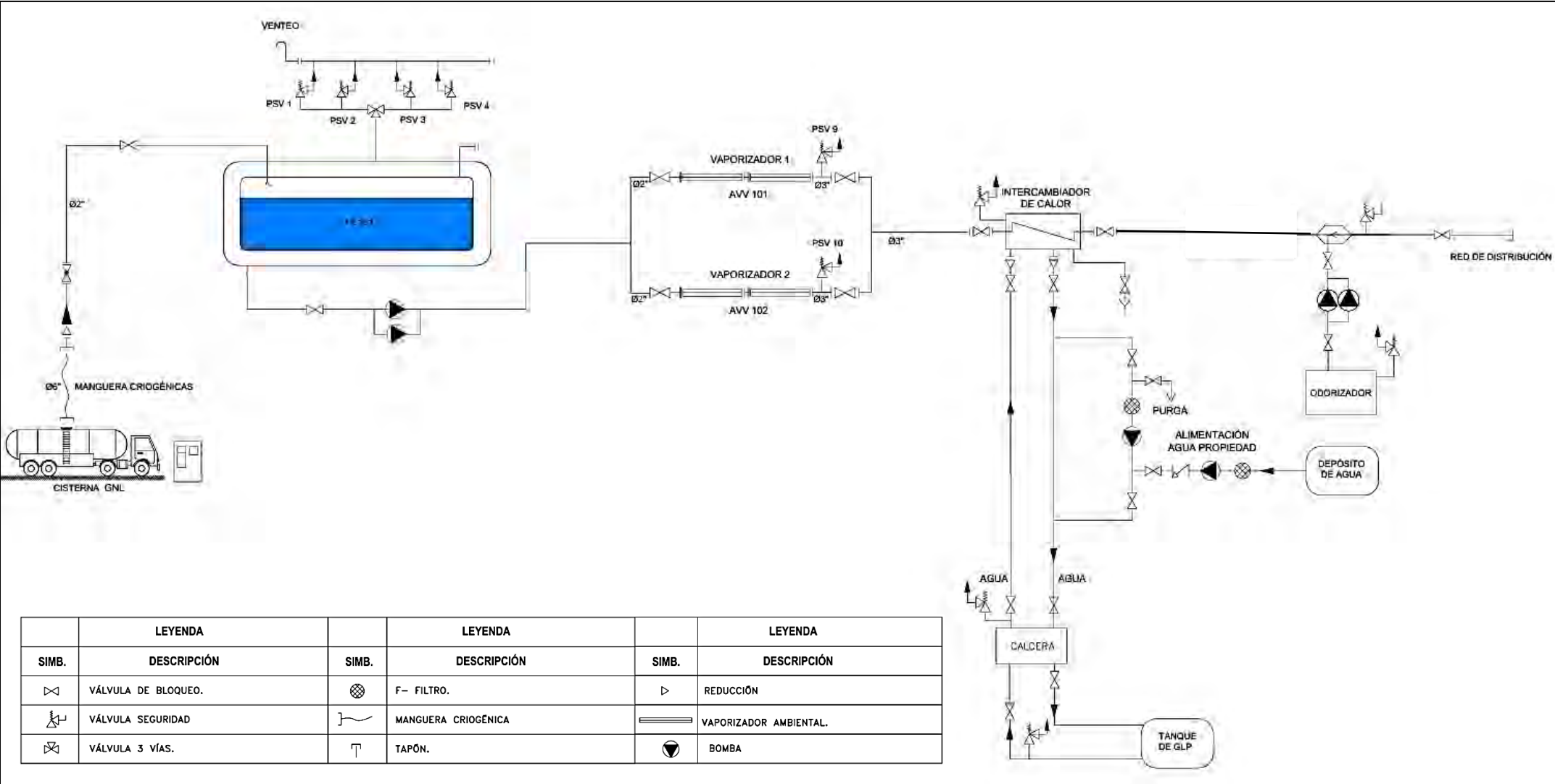
Figura 11S.1 de Factor de corrección para un intercambiador de carcasa y tubo con una carcasa y cualquier múltiplo de dos pasos de tubos con $P=0.34$ y $R=0.31$.



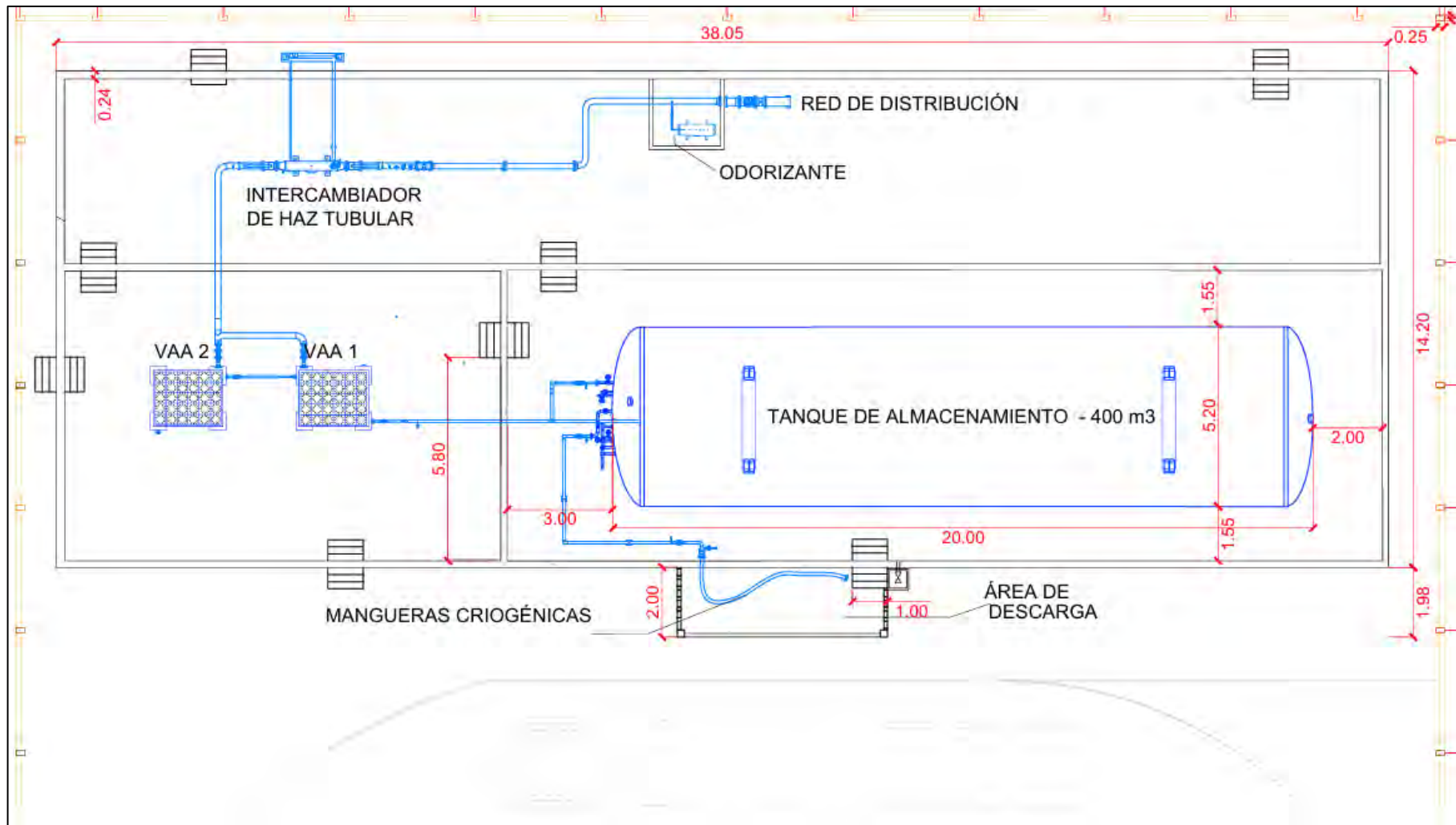
Nota. Figura 11.S1 del libro Fundamentals of Heat and Mass Transfer de Incropera (2015).

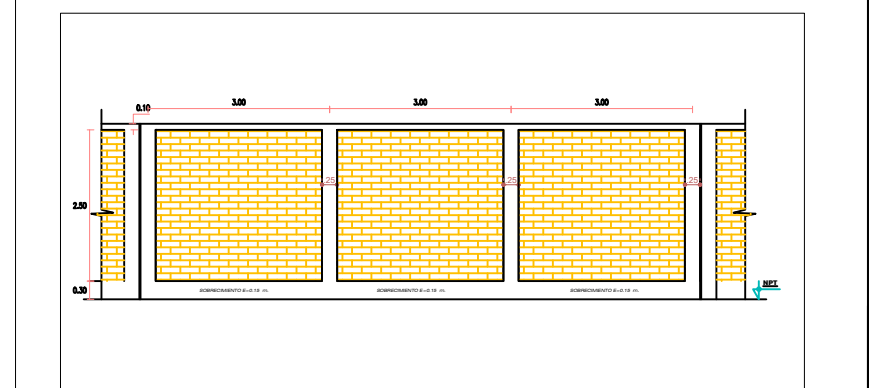
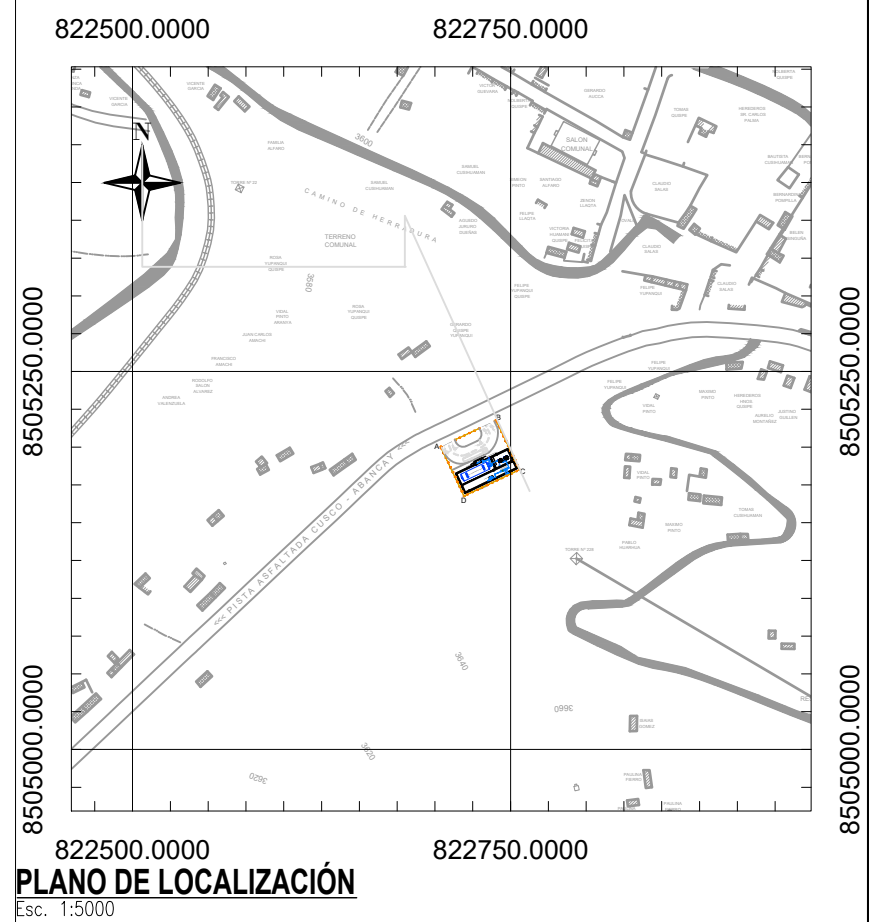
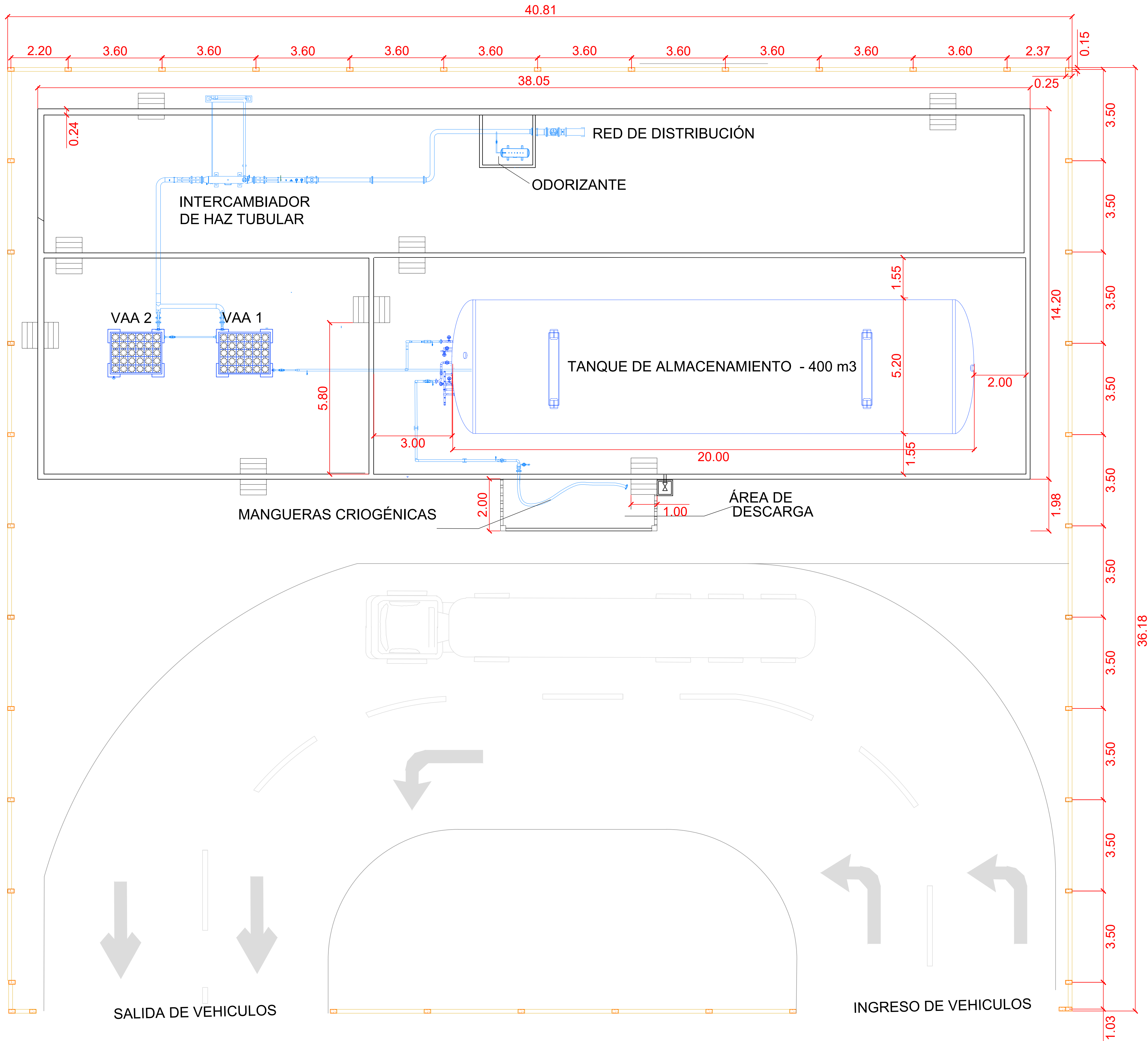
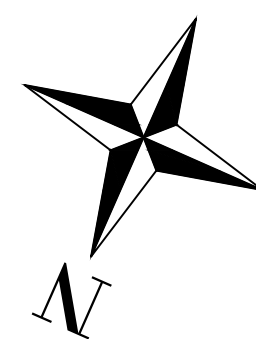


Anexo 5. Diagrama P&ID de la planta de regasificación de Gas Natural de Cusco.



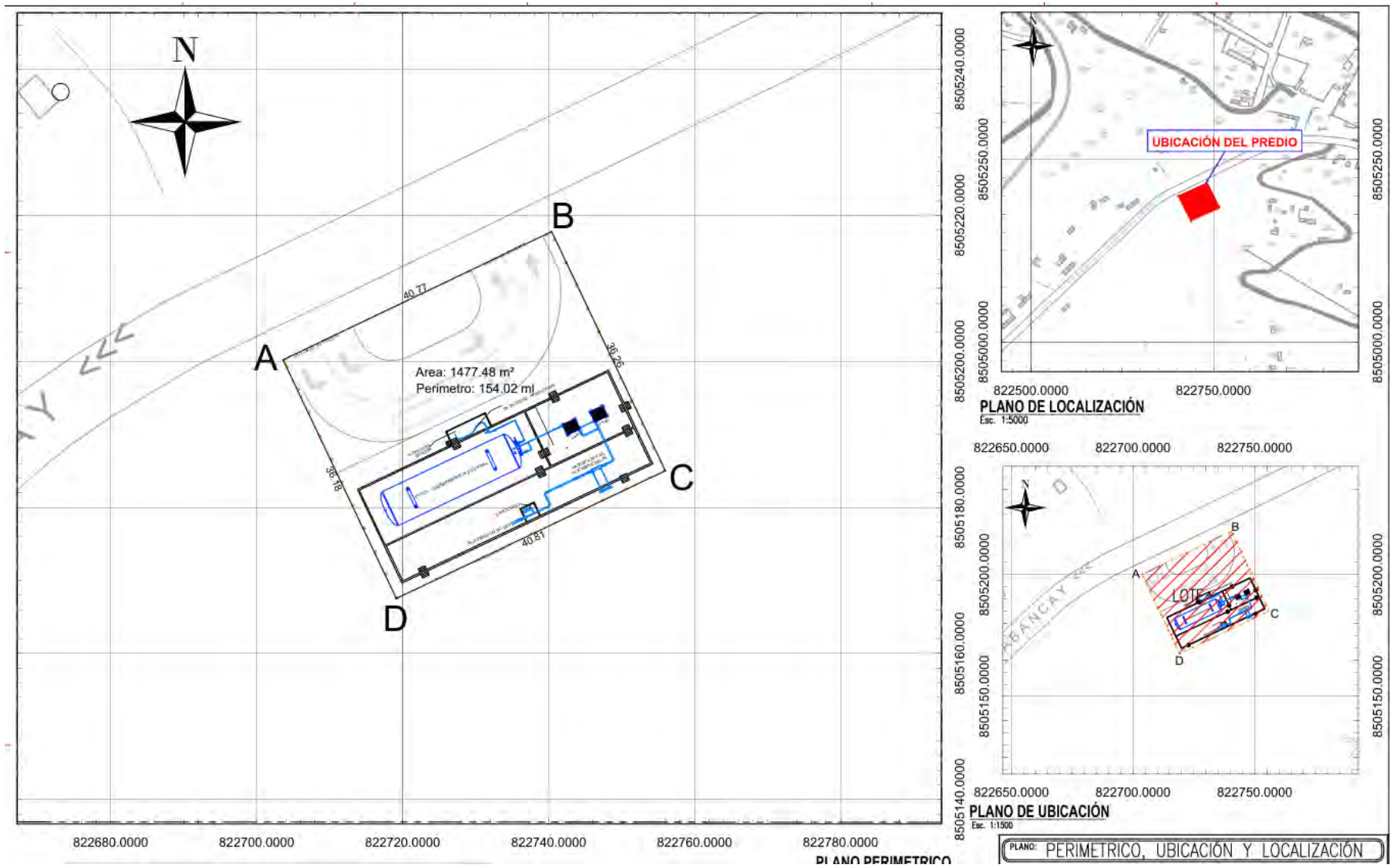
Anexo 6. Planos de distribución y ubicación de la planta de regasificación de Gas Natural de Cusco.

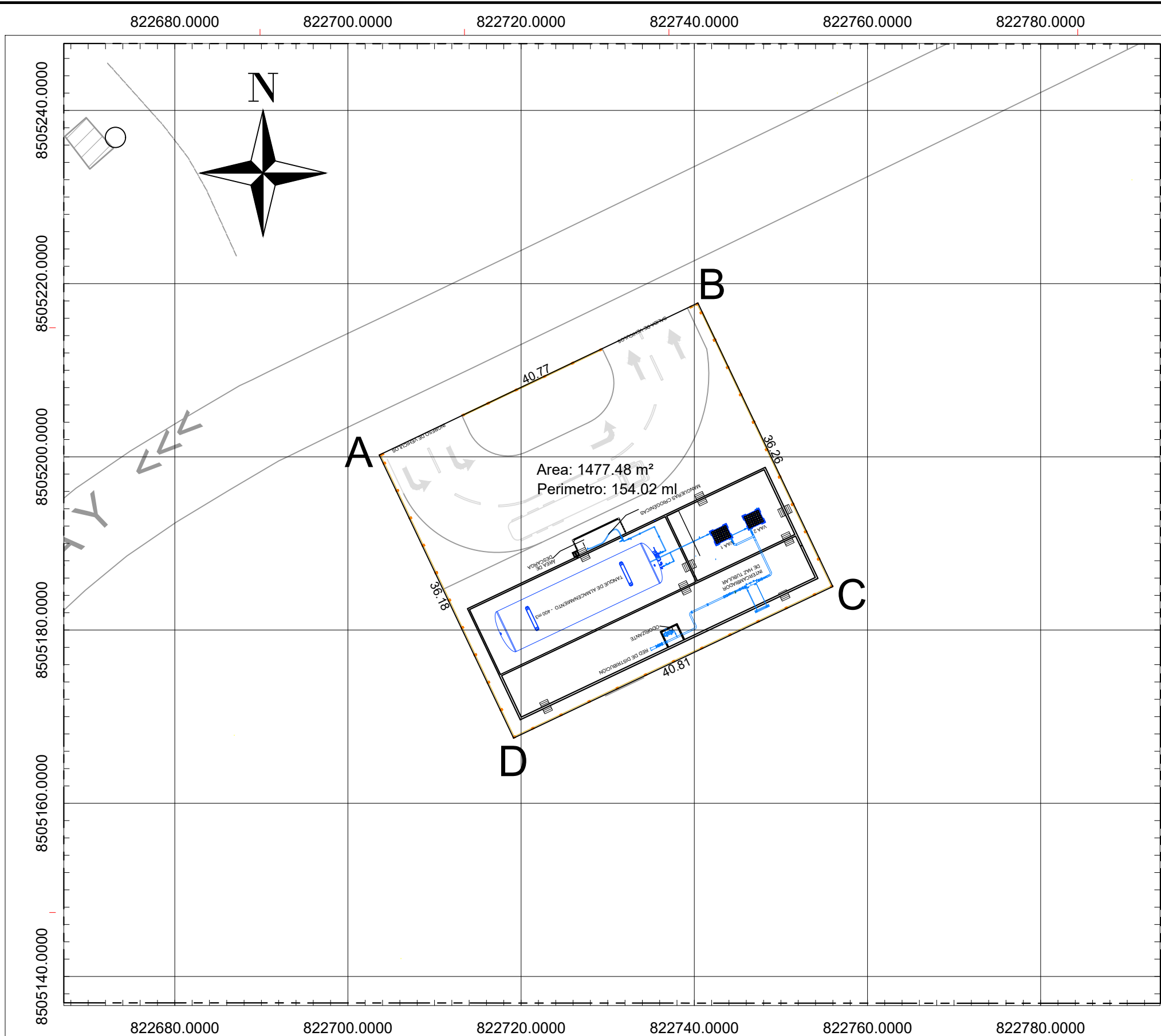




PLANO:		PLANO DE DISTRIBUCION	
PROYECTO:		Estudio de Prefactibilidad para la instalación de una Planta de Resuplificación de Gas Natural Licuado en Cusco	
TESISTAS:		Ing. FABIOLA DEL PILAR COLOQUE CARDENAS Ing. SUSAN WIFALA MAMANI HUAMANI	
MÉTODO DE CÁLCULO:		INDICADA	
ÁREA:		INDICADA	
PERÍMETRO:		INDICADA	
UBICACIÓN:		FECHA:	
CALLE:		OCTUBRE 2025	
DISTRITO:		ESCALA:	
PROVINCIA:		INDICADA	
DEPARTAMENTO:		DIB:	

PLANO DE DISTRIBUCION
Esc. 1:75

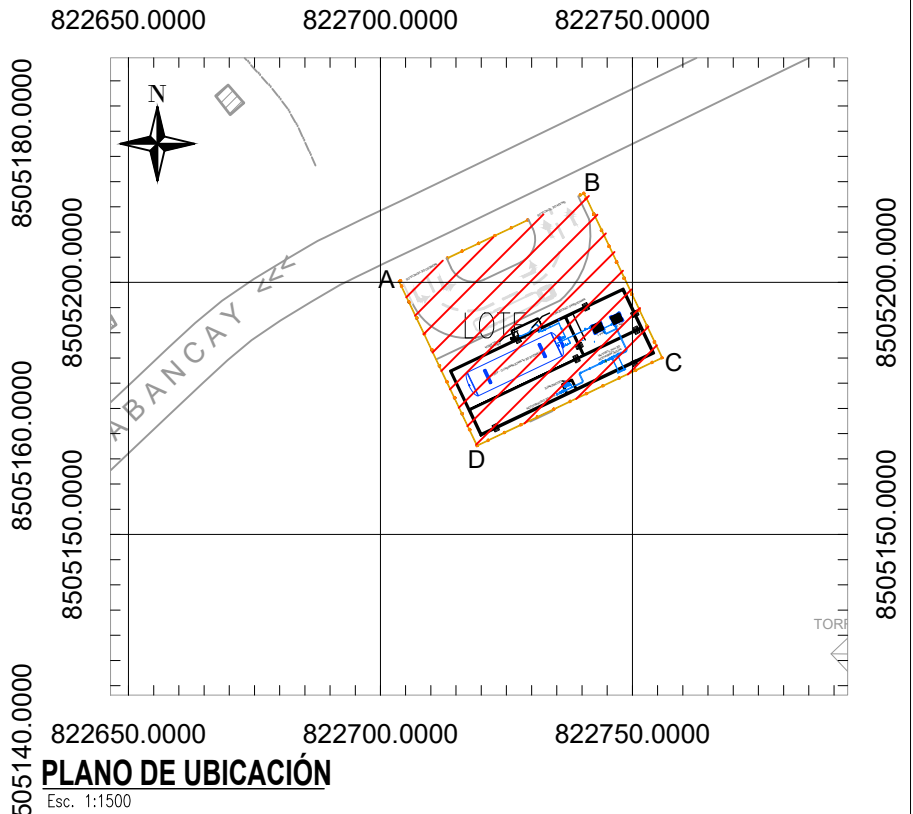




CUADRO DE DATOS TECNICOS				
VERTICE	LADO	DISTANCIA	NORTE	ESTE
A	A - B	40.77	8504581.4709	820280.0146
B	B - C	36.26	8504581.3854	820239.2411
C	C - D	40.81	8504617.6463	820239.2011
D	D - A	36.18	8504617.6463	820280.0146

Area: 1477.48 m²
Area: 0.1477 ha
Perimetro: 154.02 ml

- NOTAS:
- El plano esta elaborado sobre una cartografía base.
 - El modo de cálculo para el área es cartesiano y con WGS 84- zona 18 sur



PLANO: PERIMETRICO, UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN			
PROYECTO: "Estudio de Prefactibilidad para la instalación de una Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado en Cusco"			
TESISTAS: Bach. FABIOLA DEL PILAR COLQUE CARDENAS Bach. SUSAN WIFALA MAMANI HUAMANI			N° PLANO:
METODO CALCULO: CARTESIANO		AREA: INDICADA	PERIMETRO: INDICADA
UBICACION: CALLE POROY DISTRITO CUSCO PROVINCIA CUSCO DEPARTAMENTO CUSCO		SISTEMA: PROYECCION UTM DATUM WGS-84 ZONA 18 Sur BANDA	FECHA: OCTUBRE 2025 ESCALA: INDICADA
			DIB:

PU-01

Fluid Combination	U (W/m ² · K)
Water to water	850–1700
Water to oil	110–350
Steam condenser (water in tubes)	1000–6000
Ammonia condenser (water in tubes)	800–1400
Alcohol condenser (water in tubes)	250–700
Finned-tube heat exchanger (water in tubes, air in cross flow)	25–50

		Aplicable por el servicio setiembre de 2025 (Conforme lo dispuesto por las Resoluciones Osinergmin N° 054-2016-OS/CD, N° 207-2024-OS/CD y N° 027-2025-OS/CD)						
EMPRESA: GASES DEL PACIFICO S.A (Concesion Norte)								
1. PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL:								
Categoría Tarifaria	Rango de Consumo	Suministro de GNL (1)		Tarifa Unicas de Distribución (3)				
		Precio de GNL (2)	Recargo FISE (2)	Margen Comercialización		Margen de Distribución		
				Fijo (MCF) (2)	Capacidad (MCC) (2)	Margen de Distribución por Ductos (MDD) (2)	Margen Distribución GNL	
	\$m3/Cliente-mes	\$/ /m3	\$/ /m3	\$/ /mes	\$/ /(\$m3/día)-mes	\$/ /\$m3	Transporte Virtual (MDTV) (2)	Regasificación (MDR) (2)
A1	0 - 100	0.76219814	0.00691332	1.9101	-	0.77569122	0.18192656	0.19178102
A2	101 - 300	0.76219814	0.00691332	5.9778	-	0.70349800	0.18192656	0.18178102
B	301 - 1.000	0.82474710	0.00691332	16.3416	-	0.67492284	0.18192656	0.19178102
C	1.001 - 5.000	0.82474710	0.00691332	58.8361	-	0.84070672	0.18192656	0.19178102
D	5.001 - 38.000	0.82474710	0.00691332	-	0.8815	0.58656238	0.18192656	0.19178102
E	38.001 - 143.000	0.82474710	0.00691332	-	0.8376	0.55723423	0.18192656	0.19178102
F	143.001 - A MAS	0.82474710	0.00691332	-	0.8008	0.53279404	0.18192656	0.19178102
IP (4)	Instituciones Públicas	0.82474710	0.00691332	1.4502	-	0.58656238	0.18192656	0.19178102
GNV	Especial GNV	0.82474710	0.00691332	-	0.8199	0.54557831	0.18192656	0.19178102
PESCA	Consumos Estacionales	0.82474710	0.00691332	-	-	0.82860994	0.18192656	0.19178102
GE	Generador Eléctrico	0.82474710	0.00691332	-	0.5012	0.33351327	0.18192656	0.19178102

186

Anexo 9: Pliego Tarifario del Servicio de Electricidad – Electro Sur Este S.A.

PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD (NO INCLUYE IGV)			
	 SISTEMA ELECTRICO Electro Sur Este		cusco
TARIFA	MEDIA TENSION	UNIDAD	
MT2	Cargo Fijo Mensual	S//mes	14.83
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm.S//kW.h	31.21
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm.S//kW.h	26.16
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S//kW-mes	64.38
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S//kW-mes	23.47
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S//kW-mes	25.14
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm.S//kVar.h	4.62
MT3	Cargo Fijo Mensual	S//mes	13.69
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm.S//kW.h	31.21
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm.S//kW.h	26.16
	Cargo por Potencia Activa de Generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	59.24
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	37.88
	Cargo por Potencia Activa de Redes de Distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S//kW-mes	25.50
	Presentes Fuera de Punta	S//kW-mes	25.35

Nota. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/electrosureste/colecciones/20780-pliegos-tarifarios>

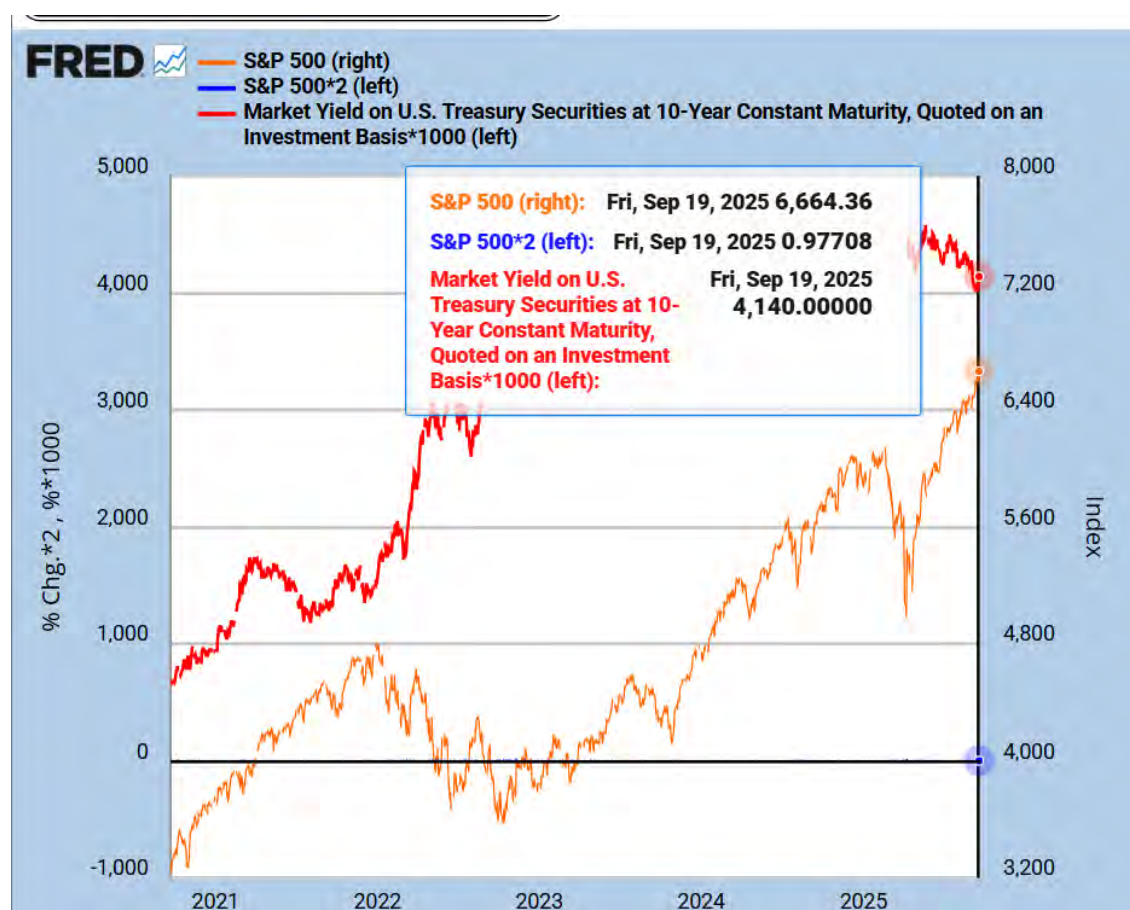
Anexo 10: Estructura tarifaria para las localidades de Paucartambo, Poroy y Saylla – SedaCusco S.A.

Estructura tarifaria para las localidades de Paucartambo, Poroy y Saylla

Clase	Categoría	Rango de consumo m3	Tarifa Agua Potable (S//m3)	Tarifa Alcantarillado (S//m3)	Cargo Fijo(S/ por mes)
Residencial	Social	0 a más	0.3882	0.2109	5.11
	Doméstico	0 a más	0.3882	0.2109	5.11
No Residencial	Comercial y otros	0 a más	0.7887	0.4290	5.11
	Industrial	0 a más	1.3679	0.7429	5.11
	Estatal	0 a más	0.7887	0.4290	5.11

Nota. Obtenido de <https://www.sedacusco.com/estructura-tarifaria-de-los-servicios/>

Anexo 11. Rendimiento del S&P500 y el rendimiento de los bonos de EE. UU



Nota. Obtenido de <https://fred.stlouisfed.org/graph/?g=s8w#>

Anexo 12. Venta mensual de GLP por los productores e importadores, según departamento – 2023.

PERÚ: VENTA MENSUAL DE GLP REALIZADA POR LOS PRODUCTORES E IMPORTADORES, SEGÚN DEPARTAMENTO, AÑO 2023 BARRILES

	ene-23		feb-23		mar-23		abr-23		may-23		jun-23		jul-23		ago-23		sep-23		oct-23		nov-23		dic-23	
DEPARTAMENTO	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G	GLP-E	GLP-G
AMAZONAS	742	156	469	118	751	564	836	60	833	60	1,087	120	545	48	296		1,130	547	981	107	795	103	1,051	174
ANCASH	11,243	18,966	10,781	12,844	12,111	14,548	11,415	15,371	12,371	13,848	11,310	14,434	11,306	12,329	9,155	10,168	10,433	13,721	11,739	16,722	11,923	12,505	11,436	16,073
APURIMAC	10,345	1,743	22,994	2,269	14,551	2,662	12,897	2,727	9,579	2,412	8,439	2,649	7,733	3,119	9,444	2,522	12,101	3,333	9,248	3,057	4,490	1,175	5,374	1,978
AREQUIPA	111,879	96,347	143,761	102,668	140,467	99,721	129,171	96,321	141,678	128,759	134,227	117,628	131,875	100,206	146,672	134,932	152,579	132,021	153,636	112,495	136,173	114,374	144,005	115,272
AYACUCHO	24,389	4,283	22,333	4,843	28,221	5,803	25,254	7,512	27,685	9,086	28,323	6,847	25,628	3,504	24,958	6,050	29,598	3,125	24,621	6,846	28,037	7,075	28,247	7,352
CAJAMARCA	16,997	5,414	14,785	5,815	19,957	5,019	18,833	4,931	22,903	5,266	22,630	6,210	18,487	6,070	14,579	7,059	21,629	7,080	20,750	5,856	18,372	6,897	19,762	7,432
CUSCO	27,251	1,449	52,659	2,603	53,624	2,014	48,612	2,822	48,922	2,835	47,823	2,250	50,450	3,947	43,493	3,206	42,498	3,376	63,995	3,696	43,981	2,611	58,086	1,718
HUANCAYELICA																								
HUANUCO	24,700	23,760	25,770	20,295	27,042	25,267	26,804	20,288	28,409	22,813	24,998	25,359	24,769	23,746	25,270	22,505	28,907	21,272	26,826	23,625	25,345	22,327	26,877	19,821
ICA	29,374	68,050	31,853	68,946	32,283	74,076	26,028	73,864	22,816	84,556	34,991	89,395	32,242	83,824	35,262	93,535	35,835	91,739	39,187	90,266	35,930	86,185	34,419	88,086
JUNIN	58,722	34,416	58,913	30,525	63,051	38,315	60,566	36,836	63,977	40,591	62,602	37,180	63,870	41,190	62,013	36,813	63,778	37,724	64,762	38,688	62,812	36,747	60,070	37,641
LA LIBERTAD	88,651	88,870	82,887	87,358	84,067	89,339	75,331	83,833	89,123	108,578	74,972	101,262	83,475	111,310	80,110	91,328	88,437	98,468	88,750	98,923	89,429	101,244	83,100	97,151
LAMBAYEQUE	57,899	29,550	52,974	26,424	61,119	25,752	53,146	23,402	55,097	29,802	56,155	30,037	56,286	32,976	54,287	28,118	64,073	37,125	63,364	34,295	66,162	36,909	53,310	44,099
LIMA	426,517	520,010	386,091	481,414	413,950	564,861	380,354	524,027	424,170	555,660	407,456	565,012	415,655	593,872	402,112	556,408	446,413	565,463	451,673	517,376	444,235	515,428	455,401	520,438
LORETO	4,860	958	4,993	674	4,962	702	2,769	287	2,488	702	4,811	391	2,494	285	2,234	824	4,184	652	4,998	852	4,702	929		286
MADRE DE DIOS	282	271	2,529		1,964	276	1,957		1,969	276	1,972		1,675		2,256		2,265		2,277	276	1,685			1,695
MOQUEGUA		1,070		1,369		1,175		1,354		1,400		1,120		1,148		1,171		851		1,411		1,672		1,867
PASCO		649		447		547		667		947		926		1,215		182		379		303		195		439
PIURA	46,196	14,846	33,789	15,593	43,120	13,612	47,576	4,316	54,598	7,841	52,322	6,275	51,458	7,613	34,657	7,707	41,427	12,185	49,454	13,341	44,715	13,867	50,606	19,596
PUÑO	25,329	556	25,633	1,097	24,030		23,185	291	32,231		33,935		32,702	842	27,742	1,731	31,713	1,720	34,855	280	26,195	567	31,750	277
SAN MARTIN	33,173	6,185	26,877	5,685	35,196	8,616	32,580	6,291	32,626	7,045	35,430	8,093	33,675	7,140	31,700	7,475	34,719	8,098	38,180	7,511	33,927	7,042	23,918	7,255
TACNA	3,445	10,705	3,771	14,155	1,730	17,506	2,901	14,887	2,551	16,644	3,144	16,713	3,192	16,519	3,145	18,801	3,151	20,072	2,586	19,071	2,853	19,657	2,845	20,412
TUMBES	589		197		864		1,567	119	1,365	128	1,790	179	1,197	240	200	119	608	200	437	200	542	800	668	
UCAYALI	6,685	506	9,271	999	10,143	894	11,643	764	11,792	949	11,758	804	14,276	786	16,325	932	15,450	762	15,617	688	16,691	864	27,452	783
Total	1,010,867	928,760	1,015,330	886,141	1,073,203	991,268	993,425	924,960	1,087,365	1,040,199	1,040,174	1,032,883	1,062,988	1,051,932	1,025,908	1,031,588	1,130,318	1,060,920	1,167,728	996,123	1,098,653	988,914	1,121,206	1,008,817
Total (MBDC)	32.61	29.96	36.26	31.65	34.62	31.98	33.11	30.83	36.08	33.55	33.34	34.43	34.29	33.93	33.09	33.28	37.68	35.36	37.67	32.13	36.62	32.96	36.17	32.54

Corresponde a las transacciones registradas por los Productores e Importadores a las Plantas Envasadoras, Gasocentros, Consumidores Directos y/o Distribuidores a Granel ubicados en estos departamentos.

Decreto Supremo N°007-2020-EM, publicado en el diario oficial el peruano el día 21.04.2020.

Decreto Supremo N°023-2021-EM, publicado en el diario oficial el peruano el día 06.09.2021

Fuente: Datos del SCOP, SPIC OSINERGMIN-PERÚ

Nota. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/hidrocarburos/SCOP/SCOP-DOCS/2023/Demanda-Diesel2-GLP-Nacional/04-Demanda-Nacional-GLP-2023.pdf

Anexo 13. Tabla 1 de la norma ASME B36.10M para determinar el diámetro exterior.

ASME B36.10: Especificación para tuberías de acero forjado soldadas y sin costura para temperaturas y presiones alt:										
DN	NPS (en inglés)	diámetro exterior (mm)	Sch10	Sch20	Sch30	Sch40	ETS	Sch60	Sch80	XS
6	1/8	10.3	1.24		1.45	1.73	1.73		2.41	2.41
8	1/4	13.7	1.65		1.85	2.24	2.24		3.02	3.02
10	3/8	17.1	1.65		1.85	2.31	2.31		3.2	3.2
15	1/2	21.3	2.11		2.41	2.77	2.77		3.73	3.73
20	3/4	26.7	2.11		2.41	2.87	2.87		3.91	3.91
25	1	33.4	2.77		2.90	3.38	3.38		4.55	4.55
32	1 1/4	42.2	2.77		2.97	3.56	3.56		4.85	4.85
40	1 1/2	48.3	2.77		3.18	3.68	3.68		5.08	5.08
50	2	60.3	2.77		3.18	3.91	3.91		5.54	5.54
65	2 1/2	73	3.05		4.78	5.16	5.16		7.01	7.01
80	3	88.9	3.05		4.78	5.49	5.49		7.62	7.62
90	3 1/2	101.6	3.05		4.78	5.74	5.74		8.08	8.08
100	4	114.3	3.05		4.78	6.02	6.02		8.56	8.56
125	5	141.3	3.40			6.55	6.55		9.53	9.53
150	6	168.3	3.40			7.11	7.11		10.97	10.97
200	8	219.1	3.76	6.35	7.04	8.18	8.18	10.31	12.70	12.70
250	10	273.1	4.19	6.35	7.8	9.27	9.27	12.7	15.09	12.70
300	12	323.9	4.57	6.35	8.38	10.31	9.53	14.27	17.48	12.70
350	14	355.6	6.35	7.92	9.53	11.13	9.53	15.09	19.05	12.70
400	16	406.4	6.35	7.92	9.53	12.70	9.53	16.66	21.44	12.70

Anexo 14. Tabla 841.1.7-1 de la norma ASME B31.8 para determinar el factor de junta longitudinal.

Spec. No.	Pipe Class	E Factor
ASTM A53	Seamless	1.00
	Electric-resistance welded	1.00
	Furnace-buttwelded, continuous weld	0.60
ASTM A106	Seamless	1.00
ASTM A134	Electric-fusion welded	0.80
ASTM A135	Electric-resistance welded	1.00
ASTM A139	Electric-fusion welded	0.80
ASTM A333	Seamless	1.00
	Electric-resistance welded	1.00
	Submerged-arc welded	1.00
ASTM A381	Electric-fusion welded	1.00
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A672	Electric-fusion welded	1.00
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A691	Electric-fusion welded	1.00
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
API Spec 5L	Electric-resistance welded	1.00
	Seamless	1.00
	Submerged-arc welded (straight seam or helical seam)	1.00
	Furnace-buttwelded, continuous weld	0.60
	Combination welded	1.00

GENERAL NOTE: Definitions for the various classes of welded pipe are given in [para. 804.7.3](#).

Anexo 15. Chemical Engineering Plant Cost Index

CHEMICAL ENGINEERING PLANT COST INDEX® (CEPCI)				
(1957–59 = 100)	Apr. '24 Prelim.	Mar. '24 Final	Apr. '23 Final	Annual Index:
CE Index	799.1	800.7	803.3	2016 = 541.7
Equipment	1,003.6	1,006.3	1,014.3	2017 = 567.5
Heat exchangers & tanks	805.0	810.6	832.8	2018 = 603.1
Process machinery	1,036.9	1,034.1	1,041.8	2019 = 607.5
Pipe, valves & fittings	1,340.1	1,342.5	1,397.5	2020 = 596.2
Process instruments	574.9	569.8	567.2	2021 = 708.8
Pumps & compressors	1,538.0	1,537.8	1,387.9	2022 = 816.0
Electrical equipment	822.6	822.8	796.5	2023 = 797.9
Structural supports & misc.	1,122.3	1,131.2	1,128.3	
Construction labor	375.6	374.6	362.9	
Buildings	809.5	812.6	808.5	
Engineering & supervision	316.8	315.5	313.8	

Starting in April 2007, several data series for labor and compressors were converted to accommodate series IDs discontinued by the U.S. Bureau of Labor Statistics (BLS). Starting in March 2018, the data series for chemical industry special machinery was replaced because the series was discontinued by BLS (see *Chem. Eng.*, April 2018, p. 76–77.)

CHEMICAL ENGINEERING PLANT COST INDEX (CEPCI)				
(1957–59 = 100)	Mar. '21 Prelim.	Feb. '21 Final	Mar. '20 Final	Annual Index:
CE Index	655.9	637.8	598.3	2013 = 567.3
Equipment	808.5	782.6	726.2	2014 = 576.1
Heat exchangers & tanks	698.4	675.3	621.4	2015 = 556.8
Process machinery	792.5	771.1	724.7	2016 = 541.7
Pipe, valves & fittings	1,094.3	1,052.6	854.7	2017 = 567.5
Process instruments	474.6	450.7	416.3	2018 = 603.1
Pumps & compressors	1,111.8	1,111.5	1,085.2	2019 = 607.5
Electrical equipment	586.3	575.4	562.3	2020 = 596.2
Structural supports & misc.	877.3	847.0	778.5	
Construction labor	333.8	333.6	325.1	
Buildings	678.7	653.4	595.2	
Engineering & supervision	310.2	310.8	313.4	

Starting in April 2007, several data series for labor and compressors were converted to accommodate series IDs discontinued by the U.S. Bureau of Labor Statistics (BLS). Starting in March 2018, the data series for chemical industry special machinery was replaced because the series was discontinued by BLS (see *Chem. Eng.*, April 2018, p. 76–77.)

Anexo 16. Demanda y diagnóstico de mercado recibido de OSINERGMIN, mediante SAIP-202200107832.

		SOLICITUD DE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA (Texto Único Ordenado de la Ley N° 27806, Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, aprobado por Decreto Supremo N° 043-2003-PCM y sus modificaciones efectuadas por el Decreto Legislativo N°		DATOS DEL FORMATO Código : F1 - P1 - 06 Revisión : 3	
I. DATOS DEL SOLICITANTE (COMPLETAR CON LETRA IMPRENTA):					
Apellidos y Nombres / Razón Social SUSAN WYFALA MAMANI HUAMANI		Documento de Identidad (D.N.I.) / L.M./C.E. / 72246019		Correo electrónico 150447@unsac.edu.pe	
DOMICILIO					
Av. / Calle / Jr. / Psg. AV. DEL EJERCITO 3 CENTRO HISTORICO		N° 	Dpto. / 	Mz. / Lote / Block 	Urbanización / A.A.U.H. / Comunidad o Centro
Distrito CUSCO	Provincia CUSCO	Departamento CUSCO		Teléfono 989421099	
Referencias del Domicilio					
II. INFORMACIÓN					
TEMA : Gas Natural					
SUB TEMA : Explotación, Producción de gas natural, Transporte, almacenamiento de gas natural y Procesamiento de gas natural					
DESCRIPCIÓN DE LA SOLICITUD:					
Solicito el documento Anexo 1: Demanda y Diagnóstico de Mercado de la empresa KUNTUR TRANSPORTADORA DE GAS S.A., puesto que mediante el link web: http://www2.osinergmin.gob.pe/ProdReg/GasNatural/TarifasTransporteGasAndinoSurMero/ Demuestro: 20% con diagnóstico de mercado 2006% 20 junio por no su poder acceder al documento					
Saludos Cordiales					
III. MODALIDAD DE ENTREGA DE LA INFORMACIÓN (MARCA UNA DE LAS ALTERNATIVAS "X"):					
Copias Físicas: ☐		Acceso Directo: Datos de la persona que realizará la lectura del expediente solicitado:			
Copias Digitales Mediante Medio Magnético: ☐		Apellidos y Nombres		Tipo y N° Documento de Identidad (D.N.I. / C.E. / Otro)	
Copias Digitales (Email o correo electrónico): ☒					
IV. FORMA DE NOTIFICACIÓN (MARCAR CON "X"):					
SOLICITO QUE TODO ACTO ADMINISTRATIVO DERIVADO DEL PRESENTE PROCEDIMIENTO SE ME NOTIFIQUE A MI DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO (NUMERAL 4 DEL ARTÍCULO 20° DEL T.U.O. DE LA LEY N° 27444)					
SI ☒ NO ☐					
SI LA RESPUESTA ES POSITIVA, INDICAR LA DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO DE NOTIFICACIÓN: 150447@unsac.edu.pe					
V. COMPROMISO DE PAGO					
ME COMPROMETO A REALIZAR EL PAGO CORRESPONDIENTE POR LAS REPRODUCCIONES SOLICITADAS (ÍTEM 6.2 DEL TUPA OSINERGMIN)					
APELLIDOS Y NOMBRES DEL SOLICITANTE SUSAN WYFALA MAMANI HUAMANI			FECHA Y HORA DE RECEPCIÓN (OSINERGMIN) 05/06/2022 - 16:32		
Firma					
Observaciones					
Notas:					
1. LA ENTREGA DE LOS DOCUMENTOS SOLICITADOS SE HARÁ A LA PERSONA O REPRESENTANTE DE LA EMPRESA QUE SOLICITÓ LA INFORMACIÓN; DE NO PODER CONCURRIR ESTE LA MISMA PODRÁ SER ENTREGADA A UN TERCERO QUE DEBERÁ CONTAR CON CARTA PODER SIMPLE. 2. DE NO SER REQUERIDA LA INFORMACIÓN SOLICITADA DENTRO DE LOS 30 DÍAS CALENDARIOS SIGUIENTES DE HABERSELE NOTIFICADO AL SOLICITANTE, SE DECLARARÁ EN ABANDONO LA SOLICITUD. 3. TOMAR EN CONSIDERACIÓN QUE LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN NO IMPLICA LA OBLIGACIÓN DE LAS ENTIDADES DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA DE CREAR O PRODUCIR INFORMACIÓN CON LA QUE NO CUENTE O NO TENGA OBLIGACIÓN DE CONTAR AL MOMENTO DE EFECTUARSE EL PEDIDO; TAMPOCO PERMITE QUE LOS SOLICITANTES EXIJAN A LAS ENTIDADES QUE EFECTÚEN EVALUACIONES O ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN QUE POSEAN, EN CONFORMIDAD CON LO SEÑALADO EN EL ARTÍCULO 13° DEL T.U.O. DE LA LEY N° 27806, APROBADO MEDIANTE EL DECRETO SUPLENTO N° 043-2003-PCM Y MODIFICADO POR EL DECRETO LEGISLATIVO N° 1359.					

000071

**ANEXO 1 - DEMANDA Y DIAGNOSTICO DE
MERCADO**

	KUNTUR TRANSPORTADORA DE GAS GASODUCTO ANDINO DEL SUR	06-Junio-2009
	Anexo 1: Demanda y diagnóstico de mercado	LATIN ENERGY

INDICE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	6
2	CRITERIOS DE SEGMENTACIÓN DEL MERCADO	6
3	CATEGORÍA RESIDENCIAL	8
3.1	CRITERIOS DE IDENTIFICACIÓN	8
3.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA	14
4	CATEGORÍA COMERCIAL	15
4.1	CRITERIOS DE IDENTIFICACIÓN	16
4.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA	17
5	CATEGORÍA GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)	17
5.1	CRITERIOS DE IDENTIFICACIÓN	17
5.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA	20
6	CATEGORÍA INDUSTRIALES	20
6.1	CRITERIOS DE IDENTIFICACIÓN	20
6.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA	23
7	CATEGORÍA GENERADORES ELÉCTRICOS (GGEE)	24
7.1	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL	24
7.1.1	Zona Centro - Norte	27
7.1.2	Zona Sur	30
7.2	OFERTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	33
7.2.1	Zona Centro - Norte	39
7.2.2	Zona Sur	41
7.3	CAPACIDAD CONTRATADA DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA - SUR	43
7.4	COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN	47
8	CATEGORÍA VALOR AGREGADO (PETROQUÍMICA)	52
8.1	MERCADO REGIONAL DE LOS PRODUCTOS PETROQUÍMICOS	52
8.2	RIESGO Y ESTABILIDAD MACROECONÓMICA DEL PERÚ	53
8.3	CREACIÓN DE UN POLO PETROQUÍMICO EN MATARANI	55

https://osinergmin-my.sharepoint.com/personal/aquispeh_osinergmin_gob_pe/_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Faquispeh%5Fosinergmin%5Fgob%5Fpe%2FDocuments%2FAtenci%C3%B3n%20de%20SAIP%2FSAIP%20anteriores%2FSAIP%2FAnexo1%2DDemanda%20y%20diagnostico%20de%20mercado%2008%20Junio%2Epdf&parent=%2Fpersonal%2Faquispeh%5Fosinergmin%5Fgob%5Fpe%2FDocuments%2FAtenci%C3%B3n%20de%20SAIP%2FSAIP%20anteriores%2FSAIP&ga=1