

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

Evaluación de la instalación de Micro-Planta de GNL para el abastecimiento de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú

Para obtener el grado de maestro en Ciencias con mención en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural.

Elaborado por

Javier Francisco Huaytan Ponce

 [0009-0001-7901-9200](https://orcid.org/0009-0001-7901-9200)

Asesor

M.Sc. Joseph Jean Sinchitullo Gomez

 [0000-0003-3191-9055](https://orcid.org/0000-0003-3191-9055)

LIMA – PERÚ

2024

Cita	Huaytan Ponce [1]
Referencia/Reference	[1]. J. Huaytan Ponce, " <i>Evaluación de la instalación de Micro-Planta de GNL para el abastecimiento de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú</i> " [Tesis]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Cita	(Huaytan, 2024)
Referencia/Reference	Huaytan, J. (2024). <i>Evaluación de la instalación de Micro-Planta de GNL para el abastecimiento de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú</i> . [Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio Institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

Dedico el presente trabajo a mi familia por ser mi principal motivación a superarme en cada etapa de mi vida profesional.

Agradecimiento

Agradecimiento especial a los asesores por su apoyo y orientación para la realización del presente trabajo de Tesis.

Resumen

La tesis "Evaluación de la instalación de Micro-Planta de GNL para el abastecimiento de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú" aborda la problemática de garantizar el suministro de gas natural en el norte de Perú hasta el año 2040 debido a su creciente demanda. La hipótesis central sostiene que la instalación de micro-planta de GNL puede ser una solución viable para asegurar el suministro de gas a un precio competitivo y con seguridad energética.

El método de investigación incluyó la evaluación de reservas de gas disponibles, análisis de costos de instalación y operación de micro-plantas, y la comparación de indicadores financieros bajo diferentes escenarios. Se realizaron análisis de sensibilidad para determinar la viabilidad económica y la resiliencia del suministro frente a restricciones.

Las principales conclusiones indicaron que, aunque existen limitaciones en las reservas de gas natural, siendo el Lote XIII el más prometedor, la instalación de micro-plantas de GNL es una opción competitiva y necesaria para la seguridad energética del norte del país. Se identificaron costos de suministro elevados los cuales representan el 79% del OPEX, principalmente debido a tarifas del concesionario, y la instalación de tanques de almacenamiento aumenta significativamente el CAPEX. A pesar de estos desafíos, uno de los esquemas propuestos muestra indicadores financieros positivos, con un VAN-E de 3.5 MM\$ y un TIR-E de 11.2%, haciendo viable el proyecto bajo la condición de atender una demanda industrial creciente en la zona norte del país.

Palabras clave - GNL, micro-planta, seguridad energética, costo de suministro.

Abstract

The thesis "Evaluation of the installation of a Micro-LNG Plant to supply of natural gas in the northern industrial regions of Peru" addresses the problem of guaranteeing the supply of natural gas in the north of Peru until 2040 due to its increasing demand. The central hypothesis maintains that the installation of an LNG micro-plant can be a viable solution to ensure the supply of gas at a competitive price and with energy security.

The research method included the evaluation of available gas reserves, analysis of installation and operation costs of micro-plants, and the comparison of financial indicators under different scenarios. Sensitivity analyzes were performed to determine economic viability and supply resilience to constraints.

The main conclusions indicated that, although there are limitations in natural gas reserves, with Lot XIII being the most promising, the installation of LNG micro-plants is a competitive and necessary option for the energy security of the north of the country. High supply costs were identified, which represent 79% of OPEX, mainly due to concessionaire fees, and the installation of storage tanks significantly increases CAPEX. Despite these challenges, one of the proposed schemes shows positive financial indicators, with an NPV-E of \$3.5 MM and an IRR-E of 11.2%, making the project viable under the condition of a growing industrial demand in the northern part of the country.

Keywords - LNG, micro-plant, energy security, cost of supply.

Tabla de Contenido

<i>Dedicatoria</i>	III
Resumen	V
Abstract	VI
Tabla de Contenido	VII
Lista de Tablas	IX
Lista de Figuras	XII
Introducción	1
CAPITULO I. PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN	7
1.1 Identificación y Descripción del Problema de estudio.....	7
1.1.1 Formulación del Problema general.....	16
1.1.2 Formulación de los Problemas Específicos	16
1.2 Objetivos.....	16
1.2.1 Formulación del Objetivo General	16
1.2.2 Formulación de los Objetivos Específicos.....	16
1.3 Hipótesis y variables	17
1.3.1 Formulación de la Hipótesis General	17
1.3.2 Formulación de las Hipótesis Específicas.....	17
1.3.3 Variables	17
1.4 Metodología	17
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	20
2.1 Antecedentes de la Investigación.....	20
2.1.1 Evolución de la tecnología de licuefacción de gas natural	20
2.1.2 Capacidad de Operación de Plantas de licuefacción	21
2.1.3 Principios Básico de Funcionamiento de Micro Plantas de licuefacción.....	22
2.1.4 Generación de Boil-Off Gas en las operaciones de Micro Plantas de licuefacción.....	24
2.1.5 Consideraciones de Selección de la tecnología de GNL a pequeña escala.....	24
2.1.6 Nueva Tecnología aplicada en proyecto de Mini Planta GNL en Perú	25
2.1.7 Antecedentes de las concesiones de gas natural	27
2.2 Bases Teóricas	29
2.2.1 Regulación Tarifaria de Gas Natural	30
2.2.2 Relación entre la Seguridad Energética y la Capacidad de Almacenamiento de GNL de la Micro Planta	34
2.3 Definición de términos.....	35

2.3.1 Normativa relacionada con la actividad de Comercialización y Distribución de gas natural	35
2.3.2 Normativa relacionada con el almacenamiento de GNL.....	37
2.3.3 Normativa relacionada con la definición de camiones de carga pesada.....	39
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS	40
3.1 Análisis de los Datos y Resultados	41
3.1.1 Análisis de la demanda	41
3.1.1.1 Demanda Industrial de GNL.....	41
3.1.1.2 Uso de GNL en camiones Mineros.....	43
3.1.1.3 Uso de GNL en camiones de carga pesada – red vial.....	43
3.1.1.4 Estadística de conversiones de vehículos a gas natural.....	44
3.1.1.5 Proyección Demanda de GNL en camiones Mineros.	46
3.1.1.6 Proyección demanda GNL en camiones de carga pesada - red vial.....	48
3.1.2 Suministro de Gas Natural en la zona Norte del país.....	51
3.1.3 Tarifa de suministro de Gas Natural en Micro Plantas de GNL.....	52
3.1.3.1 Tarifa del Gas Natural bajo el Esquema Greenfield.....	53
3.1.3.2 Tarifa del Gas Natural bajo el Esquema Brownfield.	56
3.1.4 Costos de instalación y operación de Micro Plantas de GNL.....	58
3.1.4.1 Costo de Instalación y Operación bajo el esquema Greenfield.....	59
3.1.4.2 Costo de Instalación y Operación bajo el esquema Brownfield	62
3.1.5 Costos de transporte de Cisterna de GNL	63
3.1.6 Requerimiento de GNL por el Concesionario Norte - Quavii.....	64
3.1.7 Rentabilidad de la Micro Planta de GNL	70
3.2 Discusión e Interpretación de los Resultados.....	72
3.2.1 Respecto de la problemática	72
3.2.2 Respecto del suministro de gas natural.....	73
3.2.3 Respecto del Análisis de los Costos.....	74
3.2.4 Respecto del Análisis de la Rentabilidad	75
3.2.5 Esquema Brownfield considerando abastecimiento a concesión noroeste	76
3.2.5.1 Análisis de la Rentabilidad	77
3.2.6 Análisis de Sensibilidad	77
CONCLUSIONES	81
RECOMENDACIONES.....	83
REFERENCIAS	85
ANEXOS.....	91

Lista de Tablas

Tabla 1:	Declaratorias de Emergencia Nacional para aplicación de Racionamiento de Gas Natural - Resoluciones Directorales 2018-2023	7
Tabla 2:	Declaratorias de Emergencia al suministro de gas natural del Sistema de Distribución de las concesiones Noroeste y Suroeste - Resoluciones Ministeriales 2018-2023.....	8
Tabla 3:	Autonomía en Concesión Noroeste – Quavii	10
Tabla 4:	Tarifa HAM - Costo de Transporte en Cisterna GNL.....	14
Tabla 5:	Categorías Tarifarias y Márgenes de Comercialización y Distribución en Concesión Noroeste.	14
Tabla 6:	Tarifa Total de GNL en Concesiones Noroeste y Suroeste - \$/MMBTU.....	15
Tabla 7:	Instalaciones de GNL por proceso de Licuefacción.	20
Tabla 8:	Tipos de Plantas de Licuefacción.	21
Tabla 9:	Comparación de tecnologías de procesos de GNL.....	24
Tabla 10:	Especificaciones técnicas de la tecnología de licuefacción – Cryobox.....	26
Tabla 11:	Instalaciones de Compresión, Transferencia y Descompresión de GNC – Piura.....	28
Tabla 12:	Consumidores Directo de GNC – Zona Norte del país.....	28
Tabla 13:	Categoría Tarifaria por rango de consumo para la Concesión de Gasnorp....	31
Tabla 14:	Precios Finales de Gas Natural por categoría tarifaria en US\$/MMBTU– Gasnorp.....	32
Tabla 15:	Escenario Base de Categoría Tarifaria por rango de consumo para la Concesión de Gasnorp.	32
Tabla 16:	Comparativo de las normativas de distribución y comercialización de Gas Natural.....	37
Tabla 17:	Consumo promedio de diésel por modelo de camión.	46

Tabla 18:	Flujo vehicular en el departamento de la Libertad por tipo de vehículo, 2012-2022 (unidades).....	48
Tabla 19:	Estadística MTC – Total vehículos existentes de carga pesada - tipo remolcador, 2012 -2021 (unidades).	49
Tabla 20:	Participación en ventas de Gas Natural por empresas de la zona norte del país, 2021 – 2015.....	51
Tabla 21:	Disponibilidad de Gas Natural al año 2040 por empresa según las reservas existentes al 2020.....	52
Tabla 22:	Estimación del costo de suministro de gas natural hasta 2040 – esquema Greenfield.....	56
Tabla 23:	Estimación del costo de suministro de gas natural hasta 2040 – esquema Brownfield.....	58
Tabla 24:	Descomposición de los costos de capital (CAPEX) – Planta GNL de 500 Toneladas por día (TPD) de capacidad en Irán.	61
Tabla 25:	Descomposición de los costos de instalación y operación (CAPEX y OPEX) – Esquema Greenfield.....	62
Tabla 26:	Comparación de la simulación de los procesos de licuefacción de GN.....	62
Tabla 27:	Descomposición de los costos de instalación y operación (CAPEX y OPEX) – Esquema Brownfield.....	63
Tabla 28:	Costos de Transporte de Cisterna de GNL desde microplanta en el norte de país.	64
Tabla 29:	Producción de GNL en la Micro Planta versus la demanda estimada de camiones mineros y red vial, y el consumo estimado por concesionario Noroeste – Quavii.....	66
Tabla 30:	Demanda eventual de GNL para abastecimiento a estaciones de distrito por restricción de suministro desde Melchorita.....	67

Tabla 31: Requerimiento de gas natural para la Micro Planta de GNL ante eventual restricción en Planta Melchorita.	68
Tabla 32: Comparativa de la capacidad de almacenamiento de GNL (m3) en cumplimiento de normativa de existencias mínimas y de seguridad energética en la zona norte.	69
Tabla 33: Cálculo de la tasa de descuento mediante modelo CAPM.	70
Tabla 34: Demanda de GNL y estimación del requerimiento de gas natural para abastecimiento de Camiones Mineros y Estación de la red vial en la Libertad.	71
Tabla 35: Rentabilidad de los esquemas propuestos. VAN (miles USD), TIR (%) y Payback (años).	76
Tabla 36: Valores actuales, mínimos y máximo del análisis de sensibilidad.	78
Tabla 37: Precio de venta de GNL desde ubicación microplanta en el norte de país, en 2024.	78

Lista de Figuras

Figura 1: Consumo de energía primaria por combustible, Perú, 1965-2021 (en Exajoules)	2
Figura 2: Sistema de distribución de gas natural para las concesiones de Quavii y PETROPERU.	3
Figura 3: Cadena de Suministro de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural desde Camisea.....	4
Figura 4: Contratos de Concesión para la distribución de gas natural en el Perú	5
Figura 5: Distribución Weibull: Días por reparar o días de falla, y Días entre fallas	10
Figura 6: Gas Natural Procesado en Planta Malvinas por Lotes y capacidad de Diseño de Planta (en MMPCD)	11
Figura 7: Consumo de Gas Natural de Camisea por Sectores Económicos.....	12
Figura 8: Consumo de Gas Natural en las Concesiones de Distribución por Sectores Económicos	13
Figura 9: Diagrama de bloques de la metodología aplicada en el trabajo de investigación.....	19
Figura 10: Diagrama de bloque de la producción de GNL.....	22
Figura 11: Esquema de producción de GNL mediante Cryobox – tecnología empresa Galileo.....	26
Figura 12: Alternativas de transporte de Gas Natural – Gasoducto, GNC y GNL.	29
Figura 13: Componentes del precio final de gas natural – Caso Camisea.	31
Figura 14: Comparativa de Despachos de GNL – Incremento de participación de Limagas (enero – diciembre 2022).	42
Figura 15: Estadística de conversión de vehículos a GNV vs número de estaciones de servicio.....	45
Figura 16: Razón de conversión de vehículos a GNV por años.....	45

Figura 17: Proyección de incremento de demanda de GNL para uso de camiones mineros.	47
Figura 18: Proyección de incremento de demanda de GNL para uso de camiones de carga pesada en red vial – La Libertad.....	50
Figura 19: Proyección de las tarifas de gas natural suministrado por empresa Calidda – Categorías D y E - hasta el año 2040.....	54
Figura 20: Precio Spot de gas natural bajo mercado Henry Hub – dólares / MMBTU.....	57
Figura 21: Proyección de tarifa media de electricidad – Sector Industrial – cent US\$/kW.h, 2023-2040.	59
Figura 22: Costo promedio de licuefacción en dólares por tonelada - por locación y tipo de proyecto, 2000-2022.....	60
Figura 23: Descomposición de Costo Promedio de los proyectos de Licuefacción por Categoría de Gasto.	60
Figura 24: Ubicación de las industrias demandantes de GNL consideradas en el estudio de la tesis (Trujillo, Chepen; Mina Antamina, Huaraz y Estaciones de Distrito seleccionadas).....	64
Figura 25: Estadística y Proyección del consumo de GNL por las Estaciones de Distrito del Concesionario Quavii.....	65
Figura 26: Estadística del consumo de GNL por categoría tarifaria del Concesionario Quavii.....	66
Figura 27: Sensibilidad del VAN ante cambios en los parámetros principales.	79
Figura 28: Sensibilidad del VAN del proyecto de conversión de camiones mineros a GNL.....	80

Introducción

El Balance Energético Nacional del 2021, revela que el consumo final de energía en el Perú está conformado principalmente de hidrocarburos líquidos, destacando al diésel B5 / Marine Gas Oil (28%), seguido por electricidad (19.4%), leña (11.5%), gas natural distribuido (10.6%) y gas licuado de petróleo (9.8%), entre otras fuentes (MINEM, 2021).

La participación del gas natural en el consumo energético nacional es relativamente baja en comparación con otros países de la región, como Argentina (34.8%) (Secretaría de Energía , 2023)¹ o Colombia (14.2%) (Ministerio de Minas y Energía - UPME, 2023)². No obstante, desde el inicio de la explotación de los campos de Camisea en 2004, la participación del gas natural en la matriz energética peruana ha aumentado significativamente, creciendo desde 60 a aproximadamente 600 millones de pies cúbicos por día (MMPCD), desde el año 2004 hasta el 2012, y se mantiene en esos valores hasta la fecha, tal como se muestra en la Figura 1.

La explotación de los campos de Camisea se desarrolla a través de los contratos celebrado entre el Estado Peruano con las empresas Pluspetrol Peru Corporation S.A.C, para los Lotes 56 y 88; y Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú, para el Lote 57; y se considera dentro del Balance Nacional únicamente al Lote 88 por ser el único destinado al consumo interno.

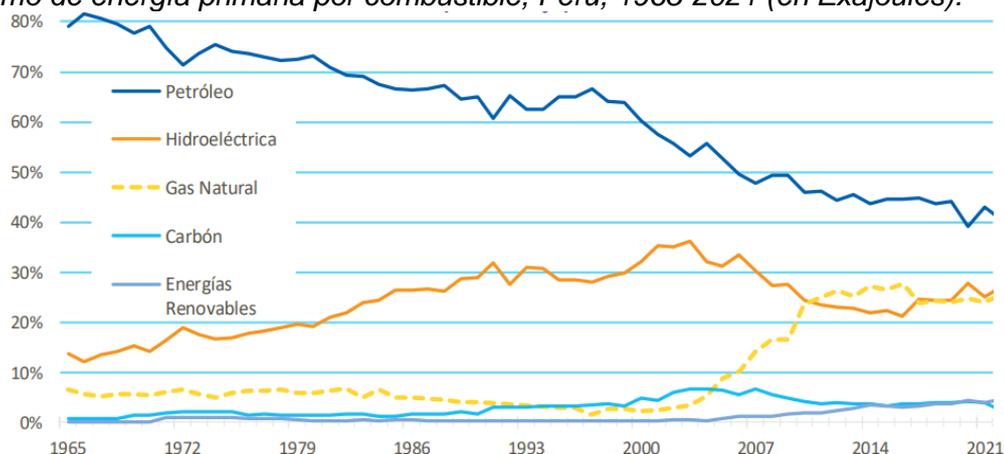
La demanda de gas natural para el mercado interno evidencia una alta aceptación respecto a los combustibles tradicionales, debido principalmente a su bajo precio. Sin embargo, el Lote 88 no cuenta con suficientes reservas como para desarrollar nuevos gasoductos que permitan desconcentrar el consumo en Lima e Ica, de tal forma que el desarrollo del norte y sur del país a partir del gas natural requiere del uso de otros mecanismos como son los gasoductos virtuales.

¹ Consumo total final en 55,782 kTEP, resultado del año 2019. Consumo de Gas Natural en 19,460 kTEP.

² Consumo total final en 1201 PJ, resultados del año 2020. Consumo de Gas Natural en 189 PJ.

Figura 1

Consumo de energía primaria por combustible, Perú, 1965-2021 (en Exajoules).



Nota. Consumo final de energía corresponde a la suma de energía primaria y secundaria. Los porcentajes mostrados en la figura solo considera a energía primaria. Fuente División de Supervisión de Gas Natural (2024).

En el año 2013, mediante Resolución Suprema N° 027-2012-EF, el Estado Peruano entregó en concesión el proyecto “Masificación del Uso del Gas Natural a Nivel Nacional”, el cual consideraba extender el uso de gas natural a nivel nacional a través de las concesiones:

a) concesión sur oeste, que abarca las provincias de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna, a través de la empresa concesionaria de Gas Natural Fenosa (posteriormente PETROPERU, tras la salida del país de la empresa), y;

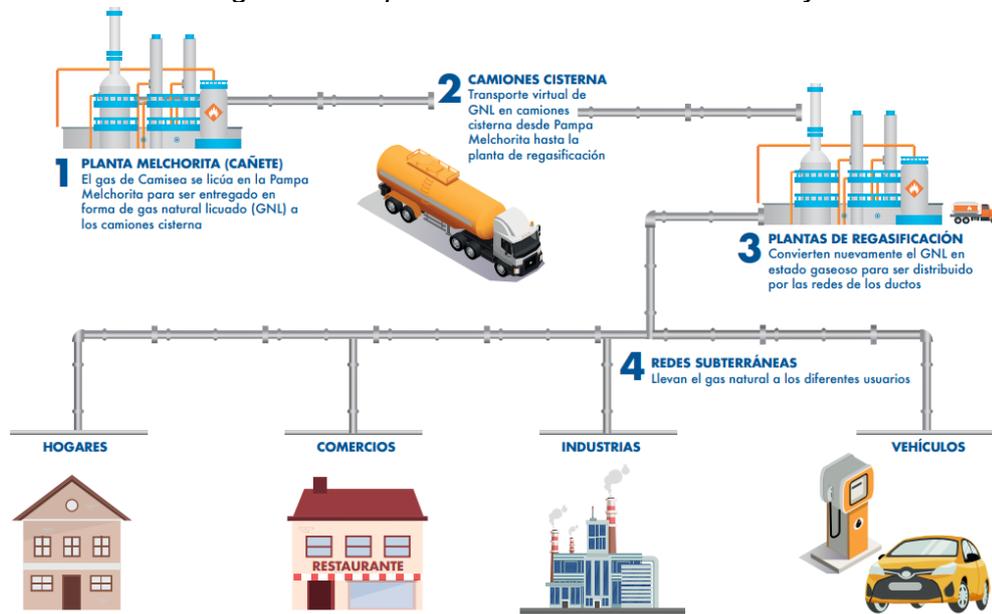
b) concesión norte, que abarca las provincias de Chimbote, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Chiclayo, Lambayeque y Pacasmayo, a través de la empresa concesionaria Gases del Pacifico-Quavii.

El alcance de los contratos de concesión consideraba la construcción del Sistema de Distribución incluyendo todas las obras, instalaciones y equipamientos necesarios para la adecuada operación. Tal como se muestra en la Figura 2, el sistema de distribución de gas natural por red de ductos considera el suministro de gas a las concesiones del norte y del sur desde las reservas de los campos gasíferos de Camisea, y comprende:

- Transporte virtual del gas natural licuefactado (en adelante GNL), desde la Planta de licuefacción ubicado en Pampa Melchorita - Cañete- hasta las ciudades de las concesiones por abastecer.
- Regasificación en unidades denominadas Estaciones de Distrito (estación reguladora y de medición).
- Distribución al usuario final (residencial, industrial y comercial) a través de redes de ductos.

Figura 2

Sistema de distribución de gas natural para las concesiones de Quavii y PETROPERU.



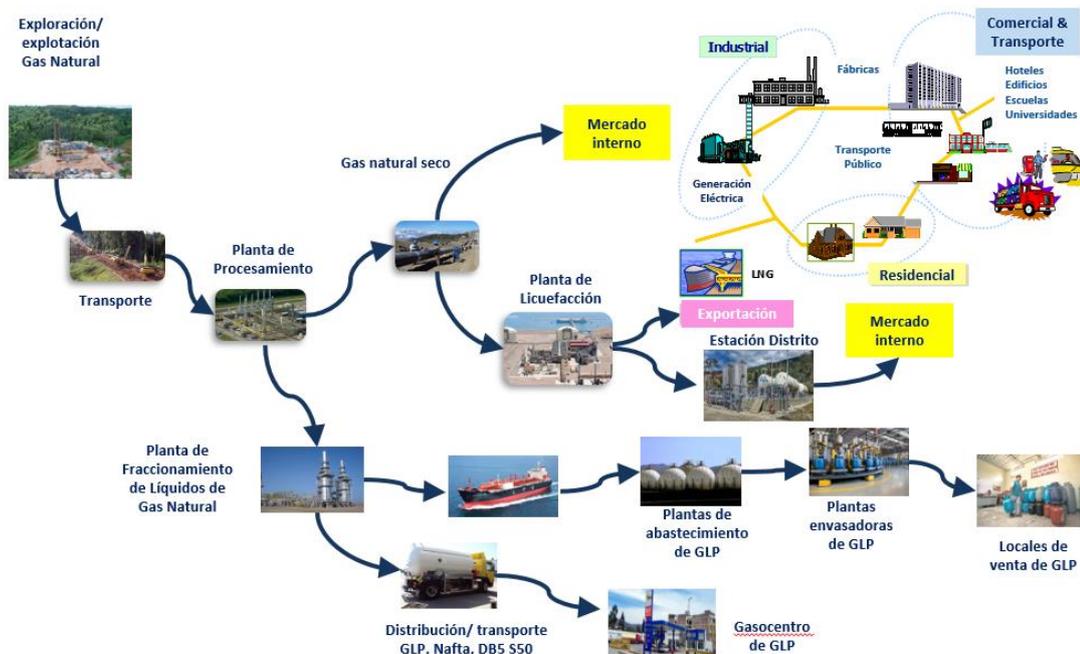
Nota. Fuente: Osinergmin (2021).

La topología de la cadena de suministro de gas natural es del tipo lineal y muestra una alta vulnerabilidad, debido a que un componente de la cadena de suministro es dependiente del anterior, tal como se muestra en la Figura 3. Ante una falla en cualquier componente del sistema³, se afectará finalmente a los consumidores finales, por medio del desabastecimiento o falta de suministro a las Plantas de Abastecimiento, Envasadoras, Estaciones de Distrito, entre otros.

³ Pozos productores de gas natural – Planta de Separación de Malvinas – Sistemas de Transporte de Gas Natural o Líquidos de Gas Natural – Planta de Fraccionamiento de Pisco - Planta Melchorita - City Gate.

Esto se agudiza ante la flagrante brecha de inversión en infraestructura energética, tanto en campos productores, sistemas de transporte, almacenamiento estratégico y distribución; con las consecuentes pérdidas económicas y de bienestar para la sociedad.

Figura 3
Cadena de Suministro de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural desde Camisea.



Nota. Esquema de la cadena de suministro de gas natural vigente desde el 2017, considerando la Puesta en Operación Comercial (POC) de las estaciones de distrito para la distribución de GNL al mercado interno.

Por otro lado, los proyectos de promoción del gas natural a las provincias de las regiones Piura y Tumbes, se vienen desarrollando a través de las concesiones de Gases del Norte del Perú – Quavii y Gas Natural de Tumbes, respectivamente. Para estas concesiones el suministro de gas natural proviene de las reservas petrolíferas del norte del país, cuyo primer pozo fue perforado en el año 1863 en la cuenca Tumbes – yacimiento Zorritos.

Tal como se muestra en la Figura 4, se registró un inicio tardío de las puestas en operación comercial (POC) de las concesiones en la zona norte del país. A pesar de ello, “Gasnorp, filial de Promigas en Perú, realizó el 30 de abril de 2021 las primeras conexiones domiciliarias de gas natural en Piura, Sullana y Talara, con lo que puso en marcha la operación temprana de distribución en Piura” (Promigas Perú, 2022, pág. 54).

Figura 4

Contratos de Concesión para la distribución de gas natural en el Perú.

Titular	Operador	Localización/área de influencia	POC	Plazo de la Concesión
TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A. (GN)	Tecgas N.V. (Coga)	Cusco, Ayacucho, Ica, Lima	20-08-2004	33 años
TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A. (LGN)	Tecgas N.V. (Coga)	Cusco, Ayacucho, Ica, Lima	20-08-2004	33 años
GASES DEL PACÍFICO S.A.C. QUAVII	Surtigas S.A. ESP	Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque y Pacasmayo.	07-12-2017	19 años (desde la POC)
GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A. CALIDDA	EBB Perú Holdings	Lima y Callao	20-08-2004	33 años
CONTUGAS S.A.C.	TGI S.A. ESP.	Ica	30-04-2014	30 años
GASES DEL NORTE DEL PERÚ S.A.C. GASNORP	Surtigas S.A. ESP	Región Pura (Talara, Paita, Piura, Sullana, Sechura)	29-04-2021 ETAPA(*) 14-09-2022 POC	32 años

(*) Fechas propuestas para el inicio de la Puesta en Operación Comercial (POC). (**) En el caso de Concesión Piura, se dio inicio a la ETAPA, desarrollo constructivo de la Concesión antes de la POC.



Nota. Izquierda: Contratos de Concesión vigentes a marzo 2024 – Derecha: Ubicación de Concesiones de Transporte y Distribución de Gas Natural en el Perú. Fuente: División de Supervisión de Gas Natural del Osinergmin (2024).

Por otro lado, en el año 2018 mediante Ficha de Registro 139484-608-071118, se tiene la estación de licuefacción de gas natural de la empresa Lantera Energy S.A.C., en el distrito de Colán, Piura, con una capacidad de producción de GNL de 114 m³/día y 3.7 millones de pies cúbicos diarios como capacidad de procesamiento, la cual, desarrollo las facilidades iniciales de suministro de gas natural para dicha estación desde el lote XIII, operado por la empresa petrolera Olympic Peru Inc. Actualmente, dicha estación de licuefacción se encuentra sin operación.

En el año 2023, se tiene el proyecto de la estación de licuefacción de Gas Natural de Galileo en la provincia de Paita, cuyo gas de suministro proviene desde la misma estación de fiscalización del operador del Lote XIII. La planta cuenta con tres módulos de procesamiento Cryobox de capacidad de 600 Kg/h cada uno, teniendo una capacidad total

de 1800 Kg/h. El gas licuefactado se almacenará en isotanques con capacidad total de almacenamiento de 50925 Kg.

Dentro de los tipos de proyecto de costo de capital, para instalaciones de procesamiento de gas natural, se consideran los proyectos de licuefacción Brownfield, basados en instalaciones con infraestructura de GNL pre-existente, tales como, tanques de almacenamiento, facilidades de licuefacción y/o regasificación; y tipo Greenfield en donde ninguna infraestructura de GNL ha sido desarrollada previamente. En estos tipos de proyectos, se tienen en consideración los costos de construcción de facilidades, incluyendo las instalaciones de preparación, procesamiento, almacenamiento de GNL y otros costos, como las facilidades de regasificación y distribución (International Gas Union , 2017).

La zona norte del Perú, a pesar de su potencial industrial y su crecimiento económico, enfrenta desafíos significativos en términos de suministro energético. La falta de infraestructura adecuada y la distancia de las principales fuentes de gas natural han limitado el acceso continuo y confiable a esta fuente de energía. En este contexto, la instalación de una micro-planta de Gas Natural Licuado (GNL) se presenta como una solución viable para asegurar el abastecimiento de gas natural en esta región hasta el año 2040.

CAPITULO I. PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Identificación y Descripción del Problema de estudio

Desde la puesta en operación comercial de la concesión otorgada a la empresa Quavii, en diciembre del 2017 hasta marzo del 2023, se identificaron 95 eventos de interrupción⁴ de las operaciones en alguna de las instalaciones mayores ubicadas en la cadena de Suministro de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural desde Camisea (ver Figura 3). Estas interrupciones se originaron debido a trabajos de mantenimiento programados (preventivos o correctivos), emergencias operativas, afectaciones climáticas, trabajos de oportunidad, entre otros.

Asimismo, se identificó en el mismo periodo un total de 16 eventos que restringieron el suministro de gas natural desde Camisea. Por lo cual, el Ministerio de Energía y Minas del Perú tuvo que aplicar el mecanismo de racionamiento para la asignación del volumen de gas natural al mercado interno, durante los días declarados en emergencia⁵, en atención a las Resoluciones listadas en la Tabla 1.

Tabla 1

Declaratorias de Emergencia Nacional para aplicación de Racionamiento de Gas Natural - Resoluciones Directorales 2018-2023.

Resolución Directoral	Origen (Empresa)	Fecha Inicio	Fecha Fin	Duración (días)
R.D. 126-2018-MEM-DGH	Pluspetrol Perú Corporation S.A. y Perú LNG S.R.L.	25/7/2018	17/8/2018	23
R.D. 183-2018-MEM-DGH	Transportadora de Gas del Perú S.A.	7/10/2018	8/10/2018	1
R.D. 202-2018-MEM-DGH	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	17/10/2018	20/10/2018	3
R.D. 062-2019-MEM-DGH	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	16/3/2019	18/3/2019	2
R.D. 194-2019-MINEM-DGH	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	19/8/2019	21/8/2019	2
R.D. 234-2019-MINEM-DGH	Transportadora de Gas del Perú S.A. y Pluspetrol Perú Corporation S.A.	5/10/2019	7/10/2019	2
R.D. 337-2019-MINEM-DGH	Transportadora de Gas del Perú S.A.	28/12/2019	29/12/2019	1
R.D. 340-2019-MINEM-DGH	Transportadora de Gas del Perú S.A.	1/1/2020	3/1/2020	2
R.D. 064-2020-MINEM-DGH	Perú LNG S.R.L. y Pluspetrol Perú Corporation S.A.	29/3/2020	30/3/2020	1

⁴ Reportados por las empresas Repsol, Transportadora de Gas del Perú, Pluspetrol Perú Corporation y PeruLNG, en cumplimiento de la normativa RCD-172-2009-OS/CD y RCD-253-2021-OS/CD- Formato 6. El detalle se puede ver en el anexo V de la tesis.

⁵ En total, la duración de las Declaratorias de Emergencias sumó 128 días en el periodo de enero 2018 hasta marzo 2023.

R.D. 160-2020-MINEM-DGH	Transportadora de Gas del Perú S.A.	8/10/2020	10/10/2020	2
R.D. 087-2021-MINEM-DGH	Pluspetrol Perú Corporation S.A. y Transportadora de Gas del Perú S.A.	27/3/2021	4/4/2021	8
R.D. 107-2022-MINEM-DGH	Transportadora de Gas del Perú S.A.	14/4/2022	15/4/2022	1
R.D. 244-2022-MINEM-DGH	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	11/8/2022	6/10/2022	56
R.D. 386-2022-MINEM-DGH	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	26/11/2022	28/11/2022	2
R.D. 411-2022-MINEM-DGH	Transportadora de Gas del Perú S.A.	13/12/2022	3/1/2023	21
R.D. 092-2023-MINEM-DGH	Transportadora de Gas del Perú S.A.	6/4/2023	7/4/2023	1

Nota. Elaboración propia con base en información del Ministerio de Energía y Minas (2023).

Adicionalmente, para el mismo periodo de tiempo se han emitido un total de 15 Resoluciones Ministeriales, por las declaratorias de emergencia al suministro de gas natural del Sistema de Distribución de Gas Natural⁶ de las concesiones del noroeste y suroeste del país. Estas se originaron debido a conflictos sociales, afectaciones en Planta Melchorita u otros; tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2

Declaratorias de Emergencia al suministro de gas natural del Sistema de Distribución de las concesiones Noroeste y Suroeste - Resoluciones Ministeriales 2018-2023.

	Resolución Ministerial	Inicio	Fin	Causa	Impacto
1	354-2020-MINEM/DM	04/12/2020	11/12/2020	Conflictos sociales, bloqueo de carreteras en la Panamericana Norte	Quavii (con excepción de Chimbote)
2	392-2020-MINEM/DM	22/12/2020	30/12/2020	Conflictos sociales, bloqueo de carreteras en la Panamericana Sur	Quavii
3	401-2020-MINEM/DM	24/12/2020	30/12/2020	Conflictos sociales, bloqueo de carreteras en la Panamericana Sur	Petroperú (con excepción Moquegua e Ilo)
4	067-2021-MINEM/DM	18/03/2021 (Noroeste) 20/03/2021 (Suroeste)	22/3/2021	Conflictos sociales que ocasionaron paro de transportistas en la carretera Panamericana Norte y Sur	Quavii y Petroperú
5	127-2021-MINEM/DM	28/4/2021	30/5/2021	Afectación en el cargadero de Perú LNG	Quavii y Petroperú
6	426-2021-MINEM/DM	25/11/2021	27/11/2021	Conflictos sociales que ocasionaron paro de transportistas en la carretera Panamericana Norte en la región la Libertad	Quavii con excepción de Ancash
7	127-2022-MINEM/DM	29/03/2022 (Noroeste)	7/4/2022	Conflictos sociales que ocasionaron paro de transportistas en la	Quavii y Petroperú (con excepción de Moquegua e Ilo)

⁶ De acuerdo a lo establecido en el Contrato de Concesión, a pesar de declararse un Estado de Emergencia, la Sociedad Concesionaria deberá realizar todos los esfuerzos posibles para seguir prestando el servicio. Sin embargo, situaciones como paros, bloqueos, conflicto social, entre otros; podrían calificar como un evento de Fuerza Mayor que podría invocar la Sociedad Concesionaria si en caso no se pudiera acceder a métodos alternativos para el suministro y cumplimiento de sus compromisos contractuales.

		30/03/2022 (Suroeste)		carretera Panamericana Norte y Sur	
8	220-2022-MINEM/DM	15/6/2022	30/06/2022 (Noroeste) 23/06/2022 (Suroeste)	Mantenimiento programado en Planta Melchorita (Perú LNG)	Quavii y Petroperú
9	229-2022-MINEM/DM	27/6/2022	24/7/2022	Mantenimiento programado en Planta Melchorita (Perú LNG)	Petroperú
10	253-2022-MINEM/DM	7/7/2022 21/7/2022	9/7/2022 23/7/2022	Mantenimiento programado en Planta Melchorita (Perú LNG)	Quavii
11	412-2022-MINEM/DM	24/11/2022 12/12/2022	28/11/2022 3/1/2023	Conflictos sociales que ocasionaron paro de transportistas en la carretera Panamericana Norte	Quavii
12	415-2022-MINEM/DM	25/11/2022 12/12/2022	28/11/2022 3/1/2023	Conflictos sociales que ocasionaron paro de transportistas en la carretera Panamericana Sur	Petroperú
13	010-2023-MINEM/DM	7/1/2023	1/3/2023	Conflictos sociales que ocasionaron paro de transportistas en la carretera Panamericana Sur	Petroperú
14	017-2023-MINEM/DM	16/1/2023	1/3/2023	Conflictos sociales que ocasionaron paro de transportistas en la carretera Panamericana Sur	Quavii
15	112-2023-MINEM/DM	11/3/2023	19/3/2023	Colapso del puente Sechin en la Panamericana norte que restringió el tránsito de camiones cisterna	Quavii

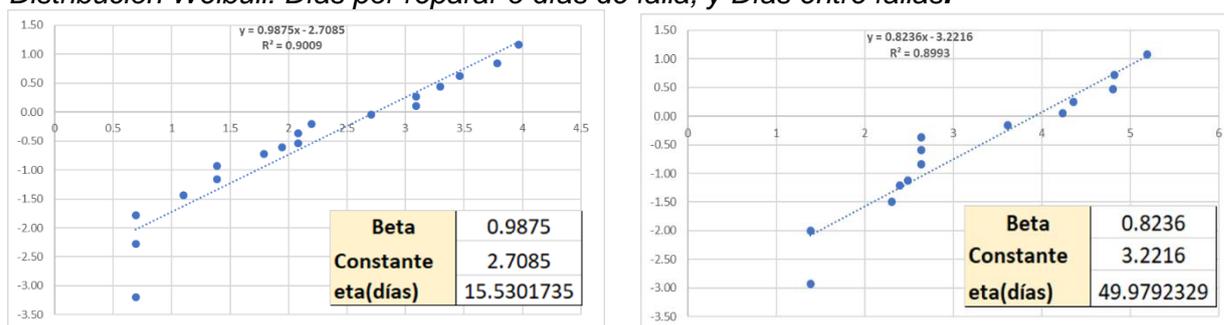
Nota. Elaboración propia con base en información del Ministerio de Energía y Minas (2023).

En total se contabilizan 270 días de afectación directa al suministro de gas natural a través de las concesiones, entre enero del 2018 y marzo 2023. Asimismo, aplicando la distribución de Weibull⁷, se estima que la duración de estas afectaciones sería de 15 días y se podrían presentar cada 50 días, tal como se muestra en la Figura 5. Por otro lado, considerando la estadística de eventos en la cadena de suministro desde Camisea, se puede inferir que se presenten fallas cada 39.5 días de una duración de 3.3 días, evidenciando una condición de riesgo tanto en la producción de gas natural y GNL desde Planta Melchorita como en el abastecimiento por carretera al mercado interno.

⁷ Distribución de Weibull; que se caracteriza por ser una distribución continua utilizada en diferentes aplicaciones, como es la estadística de fallas o eventos. En este caso comprende el cálculo de los valores MTBF (mean time between failures) que es el tiempo entre fallos y MTTR (mean time to recover) que es el tiempo medio de reparación o de retornar a condición de operación normal.

Figura 5

Distribución Weibull: Días por reparar o días de falla, y Días entre fallas.



Nota. - En ambas graficas se identifica $\text{Beta} < 1$, por tanto, se categoriza como fallas tempranas o infantiles, cuyos tiempos serian aleatorios. Aplicando $\text{MTBF} = \gamma + n\gamma(1 + \frac{1}{\beta})$, se calculan los tiempos promedios. Fuente: Elaboración propia.

En este contexto, al cierre del año 2021, las ventas de gas natural de Quavii presentaron una disminución respecto al 2020, como consecuencia de un descenso (10 %) (Promigas Perú, 2022) en las ventas a los clientes industriales, quienes vieron interrumpido su suministro por el problema técnico de la planta de Perú LNG y los conflictos sociales. Asimismo, las estaciones de distrito cuentan con una limitada capacidad de almacenamiento, lo cual conlleva a una baja autonomía⁸ de consumo, tal como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3
Autonomía en Concesión Noroeste – Quavii.

Localidad	Almacenamiento Neto ⁹ (m ³ GNL)	Consumo promedio (m ³ GNL/día) ¹⁰	Autonomía consumo promedio (días)
Chiclayo	85.00	18.21	4.66
Lambayeque	25.50	3.04	8.38
Cajamarca	170.00	9.90	17.17
Pacasmayo	25.50	4.90	5.20
Trujillo	340.00	97.25	3.49
Chimbote y Coisho ¹¹	510.00	253.67	2.01
Huaraz	25.50	3.54	11.91
Total	1,181.50	390.51	3.02

Nota. Elaboración Propia. Datos obtenidos del Informe Final de la Comisión Multisectorial. Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2022).

⁸ Cantidad de días de abastecimiento de gas natural a sus clientes considerando únicamente su capacidad de almacenamiento o existencias en tanques propios.

⁹ Se descuenta el 15% de fondos

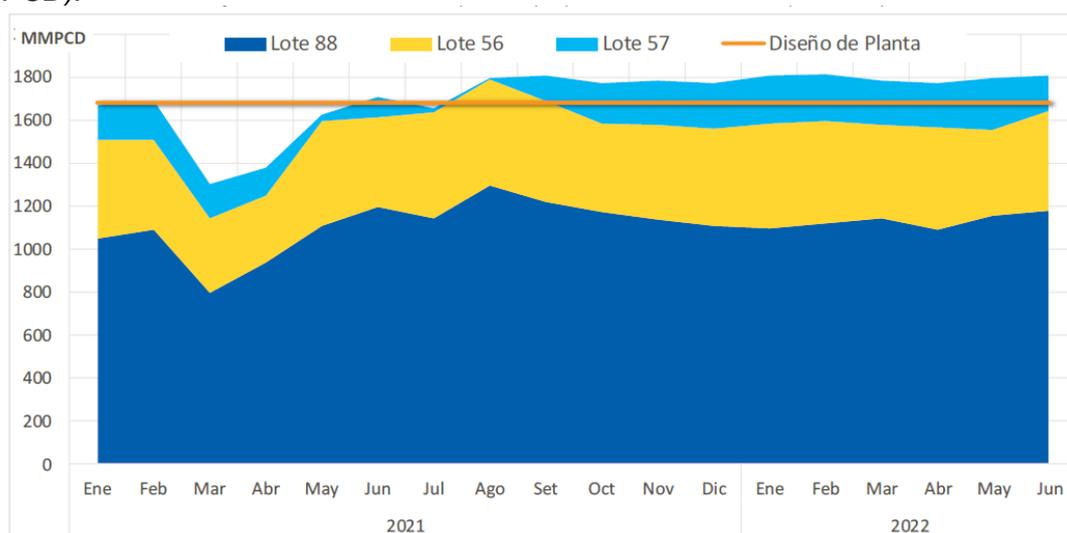
¹⁰ Consumo promedio facturado en enero 2021

¹¹ Las ED de Chimbote y Coisho se encuentran conectados a una misma red de distribución

Otra condición de riesgo proviene de la caída en la producción de Líquidos de Gas Natural (o LGN), provocada por la depletación natural de los yacimientos¹² y por la falta de exploración y/o descubrimiento de nuevos yacimientos gasíferos importantes como el de Camisea¹³. Dicha situación conlleva a que las instalaciones en Planta Malvinas operen a máxima carga de manera continua buscando recuperar el máximo posible de LGN, muchas veces superando las condiciones de diseño, tal como se muestra en la Figura 6. Esta condición incrementa el riesgo de presentarse un evento que conlleve a una parada de Planta, tomando en consideración las métricas predicativas de la gestión de seguridad de los procesos (Center for Chemical Process Safety, 2013).

Figura 6

Gas Natural Procesado en Planta Malvinas por Lotes y capacidad de Diseño de Planta (en MMPCD).



Nota. Se puede observar que desde julio 2021 en adelante la Planta Malvinas viene operando por encima de su capacidad de diseño (1,680 MMPCD). Fuente: División de Supervisión de Gas Natural del Osinergmin (2024).

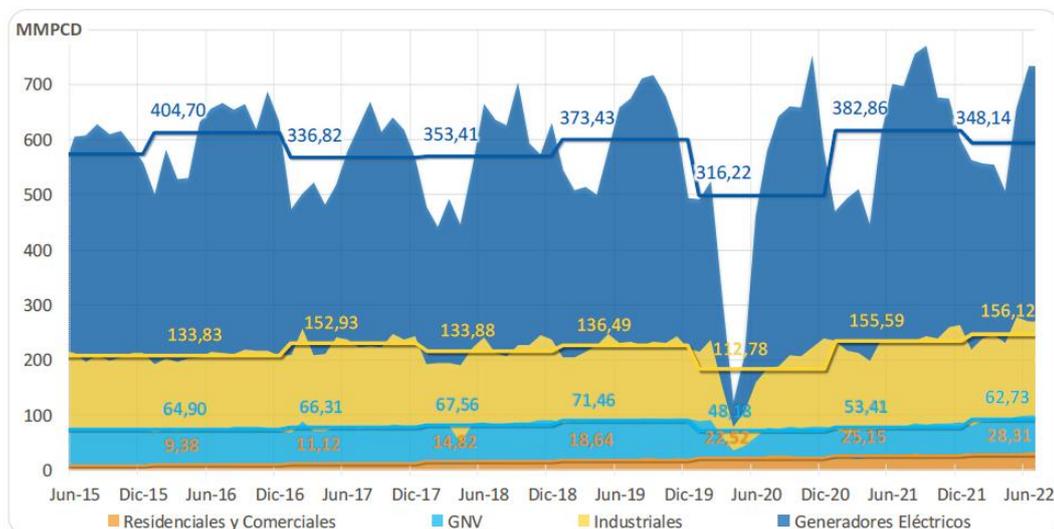
Por otro lado, la Industria de hidrocarburos en el Perú, específicamente la relacionada con el Gas Natural, refleja una creciente demanda en los diferentes sectores económicos: generación eléctrica, gas natural vehicular (GNV), industriales, residenciales y comerciales, tal como se muestra en la Figura 7. El gas natural, se puede comercializar

¹² O también conocido como rendimiento o yield. Contenido en barriles de líquido de gas natural por millón de pie cúbico de gas natural húmedo producido.

¹³ Descubierta hace 38 años, marzo de 1984.

como producto en estado gaseoso o líquido, el segundo, principalmente demandado por la empresa Limagas y las concesiones de la costa norte y sur del país.

Figura 7
Consumo de Gas Natural de Camisea por Sectores Económicos.



Nota. Se puede observar que entre el 2015-2022, los sectores con mayor crecimiento son el residencial y comercial (211%), debido básicamente a los compromisos de las concesionarias, seguido por el sector industrial (17%). Fuente: División de Supervisión de Gas Natural del Osinergmin (2024).

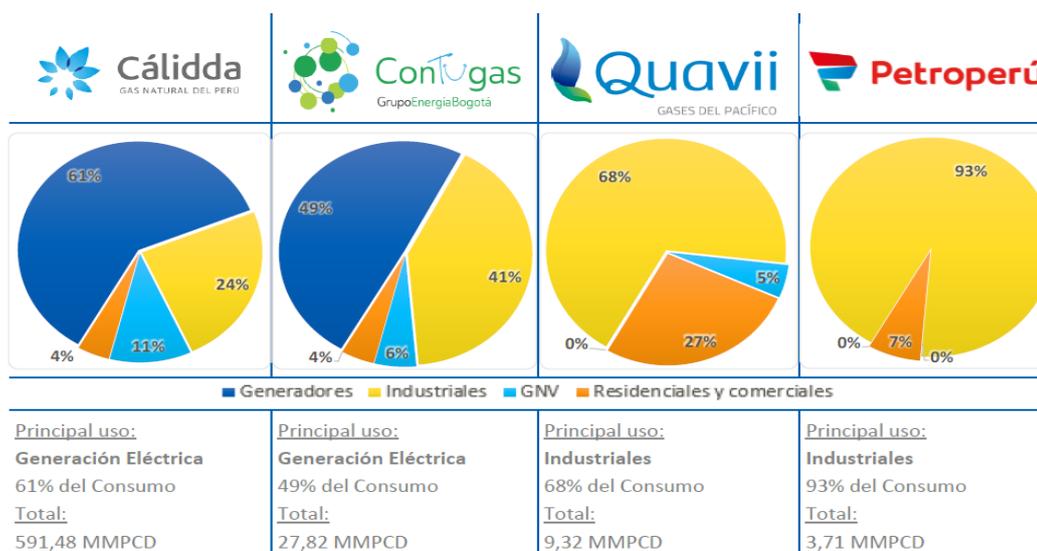
En estas concesiones, la mayor demanda se da en la costa norte, en el sector industrial, tal como se muestra en la Figura 8. Al respecto, la empresa Promigas, en su Informe del Sector Gas Natural en el Perú 2021, muestra un crecimiento constante de la demanda del orden 113%. Asimismo, se indica que la meta contractual de Quavii en el primer plan de conexiones residenciales 2018-2022, de 150137 conexiones, fue superada en 2021 (con 652% de clientes conectados entre 2018-2021).

Sin embargo, el ratio de penetración¹⁴ al 2021 fue solo de 60% y la cobertura de servicio de 33% en su zona de influencia, lo cual indica que existe una mayor demanda a la esperada en el primer plan quinquenal pero el área geográfica en la que se dispone del servicio es muy reducida. Por lo cual, se tendría un sector desatendido alejado de la zona de influencia del concesionario abasteciéndose de combustibles de mayor costo.

¹⁴ “El ratio de penetración de la red es medido como el número de clientes conectados sobre el número potencial de clientes que están situados dentro de un área próxima a la red de distribución” (Promigas Perú, 2020).

Figura 8

Consumo de Gas Natural en las Concesiones de Distribución por Sectores Económicos.



Nota. Fuente: División de Supervisión de Gas Natural del Osinergmin (2024).

Respecto del precio del gas natural para las concesiones, este está compuesto por los siguientes:

Precio de gas natural licuado GNL, entregado en el Punto de Entrega, en la Planta Melchorita – Comercializador Shell, de acuerdo al contrato de suministro de GNL, (ProInversión, pág. 28), sería:

$$\text{Precio Molécula GNL} = \frac{(PGBP + TTRP)}{K} + S$$

donde:

PGBP = precio del gas natural en boca de pozo del Lote 88

TTRP = tarifa del transporte de la red principal

K = factor de ajuste

S = licuefacción, valor actualizado cada año (valor inicial 1.57 \$/MMBTU – 2015)

Flete de Transporte Virtual, es fijado de acuerdo a la Cláusula 11.2 del Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte y Concesión Sur Oeste¹⁵. Asimismo, la tarifa de transporte en cisternas

¹⁵ El Flete Máximo de Transporte Virtual es actualizado el mes de enero de cada año. A 31.12.2021, el precio máximo para las concesiones norte y sur es de 3.32 y 3.38 USD/MMBTU, respectivamente.

se puede determinar a través de la tarifa HAM (Berrospi, 2021) , las cuales se detallan en la Tabla 4:

Tabla 4
Tarifa HAM - Costo de Transporte en Cisterna GNL.

Descripción	Costo estimado
Tarifa HAM	1.57 US\$/km
Tarifa calculada	3.14 US\$/MMBTU
Costo de apoyo en la descarga	0.11 US\$/MMBTU
Costo total por transporte en las cisternas	3.25 US\$/MMBTU

Nota. Entre las estimaciones consideradas en el tarifario HAM se tiene el recorrido a realizar (distancia ida y vuelta) de 2400 km y un volumen de GNL en cisterna equivalente a 1,200 MMBTU. Datos obtenidos de tesis ESAN. Fuente: Berrospi (2021).

Tarifas de Distribución y Comerciales Iniciales establecidas en su contrato de concesión, estas fueron reguladas por la Cláusula 11.2 de la Primera adenda al Contrato. El plazo de vigencia de dichas tarifas y cargos iniciales es de ocho años, contados a partir de la Puesta en Operación Comercial, la cual se inició en el mes de diciembre de 2017. Se presenta a continuación en la Tabla 5 las tarifas iniciales según su categoría¹⁶.

Tabla 5
Categorías Tarifarias y Márgenes de Comercialización y Distribución en Concesión Noroeste.

Categoría Tarifaria	Descripción – (m ³ /mes)	Margen de Comercialización			Margen de Distribución
		Margen Fijo (MCF) USD/Cliente-mes	Margen de Capacidad (MCC) USD/(m ³ -día)-mes	Margen de Promoción (MP) USD/Cliente-mes	Margen variable (MDV) USD/mil m ³
I	Hasta 100	0.44		3.80	55.29
II	Desde 101 hasta 1,000	44.59			226.62
III	Desde 1,001 hasta 5,000	135.65			218.86
IV	Desde 5,001 hasta 38,000		2.09		138.55
V	Desde 38,001 hasta 143,000		2.09		138.54
VI	Desde 143,001 hasta 280,000		2.09		138.53
VII	Desde 280,001 a más		2.09		138.52
GNV	-		1.33		88.17
PESCA	-		0.00		207.47

Nota. Elaboración propia. Datos obtenidos del Anuario Estadístico 2021. Fuente: Gerencia de Regulación de Tarifas - Osinergmin (2022).

¹⁶ “La asignación de categoría depende del rango de consumo y no del uso al que se destina el gas natural, con excepción de GNV y Pesca” (Osinergmin, 2021, pág. 108).

Otra condición a considerar es el precio final que tendría que pagar un comercializador independiente, es decir, el consumidor de gas natural que desee adquirir GNL directamente desde Planta Melchorita para comercializar gas natural a un cliente que no se encuentre cercano de las redes de distribución tendidas por el concesionario de Quavii o Petroperú.

Según la categoría tarifaria los posibles costos de uso de GNL para estaciones de servicio, podrían ser comparable con una industria pequeña. Por tanto, se presenta en la Tabla 6 un cuadro comparativo para el caso de clientes dentro de la red de las concesiones versus un cliente como comercializador independiente.

Tabla 6

Tarifa Total de GNL en Concesiones Noroeste y Suroeste - \$/MMBTU.

Tarifario	Quavii	Comercializador Independiente
Precio de la molécula de GNL	4.80	8.50
Precio del transporte	3.60	3.60
Distribución / Comercialización	1.10	1.10
Tarifa Total	9.50	13.20

Tarifario	Petroperú	Comercializador Independiente
Precio de la molécula de GNL	5.10	8.50
Precio del transporte	3.70	3.70
Distribución / Comercialización	0.60	1.10
Tarifa Total	9.40	13.30

Nota. Datos obtenidos del trabajo de tesis ESAN. Fuente: Berrosipi (2021).

Las concesionarias publican mensualmente su pliego tarifario de gas natural en sus sitios web, donde se actualizan los costos o tarifas por componentes, como se muestra en la Tabla 6. Para la empresa Quavii (concesión noroeste), las categorías tarifarias IV, V, VI y VII superaron los 20 \$/MMBTU al cierre de 2023 (con las conversiones correspondientes). No se dispone de tarifas del comercializador independiente, por lo que se considerarán los valores de la Tabla 6 en los cálculos de esta tesis. Además, en línea con la Política Energética Nacional 2010-2040, que establece la visión de largo plazo del sector energético peruano, las proyecciones de escenarios en la tesis se extienden hasta el 2040.

1.1.1 Formulación del Problema general

- ¿La instalación de Micro-Plantas de producción de GNL permitirá el abastecimiento continuo de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú?

1.1.2 Formulación de los Problemas Específicos

- ¿Las reservas disponibles de gas natural en los lotes del noroeste serán suficientes para atender el volumen demandado de GNL en las regiones industriales del norte del Perú?
- ¿La capacidad de almacenamiento obligatorio para la producción de GNL asegura un inventario de seguridad energética de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú?
- ¿Las tarifas del concesionario de gas para la producción de GNL aseguran precios accesibles de gas natural a las regiones industriales del norte del Perú?

1.2 Objetivos

1.2.1 Formulación del Objetivo General

- Evaluar la instalación de Micro-Plantas de producción de GNL para el abastecimiento de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú.

1.2.2 Formulación de los Objetivos Específicos

- Evaluar las reservas disponibles de gas natural en los lotes del noroeste que aseguren el volumen demandado de GNL en las regiones industriales del norte del Perú.
- Evaluar la capacidad de almacenamiento obligatorio para producción de GNL que aseguren un inventario de seguridad energética de gas natural a las regiones industriales del norte del Perú.

- Analizar las tarifas del concesionario de gas para la producción de GNL que aseguren precios accesibles de gas natural a las regiones industriales del norte del Perú.

1.3 Hipótesis y variables

1.3.1 Formulación de la Hipótesis General

- La instalación de Micro-Plantas de producción de GNL permitirá el abastecimiento de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú.

1.3.2 Formulación de las Hipótesis Específicas

- Las reservas disponibles de gas natural en los lotes del noroeste permiten suministrar el volumen demandado de GNL en las regiones industriales del norte del Perú.
- La capacidad de almacenamiento obligatorio para producción de GNL asegura un inventario de seguridad energética de gas natural a las regiones industriales del norte del Perú.
- Las tarifas del concesionario de gas para la producción de GNL aseguran precios accesibles de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú.

1.3.3 Variables

- **Variables Independientes:** Instalación de Micro-Plantas
- *Dimensiones:* Reservas en los lotes del noroeste, Capacidad de almacenamiento obligatorio, Tarifa del concesionario.
- **Variable Dependiente:** Abastecimiento de gas natural

1.4 Metodología

La metodología de investigación para el desarrollo de la tesis se basa en la evaluación de los esquemas de proyectos de licuefacción tipo Brownfield, basados en instalaciones con infraestructura de GNL pre-existente; y tipo Greenfield en donde ninguna infraestructura de GNL ha sido desarrollada previamente. Sobre estos esquemas se

desarrolla el estudio, considerando un horizonte de mediano plazo (hasta el 2040); así como, el análisis del cumplimiento de las obligaciones normativas referidas a capacidad de almacenamiento de GNL, entre otros que incluyen:

Análisis de demanda: Se utilizarán proyecciones de demanda energética para estimar la demanda futura de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú. Estos considerarán factores como el crecimiento económico, la expansión industrial y las políticas energéticas nacionales.

Evaluación de reservas: Se realizará un análisis detallado de las reservas disponibles de gas natural en los lotes de la provincia de Piura, utilizando datos de reservas y de producción proporcionados por entidades gubernamentales y empresas del sector.

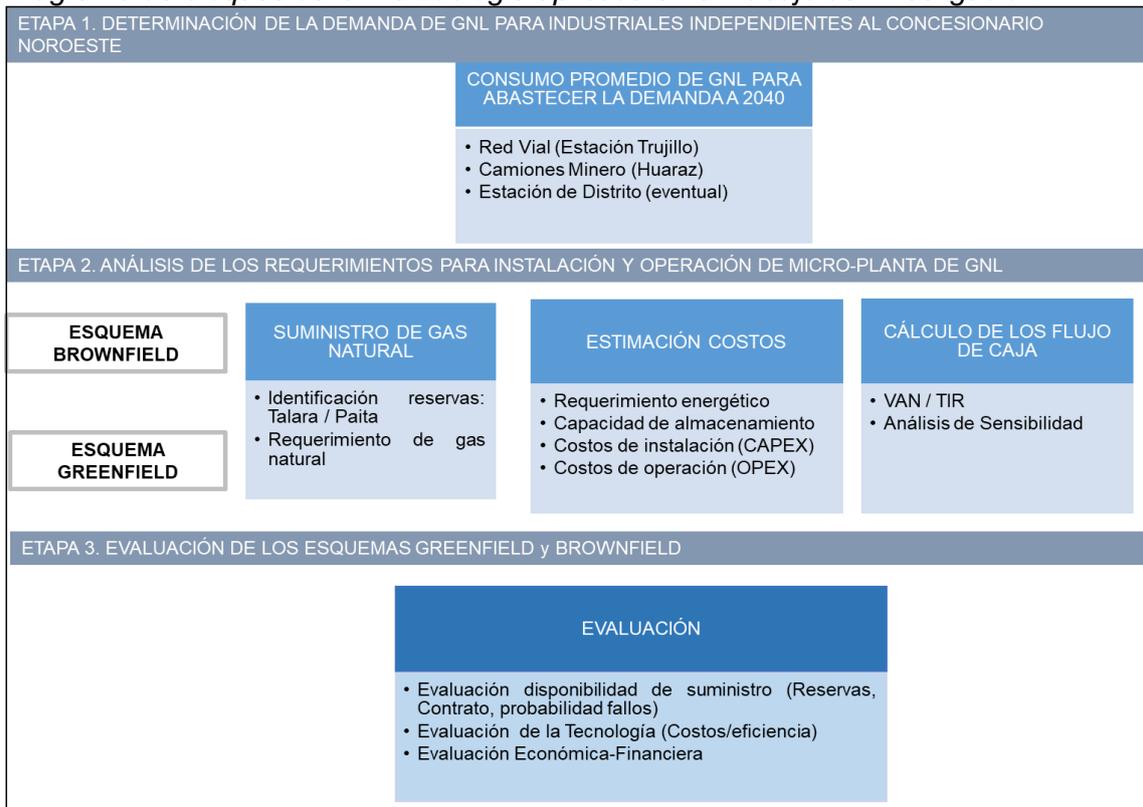
Análisis financiero: Se desarrollarán modelos financieros para evaluar diferentes esquemas de proyecto, considerando diferentes escenarios de costos e ingresos, incluyendo el esquema tarifario del nuevo concesionario GASNORP y la capacidad de almacenamiento necesaria que asegure un suministro continuo de GNL. Se utilizarán indicadores financieros como el VAN y la TIR para determinar la viabilidad económica de los esquemas planteados.

Respecto del trabajo de gabinete se considera la recopilación, procesamiento y análisis de literatura especializada y fuentes secundarias; como los trabajos de investigación, revistas especializadas, artículos de noticias, entre otros. Para el análisis de los requerimientos energéticos, el trabajo de gabinete considera una investigación analítica relacionadas a tecnología de producción de GNL, así como, de los resultados presentados en trabajos de investigación similares que incluyan simulaciones de las tecnologías de micro plantas de producción de gas natural licuefactado.

En la Figura 9, se muestra un diagrama de bloques que resume la secuencia de actividades de la metodología aplicada, en la cual se puede identificar tres principales etapas para la evaluación de la instalación de la micro-planta de GNL en el norte del país.

Figura 9

Diagrama de bloques de la metodología aplicada en el trabajo de investigación.



Nota. La evaluación de la instalación de una Micro Planta de GNL se realiza a través del desarrollo de los esquemas Brownfield y Greenfield y su comparativa respecto del eventual suministro desde Planta Melchorita (empresa PeruLNG). Elaboración Propia.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Investigación

2.1.1 Evolución de la tecnología de licuefacción de gas natural

A nivel industrial las primeras tecnologías para la licuefacción de gas natural se desarrollaron utilizando el ciclo en cascada de CAMEL. Posteriormente, en 1970, en Libia entra en operación a través de Exxon la primera planta de GNL que utiliza el ciclo de refrigerante mixto simple (SMR, siglas en inglés), patentado por APCI. Este último a pesar de ser menos eficiente que la cascada, es mucho más sencillo y requiere menos compresores e intercambiadores; por lo que, esta tecnología fue más desarrollada y mejorada, a nivel mundial, en búsqueda de mejorar su eficiencia.

Tabla 7

Instalaciones de GNL por proceso de Licuefacción.

Proceso de Licuefacción (Nov 2004)	Licenciante	Número de instalaciones	Año de arranque
Propano Precooled MR	APCI	64	1972
Optimised Cascade	Conoco-Phillips	7	1999
Single Refrigerant MR	APCI	4	1970s
Classic Cascade	Marathon/Phillips	1	1969
Teal Dual Pressure MR		1	
Prico Single Stage MR	Black & Veatch	2	
MR Processes (C3MR & Dual-MR)	Shell	3	2005
Multifluid Cascade	Linde – Statoil	1	2006
AP-X Process	APCI	3	2008

Nota. La tabla muestra instalaciones de licuación operando a nivel mundial (actualizada a noviembre de 2004), en donde se identificaba que el ciclo de refrigerante mixto con pre-enfriamiento de propano dominaba la industria con un porcentaje de mercado de más del 70%. Fuente: Fernández Tobar (2012).

Tal como se muestra en la Tabla 7, el proceso de licuefacción mas utilizado es el APCI, el cual consta basicamente de un ciclo con propano (pre-enfriamiento) y otro con refrigerante mixto (licuefacción), cada uno a varios niveles de presion y temperatura, según las consideraciones de operación.

A lo largo de los años, según fue desarrollandose la industria de producción de GNL, se han identificado diferentes tipos de Planta de Licuefacción con base en sus capacidades y funcionamiento u operación, tal como se muestra en la Tabla 8:

Tabla 8
Tipos de Plantas de Licuefacción.

Tipo	Capacidad (TPD/MMPCD)	Operación
Plantas de Gran Escala	>1,600 / >80	Normalmente están directamente orientadas al desarrollo de un campo de gas específico. La principal capacidad de producción de GNL proviene de este tipo de Plantas y considera la tecnología listada en la Tabla 7
Peak-Shaving	<200 / 10	Normalmente conectadas a una red de gas y atienden una demanda específica, de tal forma que cuando la demanda de gas es baja el gas natural es licuado y se almacena. Cuenta con gran capacidad de almacenamiento y vaporización, especialmente en EEUU.
Micro Plantas (Pequeña Escala)	80 / 4	Normalmente conectadas a una red de gas para la producción continua de GNL en una escala más pequeña. La distribución se realiza mediante camiones cisterna de GNL a diversos clientes con pequeña o moderada necesidad energética. Pueden considerar tecnologías de licuefacción modulares, móviles, entre otros (Stirling, Galileo, otros)

Nota. Elaboración propia. Fuente: Armas Solf (2014).

Estas Micro Plantas, han desarrollado la ruta de proceso de licuefacción a nivel comercial y no comercial (laboratorio), entre los cuales se tiene: expansión Joule-Thompson, tubo de Vortex, expansor reciprocante, ciclo expansor de nitrógeno simple, Planta de ciclo dual de gas o expansor y ciclo expansor de nitrógeno dual, entre otras patentadas.

En el Perú, se cuenta con instalaciones de licuefacción de gran escala, la cual considera la tecnología de mezcla refrigerante, y se tienen instalaciones de pequeña escala las cuales consideran o emplean un ciclo de refrigeración con nitrógeno en circuito cerrado y refrigeración con propano.

2.1.2 Capacidad de Operación de Plantas de licuefacción

En el mundo se han desarrollado diversos proyectos de Plantas de Licuefacción de menor escala, por ejemplo:

a) Planta de Licuefacción de Kollsnes (Noruega), con capacidad de procesamiento de 230 ton/día de GNL (0.084 mtpa) o 10.82 MMPCD;

b) Planta de Licuefacción de Stavenger (Noruega), con una capacidad de procesamiento de 900 ton/día de GNL (0.3 mtpa – 42.36 MMPCD). Esta Planta cuenta con

un tanque de almacenamiento de 30,000 m³ de GNL y puede abastecer a 10 camiones de 50 m³ de capacidad de transporte.

c) Planta de Licuefacción de Shan Shan (China), con una capacidad de procesamiento de 1225 ton/día de GNL (0.4 mtpa – 61.77 MMPCD), cuenta con un tanque de almacenamiento de 30,000 m³ de GNL y abastece a 100 camiones de 44 m³ de capacidad de transporte.

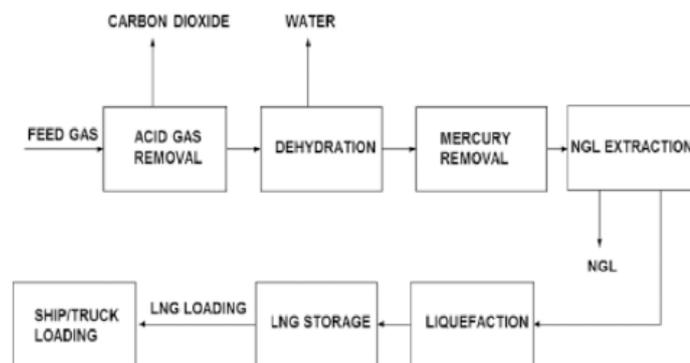
De los diferentes proyectos se puede identificar la relación que existe entre la capacidad de producción de GNL y la capacidad de procesamiento de gas natural, la cual se encuentra entre 19.8 y 21.2 ton/MMPC.

2.1.3 Principios Básico de Funcionamiento de Micro Plantas de licuefacción

En líneas generales la producción de GNL requiere de los procesos mostrados en la Figura 10: tratamiento del gas de entrada (remoción de gases ácidos y otros contaminantes, como el agua), extracción de líquidos de gas natural (en caso el gas de suministro sea gas húmedo y no gas seco), licuefacción, almacenamiento y despacho o carga a camiones o buques, según sea la escala.

Figura 10

Diagrama de bloque de la producción de GNL.



Nota. Fuente: Khoir L. (2022).

Dependiendo de las condiciones del yacimiento o del gas de suministro, se requerirán de los procesos indicados en el diagrama de bloques en mayor o menor medida.

En este caso el gas de suministro proviene de las cuencas Talara y Sechura, por lo que se considera un suministro de gas seco¹⁷ y los procesos serían:

- **Remoción de Gases Ácidos / Deshidratación**, etapa de acondicionamiento o tratamiento de gas natural¹⁸, compuesto por módulos o torres de adsorción para la separación de elementos no licuables, como el CO₂, H₂O y acondicionamiento inferior a – 100 °F de punto de rocío (para evitar cualquier congelamiento potencial que conduzca a un bloqueo durante la etapa de licuefacción)
- **Licuefacción**, el gas se enfría a temperaturas criogénicas (cerca de -160 °C), aplicando ciclos de refrigeración con nitrógeno, propano o mezcla refrigerante, según la tecnología de procedencia. Permitiendo obtener GNL a presiones cercanas a la atmosférica y en caudales proporcional a los trenes de producción o módulos de procesamiento¹⁹.
- **Almacenamiento**, se realiza a través de isotanques (capacidades entre 40-60 m³) los cuales son tanques contenedores fabricados bajo normas ISO (International Organization for Standardization) o NTP, compuesto de un recipiente de acero inoxidable recubierto por aluminio y poliuretano. Dependiendo del diseño de la Micro Planta, puede considerar un sistema de recuperación de vapores o boil off gas (BOG).
- **Despacho o carga a camiones cisterna**, este se realiza a través de un sistema de válvulas dispuestas en los isotanques para poder realizar las operaciones de carga y descarga de forma segura; adicionalmente, se requiere de una isla de despacho independiente²⁰ para pesaje y carga de GNL a camiones cisterna.

¹⁷ Considerando a pozos de gas seco del Lote XIII (empresa Olympic) o de gas asociado de los lotes I y IV (aguas abajo de Planta Pariñas)

¹⁸ Cabe indicar, que el gas de suministro inicialmente sería medido en una estación de fiscalización, operada por el proveedor de gas natural.

¹⁹ En el Perú, se cuenta con dos proyectos de estaciones de licuefacción en Paita, de las empresas PureLNG (capacidad de producción de GNL de 30,000 BPD) y Galileo (capacidad de producción de 600 Kg/h de GNL, por cada módulo de Cryobox)

²⁰ De acuerdo a la normativa peruana se considera en este caso al Comercializador en Estación de Carga de GNL.

2.1.4 Generación de Boil-Off Gas en las operaciones de Micro Plantas de licuefacción

Con frecuencia una pequeña fracción del GNL producido en las Plantas de Licuefacción se evapora al someterse a temperaturas superiores a su punto de ebullición generando el llamado Boil-Off Gas (BOG), durante las operaciones de desplazamiento²¹ y almacenamiento²². Asimismo, la tasa de ebullición es mayor para el GNL que contiene nitrógeno. Considerando que la temperatura de burbuja del nitrógeno es más baja que del GNL, este se evapora primero, lo que provoca una caída significativa de la densidad del GNL en la capa superficial del tanque de almacenamiento.

Este BOG representa aproximadamente 0.10-0.15% de la capacidad típica del tanque de almacenamiento de GNL dependiendo de las condiciones y tecnología de almacenamiento (Mazzoni S., 2018). Asimismo, se genera principalmente debido a la fuga de calor de la atmósfera a través del aislamiento del tanque, línea de carga y descarga (conductividad térmica), e ingreso de calor por operación de las bombas (de corresponder).

2.1.5 Consideraciones de Selección de la tecnología de GNL a pequeña escala

Existen diferentes tecnologías de licuefacción a pequeña escala, entre los principales procesos se tiene: Cascada, Mezcla Refrigerante (MRC, siglas en inglés), y de expansión (N₂-CH₄); los cuales, presentan diferentes consumos de energía, ventajas y desventajas. Es importante la selección de la tecnología para reducir los costos de capital y de operación (los cuales pueden ser de autogeneración o de servicios públicos). A continuación, en la Tabla 9, se presenta una comparativa de las tecnologías de procesos de GNL.

Tabla 9
Comparación de tecnologías de procesos de GNL.

Criterios	Cascada	MRC	Expansor
Utiliza tecnología comprobada	Sí	Sí	Sí
Requisito general de espacio	Alto	Moderado	Bajo
Peligro de almacenamiento refrigerante	Sí	No	No

²¹ Vapores del recipiente de almacenamiento expulsados durante las operaciones de llenado o producción de GNL y vaciado o descarga de GNL a camiones cisterna

²² Debido a la temperatura ambiente (entre 15-35°C) que incide constantemente sobre la estructura del casco y mediante la conductividad se transmite a las membranas aislantes hasta alcanzar el producto contenido.

Simplicidad de Operación	Moderado	Moderado	Alto
Facilidad de encendido/apagado	Moderado	Bajo	Alto
Flexibilidad de cambios de gas de alimentación	Alto	Moderado	Bajo
Eficiencia	Alto	Alto	Bajo
Costo de capital	Alto	Moderado	Bajo

Nota. Elaboración Propia. Fuente: Khoir L. (2022).

Cabe indicar que, en adición a los listados en la Tabla 9, se pueden considerar otros factores como los requisitos de energía o potencia, requisitos de recuperación de GNL y otros como mermas o pérdidas por BOG.

2.1.6 Nueva Tecnología aplicada en proyecto de Mini Planta GNL en Perú

En el país existen hasta el año 2023, dos proyectos de Mini Plantas de producción de GNL, denominados de acuerdo a la normativa peruana como estaciones de licuefacción de GNL²³. Estos se encuentran localizados en la provincia de Paita-Piura y considera los procesos de refrigeración con nitrógeno y propano. Este último, es aplicado por la empresa Galileo, cuya tecnología es la más reciente en el país.

De acuerdo a su catálogo, y como se muestra en la Figura 11, el gas natural proveniente de los ductos de recolección (flowlines) es primeramente tratado en unidades denominada ZTP, para remover el dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno y vapor de agua, a los niveles apropiados para el ingreso a la unidad de licuefacción denominada Cryobox.

Posteriormente, el gas natural es comprimido por compresores multietapas y estando a alta presión ingresa al núcleo del Cryobox (Coldbox) en donde se enfría y condensa mediante una refrigeración con propano (R-290, usado como fluido de trabajo), cambiando finalmente de fase y convirtiéndose en GNL. La fracción de gas que no se licua vuelve a la línea de compresión y pasa por un compresor booster para alcanzar la presión de entrada de los compresores multietapa.

Por otro lado, los gases de ebullición (boil-off gas) que se desprenden del GNL mientras este se calienta durante el almacenamiento (en los isotanques) son regresados a la Coldbox para ser reprocesados. Según el catálogo de la empresa, este sistema

²³ De acuerdo al Anexo N°1 – Reglamento del Registro de Hidrocarburos – RCD-191-2011-OS/CD.

regeneración). En la etapa de regeneración se considera el uso de un calentador eléctrico de 320 kW.

2.1.7 Antecedentes de las concesiones de gas natural

De acuerdo a lo indicado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería en su libro “Regulaciones Gas Natural en el Perú. Estado del Arte al 2008”, se identificaba la existencia de la Empresa de Gas Talara S.A. (GASTALSA). La cual, entre 1999-2009, contaba con la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en la zona de Pariñas-Talara, departamento de Piura y consideraba el precio final compuesto por los siguientes conceptos:

- Precio del gas natural, acordado entre el Productor y el Distribuidor, el cual se aplicaba a los clientes (fijado libremente).
- Tarifa de Distribución por red de ductos (tarifa regulada).

En esa misma línea, la industria del gas natural en el Perú se vino desarrollando geográficamente:

- (i) Zona norte, en la región de Piura desde las cuencas Talara y Sechura,
- (ii) Selva central, desde la cuenca de Ucayali, y,
- (iii) Cuenca de Camisea. Desde esta última cuenca, se comercializa el gas natural a gran escala a nivel residencial, comercial e industrial a través de sus concesiones noroeste y suroeste, desde diciembre del 2017.

Por otro lado, en la zona norte, tradicionalmente se destina el gas natural dentro del alcance geográfico de los lotes de producción a empresas de generación eléctrica de terceros o a empresas industriales, con las que mantiene contratos entre productor y cliente. A partir del año 2013, buscando ampliar el alcance geográfico en esta zona, entró en operación los gaseoductos virtuales a través de la instalación de facilidades y registros para comercialización del producto “Gas Natural Comprimido” (en adelante, GNC), para uso industrial o vehicular, tal como se muestra en las Tabla 11 y Tabla 12. Posteriormente,

en noviembre del 2018 entró en operación la primera estación de licuefacción de gas natural²⁴, comercializándose el GNL desde esta zona²⁵.

Tabla 11

Instalaciones de Compresión, Transferencia y Descompresión de GNC – Piura.

Actividad	Nro. de Registro	Fecha de Emisión	Razón Social	Ubigeo
Estación de compresión de gas natural	102848-607-2013	6/5/2013	Clean Energy del Perú S.R.L.	Piura / Paita / Colan
	114865-607-120515	13/5/2015	Clean Energy del Perú S.R.L.	Piura / Paita / Paita
	146802-607-011019	4/10/2019	Gas Comprimido Del Perú S.A.C.	Piura / Talara / Pariñas
	88162-607-140819	23/8/2019	Gas Comprimido Del Perú S.A.	Piura / Talara / El Alto
	162866-607-200522	20/5/2022	Transportadora de Gas Natural Comprimido Andino S.A.C. - TGNCA S.A.C.	Piura / Talara / Pariñas
Centro de Descompresión de Gas Natural	123429-611-020117	11/1/2017	Especialistas En Gas del Perú SAC	Piura / Piura / Piura
	104933-611-240913	22/3/2017	Clean Energy del Perú S.R.L.	Piura / Paita / Paita
	113725-611-270820	1/9/2020	Compañía Minera Miski Mayo S.R.L.	Piura / Sechura / Sechura
Estación de Carga de GNC	165156-618-041022	5/10/2022	Energigas S.A.C.	Piura / Paita / Paita

Nota. Elaboración Propia. Fuente: Osinergmin (2023).

Tabla 12

Consumidores Directo de GNC – Zona Norte del país.

Nro. de Registro	Fecha de Emisión	Razón Social	Ubigeo
117380-627-021115	15/07/2015	Agroindustrias AIB S.A.	Lambayeque / Lambayeque / Motupe
102642-627-181213	15/03/2017	Gandules INC S.A.C.	Lambayeque / Lambayeque / Jayanca
128481-627-26072017	26/07/2017	Ecosac Agrícola S.A.C.	Piura / Piura / Castilla
106623-627-050319	08/03/2019	Inversiones Mocce S.A	Lambayeque / Lambayeque / Lambayeque

Nota. Elaboración Propia. Fuente: Osinergmin (2023).

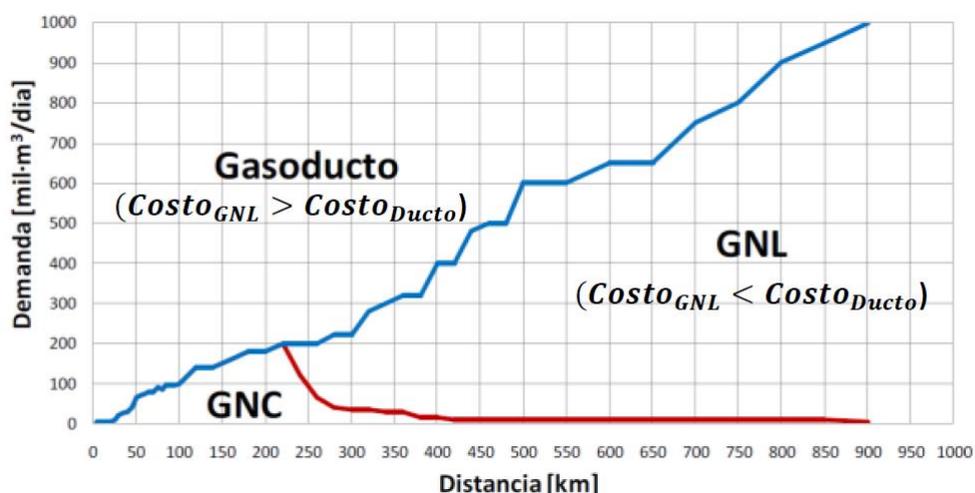
La aparición de las micro plantas de producción de GNL (estaciones de licuefacción) en la zona norte, evidencian un incremento de la demanda a distancias mayores a los 220 km de la zona productora del gas natural o punto de carga, tal como se muestra en la Figura 12.

²⁴ Ficha de Registro de Hidrocarburos N° 139484-608-071118, capacidad de procesamiento de GN de 85000 Sm³/día y una capacidad de producción de GNL de 114 m³/día.

²⁵ Actualmente, su registro de hidrocarburos se encuentra suspendido, pero se encuentra en trámite de activación. Anteriormente, contaba con cliente a empresa Limagas hasta el año 2019, quien comercializaba GNL al sector industrial, llegando hasta la provincia de Huaraz, lo cual indica que se encontraba en condiciones de poder ofrecer un precio final más competitivo que el concesionario.

Figura 12

Alternativas de transporte de Gas Natural – Gasoducto, GNC y GNL.



Nota. La opción de GNC como gasoducto virtual, se considera adecuada para una baja demanda de gas natural (<200 mil m³/d) y distancias menores a 220 km (desde la fuente de suministro hasta el cliente). Fuente: Rodríguez, Rivas, Carrillo, & Chicasaca (2018).

Como se puede identificar de la Figura 5, la Tabla 11 y Tabla 12, existen consumidores de gas natural que ya se encontraban establecidos con anterioridad a la puesta de operación comercial de estas concesiones y que son atendidos por comercializadores desde la zona norte – Piura, inclusive dentro de las áreas de influencia de las concesiones de la zona norte (Quavii y Gases del Norte). Asimismo, estos comercializadores mantienen contratos suscritos con sus clientes a diferentes plazos (mediano y largo plazo), por lo que los concesionarios tendrían que ofrecer tarifas menores al precio del GNC o GNL para celebrar nuevos contratos con los industriales.

2.2 Bases Teóricas

El desarrollo de las infraestructuras es condición necesaria pero no suficiente para contar con un sistema gasista resiliente. La segunda condición imprescindible es contar con una regulación adecuada que atraiga el gas al sistema y facilite el acceso a las instalaciones en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias, garantizando así la continuidad y seguridad de suministro (Borrego, 2023, pág. 45).

2.2.1 Regulación Tarifaria de Gas Natural

Como se ha mencionado anteriormente, la industria de gas natural en el Perú comprende un conjunto de actividades desde la explotación hasta la distribución y comercialización. Algunas de estas actividades se desarrollan en el marco de libre mercado o libertad de precios, como son la explotación²⁶, producción y procesamiento de gas natural; y otras pueden constituirse en monopolios naturales, como son el transporte y distribución, por tanto, estas requieren estar sujetas a una regulación tarifaria.

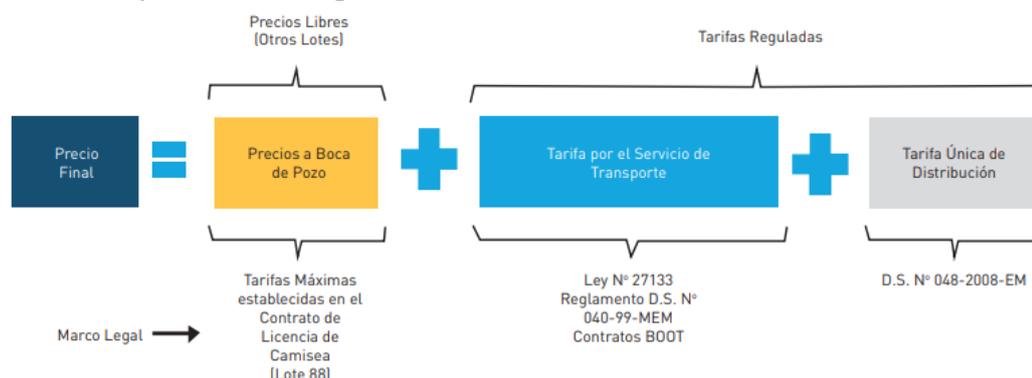
La actividad de distribución considera el suministro de gas natural para uso residencial, comercial o industrial a través de tuberías o red de ductos de un determinado sistema de distribución en una determinada área de concesión, los cuales se conectan a un sistema o red principal y cuyas tarifas son establecidas por el Osinergmin (antes CTE – Comisión de Tarifas de Energía). Por otro lado, “el transporte y distribución de GNC y GNL por medio de gasoductos virtuales para fines residenciales, industriales, comerciales o vehiculares, los precios se establecen en un entorno competitivo donde interactúan la oferta y la demanda. El Estado no interviene”. (Salas, 2016, pág. 81)

Por tanto, el precio del gas natural en el Perú está conformado por un componente libre y otro regulado tal como se muestra en la Figura 13. El componente libre considera al precio del gas natural en boca de pozo (fase explotación), fijados por precios según el mercado internacional, pero para el caso del lote 88 se han definido topes máximos estipulados en el contrato de concesión. El componente regulado está compuesto por el precio o tarifa del servicio de transporte (ducto principal, para el caso de Camisea desde Lote 88 hasta el *City Gate*) y la tarifa única de distribución (TUD), que bajo el esquema de empresa eficiente considera costos operación y mantenimiento de distribución y comercialización.

²⁶ En consecuencia, los precios de gas natural en boca de pozo no son regulados por Osinergmin, excepcionalmente para el caso del gas natural extraído del Lote 88 de los yacimientos de Camisea, el Estado peruano acordó en el Contrato de Licencia, topes máximos para los precios (OSINERGMIN, 2014).

Figura 13

Componentes del precio final de gas natural – Caso Camisea.



Nota. El precio del gas natural está conformado por un precio libre y otro regulado basados en normativas aplicables. Las TUD entraron en vigencia el 08.05.2010. Fuente: Osinergmin (2014).

Para el caso de la reciente concesión otorgada a la empresa Gases del Norte del Perú (en adelante Gasnorp), mediante el informe N° 0118-2016-GART, se indican las categorías tarifarias, tal lo detallado en la Tabla 13. Asimismo, el cálculo del precio final se considera componentes tarifarios como son el suministro (considera los precios de boca de pozo promedio de los lotes de la zona norte²⁷), transporte por ducto (la región Piura no cuenta con ductos²⁸, por lo que el gas natural será suministrado directamente por el productor), y distribución, tal como se muestra en la Tabla 14.

Tabla 13

Categoría Tarifaria por rango de consumo para la Concesión de Gasnorp.

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo (Sm³ / mes)
A1	Hasta 30 Sm ³ / mes
A2	Desde 31 hasta 300 Sm ³ / mes
B	Desde 301 hasta 1,000 Sm ³ / mes
C	Desde 1,001 hasta 300,000 Sm ³ / mes
D	Desde 300,001 hasta 900,000 Sm ³ / mes
E	Consumidor Independiente con un consumo mayor a 900,000 Sm ³ / mes
Categorías especiales: independientes de la magnitud de consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de gas natural vehicular
REF	Para refinерías de petróleo que consuman previamente gas natural
P	Para clientes pesqueros
GE	Para generadores eléctricos

Nota. Elaboración Propia. Fuente: GART DGN - Osinergmin (2016).

²⁷ Declarados en este caso por Gasnorp, como empresa peticionaria de la evaluación de la propuesta tarifaria para el otorgamiento de la concesión de distribución de gas natural en la región Piura.

²⁸ Se considera valor cero. Gasnorp cuenta con compromisos para el tendido de ductos de acero en la región Piura.

Tabla 14*Precios Finales de Gas Natural por categoría tarifaria en US\$/MMBTU– Gasnorp.*

Categoría Tarifaria	Boca Pozo	Transporte	Distribución	GNC (MDCL)	Precio Final
A1	2.37	0.00	5.15	0.15	7.67
A2	2.37	0.00	4.35	0.13	6.84
B	2.37	0.00	4.12	0.12	6.61
C	2.37	0.00	3.35	0.10	5.82
P	2.88	0.00	3.02	0.09	5.99
GNV	2.37	0.00	2.85	0.08	5.30
D	2.37	0.00	2.53	0.08	4.97
E	2.37	0.00	2.06	0.06	4.48
GE	1.53	0.00	1.61	0.05	3.18
REF	2.88	0.00	1.60	0.05	4.53

Nota. Elaboración Propia. MDCL: Margen de Distribución por GNC o GNL. Fuente: GART DGN - Osinergmin (2016).

Para el cálculo de las tarifas iniciales de distribución de Gas Natural por Red de Ductos se consideraron dos escenarios (en el informe de la GART), uno base y otro alternativo. Este último se muestra en la Tabla 15, el cual, excluye a los generadores eléctricos representando un ahorro medio de 35% frente al combustible sustituto, en comparación con el escenario base que representaba un ahorro del 50%. Asimismo, cuenta con procedimientos de ajuste y factores de actualización, así como, diversos cargos por conceptos de acometida, corte y reconexión, entre otros. Cabe indicar que las tarifas iniciales tendrán una vigencia de ocho (08) años a partir de la puesta en operación comercial de la concesionaria Gasnorp (en julio 2022).

Tabla 15*Escenario Base de Categoría Tarifaria por rango de consumo para la Concesión de Gasnorp.*

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo (Sm ³ / Cliente - mes)	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
		US\$ / mes	US\$ / (Sm ³ / d)-mes	US\$ / (Sm ³ / d)-mes	US\$ / Mil Sm ³
A1	12.4	0.14			146.91
A2	95	0.50			126.43
B	437	2.18			119.68
C	43,929		0.0369	0.1475	94.97
P	106,678				90.97
GNV	165,677		0.0313	0.1252	80.58
D	399,824		0.0278	0.1111	71.54

E	4,404,364	0.3758	1.5032	61.77
GE	16,398,063	0.3664	1.4654	60.22
REF	17,230,213	0.2920	1.1679	48.00

Nota. Elaboración Propia. Fuente: GART DGN - Osinergmin (2016).

De acuerdo al artículo 5 del D.S. 040-99-EM, los usuarios que adquieran el Gas Natural al productor lo deberán hacer en el Punto de Recepción. Adicionalmente, los Usuarios de la Red estarán obligados a suscribir los contratos por el uso de la Red Principal. Sin embargo, para el inicio de operaciones de Camisea, varios clientes²⁹ de la Red de Principal celebraron contratos de compraventa de gas y capacidad del ducto (de TGP) antes de la aparición de las concesiones otorgándoseles beneficios especiales en el precio del gas, entre otros beneficios.

Asimismo, para el caso de la tarifa de gas natural en la zona norte del país se debe considerar lo estipulado en el informe N° 116-2016-GART en donde se discute, entre otros, respecto de la transferencia de ductos existentes en la zona que suministran gas a la Refinería Talara y a la Central Térmica Malacas. En este informe se señala que al no existir garantías o compromisos que obliguen a la Refinería a contratar su suministro exclusivamente con EEP SA, este podría contratar el suministro con cualquier productor de la zona de Talara, como cualquier otro Consumidor Independiente, inclusive requerir los servicios del concesionario de distribución de la zona³⁰.

Por otro lado, la actividad de comercialización denominada “mercado secundario del gas natural”, se refiere a la actividad que realiza una persona natural o jurídica que compra y vende gas natural o capacidad de transporte o capacidad de distribución, por cuenta propia o de terceros, sin ser distribuidor ni transportista. (Pomatailla Galvez, 2009)

En conclusión, para el caso de los industriales en la zona norte se tiene la opción de contratar el suministro de gas natural (considerando las bases de libre mercado) al concesionario. Sin embargo, las concesionarias quienes se encuentran reguladas y sus

²⁹ A estos consumidores independientes se le denomina “Consumidor Inicial”.

³⁰ Precisándose que el servicio de distribución que permita trasladar dicho gas a su predio sí se encuentra regulado y sujeto a fijación de tarifas por parte de Osinergmin, en caso reciba los servicios del concesionario de distribución.

tarifas presentan un comportamiento similar, pueden estar perdiendo clientes industriales debido a que los agentes habilitados de GNL, así como, comercializadores de GNC/GNL, al estar sujetos a la oferta y demanda, presentan precios competitivos.

2.2.2 Relación entre la Seguridad Energética y la Capacidad de Almacenamiento de GNL de la Micro Planta

Según la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, establece que la seguridad energética implica garantizar un suministro energético adecuado, confiable y a precios competitivos para apoyar el desarrollo económico y social del país, al tiempo que se protege el medio ambiente.

En este contexto, la instalación de una micro-planta de GNL y la correspondiente capacidad de almacenamiento tienen como objetivo principal asegurar un inventario suficiente de gas natural que permita un suministro continuo y confiable, lo cual se alinea directamente con la definición de seguridad energética, principalmente en los siguientes:

- Garantizar un suministro energético adecuado y confiable: La capacidad de almacenamiento de GNL permite tener reservas suficientes para cubrir la demanda en períodos de alta demanda o interrupciones en el suministro, lo cual es crucial para mantener la estabilidad energética en la región.
- Ofrecer precios competitivos: Al asegurar un suministro constante de gas natural, se pueden evitar fluctuaciones de precios debidas a la escasez de combustible. Esto contribuye a mantener precios competitivos en el mercado energético, beneficiando tanto a la industria como a los consumidores residenciales.
- Apoyar el desarrollo económico y social: Un suministro energético confiable es fundamental para el desarrollo industrial y económico de la zona norte del Perú. La disponibilidad de GNL a precios competitivos puede atraer inversiones y fomentar el crecimiento de industrias que dependen del gas natural como fuente de energía.

- Proteger el medio ambiente: El GNL es una fuente de energía más limpia en comparación con otros hidrocarburos líquidos. Promover su uso a través de una adecuada capacidad de almacenamiento contribuye a reducir las emisiones de gases contaminantes, alineándose con los objetivos de protección ambiental de la política energética nacional.

2.3 Definición de términos

Para la definición de términos se considerará lo establecido en la normativa aplicable a las variables de la presente tesis.

2.3.1 Normativa relacionada con la actividad de Comercialización y Distribución de gas natural

En la cadena de valor del gas natural se consideran diferentes etapas o actividades, como son: producción, procesamiento, transporte, distribución y comercialización. Para el desarrollo de estas, se presentan obligaciones normativas relacionadas a los aspectos técnicos, seguridad, operativos, procedimentales, entre otros; los cuales ayudan a definir y regular las actuaciones de los agentes y las entidades gubernamentales.

En específico, para las actividades de transporte y distribución, las cuales se realizan a través de concesiones otorgadas a las empresas: Transportado de Gas del Perú (TGP), Calidda, Contugas, Quavii, GASNORP y Naturgy (hoy Petroperu), se rigen bajo el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM y sus modificatorias. Estas están consolidadas mediante Texto Único Ordenado, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM.

Por otro lado, la comercialización de GNC y GNL se rige bajo el Reglamento de comercialización de gas natural comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2008-EM y su norma modificatoria (D.S. N° 021-2021-EM). Normas que regulan la operación y comercialización del GNC y GNL de los diversos agentes que intervendrán en el mercado a través de los diferentes operadores como son: Limagas, Clean Energy, entre otros.

Dentro de esta última normativa se establecen ciertas definiciones a considerar, como son:

- **Agente habilitado de GNL:** Se considera Agente Habilitado en GNL, a la persona natural, persona jurídica, consorcio, asociación en participación u otra modalidad contractual, autorizado para realizar las actividades de comercialización de Gas Natural Licuefactado (GNL) y es responsable por la operación de las Estaciones de Licuefacción, Estaciones de Carga de GNL, Estaciones de Regasificación, Estaciones de Recepción de GNL, Unidades Móviles de GNL y Unidades Móviles de GNL-GN, según corresponda, en instalaciones propias o contratadas a terceros. Estas actividades incluyen la adquisición, recepción y licuefacción de Gas Natural, la Carga, almacenamiento, así como su transporte y Descarga en alta o baja presión de acuerdo a los requerimientos de los Usuarios (Diario El Peruano, 2021, págs. 82-83).
- **Consumidor Directo de GNL:** Persona natural, persona jurídica, consorcio, asociación en participación u otra modalidad contractual, inscrito en el Registro de Hidrocarburos que adquiere GNL a un Agente Habilitado en GNL, para uso propio y exclusivo en sus actividades y que cuenta con instalaciones autorizadas por OSINERGMIN, tales como Estación de Recepción, Estación de Regasificación, Vehículos Transportadores de GNL, Unidades Móviles de GNL-GN, Instalaciones Internas de gas natural hasta los puntos de consumo, y otros. El Consumidor Directo no está autorizado a comercializar GNL, GNV o Gas Natural al público en general (Diario El Peruano, 2021, pág. 83).
- **Estación de Carga de GNL:** Conjunto de instalaciones ubicadas dentro o en un área aledaña a una Planta de Procesamiento de Gas Natural que licúa gas natural, Estación de Licuefacción, Estación de Regasificación de GNL, de uso exclusivo para abastecer a los Vehículos Transportadores de GNL, Unidades Móviles de GNL, Unidades Móviles de GNL-GN y/o Unidades Móviles de GNV-L. (Diario El Peruano, 2021, pág. 83).

- **Estación de Licuefacción:** Establecimiento que cuenta con los equipos necesarios para realizar el proceso criogénico de licuefacción con el fin de enfriar el Gas Natural a temperaturas inferiores a -160 °C y llevarlo a su estado líquido para su posterior almacenamiento, transporte y comercialización. También son denominadas Plantas de Licuefacción (Diario El Peruano, 2021, pág. 83).

Entre la normativa relacionada a la distribución y la comercialización, se presentan ciertas diferencias de aplicación, los cuales se muestran la Tabla 16.

Tabla 16

Comparativo de las normativas de distribución y comercialización de Gas Natural.

Distribución por ductos (D.S. N° 042-99-EM)	Comercialización de GNC/GNL (D.S. N° 057-2008-EM)
Actividad en virtud de un Contrato de Concesión.	Solo necesita una autorización administrativa para operar.
Obligación de cobertura a consumidores conforme Contrato de Concesión.	
Obligación de atención de nuevos suministros bajo plazos y condiciones establecidos en el Reglamento de Distribución.	Libertad para determinar objetivos comerciales.
Ejecuta inversiones en infraestructura de uso público conforme al respectivo contrato de concesión, Planes Quinquenales y Planes Anuales aprobados por el Estado.	La inversión que ejecuta tiene fines privados.
Obligación de mantener garantía de fiel cumplimiento del Contrato de Concesión.	No mantiene garantía financiera ante el Estado.
Su actividad se encuentra sujeta a regulación económica.	Sin regulación económica.
Presta un servicio público.	No presta un servicio público.

Nota. Elaborada con base a la información de Luna y Reyes (2020).

2.3.2 Normativa relacionada con el almacenamiento de GNL

A través del Decreto Supremo N° 001-2022-EM³¹, se modificó el artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2021-EM, precisándose que:

- Las Estaciones de Licuefacción y el Comercializador en Estación de Carga de GNL que suministren GNL para el abastecimiento de concesiones de distribución de gas natural, deben contar con existencias mínimas de GNL (Diario El Peruano, 2022, pág. 19);
- La existencia mínima mensual equivale a treinta (30) días calendario de carga de GNL promedio de los últimos seis (06) meses calendario anteriores al mes

³¹ Modifican Normas de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y emiten disposiciones para optimizar el desarrollo de las actividades de hidrocarburos.

del cálculo de las existencias, destinado al suministro de gas natural de consumidores residenciales y comerciales (Diario El Peruano, 2022, pág. 19); y,

iii) Los concesionarios de distribución de gas natural o empresas que administren provisionalmente concesiones de distribución deben informar de manera mensual a las Estaciones de Licuefacción de GNL y/o el Comercializador en Estación de Carga de GNL que les suministre de GNL, así como al Osinergmin; los volúmenes de venta de gas natural de los consumidores residenciales y comerciales (Diario El Peruano, 2022, pág. 19).

Asimismo, la RCD-151-2022-OS/CD³² respecto del almacenamiento de GNL, señala en su artículo 8.1 “Las Estaciones de Licuefacción deben contar con capacidad de almacenamiento propia y el Comercializador en Estación de Carga de GNL debe contar con capacidad de almacenamiento contratada; a fin de garantizar una existencia mínima mensual de GNL equivalente a treinta (30) días calendario de consumo de GNL promedio de los últimos seis (6) meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias, destinado al suministro de gas natural de consumidores residenciales y comerciales de las concesiones de distribución que abastece”. (El Peruano, 2022, pág. 40)

De los párrafos anteriores se entiende que, la normativa existente para asegurar las existencias mínimas de almacenamiento de GNL en estaciones de licuefacción o en las micro-plantas de GNL (para efectos de la presente tesis), solo es aplicable para instalaciones que suministren GNL para el abastecimiento de concesiones de distribución de gas natural, y no para comercializadores de GNL o agentes habilitados de GNL. Por tal motivo, respecto de la cantidad tanques de almacenamiento o de isocontenedores a construir en las estaciones de licuefacción solo estará definida por la demanda y/o la producción esperando mantener un stock mínimo de GNL.

³² “Modifican el Procedimiento de fiscalización de existencias mínimas mensuales de GNL en Estaciones de Licuefacción y del Comercializador en Estación de Carga de GNL, y de calificación de caso fortuito o fuerza mayor por imposibilidad de abastecimiento de GNL, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 236-2021-OS/CD”.

2.3.3 Normativa relacionada con la definición de camiones de carga pesada

En el Perú, la entidad del gobierno responsable de planificar, ejecutar y supervisar las políticas y normativas en los sectores transporte y telecomunicaciones es el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (en adelante, MTC). Sus funciones incluyen la regulación del transporte terrestre en donde se encuentra la definición y clasificación de los camiones de carga pesada, reguladas por el Reglamento Nacional de Vehículos, aprobado por el Decreto Supremo N° 058-2003-MTC.

De acuerdo a este reglamento, los camiones de carga pesada son aquellos vehículos destinados al transporte de mercancías cuyo peso bruto vehicular (PBV³³) es mayor a 12 toneladas. Asimismo, estos se clasifican según los siguientes:

- Camiones Rígidos: Vehículos de dos o más ejes con una estructura rígida, destinados al transporte de mercancías.
- Tractocamiones: Vehículos diseñados para arrastrar semirremolques y remolques.
- Camiones con Remolque: Combinación de un camión rígido y un remolque.

³³ El PBV es la suma del peso del vehículo más la carga máxima autorizada. Según el reglamento, los vehículos con un PBV mayor a 12 toneladas son considerados de carga pesada.

CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS

La presente tesis consiste en la aplicación de la metodología descrita en el Capítulo I, correspondiente a dos esquemas o tipos de proyecto de licuefacción, y los siguientes factores:

- i) La disponibilidad de suministro de gas natural.
- ii) El esquema tarifario.
- iii) El abastecimiento de la demanda para un horizonte de mediano plazo (hasta el 2040), respecto del suministro de GNL desde la estación de carga en Planta Melchorita.
- iv) El cumplimiento de las obligaciones normativas correspondientes.

A continuación, se describen los esquemas:

- Esquema “Greenfield”, en la provincia de Talara-Piura. En este caso, no existen facilidades pre-existentes para la producción de GNL, como facilidades de suministro, Micro-Plantas de GNL, tanques de almacenamiento, entre otros. Por lo tanto, se asume que el suministro de gas natural requiere de una solicitud al concesionario Gasnorp.
- Esquema “Brownfield”, en la provincia de Paita – Piura. En este esquema, el inversionista desarrolla la infraestructura a partir de instalaciones ya existentes. Esta tesis considera las Micro-Plantas de producción de GNL de las empresas PureLNG y Galileo, ubicadas en Piura-Paita. Se asume que el gas natural se suministra a través de ductos directamente del productor, basado en contratos preexistentes al inicio de la operación del concesionario.

En ambos esquemas, se considera una demanda ancla correspondiente a un futuro corredor vehicular de camiones interprovinciales, con un punto de venta en el departamento de La Libertad, así como el abastecimiento de combustible para camiones mineros en Huaraz. Se estimarán los requerimientos energéticos y costos operativos, tomando en cuenta los resultados presentados en investigaciones similares que incluyan simulaciones de las tecnologías de micro plantas de producción de gas natural

licuefactado. La determinación de los pronósticos de demanda se considera con base en las tesis relacionadas de la Universidad ESAN (Berrospi, 2021) y (Gonzales Titi, 2019).

El GNL será transportado mediante camiones cisterna, y sus costos se compararán con los costos de transporte desde estación de carga en Melchorita, a nivel de comercializador independiente (Tabla 4 y Tabla 6).

Por otro lado, el modelo tarifario empleado en la formulación del flujo de caja es el de “empresa eficiente”, simulando una empresa ficticia considerando los menores costos técnicamente posibles de operación, en base a los cuales se calcula el costo de licuefacción del GNL puestos en la estación de carga para su despacho a camiones cisterna.

En los dos esquemas evaluados, no se incluirán en el flujo de caja los costos relacionados con la infraestructura u operación de los sistemas de regasificación. Asimismo, los ingresos considerados en el flujo de caja se basarán en los costos de comercializador independiente, bajo el supuesto de que las futuras industrias a las que se vendería el GNL no estarán cercanas a las redes de distribución de la concesión norte.

Con base en esto, se estima una tasa de descuento que incorpore todos los factores asociados al negocio, utilizando el método de Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC, por sus siglas en inglés). Finalmente, se calcularán el VANE, TIRE, VANF y TIRF de los esquemas propuestos. Además, se evaluará la rentabilidad de la micro planta en un escenario en el que se abastezca de GNL al concesionario noroeste directamente, en caso de emergencias por falta de suministro desde la Planta Melchorita.

3.1 Análisis de los Datos y Resultados

3.1.1 Análisis de la demanda

3.1.1.1 Demanda Industrial de GNL.

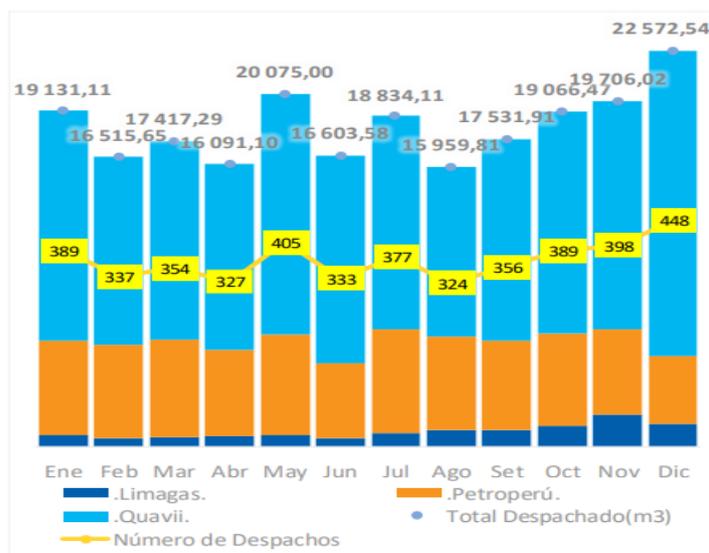
Antes de la presencia de las concesiones de distribución de gas natural existían consumidores que eran atendidos por comercializadores de GNC, tanto en las provincias del Sur (Arequipa) como en las del Norte (Lambayeque, La Libertad y Ancash). Asimismo, en el departamento de Ancash el suministro de GNL se inició en noviembre de 2018,

cuando la Concesión Norte ya se encontraba a casi un año de haber iniciado operaciones, lo cual denota que el comercializador de GNL se encontraba en condiciones de poder ofrecer un precio final más competitivo que el referido concesionario. (Olazábal, 2018, p.55)

Se entiende entonces que los consumidores de gas natural a nivel industrial muestran un mayor dinamismo en la demanda de GNL en comparación del residencial y comercial, inclusive fuera del alcance de las redes de distribución de las concesiones norte y sur. Por lo que, se han tenido que asegurar el suministro a través de contratos de mediano o largo plazo con los comercializadores (como es Limagas). Esto se puede evidenciar en la Figura 14 cuyos datos provienen de los Boletines Estadísticos de las actividades de la División de Supervisión de Gas Natural del Osinergmin (2022-IV).

Figura 14

Comparativa de Despachos de GNL – Incremento de participación de Limagas (enero – diciembre 2022).



Nota. Comparativa de despachos de GNL en los meses de enero a diciembre 2022, volúmenes de 19,131 m³ y 22,572 m³, respectivamente. Se identifica un incremento de despacho a la empresa Limagas, restando participación de las concesionarias del norte y sur, lo cual muestra una mayor demanda de GNL que no está dentro del rango de alcance de suministro de las concesionarias (incremento del 3% al 14.5 % de participación).

Con base en lo anterior, se considera que existe un espacio de mercado abierto para el suministro de gas natural a través de gasoductos virtuales que actualmente son abastecidos por comercializadores de GNL. Para efectos de la presente investigación, se ha tomado como referencia los análisis de mercado y demanda desarrollados en otros

proyectos de tesis, en donde se ha obtenido márgenes positivos de rentabilidad para el uso de GNL en la industria minera y en el sector transporte.

3.1.1.2 Uso de GNL en camiones Mineros.

De acuerdo a lo indicado en el reporte de InterGroup Consultants (2017), se tienen entre las tecnologías emergentes para la conversión de motores duales (GNL-diésel) los siguientes:

- Caterpillar Dynamic Gas Blending (DGB) conversión de combustible dual GNL-Diésel.
- Gas natural comprimido de alta densidad (HDCNG, siglas en ingles).
- Inyección directa a alta presión (HPDI, siglas en ingles).
- Motor de gas de encendido por chispa (SI, siglas en ingles).

Los kits de conversión permiten reducir significativamente los costos de combustible mediante el uso de GNL, el cual, se basa en la tecnología DGB de Cat y se ha utilizado en la industria del petróleo y el gas desde 2013. El kit de retroadaptación ofrece una sustitución máxima de hasta el 85% del diésel con gas natural y obtiene el mismo rendimiento, fiabilidad y carga útil que un camión diésel (InterGroup Consultants, 2017).

Los proyectos mineros en el país son altamente competitivos y muchas empresas como Caterpillar pueden presentar a estas empresas mineras opciones tecnológicas que permitan un ahorro considerable en los costos de transporte de grandes unidades o camiones mineros a través de kits de conversión de uso de combustible diésel a GNL.

3.1.1.3 Uso de GNL en camiones de carga pesada – red vial.

Considerando que el GNL puede ser utilizado en camiones de carga pesada en lugar de otros combustibles como diésel, permitiendo un ahorro aproximado del 30% en costos de combustible, además de otorgar autonomías entre 1,200 km y 1,600 km dependiendo de la capacidad del tanque de combustible que se adquiera (IVECO, 2016). Por tal, resultaría necesaria la instalación de estaciones de servicio de GNL para suministrar de combustible a estas unidades.

Si bien estas estaciones de servicio requieren estar provistas de un sistema de abastecimiento y almacenamiento a temperaturas criogénicas, y que los camiones deben ser originalmente equipados con motores para utilizar el GNL. La instalación de estas estaciones de servicio a lo largo de un corredor vial costero en el Perú se considera una opción viable a través de su rentabilidad positiva (Berrospi, 2021). Cabe indicar que empresas como Quavii indican que mantienen alianzas con empresas Scania, FAW y Shacman para la importación de estos vehículos. Asimismo, que la meta para Perú es distribuir este combustible a un mínimo de 400 unidades en un plazo de 8 años (Bambarén, 2019).

Por otro lado, el 13.01.2023, se inauguró la primera estación de GNL en el distrito de Puente Piedra Kilómetro 27,5 de la Panamericana Norte, promovido por las empresas Calidda y Grifos Espinoza (GESA), marcando un hito importante en la historia del transporte sostenible en la región.

3.1.1.4 Estadística de conversiones de vehículos a gas natural.

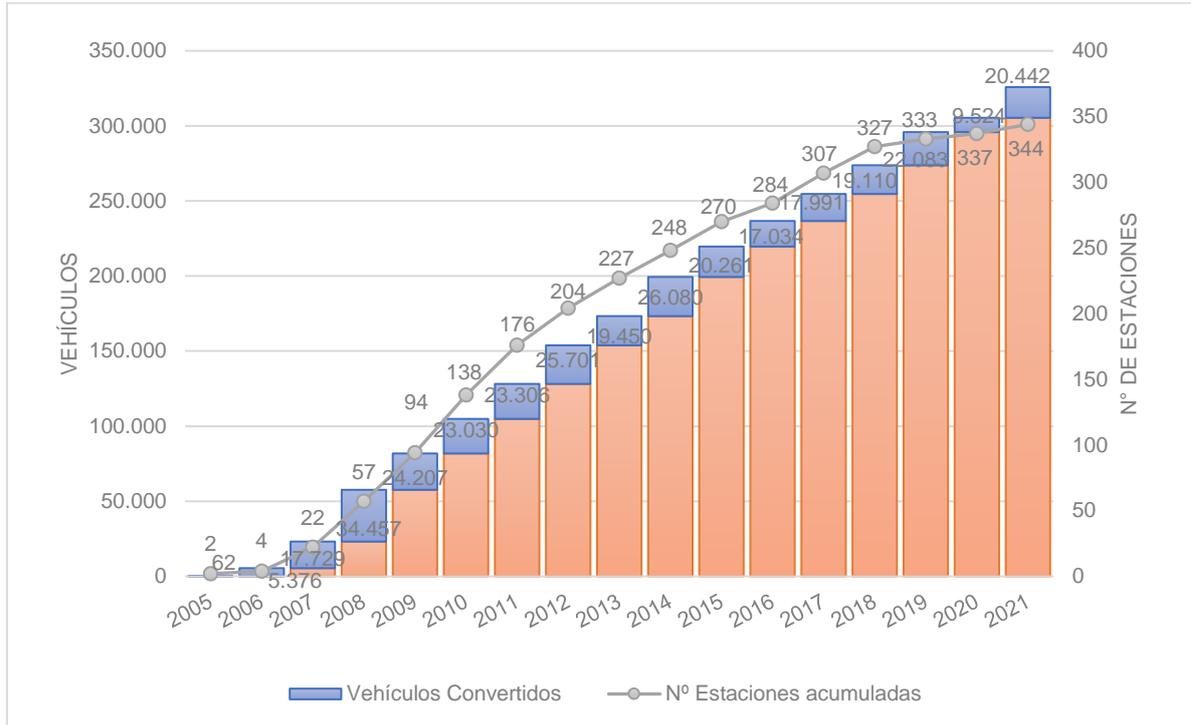
A nivel país, se puede señalar que tenemos cerca de 350 estaciones de gas natural comprimido para el sector vehicular, que hoy en día suministran de gas natural a cerca de 300 mil vehículos, esto se puede visualizar en la Figura 15. Asimismo, partiendo de esta información se puede identificar la razón de conversión anual de vehículos.

En la Figura 16, se identifica en el año 2007 una razón de conversión elevada, por ser el primer año de operación, la misma que se normaliza y se mantiene durante los primeros 10 años (promedio 25.3%, 2007-2017) siendo en un primer momento una conversión acelerada que luego se estabiliza y se reduce a valores promedio de 6 a 7% anual, lo cual se considera un crecimiento menor propia de un mercado más maduro.

Para las proyecciones de demanda se toma como referencia la evolución de los vehículos convertidos a gas natural según los datos estadísticos publicados por Infogas.

Figura 15

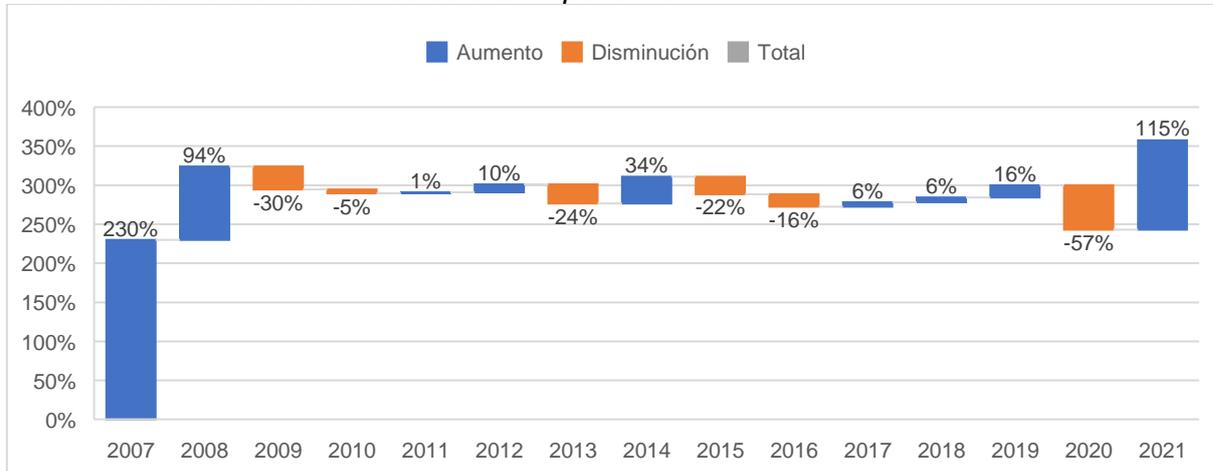
Estadística de conversión de vehículos a GNV vs número de estaciones de servicio.



Nota. Elaboración propia. Datos obtenidos de página web de estadísticas – INFO GAS.

Figura 16

Razón de conversión de vehículos a GNV por años.



Nota. Elaboración propia. El año 2020, inicia la pandemia ocasionada por el COVID-19 con las restricciones de transporte, y el año 2021 se muestra una recuperación con las flexibilizaciones de las restricciones sanitarias.

De acuerdo con esta estadística, con el objeto de estimar la razón de conversión de vehículos a GNL (uso de GNL en camiones minero o en la red vial), se considera dos ratios o razones de conversión. Una etapa inicial de 10 años con una razón de conversión

promedio de 25.3%, en donde las empresas tratan de posicionarse en el mercado para asegurar obtener márgenes más competitivos. Finalmente, una etapa estable posterior al año 10, con una razón de conversión de 6.7%, en donde se cuenta con un mercado más maduro, pero de alto crecimiento. Considerando los párrafos anteriores se estima la proyección de la demanda para el uso de GNL en camiones mineros y en la red vial.

3.1.1.5 Proyección Demanda de GNL en camiones Mineros.

Para la determinación de la demanda, el análisis considera la explotación de la mina Antamina, ubicada en la provincia de Huaraz, la cual se encuentra fuera del área de distribución de la concesión norte. Además, se toma en cuenta la existencia de 122 camiones mineros con motores diésel, que podrían ser reemplazados o convertidos para operar exclusivamente con GNL. El consumo de combustible de estos camiones para el transporte de material mineral se detalla en la Tabla 17. Se asume una operación diaria de 21 horas, manteniéndose los ratios o razones de conversión indicados en el ítem 3.1.1.4.

Tabla 17

Consumo promedio de diésel por modelo de camión.

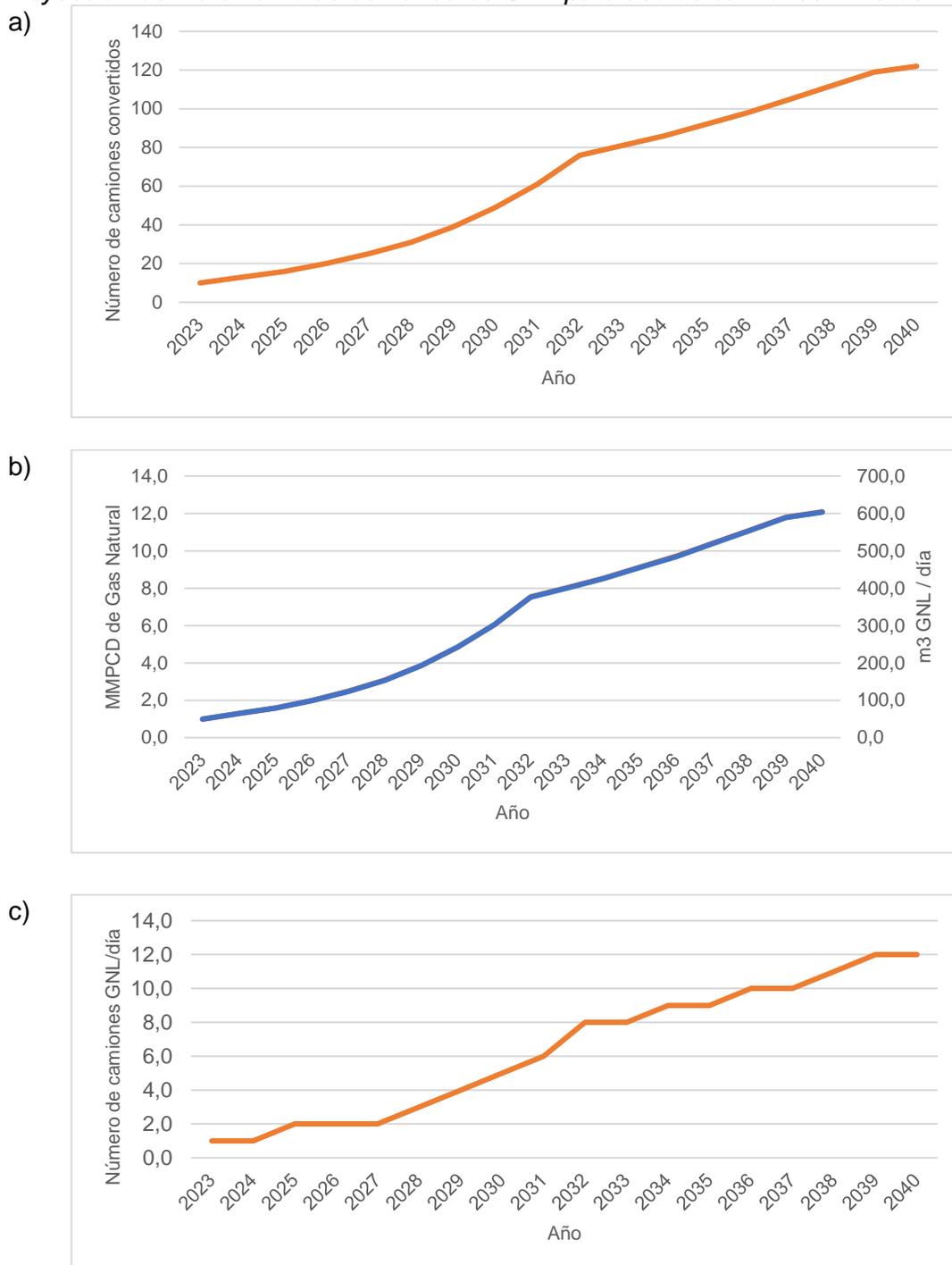
	CAT 797	KOMATSU 930
Consumo promedio (MMBTU/día/camión)	195.09	107.47
Promedio ponderado (MMBTU/día/camión)	117.78	

Nota. Elaboración propia, se considera un universo de camiones disponibles para conversión de 122. Fuente: Gonzales Titi (2019).

Considerando la estadística de conversión de vehículos del ítem 3.1.1.4, que 1 MMPC equivale 1,040 MMBTU, y que 1 MMBTU equivale a 0.048 m³ GNL en estado líquido, se estima que la demanda de gas natural hasta el 2040 para su uso en camiones mineros convertirlo a GNL, es de 0.041 TCF. En la siguiente Figura 17 se muestra detalles de la demanda proyectada.

Figura 17

Proyección de incremento de demanda de GNL para uso de camiones mineros.



Nota. En la figura a) se muestra la propuesta de incremento de demanda de GNL considerando el número de camiones mineros reemplazados o convertidos a GNL en Mina Antamina. En la figura b) se muestra en el eje principal (izquierda) la cantidad de gas natural por día requerido de procesar en una mini-planta de GNL, en el eje secundario (derecha) la cantidad de GNL líquido demandado por día considerando que una cisterna puede transportar 50 m³, aproximadamente. En la figura c) se muestra la cantidad de camiones de GNL que tendrían que ser transportados diariamente a la Mina para abastecer la demanda de GNL.

3.1.1.6 Proyección demanda GNL en camiones de carga pesada - red vial.

Para la proyección de la demanda de GNL, usado como combustible para los camiones de transporte de carga pesada, se considera en el análisis que el suministro de combustible se realiza desde una estación de servicio ubicado en el departamento de La Libertad. Asimismo, es necesario identificar el universo de camiones existentes y en tránsito en dicho departamento. Para lo cual, se considera los siguientes criterios:

- El flujo vehicular de camiones de carga pesada en el departamento de la Libertad, a través de la revisión de informes técnicos del INEI por unidad de peaje (Chicama – La Libertad), entre los años 2012 y 2022.
- Parque automotor existente de vehículos de carga pesada (Total Nacional y Total La Libertad), a través de la revisión de estadísticas de transporte terrestre por carretera – parque automotor MTC, entre los años 2012 y 2021.

Con base en la información histórica del INEI, se elabora la Tabla 18, para el flujo vehicular de unidades de carga pesada en el departamento de la Libertad y se identifica el alto tránsito existente en la zona, así como, un incremento anual del orden 2%.

Tabla 18

Flujo vehicular en el departamento de la Libertad por tipo de vehículo, 2012-2022 (unidades).

Año / Tipo de vehículo	Vehículo ligero	Vehículo pesado	Total vehículos
2012	2,075,339	2,274,757	4,350,096
2013	2,459,917	2,410,628	4,870,545
2014	2,428,254	2,381,600	4,809,854
2015	2,402,016	2,138,024	4,540,040
2016	2,802,810	2,356,287	5,159,097
2017	2,186,595	2,056,288	4,242,883
2018 ³⁴	4,554,595	4,224,398	8,778,993
2019	5,212,184	4,641,399	9,853,583
2020	4,867,424	3,640,879	8,508,303
2021	6,807,879	4,439,211	11,247,090
2022	6,898,583	4,548,170	11,446,753

Nota. Elaboración propia. Datos obtenidos de página web de estadísticas – INEI (2023).

³⁴ Hasta octubre sólo se incluye salidas de tráfico vehicular. A partir de noviembre 2017 se considera entradas y salidas, por lo que en el año 2018 se duplica los valores registrados respecto de años anteriores.

Por otro lado, con base en la información estadística del MTC, se elabora la Tabla 19, para la identificación del total de vehículos existentes a nivel nacional y en el departamento de La Libertad que pudieran estar en tránsito y que pudieran ser eventualmente reemplazados por camiones a GNL en lugar de diésel. Asimismo, se identifica que el parque automotor viene creciendo a una razón de 4.8% anual.

Tabla 19

Estadística MTC – Total vehículos existentes de carga pesada - tipo remolcador, 2012 - 2021 (unidades).

Año	Vehículos pesados	
	Total Nacional	Total La Libertad
2012	33,722	3,863
2013	36,017	3,992
2014	39,482	4,299
2015	41,514	4,402
2016	43,604	4,548
2017	45,352	4,700
2018	47,074	4,976
2019	48,385	5,080
2020	No se tiene registro	
2021	50,802	5,478

Nota. Elaboración propia. Datos obtenidos de página web de MTC (2023).

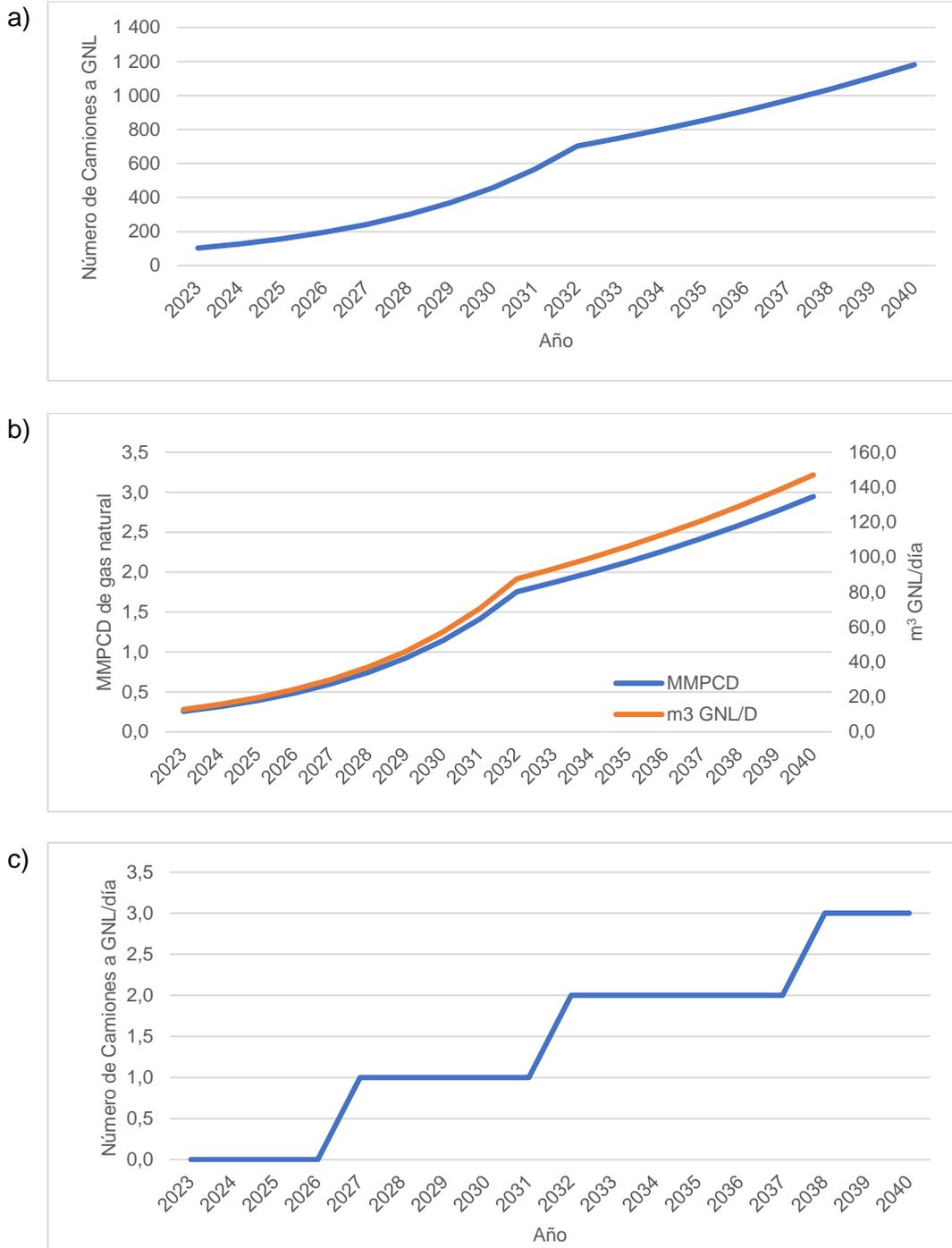
Con base en el reporte de pruebas en vehículos de LNG de IVECO en Polonia (IVECO, 2016) y el Balance Nacional de Energía Útil elaborado por el PROSEMER para la Dirección de Eficiencia Energética del MINEM se recoge la siguiente información, necesaria para los cálculos de proyección de la demanda:

- Consumo de GNL como combustible para camiones de carga pesada, 0.28 kg/km.
- Recorrido medio de un camión de carga pesada en Perú, 72,000 km/año.
- Densidad de GNL líquido a condiciones estándar, 450 kg/m³.

Se estima que la demanda de gas natural hasta el 2040 para su uso en camiones de carga pesada a GNL, es de 0.010 TCF. En la siguiente Figura 18, se muestra detalles de la demanda proyectada.

Figura 18

Proyección de incremento de demanda de GNL para uso de camiones de carga pesada en red vial – La Libertad.



Nota. En la figura a) se muestra la propuesta de incremento de demanda de GNL considerando el número de camiones a GNL, se identifica que en los primeros 8 años se alcanza un número de 400 camiones. En la figura b) se muestra en el eje principal (izquierda) la cantidad de gas natural por día requerido de procesar en una mini-planta de GNL, en el eje secundario (derecha) la cantidad de GNL líquido demandado por día considerando que una cisterna puede transportar 50 m³, aproximadamente. En la figura c) se muestra la cantidad de camiones de GNL que tendrían que ser transportados diariamente a la estación de servicio de GNL para abastecer la demanda en la Libertad.

3.1.2 Suministro de Gas Natural en la zona Norte del país

Con base en la información del Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos - 2020, se identifican las reservas de gas natural al límite económico en los lotes del norte del país en la fase explotación. En este caso, se identifican las reservas probadas (P1) y probables (P2) de las empresas SAVIA (Lote Z-2B³⁵), GMP (Lote I³⁶ y IV), PROMONT (Lote II), SAPET (Lote VI³⁷ y VII), CNPC (Lote X³⁸) y OLYMPIC (Lote XIII).

Por otro lado, de los Anuarios Estadísticos publicados por el Osinergmin entre los años 2015 y 2021, se identifican las ventas de gas natural a diferentes clientes de la zona norte del país, las cuales, han presentado incrementos y reducciones oscilantes con excepción del caso de la empresa Olympic cuyas ventas se han incrementado, en el periodo antes descrito tal como se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20

Participación en ventas de Gas Natural por empresas de la zona norte del país, 2021 – 2015.

Empresas	Ventas M m ³ /día							
	Lote	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
Graña y Montero Petrolera S.A.	I-V	87	98	124	151	159	179	160
Petrolera Monterrico S.A.	II	23	41	-	-	-	-	-
Sapet Development Peru Inc.	VI	105	99	97	82	82	90	87
CNPC Perú S.A.	X	413	433	441	425	403	415	375
Olympic Perú Inc.	XIII-B	343	375	493	356	277	169	175
Savia Perú S.A.	Z-2B	258	132	213	203	194	211	210

Nota. Datos obtenidos con base en los Anuarios Estadísticos de Osinergmin 2015-2021.

Por otro lado, se debe tener en consideración que muchos de los contratos de explotación petrolera han vencido recientemente entre los años 2023 y 2024, como son los casos de Graña y Montero, SAPET, SAVIA y CNPC. Estos contratos han sido trasladados a la empresa petrolera Petroperú S.A., en cuyo caso, una estimación de la proyección de los volúmenes de venta de gas, considerando los años 2022 y 2023, podrían no ser

³⁵ Actualmente denominado Lote Z69 y operado por la empresa Petroperú S.A., mediante D.S. N° 027-2023-EM

³⁶ Actualmente operado por la empresa Petroperú S.A., mediante D.S. N° 022-2023-EM.

³⁷ Actualmente operado por la empresa Petroperú S.A., mediante D.S. N° 023-2023-EM.

³⁸ Actualmente operado en conjunto por las empresas Petroperú S.A., OIG Perú S.A. y otros socios minoritarios.

representativos o concordantes con la estadística actual pues dependerá de la política estratégica comercial de la nueva empresa operadora de los lotes.

Considerando los párrafos antes descritos, se tomará como referencia las ventas del año 2021 de manera constante para su proyección hasta el año 2040 y determinar así la disponibilidad de gas en la zona norte del país. Con base en estos resultados se presenta la Tabla 21, en donde se identifica que solo los lotes de las empresas Olympic y GMP (lote I y IV) cuentan con una disponibilidad de gas mayor a 0.010 TCF, requerido para abastecer la demanda de GNL en camiones de carga pesada - red vial; y mayor a 0.041 TCF, requerido para abastecer demanda de GNL en camiones mineros.

Tabla 21

Disponibilidad de Gas Natural al año 2040 por empresa según las reservas existentes al 2020.

Unidades (TCF)	Lote Z2B	Lote XIII	Lote X	Lote VI	Lote I	Lote IV	Lote II
Ventas 2021	0.003799	0.004417	0.005320	0.001350	0.00112579		0.00029439
Reservas P1	0.030405	0.125482	0.071194	0.015612	0.02431	0.032539	0.014258
Disponibilidad Reservas P1	-0.041776	0.041565	-0.029881	-0.010034	0.03545899		0.008665
Reservas P2	0.036635	0.039389	0	0	0.00338	0.019541	0
Disponibilidad Reservas P1+P2	-0.005141	0.080954	-0.029881	-0.010034	0.05837999		0.008665

Nota. La disponibilidad se considera como la diferencia de las reservas al año 2020 menos las ventas proyectadas hasta el año 2040. Datos obtenidos con base en el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos (2020) y Anuario Estadístico de Osinergmin (2022).

Por tanto, se considera que el suministro de gas natural para las micro plantas de GNL podría realizarse desde las provincias de Paita (Lote XIII) o Pariñas (Lote I-V).

3.1.3 Tarifa de suministro de Gas Natural en Micro Plantas de GNL

En atención a la metodología descrita en el Capítulo I, se presentan dos esquemas supuestos para aplicación de la tarifa de gas natural: esquema Greenfield, en el cual se considera la adquisición directamente al concesionario y el esquema Brownfield, en donde se considera una infraestructura pre-existente a la aparición del concesionario en la zona norte; con lo cual, se estima el costo de suministro para las micro plantas de GNL.

3.1.3.1 Tarifa del Gas Natural bajo el Esquema Greenfield.

Actualmente, en la provincia de Piura, existe un contrato de concesión³⁹ con la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C. (GASNORP) para la distribución de gas natural por red de ductos. Esta concesión incluye infraestructura como: estaciones de suministro⁴⁰, transporte terrestre de gas natural comprimido, estaciones de distrito, sistema de distribución de gas natural y redes troncales de acero. Por lo tanto, cualquier empresa que requiera gas natural en esta provincia debe contratar a través de GASNORP y no directamente con el productor, de acuerdo a lo indicado en el ítem 2.2 del Contrato de Concesión de distribución de gas natural por red de ductos en la región Piura.

El contrato de concesión, en su Cláusula 11, define el régimen tarifario que aplicará la empresa a sus clientes en función de la demanda de gas natural. Las tarifas iniciales, con un horizonte de 8 años, se ajustan mediante fórmulas de actualización basadas en la demanda. Transcurrido este período, GASNORP se sujeta a revisiones regulatorias cada 4 años. En estas revisiones, la empresa debe presentar su Plan Quinquenal de Inversiones, que contempla la oferta al mercado local a través de redes de ductos, estaciones y otros elementos. Este esquema regulatorio actualmente es el que se aplica a las concesiones de Calidda y Contugas, que ya superaron los 8 años de vigencia de sus tarifas iniciales.

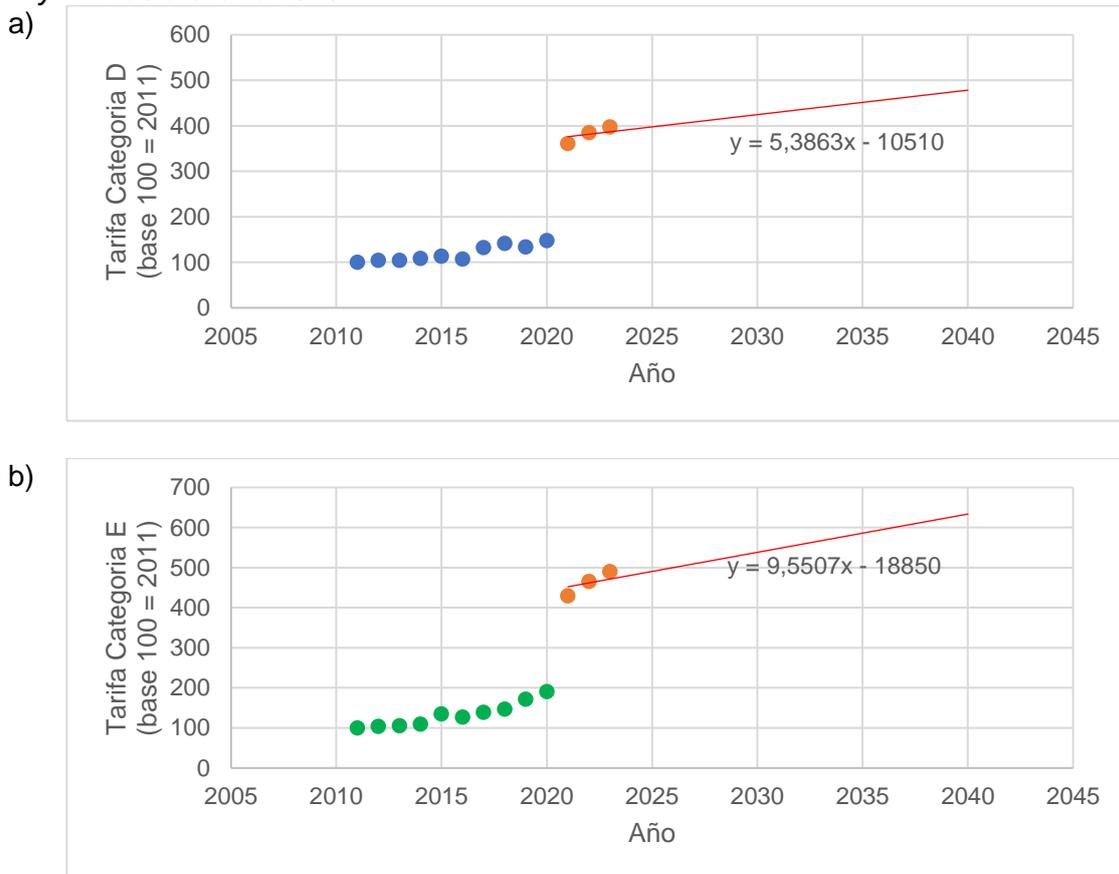
Considerando que la concesión se encuentra en su primer año de contrato y que no es posible determinar la estrategia comercial del nuevo operador de los Lotes del norte (Petroperú S.A.), para efectos de proyectar la tarifa de gas natural se utilizará como referencia las categorías tarifarias D y E de Calidda. En la Figura 19, considerando como año base el 2011, se realiza una proyección para un consumo de 450,000 m³ de gas natural al mes (15,000m³/día) para la categoría D y un consumo de 1,800,000 m³ de gas natural al mes (60,000 m³/día) para la categoría E.

³⁹ Otorgamiento de la Concesión mediante Resolución Suprema N° 007-2019-EM, el 16 de agosto de 2019. Suscripción de contrato el 08 de noviembre de 2019.

⁴⁰ Considera el City Gate en Pariñas, Estación de recolección Olympic y estación Lote III como puntos de suministro de gas natural

Figura 19

Proyección de las tarifas de gas natural suministrado por empresa Calidda – Categorías D y E - hasta el año 2040.



Nota. En ambos casos se consideró para las proyecciones el uso de ecuaciones de mínimos cuadrados. En la figura a) se muestra la proyección de tarifa de suministro de gas desde Calidda - Categoría D. En la figura b) se muestra proyección de tarifa – Categoría E. En ambos casos se utilizó la pendiente de la regresión lineal de los primeros 9 años (2011-2019) y para proyectar la tendencia, se considera a partir del 2020, año en que se realizó el ajuste del pliego tarifario considerando el contexto COVID se emitió la resolución 073-2020-OS/CD y se tuvo el salto disruptivo.

De acuerdo a la metodología de facturación indicada en el artículo 12 de la RCD-023-2016-OS/CD, se establece:

Facturación de Gas Natural (FG), considerando clausulas take or pay se tiene la siguiente ecuación:

$$FG = PGF.VF.....\text{Ecuación 1}$$

donde:

PGF = Precio del Gas Natural, expresado en S/. / mil Sm³ (Soles por mil metros cubico estándar).

VF = Volumen de gas natural facturado en el periodo correspondiente, en metros cúbicos (Sm³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (artículo 43° del Reglamento).

Para los consumidores de gas natural que tienen contrato directo con el productor de gas natural, se aplicará lo establecido en su respectivo contrato de compra. En este caso, la facturación la efectuará directamente el Productor.

Facturación del Transporte del Gas Natural, las categorías tarifarias no presentan cargo por transporte del gas natural.

Facturación del Servicio de Distribución (FSD), para la categoría tarifaria E se facturará de la siguiente manera:

$$FSD = (MCF.CC + MDF.CC).FCC + (VS - CC.ND).MDV + VS.MDCL... \text{Ecuación 2}$$

donde:

FSD: Facturación del Servicio de Distribución.

MCF: Margen de Comercialización Fijo.

MDF: Margen de Distribución Fijo.

MDV: Margen de Distribución Variable.

VS: Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (Sm³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura.

CC: Capacidad Contratada Diaria pactada por el consumidor en su contrato de suministro de distribución de gas natural.

FCC: Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada.

En el caso no exista un transportista por ducto se considera:

FCC: Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada será igual 1.

ND: Número de días de vigencia del contrato en el mes a facturar.

MDCL: Margen de Distribución por GNC o GNL, en caso corresponda.

Tomando en consideración los pliegos de tarifa máxima gas natural – Concesión GASNORP, las ecuaciones lineales de proyección tarifaria consideradas en la Figura 19, la demanda de gas natural indicados en los ítems 3.1.1.5 y 3.1.1.6; y la metodología de

facturación mencionada en los párrafos previos, se presenta en la Tabla 22 la proyección de costos del suministro de gas natural hasta el 2040 para el escenario del esquema Greenfield, asumiendo que la ubicación de la micro planta de licuefacción estaría en la zona de Pariñas-Talara y que el suministro de gas natural proviene desde los lotes I-IV.

Tabla 22

Estimación del costo de suministro de gas natural hasta 2040 – esquema Greenfield.

Año	Demanda de Gas Natural			Costo de Gas Natural		
	MMPCD	MMPC	m ³ /mes	Suministro	Distribución	Total -MM \$/.
2023	1.2	449.1	1,059,649	6,343,523	6,611,381	12.95
2024	1.6	578.0	1,364,037	8,331,203	8,683,242	17.01
2025	2.0	712.3	1,680,765	10,465,551	10,907,778	21.37
2026	2.5	888.6	2,096,950	13,301,474	13,863,535	27.17
2027	3.1	1108.7	2,616,227	16,894,573	17,608,463	34.50
2028	3.8	1374.3	3,243,098	21,306,596	22,206,917	43.51
2029	4.8	1723.6	4,067,316	27,169,594	28,317,660	55.49
2030	6.0	2159.5	5,095,778	34,590,875	36,052,531	70.64
2031	7.5	2685.5	6,337,026	43,690,173	45,536,324	89.23
2032	9.3	3341.8	7,885,814	55,190,662	57,522,772	112.71
2033	9.9	3562.9	8,407,609	59,704,805	62,227,663	121.93
2034	10.5	3786.4	8,934,974	64,351,362	67,070,563	131.42
2035	11.2	4048.6	9,553,652	69,755,284	72,702,830	142.46
2036	12.0	4314.0	10,179,941	75,321,383	78,504,128	153.83
2037	12.8	4618.5	10,898,532	81,684,333	85,135,948	166.82
2038	13.7	4926.7	11,625,787	88,233,925	91,962,296	180.20
2039	14.6	5238.8	12,362,288	94,973,536	98,986,693	193.96
2040	15.0	5412.4	12,771,931	99,290,744	103,486,327	202.78

Nota. Elaboración Propia. Con base en los informes N°0035-2016-GART. Considerando el equivalente de conversión de gas natural (1040 BTU/PC), se estima un costo de suministro en \$/MMBTU desde 7.28 en 2023 hasta 9.57 en 2040.

3.1.3.2 Tarifa del Gas Natural bajo el Esquema Brownfield.

Considerando lo indicado en el ítem 3.1.2, el Lote XIII podría suministrar el gas natural para la micro planta de GNL. En este caso, se tendría bajo el esquema Brownfield una infraestructura preexistente al inicio del contrato de concesión, además, ya se contaría con un contrato privado de suministro de manera directa al productor (en este caso a la empresa Olympic). Por tanto, el costo de la molécula de gas o suministro de GN no consideraría los costos asociados al pliego tarifario (al no ser adquirido a un concesionario de distribución), sino sería el resultado de un acuerdo de partes⁴¹.

Para determinar una proyección del costo de suministro de gas natural, por un lado, se tomará como referencia las estimaciones dadas por el Annual Energy Outlook 2022 del

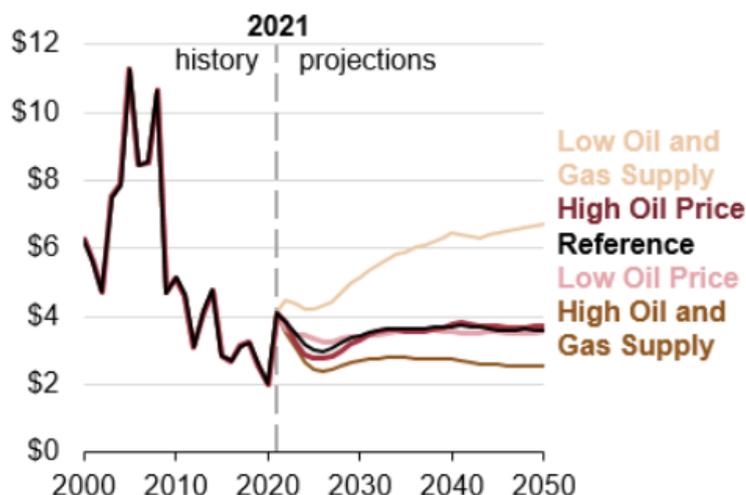
⁴¹ En la RCD-023-2016-OS/CD se indica en el artículo 12: "... Para los consumidores de gas natural que tienen contrato directo con el productor de gas natural, se aplicará lo establecido en su respectivo contrato de compra. En este caso, la facturación la efectuará directamente el Productor."

U.S Energy Information Administration, para el precio spot de gas natural bajo el marcador Henry Hub. Considerando la tendencia mostrada en la Figura 20, se tiene que el precio de referencia se mantendrá oscilante por debajo de 4 dólares / millón de BTU, hasta el año 2050.

Por otro lado, se estimará el tipo de cambio (de dólares a soles del 2023 al 2040) con base en el histórico de los tipos de cambios desde 1992 hasta 2022 y realizando el modelo autorregresivo integrado de media móvil - ARIMA (1,1,0) en MS Excel obteniéndose un valor de tipo de cambio de 3.7688, el cual se considerará constante para efectos de cálculos en la presente tesis.

Figura 20

Precio Spot de gas natural bajo mercado Henry Hub – dólares / MMBTU.



Nota. Histórico versus proyecciones del marcador Henry Hub (2000-2050). Las proyecciones consideran casos de referencia, precio alto/bajo de petróleo y suministro alto/bajo de petróleo y gas. El precio de referencia al 2021 fue ligeramente mayor a los 4 \$/MMBTU, y su proyección hasta el 2050 se mantiene por debajo de este valor. Fuente. EIA (2022).

En relación con la tarifa de distribución por ductos, se puede considerar lo mencionado en la RCD-083-2016-OS/CD, ítem 4.4 “Inclusión de un escenario que excluya la demanda de EEP SA y de la Refinería (Petitorio 4)”. En donde se indica que existe un proceso de transferencia de titularidad de los ductos de EEP SA, a través de los cuales se atiende a la Refinería Talara, y que el concesionario en Piura podrá atender a la Refinería Talara adquiriendo los ductos existentes o mediante la implementación de nueva

infraestructura. En este caso, se podría señalar que no se consideraría un esquema de tarifa dentro de las categorías correspondientes hasta que el concesionario asuma la titularidad de los ductos preexistentes para el suministro de micro plantas de GNL.

Tomando en consideración los precios indicados en la

Tabla 14, la demanda de gas natural indicada en los ítems 3.1.1.5 y 3.1.1.6, y las consideraciones dadas en los párrafos previos, se presenta en la Tabla 23 la proyección de costos del suministro de gas natural hasta el 2040 para el escenario del esquema Brownfield. La micro planta de licuefacción estaría ubicada en la zona de Paita-Piura y el suministro de gas natural provendría del lote XIII.

Tabla 23

Estimación del costo de suministro de gas natural hasta 2040 – esquema Brownfield.

Año	Demanda de Gas Natural			Costo de Gas Natural		
	MMPCD	MMPC	m ³ /mes	Suministro	Distribución	Total -MM S/.
2023	1.2	449.1	1,059,649	4,218,909	3,667,069	7.89
2024	1.6	578.0	1,364,037	5,404,747	4,697,797	10.10
2025	2.0	712.3	1,680,765	6,641,185	5,772,507	12.41
2026	2.5	888.6	2,096,950	8,269,783	7,188,081	15.46
2027	3.1	1108.7	2,616,227	10,306,298	8,958,217	19.26
2028	3.8	1374.3	3,243,098	12,766,063	11,096,241	23.86
2029	4.8	1723.6	4,067,316	16,003,516	13,910,229	29.91
2030	6.0	2159.5	5,095,778	20,045,130	17,423,193	37.47
2031	7.5	2685.5	6,337,026	24,923,178	45,536,324	70.46
2032	9.3	3341.8	7,885,814	31,010,608	57,522,772	88.53
2033	9.9	3562.9	8,407,609	33,060,020	62,227,663	95.29
2034	10.5	3786.4	8,934,974	35,132,320	67,070,563	102.20
2035	11.2	4048.6	9,553,652	37,564,129	72,702,830	110.27
2036	12.0	4314.0	10,179,941	40,025,899	78,504,128	118.53
2037	12.8	4618.5	10,898,532	42,850,626	85,135,948	127.99
2038	13.7	4926.7	11,625,787	45,709,814	91,962,296	137.67
2039	14.6	5238.8	12,362,288	48,605,264	98,986,693	147.59
2040	15.0	5412.4	12,771,931	50,215,781	103,486,327	153.70

Nota. Elaboración Propia. Con base en los informes N°0035-2016-GART y N°0118-2016-GART, al no identificarse dentro de los clientes potenciales a las estaciones de licuefacción de la provincia de Paita, se considera la aplicación de la tarifa de distribución posterior al año 8 del contrato de concesión. El costo de suministro en \$/MMBTU varía desde 4.43 en 2023 hasta 7.25 en 2040.

3.1.4 Costos de instalación y operación de Micro Plantas de GNL

Para la determinación del costo de instalación o CAPEX, se consideran: a) las publicaciones de revistas reconocidas y criterios de actualización. Entre los costos de operación u OPEX, se consideran: a) costo de licuefacción, que corresponde a los requerimientos energéticos para el funcionamiento y operación de los equipos de proceso;

b) costos de mantenimiento, consumibles y gastos de personal se consideran como un porcentaje del costo de licuefacción.

En ambos escenarios, los requerimientos energéticos serán atendidos considerando un suministro de energía eléctrica desde el interconectado nacional, por tanto, para estimar la tarifa de electricidad hasta el 2040 se toma información estadística del Anuario Estadístico de Electricidad 2022, Dirección General de Electricidad – MINEM, tal como se muestra en la Figura 21.

Figura 21

Proyección de tarifa media de electricidad – Sector Industrial – cent US\$/kW.h, 2023-2040.



Nota. Histórico versus proyecciones de la tarifa media de electricidad considerando la pendiente de la regresión lineal de tarifas sector industrial (1995-2021). Elaboración propia. Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad 2022 – DGE – MINEM (2023).

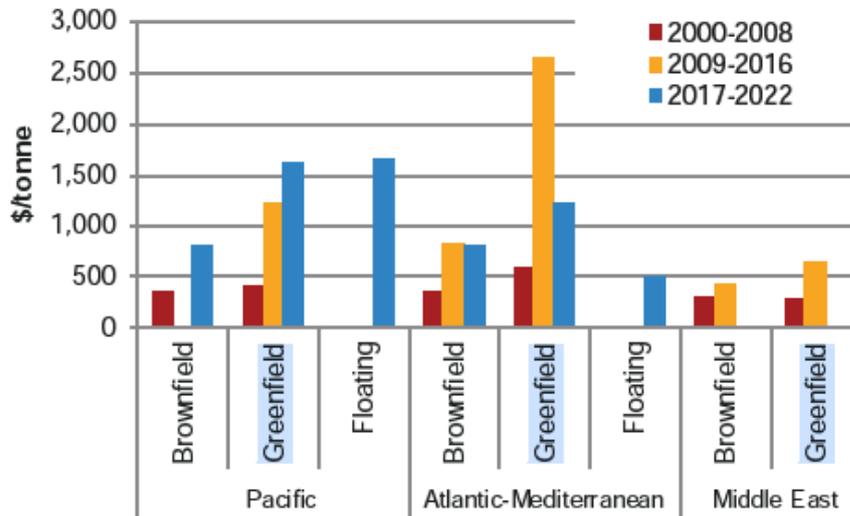
3.1.4.1 Costo de Instalación y Operación bajo el esquema Greenfield.

Para determinar los costos de instalación bajo el esquema Greenfield, se tomará como referencia, los costos promedio ponderado estimados para los proyectos tipo greenfield anunciados en el International Gas Union - IGU 2017 World LNG Report. Sobre estos costos es necesario realizar una reducción considerando que ciertos equipos como la planta de generación, y unidades de fraccionamiento se incluyen en la estimación de estos costos⁴². Por realizar esto, es necesario conocer previamente la descomposición de los costos de los proyectos considerados por el IGU, tal los mostrados en la Figura 22 y Figura 23.

⁴² En la presente tesis, se considera un suministro de gas seco y que los proyectos no cuentan con plantas de generación eléctrica debido a que toman energía eléctrica del interconectado nacional.

Figura 22

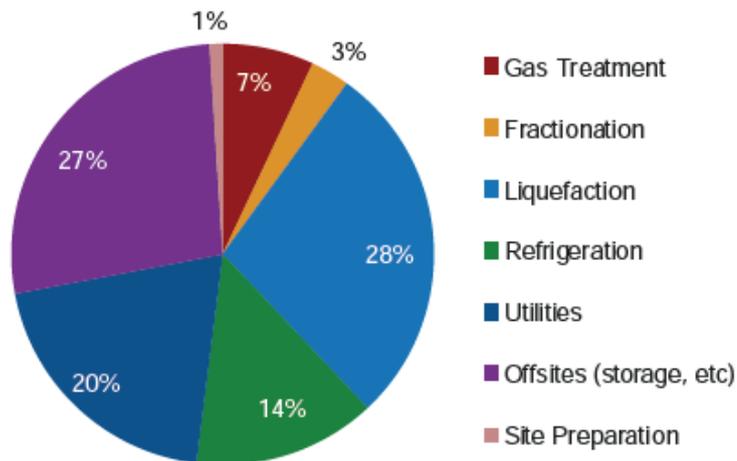
Costo promedio de licuefacción en dólares por tonelada - por locación y tipo de proyecto, 2000-2022.



Nota. Los costos unitarios de las plantas de licuefacción aumentaron de un promedio de \$413/ton en el período 2000-2008 a \$987/ton en el período 2009-2016. Durante los mismos períodos, los proyectos greenfield aumentaron de \$507/ton a \$1389/ton, mientras que los proyectos brownfield solo aumentaron a \$532/ton, desde \$329/ton. Precio considera dólares del año 2014. Fuente: International Gas Union (2017).

Figura 23

Descomposición de Costo Promedio de los proyectos de Licuefacción por Categoría de Gasto.



Nota. Gas Treatment, son unidades de acondicionamiento de gas para remoción de contaminantes; Fractionation, a las unidades de separación de gas seco y condensados; Liquefaction, a las unidades criogénicas e intercambiadores de calor; Refrigeration, sistemas compresión y refrigeración; Utilities, facilidades de distribución de gas combustible para sistemas eléctricos, hornos u otros; Offsite, tanques almacenamiento y despacho; Site preparation, movimiento de tierras y acondicionamiento de terreno. Fuente: International Gas Union (2017).

Tomando como referencia los costos de instalación de una Planta de GNL en Irán de una capacidad de 500 Tonelada por día y de tipo refrigerante mixto, se verifica que el costo de producción de GNL es de 502.72 \$/ton, cuya descomposición de los costos se muestra en la Tabla 24. Este precio se muestra inferior pero cercano a los costos indicados en la Figura 22, para un proyecto greenfield en Middle East. Con lo cual podemos realizar una referencia cruzada entre los datos y proyectarlos para una instalación en Perú.

Tabla 24

Descomposición de los costos de capital (CAPEX) – Planta GNL de 500 Toneladas por día (TPD) de capacidad en Irán.

Unidades de Proceso	US\$	%
Pre-Tratamiento del gas y Licuefacción	42,589,540.00	48.41%
Subtotal	42,589,540.00	48.41%
Utilidades y Almacenamiento		
Tanque de Almacenamiento (2 tanques - 30K m ³)	10,500,000	11.94%
Utilidades (30% de Unidades de Proceso)	12,776,862	14.52%
Subtotal	23,276,862	26.46%
Misceláneos		
Terreno (5 hectáreas)	500,000	0.57%
Estación de acoplamiento	5,000,000	5.68%
Construcción civil	16,609,921	18.88%
Subtotal	22,109,921	25.13%
Total	87,976,323.00	100.00%
Costo por Tonelada de Producción (\$/ton)	502.72	

Nota. En la tabla de manera general los componentes de un proyecto tipo Greenfield, entre los que se podría considerar en adición los costos de ingeniería y otros costos de los inversionistas (componentes comerciales y técnicos, incluidos los costos asociados contratista y consultores para el pre-FEED y FEED, estudios de impacto ambiental y preparación de contratos antes de la FID, además de trabajar con financistas y autoridades gubernamentales y reguladoras). Fuente. Yan Cao (2021).

Por otro lado, el OPEX en estas unidades de producción de GNL de 500 toneladas métricas por día de capacidad, se estima en 12,282,781 \$/año. Asimismo, el precio del gas de suministro se encuentra en 352,512 \$/año. Finalmente, el costo de depreciación y repago de deuda es de 4,222,863 \$/año, resultando un costo total del OPEX de 16,858,157 \$/año (Yan Cao, 2021).

En base a los párrafos anteriores, se presenta la Tabla 25 con el detalle del CAPEX y OPEX para el esquema Greenfield.

Tabla 25

Descomposición de los costos de instalación y operación (CAPEX y OPEX) – Esquema Greenfield.

Costos	Descripción	Valor	Unidad	Fuente / Criterio
CAPEX	Capacidad	15	MMPCD	
	Eficiencia de Planta	95	%	
	Operación	350	Días / año	
	Producción total	109,388	Ton/año GNL	
	Costo por tonelada de producción	1185.8	\$/ton	Hipotetico, IGU 2017 1,540x(1-0.23), \$/ton
	Total CAPEX	129,712,290.40	\$	
	Tiempo de vida	17	años	
	Capital	40	%	
	Deuda	60	%	
	Interes hipotetico por año	6	%	
OPEX	Personal operario (total=6)	180,000	\$	(Yan Cao, 2021)
	Personal mantenimiento	648,561	\$	0.5% de CAPEX/año
	Gastos Generales	579,992	\$	70% de gastos personal
	Material de Mantenimiento	1,297,122	\$	1% de CAPEX/año
	Suministros de Operativos	18,000	\$	10% personal operario
	Sub-total Costos de Operación	2,723,675	\$	
	Electricidad (promedio/año)	4,044,320	\$	(kW.h*tarifa)
	Suministro GN (promedio/año)	27,573,227	\$	Tabla 22
	Total OPEX	34,341,222	\$	
	Costo de Licuefacción	13.6	\$/MMBTU	CAPEX+OPEX

Nota. Elaboración Propia. Datos obtenidos de Yan Cao (2021).

3.1.4.2 Costo de Instalación y Operación bajo el esquema Brownfield

Para determinar los costos de instalación bajo el esquema Brownfield se tomará como referencia inicial los mismos criterios indicados en el ítem 3.1.4.1, respecto de los equipos con que contará la Micro Planta de GNL. Asimismo, considerando que el suministro de energía será desde el interconectado eléctrico nacional, es necesario comparar los requerimientos energéticos de los procesos.

Tabla 26

Comparación de la simulación de los procesos de licuefacción de GN.

Tipo	Gas de Suministro (MMSCFD)	GNL (Ton/d)	Consumo Energía Compresores (kW)	Consumo Energía Expander (kW)
Proceso MR	0.5	6.77	601.3	-
	1.0	14.02	1,224.1	-
	5.0	67.74	6,013	-
	10	142.6	12,349	-
Proceso N2-CH4	0.5	6.92	485.7	58.38
	1.0	14.07	982.2	117.7
	5.0	103.8	6,476	719.2
	10	207.5	12,952	1,438

Nota. - Elaboración propia. Datos obtenidos de Khoir L. (2022).

De la Tabla 26, se puede identificar que el proceso de ciclo expansor (N2-CH4) tiene un mayor requerimiento energético que el proceso de ciclo refrigerante mixto (MR), por lo que, se descarta su instalación debido al alto costo de energía eléctrica que implicaría.

Considerando las instalaciones preexistentes de las empresas PureLNG y Galileo, este último se basa en el proceso de MR, pero cuenta con una patente propia de la empresa Galileo. Para las estimaciones de energía, se considera como base de cálculo los requerimientos energéticos de las especificaciones técnicas de la tecnología de licuefacción Cryobox.

En base a los párrafos anteriores, se presenta en la Tabla 27 el detalle del CAPEX y OPEX para el esquema Brownfield.

Tabla 27

Descomposición de los costos de instalación y operación (CAPEX y OPEX) – Esquema Brownfield.

Costos	Descripción	Valor	Unidad	Fuente / Criterio
CAPEX	Capacidad	15	MMPCD	
	Eficiencia de Planta	95	%	
	Operación	350	Días / año	
	Producción total	109,388	Ton/año GNL	
	Costo por tonelada de producción	616	\$/ton	Hipotetico, IGU 2017 800x(1-0.23), \$/ton
	Total CAPEX	67,383,008	\$	
	Tiempo de vida	17	años	
	Capital	40	%	
	Deuda	60	%	
	Interes hipotetico por año	6	%	
OPEX	Personal operario (total=6)	180,000	\$	(Yan Cao, 2021)
	Personal mantenimiento	336,915	\$	0.5% de CAPEX/año
	Gastos Generales	361,840	\$	70% de gastos personal
	Material de Mantenimiento	673,830	\$	1% de CAPEX/año
	Suministros de Operativos	18,000	\$	10% personal operario
	Sub-total Costos de Operación	1,570,585	\$	
	Electricidad (promedio/año)	4,044,320	\$	(kW.h*tarifa)
	Suministro GN (promedio/año)	20,321,004	\$	Tabla 23Tabla 22
	Total OPEX	25,935,909	\$	
	Costo de Licuefacción	9.68	\$/MMBTU	CAPEX+OPEX

Nota. Elaboración Propia. Fuente considerando datos de Yan Cao (2021).

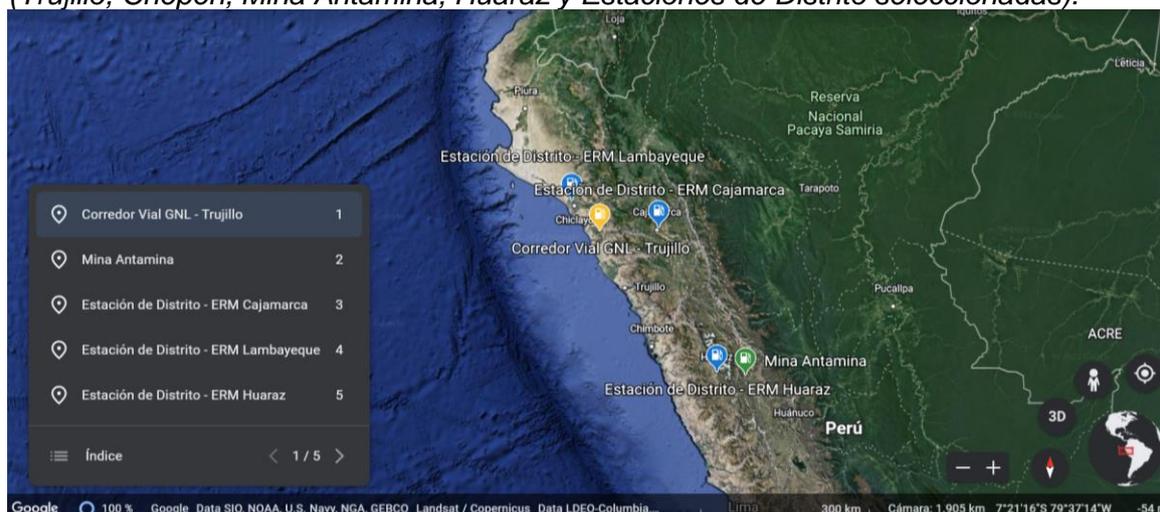
3.1.5 Costos de transporte de Cisterna de GNL

Para determinar el costo de transporte, se identifican espacialmente las ubicaciones de las industrias demandantes de GNL, como se muestra en la Figura 24 y que fueron

analizadas en los ítems previos. Luego, se calcula la distancia que una unidad de transporte tendría que recorrer para entregar una cisterna de GNL desde las Micro Plantas ubicadas en Talara y Paita (tal lo indicado en los esquemas, Greenfield y Brownfield). Para la estimación de los costos, se considera la tarifa y costos de transporte (Tarifa HAM) indicados en la Tabla 4.

Figura 24

Ubicación de las industrias demandantes de GNL consideradas en el estudio de la tesis (Trujillo, Chepen; Mina Antamina, Huaraz y Estaciones de Distrito seleccionadas).



Nota. Se identifica en la página web de Google Earth Proyecto, la ubicación de los puntos espaciales donde se desarrollan nuevas industrias con demanda de GNL. Se incorpora a las estaciones de distrito o puntos de regasificación (ERM).

A continuación, se presenta en la Tabla 28 los costos del transporte de cisterna de GNL, incluyendo en la estimación el eventual caso en que se requiere atender a alguna Estación de Distrito o punto de regasificación.

Tabla 28

Costos de Transporte de Cisterna de GNL desde microplanta en el norte de país.

	Desde / Hacia	Corredor Vial	Mina Antamina	ERM Lambayeque	ERM Cajamarca	ERM Huaraz
Distancia (km)	Paita	350	975	273	544	827
	Talara	407	1,032	330	601	884
Costo Transporte (\$/MMBTU)	Paita	1.03	2.66	0.82	1.53	2.27
	Talara	1.17	2.81	0.97	1.68	2.42

Nota. Elaboración propia. Datos obtenidos desde las herramientas de Google Earth.

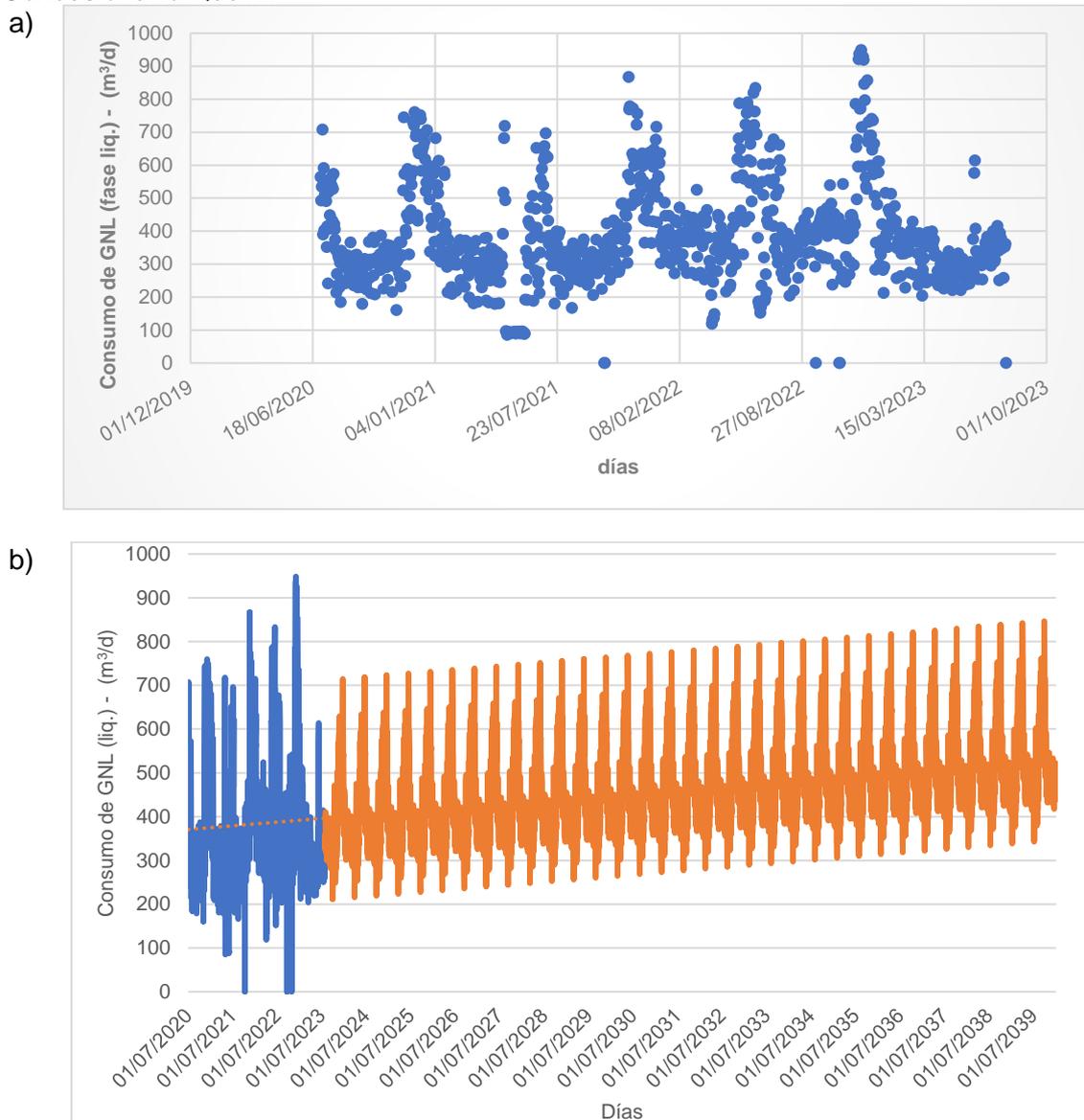
3.1.6 Requerimiento de GNL por el Concesionario Norte - Quavii

La estadística de la demanda de GNL por el concesionario norte puede ser obtenida de los reportes volumétricos diarios publicados por la empresa Quavii a través de su portal

web⁴³ y presentado en la Figura 25. Contrastándola con la información indicada en la Tabla 3 puede establecerse una base promedio de 390 m³GNL/día al año 2023, para proyectar al año 2040 el consumo promedio, siendo este de 603.7 m³GNL/día al cierre de dicho año.

Figura 25

Estadística y Proyección del consumo de GNL por las Estaciones de Distrito del Concesionario Quavii.



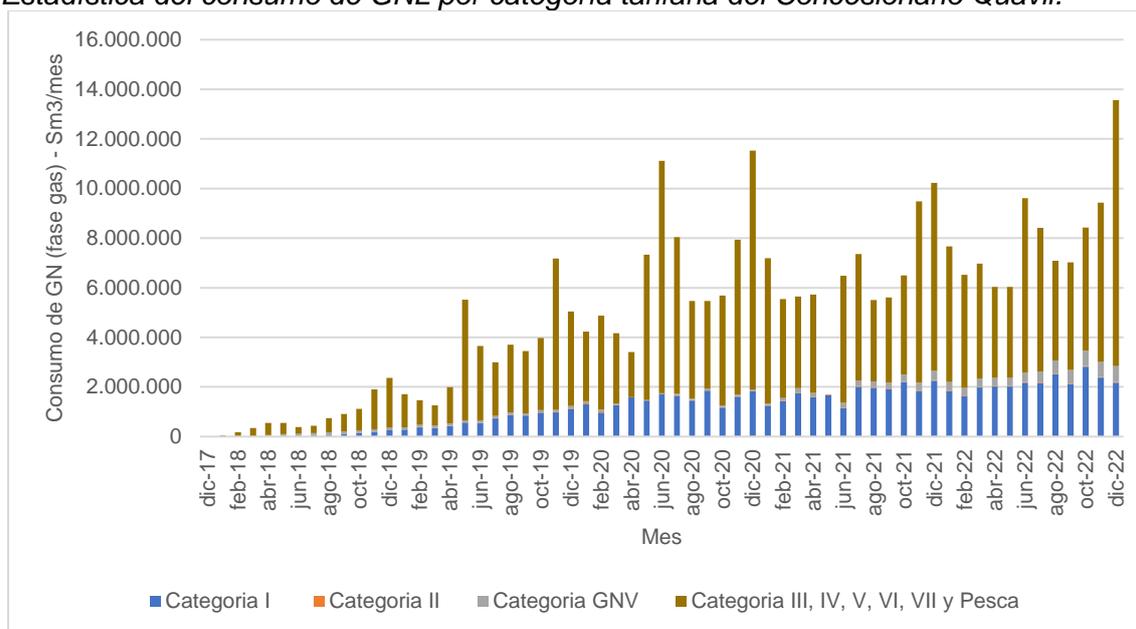
Nota. En la figura a) se recopila la información de los reportes volumétricos diarios publicados por la empresa Quavii y se aplica factor de conversión de fase gas a líquido; se identifica consumo estacional según la demanda de pesca y otras industrias; en la figura b) se considera para la proyección del consumo de GNL al 2040 el pronóstico de estacionalidad del MS Excel. Elaboración propia.

⁴³ Página web: <https://www.gasesdelpacifico.pe/reporte-volumetrico-diario>.

Para determinar el abastecimiento de GNL al concesionario noroeste⁴⁴, desde la zona norte del país, es necesario identificar la distribución de consumo de GNL por categoría (residencial, comercial, e industrial), tal lo mostrado en la Figura 26, y compararla con la producción de GNL esperada por la Micro-Planta a instalar en Paita o Talara, tal como se muestra en la Tabla 29.

Figura 26

Estadística del consumo de GNL por categoría tarifaria del Concesionario Quavii.



Categorías tarifarias: Volúmenes expresados en Sm ³ (fase gas)		
I: 0-100 Sm ³ /mes	IV: 5,001-38,000 Sm ³ /mes	VII: >280,001 Sm ³ /mes
II: 101-1,000 Sm ³ /mes	V: 38,001-143,000 Sm ³ /mes	GNV: Estaciones de servicio
III: 1,001-5,000 Sm ³ /mes	VI: 143,001-280,000 Sm ³ /mes	Pesca: Industria Pesquera

Nota. La categoría I corresponde a sector residencial; la categoría II, corresponde a comercial y la categoría III, IV, V, VI, VII y Pesca corresponden al sector industrial. Las categorías I, II y GNV representaron el 34% del consumo de gas natural demandado por las estaciones de distrito en el norte del país durante el 2022.

Tabla 29

Producción de GNL en la Micro Planta versus la demanda estimada de camiones mineros y red vial, y el consumo estimado por concesionario Noroeste – Quavii.

Año	Demanda estimada en camiones y red vial (m ³ GNL/día)	Consumo estimado (promedio) ED-Quavii (m ³ GNL/día)	Diferencia (capacidad instalada – demanda y consumo)	Diferencia (capacidad instalada – demanda y consumo Cat. I/II/GNV)
2023	62.3	390.6	297.6	551.5
2024	80.2	403.4	266.9	529.1
2025	98.8	415.9	235.8	506.1
2026	123.2	428.4	198.9	477.4

⁴⁴ Considerando la posibilidad de restricción de suministro desde Camisea, tal lo identificado en el ítem 1.2 de la presente tesis.

2027	153.7	440.9	155.9	442.5
2028	190.6	453.5	106.4	401.2
2029	239.0	466	45.5	348.4
2030	299.4	478.5	-27.4	283.6
2031	372.4	491	-112.9	206.3
2032	463.4	503.5	-216.4	110.9
2033	494.1	516	-259.6	75.8
2034	525.1	528.6	-303.2	40.4
2035	561.4	541.1	-352	-0.3
2036	598.2	553.6	-401.3	-41.5
2037	640.4	566.1	-456	-88.0
2038	683.2	578.6	-511.3	-135.2
2039	726.5	591.1	-567.1	-182.9
2040	750.5	603.7	-603.7	-211.3

Nota. La demanda estimada para camiones mineros y la red vial es incremental y acumula aproximadamente 2.54 millones de m³ de GNL, hasta el año 2040. El consumo estimado de las Estaciones de Distrito es inferior a la capacidad instalada.

De la Tabla 29, se identifica que existiría capacidad remanente para atender casos eventuales de restricción de suministro ante emergencias en las estaciones de distrito (ED) del concesionario noroeste hasta el año 2035, considerando solo a clientes de los sectores residencial, comercial y GNV. Sin embargo, si se incluye al sector industrial, dicha capacidad solo sería suficiente hasta el año 2030. Por otro lado, la demanda estimada para un eventual caso de abastecimiento debido a una interrupción de suministro desde Planta Melchorita, se presentan en la Tabla 30 y Tabla 31.

Tabla 30

Demanda eventual de GNL para abastecimiento a estaciones de distrito por restricción de suministro desde Melchorita.

Año	Consumo estimado (promedio) ED-Quavii (m ³ GNL/día)	Demanda eventual - Categoría I y II (m ³ GNL/año)	Demanda eventual - Todas categorías (m ³ GNL/año)
2023	390.6	11,074	32,901
2024	403.4	11,437	33,979
2025	415.9	11,791	35,032
2026	428.4	12,146	36,084
2027	440.9	12,500	37,137
2028	453.5	12,857	38,199
2029	466.0	13,212	39,252
2030	478.5	13,566	40,304
2031	491.0	13,921	41,357
2032	503.5	14,275	42,410
2033	516.0	14,629	43,463
2034	528.6	14,987	44,524
2035	541.1	15,341	45,577
2036	553.6	15,695	46,630
2037	566.1	16,050	47,683
2038	578.6	16,404	48,736
2039	591.1	16,759	49,789
2040	603.7	17,116	50,850

Nota. - Elaboración propia. La estimación se basa en los resultados del análisis de distribución de weibull considerando la estadística de restricciones de suministro (15 días de duración de afectación y 50 días tiempo entre afectaciones) y los datos de las categorías considerados en la Figura 26.

Tabla 31

Requerimiento de gas natural para la Micro Planta de GNL ante eventual restricción en Planta Melchorita.

Año	Requerimiento de gas (MMPC)	
	Cat. I/II/GNV	Todas Categorías
2023	221.8	659.1
2024	229.1	680.7
2025	236.2	701.8
2026	243.3	722.8
2027	250.4	743.9
2028	257.6	765.2
2029	264.7	786.3
2030	271.8	807.4
2031	278.9	828.5
2032	286.0	849.6
2033	293.1	870.7
2034	300.2	891.9
2035	307.3	913.0
2036	314.4	934.1
2037	321.5	955.2
2038	328.6	976.3
2039	335.7	997.4
2040	342.9	1018.6

Nota. - Elaboración propia. La estimación se basa en factores de conversión, y poder calorífico del gas natural. El total requerimiento de gas para la Categoría I/II/GNV es de 0.0049TCF y para el caso de todas las categorías, el requerimiento es de 0.0144TCF.

Tal lo mostrado en las tablas anteriores, según el requerimiento de abastecimiento por categorías ante una interrupción de suministro, se tiene un incremento en la demanda de hasta 50,850 m³ GNL en el año 2040. Asimismo, se tendría un requerimiento de suministro de gas natural de aproximadamente 4,861 MMPC o 0.0049 TCF (categoría I/II/GNV), y 14,443 MMPC o 0.0144 TCF (todas categorías) acumulado desde 2024 hasta 2040, para los cuales se contaría con reservas disponibles solo desde Lote XIII según lo indicado en Tabla 21.

Por otro lado, en cumplimiento de la normativa DS-001-2022-EM, respecto de que las “Estaciones de Licuefacción y el Comercializador en Estación de Carga de GNL que suministren GNL para el abastecimiento de concesiones de distribución de gas natural, deben contar con existencias mínimas de GNL, en dicho caso, la existencia mínima mensual equivale a treinta (30) días calendario de carga de GNL promedio de los últimos

seis (06) meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias, destinado al suministro de gas natural de consumidores residenciales y comerciales”. (Diario El Peruano, 2022, pág. 19) Considerando los párrafos previos se presenta en la Tabla 32 la comparativa de la capacidad de almacenamiento de GNL en cumplimiento de la normativa correspondiente.

Tabla 32

Comparativa de la capacidad de almacenamiento de GNL (m³) en cumplimiento de normativa de existencias mínimas y de seguridad energética en la zona norte.

Año	Despacho promedio diario de 6 meses		Capacidad almacenamiento (30 días)	
	Residencial/Comercial	Todas categorías	Residencial/Comercial	Todas categorías
2023	31	91	923	2,742
2024	32	94	953	2,832
2025	33	97	983	2,919
2026	34	100	1,012	3,007
2027	35	103	1,042	3,095
2028	36	106	1,071	3,183
2029	37	109	1,101	3,271
2030	38	112	1,131	3,359
2031	39	115	1,160	3,446
2032	40	118	1,190	3,534
2033	41	121	1,219	3,622
2034	42	124	1,249	3,710
2035	43	127	1,278	3,798
2036	44	130	1,308	3,886
2037	45	132	1,337	3,974
2038	46	135	1,367	4,061
2039	47	138	1,397	4,149
2040	48	141	1,426	4,238

Nota. - Elaboración propia.

En cumplimiento de la normativa de existencias de GNL antes indicada, en la Micro Planta de GNL se requeriría instalar siete (07) tanques de almacenamiento de 200 m³ de capacidad⁴⁵ para el caso de atención de las categorías I y II, con un costo aproximado de US\$ 1,680,000 dólares. Por otro lado, en el eventual caso interrupción de suministro mayor a los 15 días (estimados en el ítem 1.1) y con el objeto de asegurar un inventario de seguridad energética en la zona norte, se estima una capacidad de almacenamiento de

⁴⁵ Tomando como referencia que los tanques de almacenamiento de GNL instalados en las estaciones de distrito del noroeste - empresa Quavii, son de máximo 200 m³ de capacidad.

veintiuno (21) tanques para el caso de atención de todas las categorías, con un costo aproximado de US\$ 5,040,000 dólares (no se consideran costos de traslado e instalación).

3.1.7 Rentabilidad de la Micro Planta de GNL

La rentabilidad de la Micro Planta de GNL se calculará tomando en consideración los escenarios antes descritos y los resultados de los flujos de caja a través de sus indicadores VAN y TIR, en cada caso, para atender a los clientes industriales (camiones mineros en mina Antamina y estación de servicio de GNL en la Libertad).

Para el cálculo del VAN y TIR se considerará la tasa del costo promedio ponderado de capital (o WACC, siglas en ingles), para lo cual, en la determinación de esta tasa se seguirán los siguientes:

La tasa de descuento del inversionista (Ke), se estima a través del CAPM (siglas en inglés) o Modelo Principal de Valoración de Activos. Considerando la siguiente formula:

$$k_e = R_f + \beta * (R_m - R_f) + R_p \dots\dots\dots\text{Ecuación 3}$$

donde:

R_f: tasa libre de riesgo, para el cálculo de la misma se considera el promedio aritmético de los U.S. T Bond (serie 1928-2022).

β: beta apalancada del sector de gas natural – integrado en mercados emergentes, para su cálculo se considera un apalancamiento (60/40)

R_m: rendimiento de mercado, para el cálculo de la misma se considera el promedio aritmético del índice Standard & Poor’s 500 (serie 1928-2022)

R_p: riesgo país, para el cálculo de la misma se considera el EMBIG-Diferencial de Rendimientos del Índice de Bonos de Mercados Emergentes de Perú, publicado por el BCRP.

Tabla 33
Cálculo de la tasa de descuento mediante modelo CAPM.

Parámetro	Valores	Comentarios
Tasa libre de riesgo (R _f)	4.87	Datos obtenidos de página web de Damodaran (2022).
Beta (B)	1.113	
Rendimiento de Mercados (R _m)	11.51	
Riesgo país (R _p)	1.81	Dato obtenido de página web del BCRP (junio 2023)
Tasa de Descuento (Ke)	14.07	

Nota. - Elaboración propia.

La tasa de descuento del préstamo bancario (kd), se basa en las estimaciones de la plataforma de FRI-ESAN Costo de Capital⁴⁶, el cual considera para el caso un Kd igual a 7.66%.

Finalmente, para la estimación de la tasa de descuento a considerar en los flujos de caja se considera la aplicación del modelo WACC o CPPC, en donde:

$$\text{CPPC} = K_e * E / (E + D) + K_d * D / (E + D) * (1 - T) \dots\dots\dots \text{Ecuación 4}$$

donde:

Ke: tasa de descuento del inversionista, 14.07%

E: equity o patrimonio – corresponde al capital aportado por los accionistas, 40%

D: debt o deuda – corresponde al préstamo realizado a entidad bancaria, 60%

Kd: tasa de descuento de la deuda o préstamo bancario, 7,66%

T: tasa de impuesto a la renta empresas, 29.5%

Finalmente, la tasa promedio de descuento WACC resultante es 10.6%, la cual, se aplica para cada uno de los escenarios propuestos.

Para el cálculo de los ingresos se toma como referencia la determinación de la demanda, tal lo indicado en los ítems 3.1.1.5 y 3.1.1.6, y se presenta consolidado y a modo de resumen la Tabla 34.

Tabla 34
Demanda de GNL y estimación del requerimiento de gas natural para abastecimiento de Camiones Mineros y Estación de la red vial en la Libertad.

Año	Requerimiento Gas Natural		Demanda de GNL	
	MMPC	MMPCD	m ³	m ³ / día
2023	449.1	1.2	22,417	62.3
2024	578.0	1.6	28,856	80.2
2025	712.3	2.0	35,556	98.8
2026	888.6	2.5	44,361	123.2
2027	1,108.7	3.1	55,346	153.7
2028	1,374.3	3.8	68,608	190.6
2029	1,723.6	4.8	86,044	239.0
2030	2,159.5	6.0	107,801	299.4
2031	2,685.5	7.5	134,059	372.4
2032	3,341.8	9.3	166,824	463.4

⁴⁶ Fuente: www.kapitals.org

2033	3,562.9	9.9	177,862	494.1
2034	3,786.4	10.5	189,019	525.1
2035	4,048.6	11.2	202,107	561.4
2036	4,314.0	12.0	215,356	598.2
2037	4,618.5	12.8	230,558	640.4
2038	4,926.7	13.7	245,943	683.2
2039	5,238.8	14.6	261,523	726.5
2040	5,412.4	15.0	270,189	750.5

Nota. - Elaboración propia. El requerimiento de suministro de gas natural es de aproximadamente 0.051 TCF.

Respecto de la venta de GNL, esta se considera como de tipo FOB, es decir puesto el producto en la estación de carga de GNL de la Micro Planta, sin considerar los costos de distribución en camión cisterna (fletes y seguros). Para efectos de los cálculos del flujo de caja se considerará un valor de venta fijo de 13.2 \$/MMBTU.

Para los egresos o costos de operación (OPEX) y de instalación (CAPEX), se consideran los datos de las Tabla 25 y Tabla 27, así como el tipo de cambio y las proyecciones consideradas en la Figura 21, para los escenarios Greenfield y Brownfield, respectivamente. De las tablas mencionadas, se identifica un componente de deuda en los CAPEX, por lo que, se incluirá el costo del financiamiento mediante el VAN F y la TIR F en la evaluación de flujos de caja del proyecto de inversión. Estos indicadores, además del VAN y TIR económico, permiten una valoración del impacto financiero y la viabilidad del proyecto.

3.2 Discusión e Interpretación de los Resultados

3.2.1 *Respecto de la problemática*

La estadística de eventos en la cadena de suministro desde Camisea indica fallas cada 39.5 días con una duración de 3.3 días (utilizando la distribución de Weibull), evidenciando riesgos en la producción de gas natural y GNL, así como en el abastecimiento por carretera. Estos eventos pueden afectar el suministro a las concesiones noroeste y suroeste cada 50 días, con una duración de 15 días, impactando a clientes residenciales, comerciales e industriales del norte del país. Además, se identificaron bajas autonomías

de consumo debido a la capacidad instalada en las estaciones de distrito, con un promedio de 3.02 días.

Por otro lado, la demanda consiste en el uso de GNL en camiones mineros, ubicado en la provincia de Huaraz (mina Antamina), con 122 camiones mineros posibles de ser reemplazados o convertidos a GNL dedicado. Asimismo, para el uso en camiones de carga pesada, considerando la demanda específica que tendría una estación de servicio de GNL ubicada en la provincia de la Libertad, mostrarían un riesgo para el abastecimiento de GNL en la zona norte del país.

3.2.2 *Respecto del suministro de gas natural*

El requerimiento de suministro de gas natural para la micro planta de GNL es de aproximadamente 0.051 TCF para atender la demanda de GNL a camiones mineros y la red vial, descrita en los ítems 3.1.1.2 y 3.1.1.3, hasta el año 2040.

Al analizar las reservas disponibles, desarrollado en el ítem 3.1.2, se observa que las reservas probadas y probables (P1 y P2) de los yacimientos en los lotes I y IV en Talara, que suman 0.0583 TCF, serían suficientes para abastecer la Planta. Asimismo, al considerar las reservas del Lote XIII, ubicada en la provincia de Paita, Piura, como única fuente de suministro, se concluye que al incluir las reservas probadas y probables (P1 y P2), que totalizan 0.0809 TCF, sería posible cubrir la demanda de la planta, restando las reservas ya comprometidas en contratos de venta previos.

De los resultados de la Tabla 31, se puede identificar que, en el eventual caso de una restricción de suministro desde la Planta Melchorita, las reservas P1 y P2 del Lote XIII permitirían abastecer al concesionario norte (Quavii) tanto a las categorías I/II/GNV como al sector industrial (todas las categorías demandan 0.0144 TCF, hasta el 2040). Por otro lado, si se consideran las reservas P1 y P2 de los lotes I y IV, se podría abastecer únicamente a las categorías I/II/GNV (demanda de 0.0049 TCF).

Es importante señalar que el gas de los lotes I y IV es gas natural asociado, mientras que el gas del Lote XIII es gas natural seco. Por lo tanto, una micro planta de GNL que reciba suministro desde los lotes I y IV requeriría la instalación de nuevas facilidades para

remover los líquidos presentes en el gas natural asociado. Alternativamente, si el suministro proviene de aguas abajo de la planta de procesamiento de UNNA Energía, que actualmente tiene un contrato para el secado de gas natural de estos lotes, sería necesario establecer un contrato con el concesionario de distribución de gas en el norte (GASNORP).

La celebración de acuerdos comerciales y contractuales para el suministro de gas desde los yacimientos de los lotes I y IV, a través de la concesión de distribución, implicaría una etapa de negociaciones con los productores locales por parte del distribuidor y el tendido de tuberías hacia la instalación (Micro-Planta). Asimismo, la opción de contratación directa con los productores, para el suministro de gas natural, tendría que solicitar las opiniones y autorizaciones a los entes competentes, implicando demoras en el arranque de las operaciones o puesta en operación comercial. Por lo que, para efectos de la tesis se consideró el esquema de proyecto Greenfield, en Talara.

3.2.3 Respetto del Análisis de los Costos.

Como regla general se considera la instalación de las facilidades de producción y procesamiento lo más cercano a los pozos productores que suministran de gas natural. Bajo esta premisa, y tomando en consideración los conceptos indicados sobre los tipos de proyecto Greenfield y Brownfield, se establecieron las ubicaciones de instalaciones de la Micro Planta de GNL en Talara y Paita, respectivamente. Asimismo, la estimación de costos de cada esquema se basa en las consideraciones de costos del IGU 2017 World LNG Report para proyectos similares.

Para el esquema Greenfield, según los resultados de la Tabla 25, el costo de operación (OPEX) de la micro planta de licuefacción se encuentra por encima de los 34 millones de dólares al año (promedio 2024-2040). De los cuales, el 80% corresponde al suministro de gas natural (tarifario proyectado desde el concesionario del norte – GASNORP), 12% representa el costo de electricidad (tarifario proyectado para suministro desde interconectado) y el 8% restante corresponde a los costos de nómina o payroll.

Asimismo, el costo de implantación o CAPEX se encuentra cerca a los 130 millones de dólares, resultando finalmente en un costo de licuefacción de 13.6 \$/MMBTU

(CAPEX+OPEX), considerando que la venta de gas es exclusivamente para atender la demanda de camiones mineros y el gasocentro en el departamento de La Libertad.

En el esquema Brownfield, también basado en el IGU 2017 World LNG Report, el OPEX de la micro planta de licuefacción es de aproximadamente 25 millones de dólares al año. De este total, el 78% se asigna al suministro de gas natural, el 15% a la electricidad, y el 7% a los costos de nómina.

El costo de implantación es cercano a 68 millones de dólares, lo que resulta en un costo de licuefacción de 9.68 \$/MMBTU (CAPEX+OPEX). Al igual que en el esquema Greenfield, la venta de gas está destinada a la demanda de camiones mineros y al gasocentro en La Libertad.

Además, según la Tabla 28, los costos de transporte oscilan entre 1.17 y 2.42 \$/MMBTU. Por lo tanto, en el esquema Brownfield, el costo final para el usuario estaría por debajo de los 13.2 \$/MMBTU, que es el costo final estimado para el usuario de la concesión noroeste en el caso de un comercializador independiente, como se indica en la Tabla 6.

3.2.4 *Respecto del Análisis de la Rentabilidad*

En el Anexo 2 se presenta el flujo de caja del proyecto para el escenario Greenfield, el cual muestra que el proyecto no es rentable, ya que los indicadores de rentabilidad, como el VAN y la TIR (económico y financiero), resultaron negativos, tal como se observa en la Tabla 35. Se evaluó la posibilidad de reducir el CAPEX en diferentes porcentajes, pero los indicadores de rentabilidad siguieron siendo negativos. El análisis reveló que los altos costos de suministro de gas natural, junto con los costos de electricidad, fueron las principales causas de estos resultados. Un VAN-E positivo se obtuvo solo con un precio de venta del GNL de 20.27 \$/MMBTU.

En el Anexo 3 se detalla el flujo de caja para el escenario Brownfield, el cual es rentable, con indicadores positivos para el VAN y la TIR, tanto económicos como financieros, según se muestra en la Tabla 35. Los beneficios económicos ascienden a aproximadamente 16.8 millones de USD, con un período de recuperación de 9 años. La

TIR financiera es del 15.75%, superior a la tasa promedio de descuento calculada para el proyecto, que es del 10.6%.

Tabla 35

Rentabilidad de los esquemas propuestos. VAN (miles USD), TIR (%) y Payback (años).

Esquema	VAN E	TIR E	VAN F	TIR F	Payback
Greenfield	-87,733.7	-1.05	-62,116.8	-6.34	-
Brownfield	3,590.9	11.24	16,898.4	15.75	9
Brownfield + Concesión Noroeste	27,152.2	15.24	36,647.9	19.48	7

Nota. - Elaboración propia. El esquema Brownfield + Concesión Noroeste, evaluó el flujo de caja para la opción de abastecimiento de GNL a las estaciones de distrito del noroeste ante una restricción de suministro desde Planta Melchorita.

Dado los indicadores de rentabilidad positivos del esquema Brownfield y la disponibilidad de suministro de gas natural desde el Lote XIII para abastecer al concesionario, se evaluó el flujo de caja para un posible abastecimiento a las estaciones de distrito de la concesionaria Quavii en caso de una restricción de suministro desde Melchorita. Los resultados de esta evaluación se presentan en la Tabla 35, y su análisis se detalla en el siguiente ítem.

3.2.5 Esquema Brownfield considerando abastecimiento a concesión noroeste

Considerando las reservas de gas del Lote XIII para abastecer la zona norte del país ante una posible restricción de suministro a Quavii desde Melchorita, se estima que la demanda de GNL aumentará en 50,850 m³ para el año 2040, según la Tabla 30. La Micro Planta de GNL, con una capacidad de 750.5 m³/día, podría abastecer solo hasta el año 2036, o hasta el 2038 si se atienden solo las categorías I/II/GNV. A pesar del aumento en el OPEX, el costo de licuefacción se reduciría a 9.22 \$/MMBTU.

Cumpliendo con la normativa de almacenamiento de GNL (DS-001-2022-EM), el CAPEX podría incrementarse entre US\$ 1,680,000 dólares (para atención solo de las Categorías I y II) y US\$ 5,040,000 dólares (para atención de todas las categorías), sin considerar costos de instalación y mantenimiento.

Finalmente, según la Tabla 28, los costos de transporte varían entre 1.17 y 2.42 \$/MMBTU, lo que situaría el costo final para el usuario por debajo de 13.2 \$/MMBTU⁴⁷. La instalación de la Micro Planta de GNL en Paita podría ser una alternativa viable para el abastecimiento, pero serían necesarios incentivos tarifarios del Estado para evitar que los costos afecten a los usuarios residenciales y comerciales.

3.2.5.1 Análisis de la Rentabilidad

En el anexo 4, se muestra el flujo de caja detallado, en donde se considera una mayor producción de GNL para atender la demanda eventual (caso: “Todas categorías” de la Tabla 31) hasta lo permitido por la capacidad de diseño instalada, incrementándose los ingresos en 19%. Por otro lado, los costos de suministro de gas natural y electricidad se incrementan para atender la mayor demanda, en 16%. Asimismo, el CAPEX se incrementa en más de 5 MMUSD para incluir los isotanques en cumplimiento de la normativa. Se puede visualizar además que el flujo de caja financiero resulta positivo desde el primer año para este esquema.

Por otro lado, los indicadores resultaron positivos para el VAN y TIR, con valores de 27.1 millones de dólares y 15.24%, respectivamente. Además, los beneficios económicos ascendieron a 36.6 MM de dólares aproximadamente, con un periodo de recuperación de 7 años, tal como se muestra en la Tabla 35.

3.2.6 Análisis de Sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad se considera cambios en el flujo de caja para los siguientes parámetros: i) tasa promedio de descuento calculada; ii) costo de suministro de gas natural; y iii) el precio de venta de GNL al usuario final. Asimismo, se establece como límites de estos parámetros un 80% por debajo del valor esperado y un 120% por encima del valor resultante.

Bajo estas consideraciones se identificaron valores negativos de VAN y TIR para el esquema Greenfield, por lo que, se realiza la comparación solo para el esquema

⁴⁷ Monto considerado como costo final al usuario de la concesión noroeste para el caso de comercializador independiente, tal lo identificado en la Tabla 6

Brownfield, y el mismo esquema adicionando el abastecimiento al concesionario del noroeste, tal como se muestra en la Tabla 36.

Tabla 36

Valores actuales, mínimos y máximo del análisis de sensibilidad.

Descripción	Tasa descuento (%)	Costo suministro (MMUSD)	Precio GNL (USD/MMBTU)
Brownfield	10.6	345.45	13.2
Máximo (120%)	12.72	414.54	15.84
Mínimo (80%)	8.48	276.36	10.56
Brownfield + Concesión Noroeste	10.6	417.95	13.2
Máximo (120%)	12.72	501.54	15.84
Mínimo (80%)	8.48	334.36	10.56

Nota. - Elaboración propia.

La Figura 27 presenta los resultados de la rentabilidad, expresados a través del VAN económico y financiero, derivados de los cambios en los parámetros del flujo de caja. En todos los casos, el esquema Brownfield que incluye ventas al concesionario muestra mejores valores de VAN. Además, el parámetro que más impacta en el VAN es el precio final del GNL.

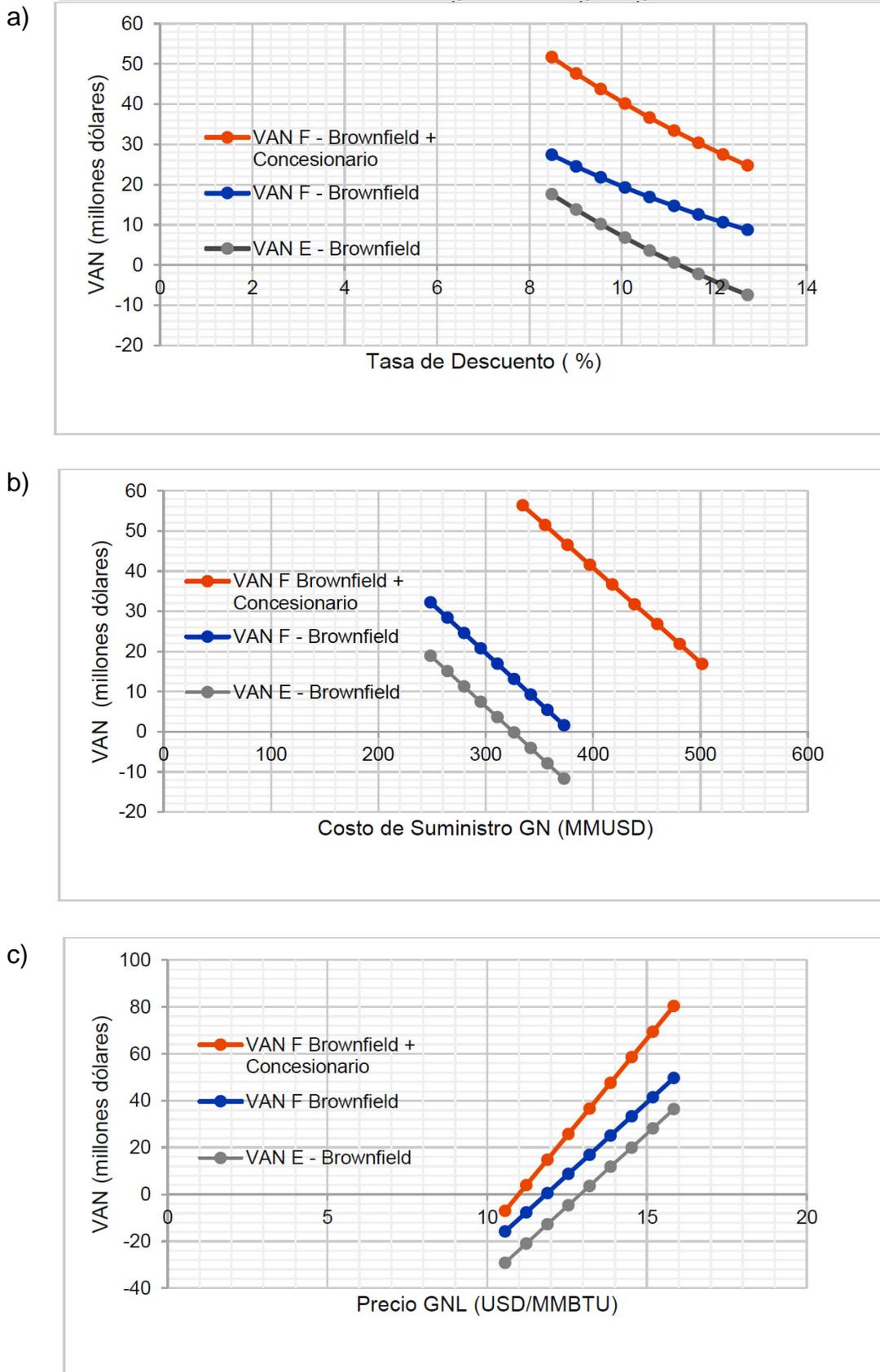
Si bien se ha establecido un precio fijo de GNL para el flujo de caja base, de 13.2 USD/MMBTU⁴⁸ durante toda la vida del proyecto y se ha realizado el análisis de sensibilidad (+/- 20%), este podría incrementarse considerando las proyecciones de la tarifa para la concesión de Calidda presentados en la Figura 19, y los precios máximos viables para suministro de GNL en la red vial y los camiones mineros. En este caso, el precio máximo en las estaciones de servicio de la red vial esta entre 25 y 36 US\$/MMBTU⁴⁹.

Por otro lado, “existe un tramo en el que es posible que el minero y el inversionista de la microplanta de licuefacción puedan negociar el precio del GNL. Este tramo se encuentra entre el precio máximo que estaría dispuesto a pagar el minero, donde sus beneficios económicos son iguales a cero, esto es con un precio de US\$ 19.16/MMBTU (precio por el servicio de licuefacción: US\$ 12.23/MMBTU) y el mínimo precio que el inversionista de la microplanta estaría dispuesto a cobrar para que sus beneficios económicos sean iguales a cero”. (Gonzales Titi, 2019, pág. 104)

⁴⁸ Valor referido al precio de GNL desde Planta Melchorita para clientes independientes, el cual, considera costo de molécula, transporte y distribución, es decir es el costo final del cliente.

⁴⁹ Fuente. Berrospi (2021)

Figura 27
Sensibilidad del VAN ante cambios en los parámetros principales.

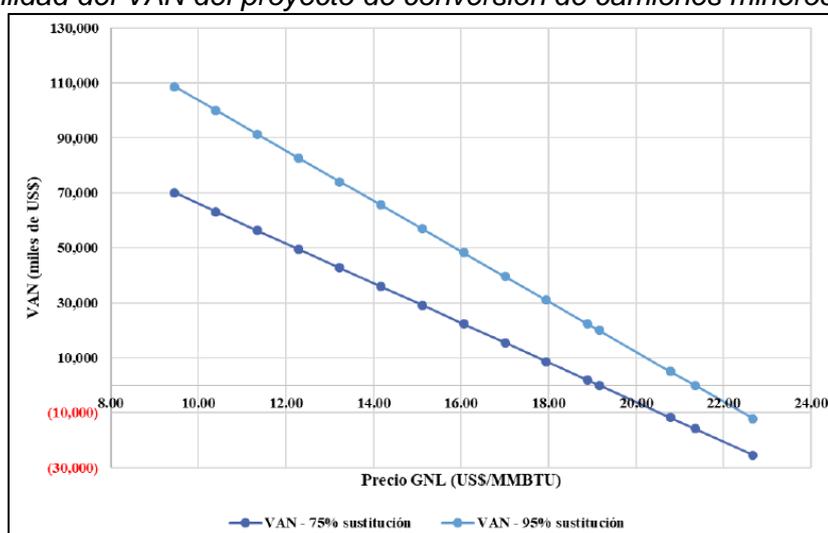


Nota. Elaboración propia.

Asimismo, considerando una sustitución en un 95% de consumo de combustible diésel por GNL de los camiones mineros, se obtendrían beneficios de rentabilidad económica para un precio de GNL de hasta 21.35 \$/MMBTU, tal lo muestra la Figura 28. Bajo estas premisas, considerando los costos de transporte específicos para cada destino (tal como se muestra en la Tabla 28), el precio máximo de GNL en la Micro Planta ubicada en Paita y Talara se muestran en la Tabla 37.

Figura 28

Sensibilidad del VAN del proyecto de conversión de camiones mineros a GNL.



Nota. Fuente Gonzales Titi (2019).

Tabla 37

Precio de venta de GNL desde ubicación microplanta en el norte de país, en 2024.

	Desde / Hacia	Corredor Vial	Mina Antamina	ERM Lambayeque	ERM Cajamarca	ERM Huaraz
Máximo (\$/MMBTU)	Paita	26.57	18.69	13.2	13.2	13.2
	Talara	26.43	18.54	13.2	13.2	13.2

Nota. Elaboración propia. El precio considera tarifa o precio de GNL en la estación de carga descontando el costo de transporte hasta usuario final. Se considera fijo el precio a las estaciones de regasificación puesto que su formulación no debería afectar al usuario final.

Por otro lado, el ítem c de la Figura 27 indica que el VAN-F mínimo de la Micro Planta (VAN=0) se alcanza con un precio de GNL de 11.56 USD/MMBTU. Por tanto, por encima de este valor, la Micro Planta mantiene su viabilidad frente al suministro desde Melchorita, aunque con márgenes de beneficio reducidos para el inversionista (TIR E=10.61% / TIR F=13.27%).

CONCLUSIONES

La instalación de micro plantas de producción de GNL bajo el esquema Brownfield permite asegurar el abastecimiento continuo y rentable de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú. De acuerdo con las proyecciones del estudio, se estima un suministro acumulado de 0.0654 TCF⁵⁰ entre 2024 y 2040 para atender la demanda proyectada, que alcanzará los 321,039 m³ de GNL⁵¹ para el año 2040 en caso de interrupciones en la Planta Melchorita. Este esquema muestra indicadores financieros positivos, con un VAN-F de 16.89 MMUSD y una TIR-F del 15.75%, superando ampliamente al esquema Greenfield, considerando un precio de GNL de 13.2 \$/MMBTU.

Las reservas disponibles en los lotes de Talara (lotes I y IV) y Paita (Lote XIII) son suficientes para atender la demanda estimada de 0.051 TCF hasta el año 2040. En caso de un eventual suministro adicional por interrupciones en la Planta Melchorita, se proyecta una demanda adicional de 0.0144 TCF, alcanzando un total de 0.0654 TCF. Las reservas probadas (P1 y P2) suman 0.1392 TCF, distribuidas en 0.0583 TCF de los lotes I y IV, y 0.0809 TCF del Lote XIII, garantizando el suministro durante el periodo proyectado, hasta el 2040, tanto en el esquema Brownfield como en Greenfield.

Si bien la instalación de la micro planta de GNL para el abastecimiento del sector industrial no requiere un inventario adicional obligatorio, se evaluó en ambos esquemas la necesidad de incorporar tanques adicionales para garantizar un inventario de seguridad energética de 30 días, estimado en 4,238 m³ de GNL para el año 2040, conforme a la normativa DS-001-2022-EM. Esto implica la inclusión de 21 isotanques con una capacidad de 200 m³ cada uno. Aunque esta medida incrementa el CAPEX en más de 5 MMUSD, el flujo de caja financiero para el esquema Brownfield sigue siendo positivo desde el primer año, lo que demuestra la viabilidad del proyecto incluso con esta ampliación.

⁵⁰ Resultado de la demanda industrial (camiones mineros y red vial), 0.051 TCF, y la demanda adicional de 0.0144 TCF, por interrupción de suministro desde Planta Melchorita.

⁵¹ Resultado de la demanda industrial (camiones mineros y red vial), 270 189 m³ GNL, y el incremento en la demanda de hasta 50,850 m³ GNL en el año 2040 por interrupción de suministro de camiones cisterna desde Planta Melchorita.

Las tarifas proyectadas para el suministro de GNL en el esquema Brownfield se mantienen competitivas, con un costo de licuefacción de 9.68 USD/MMBTU, significativamente menor al del esquema Greenfield, que alcanza los 13.6 USD/MMBTU. Aunque las tarifas de transporte y distribución representan entre el 70% y 80% del costo de licuefacción, se mantienen inferiores a los costos actuales para usuarios del concesionario noroeste, que superan los 20 USD/MMBTU según el pliego tarifario de Quavii al cierre de 2023. El precio final del GNL, con una ventana de 11.56 a 19.16 USD/MMBTU, asegura rentabilidad y competitividad en este esquema.

RECOMENDACIONES

Dado que el esquema Brownfield presenta un menor costo de licuefacción (9.68 USD/MMBTU) frente al Greenfield (13.6 USD/MMBTU), se debe priorizar su implementación en zonas como Paita. Este esquema asegura rentabilidad incluso con adiciones de infraestructura para el almacenamiento de GNL, permitiendo sustituir el consumo de diésel por GNL en sectores como el transporte de carga pesada, en camiones mineros, y garantizando un abastecimiento sostenible en el norte del Perú.

Ante la culminación de los contratos de explotación, muchos contratos de venta podrían verse restringidos o interrumpidos. Es esencial que, con el pase de los contratos a Petroperú S.A. u otros operadores, se incentive una política nacional de exploración y explotación que priorice tanto el gas natural como el petróleo. Esta estrategia debería enfocarse en incrementar las reservas probadas y promover su uso estratégico en el desarrollo de micro-plantas de GNL para garantizar la sostenibilidad del suministro en el largo plazo.

Dado el alto costo de los tanques de almacenamiento para las micro-plantas, es necesario crear normativas equivalentes a la reserva fría en el sector eléctrico. Estas normativas podrían incluir incentivos para construir infraestructura de almacenamiento, como isotanques adicionales o plantas de reserva, asegurando la disponibilidad de gas natural en situaciones de escasez o interrupciones. Esto permitirá que los concesionarios prioricen decisiones estratégicas de Estado sobre criterios exclusivamente económicos.

Se recomienda crear una nueva categoría tarifaria en el concesionario norte (GASNORP) para instalaciones con almacenamiento de GNL que atiendan estaciones de distrito durante restricciones de suministro. Esto garantizará que los costos asociados a infraestructura y mantenimiento no afecten significativamente a los usuarios finales, promoviendo precios accesibles en las concesiones de distribución. Por otro lado, es crucial implementar políticas de beneficios tarifarios para concesiones y usuarios finales, así como herramientas de identificación y fiscalización de nuevos usuarios. Esto permitirá

garantizar la seguridad y formalidad del mercado, reduciendo riesgos generar mini mercados informales de gas en el segmento industrial.

REFERENCIAS

- (DGSC), D. G. (01 de julio de 2017). *Distributed Gas Solutions Canada (DGSC)*. Obtenido de <https://dgsc.ca/wp-content/uploads/2017/07/catalog-cryobox.pdf>
- Armas Solf, J. C. (2014). *Colegio de Ingenieros del Perú*. Obtenido de Micro Plantas para producción de Gas Natural Licuado - GNL: <https://docplayer.es/3360104-Micro-plantas-para-la-produccion-de-gas-natural-licuado-gnl.html>
- Bambarén, R. (13 de marzo de 2019). Primeros grifos de GNL de Sudamérica estarán en el Perú ¿Qué vehículos podrán usarlo? *Gestión*, pág. 1. Obtenido de <https://gestion.pe/economia/primeros-grifos-gnl-sudamerica-estaran-peru-vehiculos-podran-usarlo-261171-noticia/>
- Berrospi, F. C. (2021). *Propuesta de uso de GNL como combustible para transporte vehicular de carga pesada e interprovincial de pasajeros a lo largo del corredor vial costero en el Perú*. Lima: Universidad ESAN.
- Borrego, N. A. (28 de abril de 2023). *El papel del gas natural licuado en la seguridad de suministro de gas natural en España*. doi:<https://doi.org/10.32796/bice.2023.3157.7580>
- Center for Chemical Process Safety. (1 de enero de 2013). *Process Safety Leading and Lagging Metrics ... you dont improve what you don't measure*. Obtenido de Process Safety Leading Indicator Industry Survey. AICHE – CCPS: https://www.aiche.org/sites/default/files/docs/pages/leading-indicator-survey_0.pdf
- Diario El Peruano. (25 de julio de 2021). Decreto Supremo N° 021-2021-EM. *Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2008-EM*, págs. 82-86. Obtenido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/2142272/DS%20N%C2%B0%20021-2021-EM.pdf.pdf?v=1630101260>

- Diario El Peruano. (12 de enero de 2022). Decreto Supremo N° 001-2022-EM. *Modifican Normas de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y emiten disposiciones para optimizar el desarrollo de las actividades de hidrocarburos*, págs. 11-23.
- División de Supervisión de Gas Natural del Osinergmin. (27 de junio de 2024). *Plataforma Digital Única del Estado Peruano*. Obtenido de Boletín Estadístico de Gas Natural - Trimestre 2024-I: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/5706645-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2024-i>
- El Peruano. (28 de julio de 2022). Resolución de Consejo Directivo N° 151-2022-OS/CD. *Modifican el Procedimiento de fiscalización de existencias mínimas mensuales de GNL en Estaciones de Licuefacción y del Comercializador en Estación de Carga de GNL, y de calificación de caso fortuito o fuerza mayor por imposibilidad de abastecimiento de G*, págs. 39-43.
- Fernández Tobar, P. (2012). *Dimensionamiento del proceso de licuación de una planta de gas natural Offshore*. Madrid: Biblioteca ETSI Minas y Energía. Obtenido de <https://oa.upm.es/14981/>
- GART DGN - Osinergmin. (2016). *Evaluación de la Propuesta Tarifaria para el Otorgamiento de la Concesión de Distribución de Gas Natural en la Región Piura a Solicitud de Parte del Peticionario Gasnorp*. Lima: Osinergmin.
- Gerencia de Regulación de Tarifas - Osinergmin. (2022). *Anuario Estadístico 2021*. (P. C. S.A.C., Ed.) Obtenido de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/>
- Gonzales Titi, E. L. (15 de noviembre de 2019). *Repositorio ESAN*. Obtenido de Repositorio ESAN : <https://repositorio.esan.edu.pe/handle/20.500.12640/1737>
- INEI. (2023). *Flujo Vehicular*. Obtenido de Biblioteca Virtual - Boletines: <https://m.inei.gob.pe/biblioteca-virtual/boletines/flujo-vehicular/1/#lista>
- InterGroup Consultants. (2017). *Natural Gas as a fuel for mine haul trucks*. Ottawa: Office of Energy Efficiency/Energy Sector. Obtenido de https://cngva.org/wp-content/uploads/2017/12/Natural-Gas-as-a-Fuel-for-Mine-Haul-Trucks_Final.pdf

- International Gas Union . (05 de abril de 2017). *IGU World LNG Report 2017*. Obtenido de Resources: <https://www.igu.org/resources/igu-world-lng-report-2017/>
- IVECO. (5 de agosto de 2016). *IVECO Stralis LNG Natural Gas Power*. Obtenido de CryoGas M&T Poland: https://www.cryogas.pl/pliki_do_pobrania/artykuly/Cryogas_IVECO_Report._Polish_road_tests_.pdf
- Khoir L., A. R. (Octubre de 2022). Technical and Economic Analysis of Mini LNG from the Utilization of Gas Flare by Optimization of Liquefaction Process. *SPE-210883-MS*, 1-20. doi:10.2118/210883-MS
- Luna, K., & Reyes, N. (2020). *Análisis sectorial de la industria del Gas Natural en el Perú: avances y problemática actual* . Lima: Universidad de Piura. Obtenido de <https://hdl.handle.net/11042/4912>
- Mazzoni S., S. R. (03 de mayo de 2018). A boil-off gas utilization for improved performance of heavy duty gas turbines in combined cycle. *SAGE Journals*, 96-110. doi:<https://doi.org/10.1177/0957650918772658>
- MINEM. (2021). *Balance Nacional de Energía 2021*. Obtenido de Dirección General de Eficiencia Energética: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4673983/PLAN%20NACIONAL%20DE%20ENERG%C3%8DA%202021.pdf?v=1686599146>
- MINEM. (01 de enero de 2023). *Anuario Estadístico de Electricidad 2022 - 2023*. Obtenido de Anuario 2022: https://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=13609
- Ministerio de Energía y Minas. (22 de enero de 2022). *Informe Final de la Comisión Multisectorial (RS N° 108-2021-PCM)*. Obtenido de Plataforma digital única del Estado Peruano: <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/2713074-informe-final-de-la-comision-multisectorial-rs-n-108-2021-pcm>

- Ministerio de Energía y Minas. (28 de setiembre de 2023). *Normas y documentos legales*.
Obtenido de Plataforma Digital Única del Estado Peruano:
<https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales>
- Ministerio de Minas y Energía - UPME. (20 de abril de 2023). Obtenido de
<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>
- MTC. (12 de junio de 2023). *Estadística - Servicios de Transporte Terrestre por Carretera - Parque Automotor*. Obtenido de Archivo:
<https://www.gob.pe/institucion/mtc/informes-publicaciones/344892-estadistica-servicios-de-transporte-terrestre-por-carretera-parque-automotor>
- Olazábal, C. (2018). *Análisis de la concurrencia entre las actividades de distribución de gas natural por ductos y comercialización de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuefactado (GNL) en el interior del país y su compatibilidad con la política energética de masif*. Lima: PUCP.
- OSINERGMIN. (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. (J. Tamayo, J. Salvador, A. Vásquez, & y. G. Raúl, Edits.) Lima, Perú: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Osinermin. (1 de enero de 2021). *La industria del gas natural en el Perú. Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes*. Obtenido de Plataforma digital única del Estado Peruano: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/1948898-la-industria-del-gas-natural-en-el-peru-mirando-al-bicentenario-y-perspectivas-recientes>
- Osinermin. (2023). *Registro de Hidrocarburos*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/Paginas/RegistroHidrocarburos/RegistrosHidrocarburos.htm>
- Pomatailla Galvez, F. (2009). Régimen contractual del gas natural en el mercado peruano. *Revista de Derecho Administrativo*, 221-231. Obtenido de <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13995>

- ProInversión. (29 de octubre de 2013). *Masificación del uso de Gas Natural a nivel Nacional*. Obtenido de Asociaciones Publico Privadas (APP): https://www.investinperu.pe/RepositorioAPS0/0/2/JER/PC_GAS_NATURAL/CONT_RATO_DE_SUMINISTRO_DE_GNL___PROINVERSION_RGNLPERU___FINAL___JN_29_10_13_.pdf
- Promigas Perú. (1 de enero de 2020). *Informes del Sector Gas Natural Perú - Cifras 2019*. Obtenido de Informes del Sector Gas Natural Perú 2020: <https://www.promigas.com/Documents/InformedelSectorGasNaturalenPeru2020.pdf>
- Promigas Perú. (2022). *Informe del Sector Gas Natural Perú - Cifras 2021*. Obtenido de 2022 - Edición XXIII: https://www.promigas.com/Documents/Copia%20de%20REPORTE_Promigas%20ISGN%20PERU%202022_ESP_V4%20sin%20intro.pdf?csf=1&e=rH1qtj
- Rodriguez, A., Rivas, J., Carrillo, A., & Chicasaca, J. (2 de diciembre de 2018). *RAES-Gas Natural N° 10. Gasoductos Virtuales: una nueva alternativa para intensificar el uso del Gas Natural en el país*. Obtenido de Plataforma digital única del Estado Peruano: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/1297912-raes-gas-natural-n-10-gasoductos-virtuales-una-nueva-alternativa-para-intensificar-el-uso-del-gas-natural-en-el-pais>
- Salas, L. A. (1 de mayo de 2016). *Repositorio Universidad del Pacifico*. (T. p. Públicos, Ed.) Obtenido de Competitividad en el Suministro de Gas Licuefactado en zonas aisladas del Sur del Perú: <http://hdl.handle.net/11354/2025>
- Secretaría de Energía . (19 de abril de 2023). Obtenido de https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/balances_2021/sintesisbalancesenergeticos2021v1.pdf

U.S. Energy Information Administration. (1 de marzo de 2022). *Annual Energy Outlook 2022 with projections to 2050 (Narrative)*. Obtenido de U.S Department of Energy: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2022_Narrative.pdf

Yan Cao, M. M.-H. (2021). Break Even Point analysis of liquefied natural gas process and optimization of its refrigeration cycles with technical and economic considerations. *elsevier*, 1-10. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121643>

ANEXOS

Anexo 1: Matriz de consistencia.	92
Anexo 2: Flujo de caja del esquema Greenfield.....	93
Anexo 3: Flujo de caja del esquema Brownfield.....	94
Anexo 4: Flujo de caja del esquema Brownfield – considerando abastecimiento a estaciones de distrito.	95
Anexo 5: Listado de eventos con interrupción de operaciones.....	96

Anexo 1. Matriz de Consistencia “Evaluación de la instalación de Micro-Plantas de GNL para el abastecimiento de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú”

Formulación del Problema	Objetivos	Hipótesis	Variables	Dimensiones	Indicadores	Metodología
Problema General.	Objetivo General.	Hipótesis General.	Variable Dependiente.	Dimensiones V. Dependiente	Reservas probadas	Tipo de investigación
¿La instalación de Micro-Plantas de producción de GNL permitirá asegurar el abastecimiento continuo de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú?	Evaluar la instalación de Micro-Plantas de producción de GNL para asegurar el abastecimiento continuo de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú.	La instalación de Micro-Plantas de producción de GNL permitirá el abastecimiento continuo de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú.	Abastecimiento	Volumen demandado	Factor de recuperación final de reservas probadas (FR final)	Aplicada
Problemas Específicos.	Objetivos Específicos.	Hipótesis Específicos.	Variable Independiente.	Dimensiones V. Dependiente	Normativa de Existencias mínimas	Nivel de investigación
¿Las reservas disponibles de gas natural en los lotes del noroeste serán suficientes para atender el volumen demandado de GNL en las regiones industriales del norte del Perú?	Evaluar las reservas disponibles de gas natural en los lotes del noroeste que aseguren el volumen demandado de GNL en las regiones industriales del norte del Perú.	Las reservas disponibles de gas natural en los lotes del noroeste permitirán suministrar el volumen demandado de GNL en las regiones industriales del norte del Perú.		Inventario de seguridad energética	Existencias mínimas	Correlacional
¿La capacidad de almacenamiento obligatorio para la producción de GNL asegura un inventario de seguridad energética de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú?	Evaluar la capacidad de almacenamiento obligatorio para producción de GNL que aseguren un inventario de seguridad energética de gas natural a las regiones industriales del norte del Perú.	La capacidad de almacenamiento obligatorio para producción de GNL podría asegurar un inventario de seguridad energética de gas natural a las regiones industriales del norte del Perú.		Precios	Eficiencia Operativa	Diseño de investigación
¿Las tarifas del concesionario de gas para la producción de GNL aseguran precios accesibles de gas natural a las regiones industriales del norte del Perú?	Analizar las tarifas del concesionario de gas para la producción de GNL que aseguren precios accesibles de gas natural a las regiones industriales del norte del Perú.	Las tarifas del concesionario de gas para la producción de GNL podrían asegurar precios accesibles de gas natural en las regiones industriales del norte del Perú.	Instalación de Micro plantas	Dimensiones V. Dependiente	Reservas en los Lotes del Noroeste	Cuantitativa. Experimental.
					Ventas de gas natural	Método de investigación
					Capacidad de almacenamiento obligatorio	Hipotético deductivo
					Autonomía de consumo	Muestreo
					Precios de suministro	Probabilístico. Estratificado
					Tarifa del concesionario	Instrumento
					Costos de licuefacción	Metodología de evaluación bajo esquemas Greenfield y Brownfield
						Probabilidad de falla de infraestructura empleando la Distribución de Weibull

Anexo 2. Flujo de caja del esquema Greenfield (miles de dólares – 10³ US\$)

Concepto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción GNL (m ³)	28,856.1	35,556.5	44,360.8	55,346.1	68,607.5	86,043.8	107,800.8	134,059.4	166,823.9	177,862.4	189,018.8	202,106.9	215,356.0	230,557.7	245,942.7	261,523.4	270,189.3	
Tarifa o Precio de GNL. (\$/MMBTU)	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	
Ingresos	7,935.4	9,778.0	12,199.2	15,220.2	18,867.1	23,662.0	29,645.2	36,866.3	45,876.6	48,912.2	51,980.2	55,579.4	59,222.9	63,403.4	67,634.3	71,918.9	74,302.1	
Sub-total costos laborales	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	-1,408.6	
Sub-total mantenimiento y generales	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	-1,315.1	
Tarifa Electricidad (cent US\$/kW.hr)	7.6	7.6	7.7	7.8	7.9	7.9	8.0	8.1	8.2	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.6	8.7	8.8	
Energía requerida (kW)	1,940.0	1,940.0	2,430.0	2,920.0	3,410.0	3,900.0	4,390.0	5,370.0	6,350.0	6,840.0	7,330.0	7,330.0	7,820.0	8,310.0	8,800.0	9,290.0	9,780.0	
Electricidad	-1,230.8	-1,243.4	-1,573.2	-1,909.4	-2,251.9	-2,600.8	-2,956.0	-3,650.7	-4,358.1	-4,738.7	-5,125.7	-5,173.3	-5,569.8	-5,972.7	-6,382.0	-6,797.6	-7,219.5	
Suministro Gas Natural	-4,484.9	-5,650.3	-7,194.6	-9,148.5	-11,546.0	-14,729.8	-18,758.5	-23,697.2	-29,938.3	-32,389.3	-34,911.6	-37,844.3	-40,864.8	-44,317.4	-47,871.2	-51,528.0	-53,870.4	
Costos Operación y Mantenimiento	-8,439.4	-9,617.4	-11,491.4	-13,781.5	-16,521.5	-20,054.2	-24,438.1	-30,071.6	-37,020.1	-39,851.7	-42,761.0	-45,741.3	-49,158.3	-53,013.8	-56,976.8	-61,049.2	-63,813.6	
Depreciación	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	-7,630.1	
Utilidades antes de impuestos	-8,134.1	-7,469.5	-6,922.3	-6,191.5	-5,284.6	-4,022.3	-2,423.0	-835.4	1,226.3	1,430.3	1,589.1	2,208.0	2,434.5	2,759.4	3,027.3	3,239.6	2,858.3	
Impuesto	2,440.2	2,240.8	2,076.7	1,857.5	1,585.4	1,206.7	726.9	250.6	-367.9	-429.1	-476.7	-662.4	-730.3	-827.8	-908.2	-971.9	-857.5	
Utilidades después de impuestos	-5,693.9	-5,228.6	-4,845.6	-4,334.1	-3,699.2	-2,815.6	-1,696.1	-584.8	858.4	1,001.2	1,112.3	1,545.6	1,704.1	1,931.6	2,119.1	2,267.7	2,000.8	
(+) Depreciación	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	7,630.1	
Flujo de caja de operación	1,936.3	2,401.5	2,784.5	3,296.1	3,930.9	4,814.5	5,934.0	7,045.4	8,488.6	8,631.4	8,742.5	9,175.7	9,334.3	9,561.7	9,749.3	9,897.9	9,631.0	
Flujo de caja de inversión	-129,712.3																	
Flujo de Caja Económico	-129,712.3	1,936.3	2,401.5	2,784.5	3,296.1	3,930.9	4,814.5	5,934.0	7,045.4	8,488.6	8,631.4	8,742.5	9,175.7	9,334.3	9,561.7	9,749.3	9,897.9	9,631.0
Servicio de Deuda Neto																		
Desembolso de Deuda	77,827.4																	
Amortización Deuda	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	-4,578.1	
Interés	-4,669.6	-4,395.0	-4,120.3	-3,845.6	-3,570.9	-3,296.2	-3,021.5	-2,746.8	-2,472.2	-2,197.5	-1,922.8	-1,648.1	-1,373.4	-1,098.7	-824.1	-549.4	-274.7	
Servicio de Deuda Neto	77,827.4	-9,247.7	-8,973.0	-8,698.4	-8,423.7	-8,149.0	-7,874.3	-7,599.6	-7,324.9	-7,050.2	-6,775.6	-6,500.9	-6,226.2	-5,951.5	-5,676.8	-5,402.1	-5,127.5	-4,852.8
Escudo Tributario (30%)	1,400.9	1,318.5	1,236.1	1,153.7	1,071.3	988.9	906.5	824.1	741.6	659.2	576.8	494.4	412.0	329.6	247.2	164.8	82.4	
Flujo de Caja Financiero	-51,884.9	-5,910.5	-5,253.0	-4,677.8	-3,973.9	-3,146.8	-2,070.9	-759.1	544.5	2,180.0	2,515.0	2,818.4	3,444.0	3,794.8	4,214.5	4,594.3	4,935.2	4,860.6

Nota. De la tabla se obtiene: VANE = -87,733.7 mil USD y TIRE = -1.05%; y VANF = -62,116.8 mil USD y TIRF = -6.34%

Anexo 3. Flujo de caja del esquema Brownfield (miles de dólares – 10³ US\$)

Concepto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción GNL (m ³)	28,856.1	35,556.5	44,360.8	55,346.1	68,607.5	86,043.8	107,800.8	134,059.4	166,823.9	177,862.4	189,018.8	202,106.9	215,356.0	230,557.7	245,942.7	261,523.4	270,189.3	
Tarifa o precio de GNL. (\$/MMBTU)	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	
Ingresos	7,935.4	9,778.0	12,199.2	15,220.2	18,867.1	23,662.0	29,645.2	36,866.3	45,876.6	48,912.2	51,980.2	55,579.4	59,222.9	63,403.4	67,634.3	71,918.9	74,302.1	
Sub-total costos laborales	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	-878.8	
Sub-total mantenimiento y generales	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	-691.8	
Tarifa Electricidad (cent US\$/kW.hr)	7.6	7.6	7.7	7.8	7.9	7.9	8.0	8.1	8.2	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.6	8.7	8.8	
Energía requerida (kW)	1,940.0	1,940.0	2,430.0	2,920.0	3,410.0	3,900.0	4,390.0	5,370.0	6,350.0	6,840.0	7,330.0	7,330.0	7,820.0	8,310.0	8,800.0	9,290.0	9,780.0	
Electricidad	-1,230.8	-1,243.4	-1,573.2	-1,909.4	-2,251.9	-2,600.8	-2,956.0	-3,650.7	-4,358.1	-4,738.7	-5,125.7	-5,173.3	-5,569.8	-5,972.7	-6,382.0	-6,797.6	-7,219.5	
Suministro Gas Natural	-2,663.0	-3,281.7	-4,094.0	-5,108.0	-6,331.7	-7,941.0	-9,949.2	-18,713.0	-23,515.8	-25,311.6	-27,149.7	-29,292.6	-31,488.3	-34,000.9	-36,574.2	-39,209.6	-40,833.0	
Costos Operación y Mantenimiento	-5,464.4	-6,095.7	-7,237.7	-8,587.9	-10,154.1	-12,112.3	-14,475.8	-23,934.2	-29,444.4	-31,620.9	-33,846.0	-36,036.5	-38,628.7	-41,544.2	-44,526.7	-47,577.8	-49,623.1	
Depreciación	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	-3,963.7	
Utilidades antes de impuestos	-1,492.6	-281.4	997.8	2,668.5	4,749.2	7,586.0	11,205.7	8,968.4	12,468.4	13,327.6	14,170.5	15,579.2	16,630.5	17,895.5	19,143.8	20,377.4	20,715.3	
Impuesto	447.8	84.4	-299.3	-800.6	-1,424.8	-2,275.8	-3,361.7	-2,690.5	-3,740.5	-3,998.3	-4,251.1	-4,673.8	-4,989.1	-5,368.7	-5,743.2	-6,113.2	-6,214.6	
Utilidades después de impuestos	-1,044.8	-196.9	698.4	1,868.0	3,324.5	5,310.2	7,844.0	6,277.9	8,727.9	9,329.3	9,919.3	10,905.4	11,641.3	12,526.9	13,400.7	14,264.2	14,500.7	
(+) Depreciación	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	3,963.7	
Flujo de caja de operación	2,918.9	3,766.8	4,662.2	5,831.7	7,288.2	9,273.9	11,807.7	10,241.5	12,691.6	13,293.0	13,883.0	14,869.1	15,605.1	16,490.5	17,364.4	18,227.9	18,464.3	
Flujo de caja de inversión	-67,383.0																	
Flujo de Caja Económico	-67,383.0	2,918.9	3,766.8	4,662.2	5,831.7	7,288.2	9,273.9	11,807.7	10,241.5	12,691.6	13,293.0	13,883.0	14,869.1	15,605.1	16,490.5	17,364.4	18,227.9	18,464.3
Servicio de Deuda Neto																		
Desembolso de Deuda	40,429.8																	
Amortización Deuda	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	-2,378.2	
Interés	-2,425.8	-2,283.1	-2,140.4	-1,997.7	-1,855.0	-1,712.3	-1,569.6	-1,426.9	-1,284.2	-1,141.5	-998.9	-856.2	-713.5	-570.8	-428.1	-285.4	-142.7	
Servicio de Deuda Neto	40,429.8	-4,804.0	-4,661.3	-4,518.6	-4,375.9	-4,233.2	-4,090.5	-3,947.9	-3,805.2	-3,662.5	-3,519.8	-3,377.1	-3,234.4	-3,091.7	-2,949.0	-2,806.3	-2,663.6	
Escudo Tributario (30%)	727.7	684.9	642.1	599.3	556.5	513.7	470.9	428.1	385.3	342.5	299.7	256.8	214.0	171.2	128.4	85.6	42.8	
Flujo de Caja Financiero	-26,953.2	-1,157.4	-209.6	785.7	2,055.1	3,611.4	5,697.1	8,330.7	6,864,489	9,414,411	10,115,695	10,805,606	11,891,589	12,727,399	13,712,797	14,686,520	15,649,913	15,986,287

Nota. De la tabla se obtiene: VANE = 3,590.9 mil USD y TIRE = 11.24%; y VANF = 16,898.4 mil USD y TIRF = 15.75%

Anexo 4. Flujo de caja del esquema Brownfield – considerando abastecimiento a estaciones de distrito (miles de dólares – 10³ US\$)

Concepto	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción GNL (m ³)	62,835.1	70,588.5	80,444.8	92,483.1	106,806.5	125,295.8	148,104.8	175,416.4	209,233.9	221,325.4	233,542.8	247,683.9	261,986.0	270,189.3	270,189.3	270,189.3	270,189.3	270,189.3
Tarifa o precio de GNL. (\$/MMBTU)	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2
Ingresos	17,279.7	19,411.8	22,122.3	25,432.9	29,371.8	34,456.3	40,728.8	48,239.5	57,539.3	60,864.5	64,224.3	68,113.1	72,046.1	74,302.1	74,302.1	74,302.1	74,302.1	74,302.1
Sub-total costos laborales	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6	-921.6
Sub-total mantenimiento y generales	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2	-742.2
Tarifa Electricidad (cent US\$/kW.hr)	7.6	7.6	7.7	7.8	7.9	7.9	8.0	8.1	8.2	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.6	8.7	8.7	8.8
Energía requerida (kW)	2,920.0	3,410.0	3,410.0	3,900.0	4,390.0	4,880.0	5,860.0	6,840.0	7,820.0	8,310.0	8,800.0	9,290.0	9,290.0	8,310.0	8,800.0	9,290.0	9,290.0	9,780.0
Electricidad	-1,852.6	-2,185.5	-2,207.7	-2,550.2	-2,899.0	-3,254.3	-3,945.8	-4,650.0	-5,367.0	-5,757.2	-6,153.7	-6,556.6	-6,616.8	-5,972.7	-6,382.0	-6,797.6	-6,797.6	-7,219.5
Suministro Gas Natural	-5,798.9	-6,514.9	-7,424.2	-8,535.4	-9,857.1	-11,563.6	-13,669.0	-24,485.9	-29,494.0	-31,496.9	-33,544.9	-35,898.4	-38,306.3	-39,845.5	-40,179.8	-40,508.9	-40,508.9	-40,833.0
Costos Operación y Mantenimiento	-9,315.3	-10,364.2	-11,295.7	-12,749.4	-14,420.0	-16,481.7	-19,278.6	-30,799.7	-36,524.8	-38,917.8	-41,362.4	-44,118.9	-46,587.0	-47,482.0	-48,225.6	-48,970.3	-48,970.3	-49,716.3
Depreciación	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2	-4,260.2
Utilidades antes de impuestos	3,704.2	4,787.4	6,566.5	8,423.2	10,691.6	13,714.5	17,190.1	13,179.6	16,754.4	17,686.5	18,601.7	19,734.0	21,199.0	22,559.9	21,816.3	21,071.6	21,071.6	20,325.6
Impuesto	-1,111.2	-1,436.2	-1,969.9	-2,527.0	-3,207.5	-4,114.3	-5,157.0	-3,953.9	-5,026.3	-5,305.9	-5,580.5	-5,920.2	-6,359.7	-6,768.0	-6,544.9	-6,321.5	-6,321.5	-6,097.7
Utilidades después de impuestos	2,592.9	3,351.2	4,596.5	5,896.3	7,484.1	9,600.1	12,033.0	9,225.7	11,728.1	12,380.5	13,021.2	13,813.8	14,839.3	15,791.9	15,271.4	14,750.1	14,750.1	14,227.9
(+) Depreciación	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2	4,260.2
Flujo de caja de operación	6,853.1	7,611.4	8,856.7	10,156.4	11,744.3	13,860.3	16,293.2	14,724.4	17,661.1	18,613.5	19,573.8	20,725.1	22,132.1	27,009.8	25,320.8	23,609.1	22,520.5	
Flujo de caja de inversión	-72,423.0																	
Flujo de Caja Económico	-72,423.0	6,853.1	7,611.4	8,856.7	10,156.4	11,744.3	13,860.3	16,293.2	13,485.9	15,988.2	16,640.7	17,281.3	18,074.0	19,099.5	20,052.1	19,531.6	19,010.3	18,488.1
<u>Servicio de Deuda Neto</u>																		
Desembolso de Deuda	28,969.2																	
Amortización Deuda	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1	-1,704.1
Interés	-1,738.2	-1,635.9	-1,533.7	-1,431.4	-1,329.2	-1,226.9	-1,124.7	-1,022.4	-920.2	-818.0	-715.7	-613.5	-511.2	-409.0	-306.7	-204.5	-102.2	
Servicio de Deuda Neto	28,969.2	-3,442.2	-3,340.0	-3,237.7	-3,135.5	-3,033.2	-2,931.0	-2,828.8	-2,726.5	-2,624.3	-2,522.0	-2,419.8	-2,317.5	-2,215.3	-2,113.0	-2,010.8	-1,908.6	-1,806.3
Escudo Tributario (30%)	512.8	482.6	452.4	422.3	392.1	361.9	331.8	301.6	271.5	241.3	211.1	181.0	150.8	120.6	90.5	60.3	30.2	
Flujo de Caja Financiero	-43,453.8	3,923.6	4,754.0	6,071.4	7,443.2	9,103.2	11,291.2	13,796.2	11,061.0	13,635.4	14,360.0	15,072.7	15,937.4	17,035.0	18,059.7	17,611.3	17,162.0	16,711.9

Nota. De la tabla se obtiene: VANE = 27,152.2 mil USD y TIRE = 15.24%; y VANF = 36,647.9 mil USD y TIRF = 19.48%

Anexo 5. Listado de eventos con interrupción de operaciones.

Ítem	Empresa	Localización	Fecha inicio	Fecha de fin
1	TGP	La Convención / Cusco	03/02/2018	16/02/2018
2	Repsol	Lote 57	26/1/2021	31/1/2021
3	TGP	Estación Reductor de Presión N° 1 (PRS1) - STD-LGN en KP 453+633	12/1/2021	13/1/2021
4	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	6/1/2018	10/1/2018
5	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	15/1/2018	15/1/2018
6	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	3/2/2018	17/2/2018
7	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	29/3/2018	31/3/2018
8	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	6/4/2018	7/4/2018
9	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	19/4/2018	19/4/2018
10	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	30/5/2018	31/5/2018
11	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	14/6/2018	15/6/2018
12	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	2/7/2018	3/7/2018
13	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	26/7/2018	15/8/2018
14	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	28/7/2018	9/8/2018
15	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	19/8/2018	20/8/2018
16	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	27/8/2018	28/8/2018
17	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	29/8/2018	30/8/2018
18	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	3/9/2018	3/9/2018
19	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	16/10/2018	20/10/2018
20	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	7/10/2018	9/10/2018
21	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	16/10/2018	20/10/2018
22	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	30/10/2018	31/10/2018
23	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	30/01/2019	31/01/2019
24	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	16/03/2019	19/03/2019
25	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	09/04/2019	10/04/2019
26	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	16/03/2019	18/03/2019
27	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	22/03/2019	23/03/2019
28	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	17/04/2019	20/04/2019
29	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	27/04/2019	13/05/2019
30	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	31/05/2019	03/06/2019
31	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	09/04/2019	13/04/2019
32	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	03/06/2019	07/06/2019
33	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	30/05/2019	15/06/2019
34	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	18/07/2019	24/07/2019
35	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	21/07/2019	22/7/2019
36	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	19/08/2019	19/08/2019

37	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	05/10/2019	7/10/2019
38	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	05/10/2019	09/10/2019
39	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	31/10/2019	02/11/2019
40	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	01/01/2020	02/01/2020
41	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	01/01/2020	04/01/2020
42	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	26/03/2020	01/04/2020
43	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	09/06/2020	21/06/2020
44	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	07/10/2020	11/10/2020
45	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	19/1/2021	20/1/2021
46	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	26/1/2021	26/1/2021
47	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	27/1/2021	28/1/2021
48	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	9/2/2021	10/2/2021
49	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	26/3/2021	7/4/2021
50	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	26/4/2021	27/5/2021
51	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	5/6/2021	6/6/2021
52	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	7/6/2021	22/6/2021
53	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	4/7/2021	13/9/2021
54	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	14/9/2021	14/9/2021
55	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	4/12/2021	5/12/2021
56	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	8/2/2022	8/2/2022
57	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	21/2/2022	21/2/2022
58	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	San Martin 1 Manifold de producción	6/3/2022	6/3/2022
59	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	12/3/2022	12/3/2022
60	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	22/3/2022	22/3/2022
61	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	22/3/2022	22/3/2022
62	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	22/3/2022	22/3/2022
63	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	1/4/2022	01/04/2022
64	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	San Martin 1 - Lote 88	5/4/2022	5/4/2022
65	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Tanque de agua TK-1000 - Lote 88	8/5/2022	8/5/2022
66	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	30/5/2022	30/5/2022
67	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Malvinas	1/6/2022	1/6/2022
68	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	San Martin 1 - Lote 88	3/6/2022	3/6/2022
69	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	10/6/2022	10/6/2022
70	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	13/6/2022	13/6/2022
71	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	28/6/2022	28/6/2022
72	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	29/6/2022	29/6/2022
73	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	4/7/2022	4/7/2022
74	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	15/7/2022	15/7/2022
75	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	27/7/2022	28/7/2022

76	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	11/8/2022	11/8/2022
77	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	11/8/2022	4/9/2022
78	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	25/8/2022	25/8/2022
79	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	3/9/2022	3/9/2022
80	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	18/9/2022	18/9/2022
81	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Lote 88	18/9/2022	18/9/2022
82	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Locación Pag A, Pag B y Repsol	19/9/2022	19/9/2022
83	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	27/9/2022	2/10/2022
84	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	24/10/2022	24/10/2022
85	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	27/10/2022	27/10/2022
86	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	13/11/2022	15/11/2022
87	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	12/11/2022	12/11/2022
88	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Cashiriari 1	27/11/2022	27/11/2022
89	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta Pisco	28/11/2022	28/11/2022
90	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	13/12/2022	20/12/2022
91	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	15/12/2022	15/12/2022
92	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	13/1/2023	13/1/2023
93	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	5/2/2023	5/2/2023
94	Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Gas Malvinas	11/2/2023	11/2/2023
95	Peru LNG	Planta Pampa Melchorita	6/3/2023	7/3/2023